

DISCUSSÃO SOBRE O NÚMERO DE MÁQUINAS EM PCH's

*** AFONSO HENRIQUES MOREIRA SANTOS, FÁBIO HORTA, THIAGO
ROBERTO BATISTA.**

**OS AUTORES INTEGRAM A EQUIPE PROFISSIONAL DA IX CONSULTORIA &
REPRESENTAÇÕES LTDA.**

1. RESUMO

Diante das atuais condições regulatórias e econômicas, as turbinas axiais para PCH's se difundiram no país apenas recentemente, sendo a cultura vigente a das turbinas Francis. Muitas vezes se utilizava Francis dupla, com vários grupos, para se evitar uma opção Kaplan, que era cara e, por vezes, não disponível.

Este trabalho vem tratar da escolha entre grupos geradores Francis e Kaplan, de modo apresentar os passos básicos para o cálculo da produção energética e limitações operativas. Então, desenvolve-se uma análise sobre a confiabilidade das PCH's inseridas no sistema elétrico, seja do ponto de vista de indisponibilidade forçada, seja de indisponibilidade programada.

2. ABSTRACT

3. INTRODUÇÃO

A evolução tecnológica impactou diretamente as Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH's, seja na automação, nas barragens com concreto rolado, no uso generalizado de túneis, mas, também, na aplicação mais intensiva de máquinas axiais, notadamente para baixas quedas. Destacam-se as máquinas tipo Kaplan para poço. De outra parte, o quadro regulatório evoluiu muito, permitindo a proliferação das PCHs. Entretanto, a sinalização estabelecida era voltada para um só “produto” destas centrais, ou seja, a energia. As dificuldades ambientais, por exemplo, dificultaram o desenvolvimento de unidades voltadas para a geração de ponta. Por outro lado, não existe remuneração adequada que sinalize ao investidor uma motorização adequada para o atendimento de ponta. Tampouco se valoriza a geração de reativo, fazendo com que os geradores das centrais, atualmente, operem com fator de potência elevado, ao invés do 0,80 típico do passado.

Tudo isto é natural, resultante de condições regulatórias e econômicas. Tem-se que lembrar que a regulação é a arte de se emular condições de mercado onde elas não existem naturalmente. O investidor sempre vai olhar a

central com o enfoque de maximizar seu lucro, o que é legítimo, e, segundo as evidências microeconômicas, levam ao “ótimo social”.

Assim, na sequência desenvolve-se um exemplo de escolha entre grupos geradores Francis e Kaplan, de modo apresentar os passos básicos para o cálculo da produção energética e limitações operativas.

4. DEFINIÇÃO DA MOTORIZAÇÃO ÓTIMA

A turbina é um motor hidráulico, daí a corrente expressão “motorização” utilizada para se designar a potência instalada em uma central hidrelétrica. A denominada motorização ótima deve ser vista com reserva, pois o ótimo é apenas uma figura matemática, não existindo na realidade da engenharia, notadamente pelas restrições relativas às incertezas técnicas e econômicas.

A determinação da potência ótima das PCHs, bem como a determinação do dimensionamento ótimo dos seus componentes e sistemas, se baseia nos mesmos princípios econômicos. Não se pode tratar uma parte da central de uma forma e outra de forma distinta. Assim, se o princípio “custo marginal igual a benefício marginal” for o que sustenta a determinação da potência ótima, o mesmo deve ser utilizado, por exemplo, para se determinar o dimensionamento ótimo da tubulação, ou a seção ótima do canal. Da mesma forma, a escolha do ótimo em condições não contínuas deve seguir os mesmos princípios. Destaca-se, aqui, a escolha do tipo e número de turbinas.

Dentro de um ambiente de certeza, isto é, não considerando as incertezas, pode-se pensar em três critérios econômicos de otimização de um projeto. Estes são: maximização da capacidade, maximização do lucro e maximização da rentabilidade.

Dois são os fatores econômicos fundamentais no processo produtivo: preços dos produtos e custos dos insumos. No caso de geração de energia elétrica, seria fundamentalmente o preço de venda no mercado de energia elétrica e os custos de materiais e serviços para a execução da obra, (onde se destaca o cimento e o aço), além do custo de capital (seja próprio ou alavancado).

Primeiramente, deve-se ter em mente que qualquer projeto só tem conhecido, de fato, seus custos, quando da sua construção. Quanto mais distante se está deste momento, mais incertezas existem, e, portanto, maiores os erros. Assim, as estimativas vão sendo refinadas, desde o desenvolvimento do inventário até o projeto básico consolidado, que suporta a contratação dos serviços e equipamentos. Mais certo que isto só quando materializada a contratação. Neste momento o preço dos insumos (principalmente cimento e aço) e o custo do capital estarão fixados. É então que se tem que realizar a chamada “otimização fina”.

A definição do tipo e do número de turbinas e geradores é um caso típico, com uma variação bastante significativa ao longo do processo de desenvolvimento da PCH, pois, além dos custos dos insumos, os preços dos equipamentos são bastante sensíveis às condições do mercado. Se há demanda significativa, os preços aumentam, ainda que com a mesma composição de custos.

Concluindo: o investidor racional, sem outras restrições, busca maximizar o seu lucro, que é o mesmo que buscar a máxima rentabilidade do

seu capital. Em condições normais, ele não coloca a máxima capacidade nem reduz ao mínimo as perdas, pois não seriam escolhas racionais.

Tampouco é este o desejo de uma regulação econômica, pois regular, dentro dos princípios vigentes, é emular condições de mercado competitivo. Assim sendo, o critério predominante é o da maximização do lucro.

Finalmente, deve-se crer que o investidor é o maior interessado em “tirar” do sítio hidrológico a máxima energia viável, desde que dentro de condições econômicas viáveis.

5. NÚMERO DE UNIDADES GERADORAS

A determinação do número de grupos geradores tem impacto direto sobre o tipo de turbina a ser utilizada. Isto se deve às mudanças sobre a vazão de cada grupo, modificando a sua rotação específica. Então, mudam-se as condições de afogamento (cavitação), a limitação de vazão mínima, a característica de rendimento, dentre outros pontos. Os impactos se mostrarão na rotação dos grupos, nas obras civis e na produção de energia e potência.

Desenvolve-se, na sequência, uma análise sobre a escolha dos tipos e números de grupos geradores, com destaque para a turbina, enfocando, tão somente, as características operativas. A seguir, avalia-se o impacto sistêmico dessas escolhas, enfocando o impacto sobre a confiabilidade.

5.1 COMPARAÇÕES ENTRE AS OPERAÇÕES DAS TURBINAS COM ROTORES RADIAIS DO TIPO FRANCIS E AXIAIS DO TIPO KAPLAN

5.1.1 CARACTERÍSTICAS OPERATIVAS BÁSICAS DAS TURBINAS FRANCIS E KAPLAN

Segundo Sousa (1983, 1985 e 2000) os rendimentos máximos dos rotores podem ser estimados em função das suas rotações específicas. Através de análises estatísticas de um grande número de turbinas foram ajustadas algumas equações para representar esses rendimentos. Os gráficos da Figura 1 e Figura 2 mostram o comportamento desse rendimento em função do N_{qa} para turbinas do tipo Francis e Kaplan.

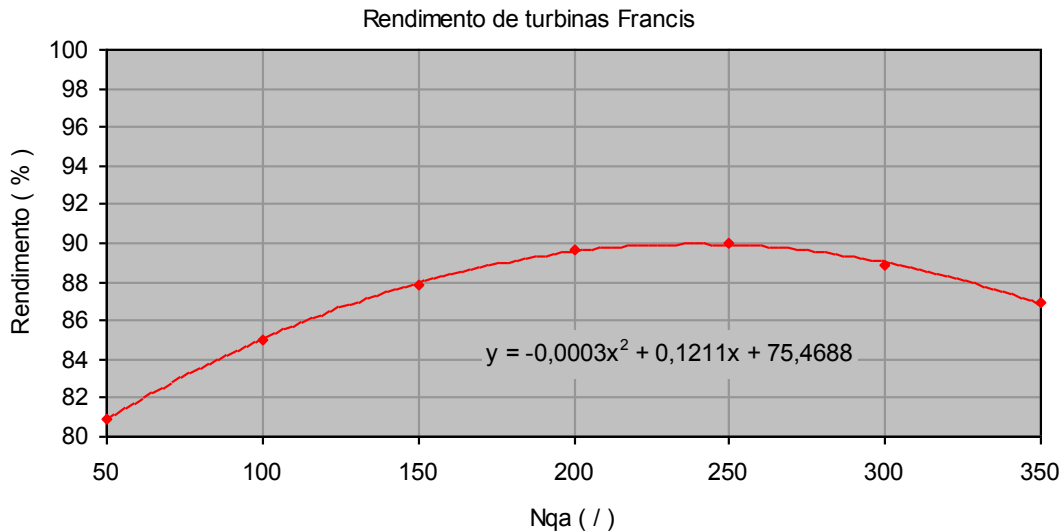


Figura 1 – Rotores do tipo Francis, curva do rendimento máximo em função do Nqa.

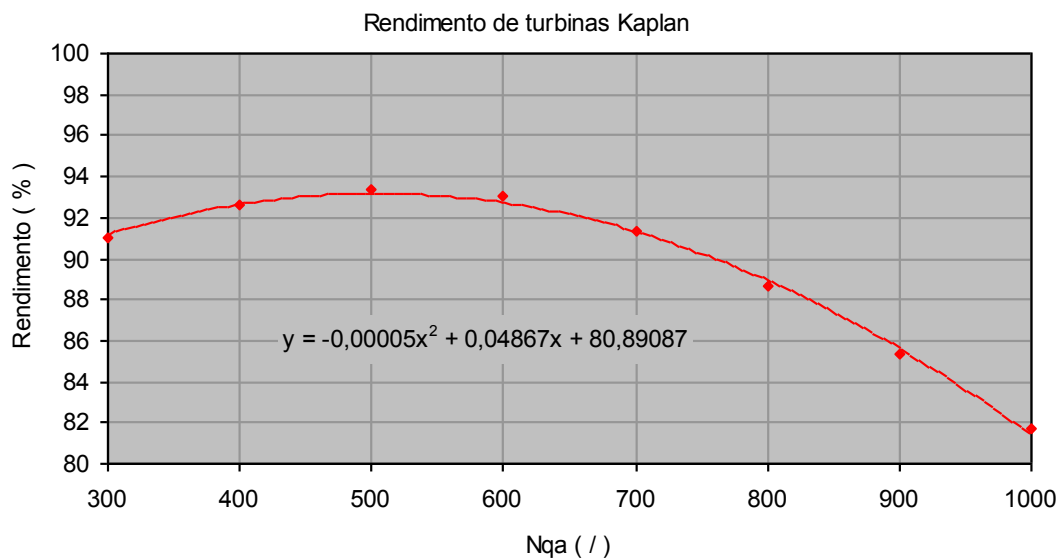


Figura 2 – Rotores do tipo Kaplan, curva do rendimento máximo em função do Nqa.

Verifica-se que para as turbinas Francis os melhores rendimentos são alcançados com Nqa da ordem de 240 à 250, ou seja, rotores do tipo normal. Isso ocorre porque os rotores normais não apresentam passagens longas e estreitas como os rotores lentos ou pás muito encurvadas como os rotores do tipo rápido.

No caso das turbinas axiais do tipo Kaplan o rendimento máximo é alcançado com rotores com rotação específica em torno de 480 até 520, com cinco ou seis pás. Isso pode se explicar pela redução do número de pás em relação aos rotores de Nqa mais baixo, pois criam-se passagens mais largas com menores perdas por atrito e turbulência. Por outro lado, são encontradas diversas várias dificuldades de se construir rotores com poucas pás, usando-se perfis muito finos, e que sejam eficientes, como é a situação dos rotores de Nqa mais elevado.

Em uma primeira análise observa-se que os maiores rendimentos são obtidos com os rotores axiais do tipo Kaplan.

Outro aspecto muito importante que deve ser levado em consideração na comparação entre as turbinas Francis e a do tipo Kaplan é a variação do rendimento do rotor quando se modifica a vazão que passa pela interior da máquina hidráulica.

Essa variação também foi analisada observando o comportamento de muitas máquinas e em uma extensa faixa de rotações específicas. A Figura 3 mostra um gráfico onde ajustou-se uma equação para o valor da vazão mínima de rotores do tipo Francis. Esse valor de vazão mínima foi determinado de modo que resultasse em um rendimento 10 pontos percentuais abaixo do rendimento máximo. Normalmente esse valor de vazão mínima é usado como limite operacional das máquinas, de forma que o rendimento não seja muito prejudicado.

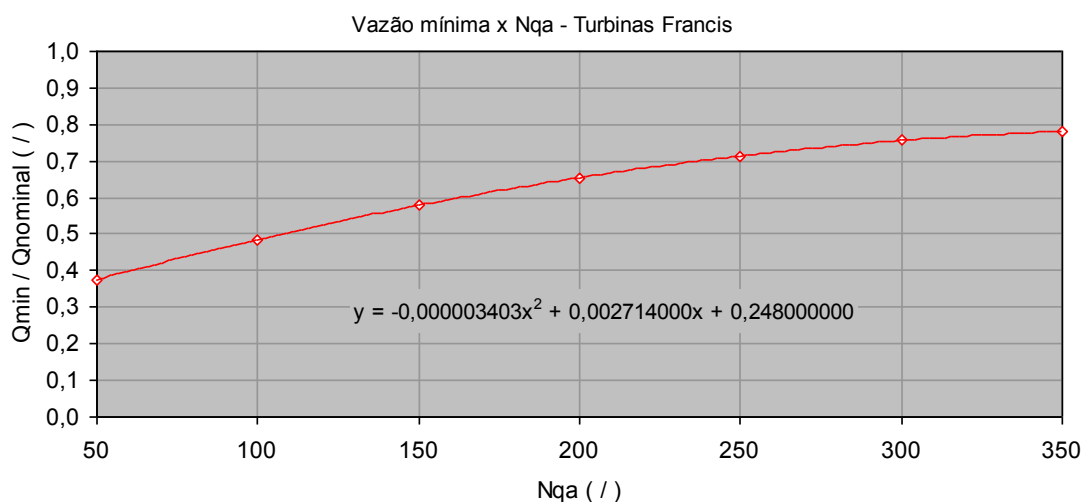


Figura 3 – Vazão mínima em função do Nqa para turbinas Francis

Adotando-se uma determinada hidrologia e queda, pode-se determinar o rendimento do rotor para vários valores de vazão, fixando-se um Nqa. Isso está mostrado nos dois gráficos que se encontram na Figura 4 e Figura 5. O primeiro deles foi plotado para um rotor do tipo Francis com Nqa igual a 240 e rendimento máximo igual a 89,8% com uma vazão igual a 90% da nominal. O segundo gráfico foi construído para um rotor axial do tipo Kaplan com Nqa igual a 429 e rendimento máximo de 92,9% para uma vazão igual a 80% da nominal.

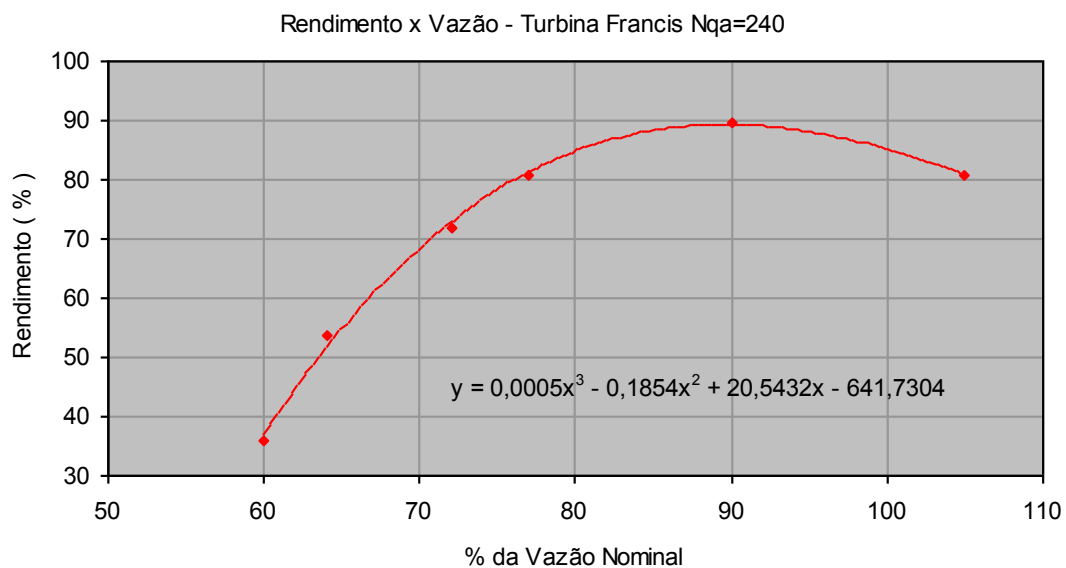


Figura 4 – Rotores do tipo Francis, curva de rendimento em função da vazão.

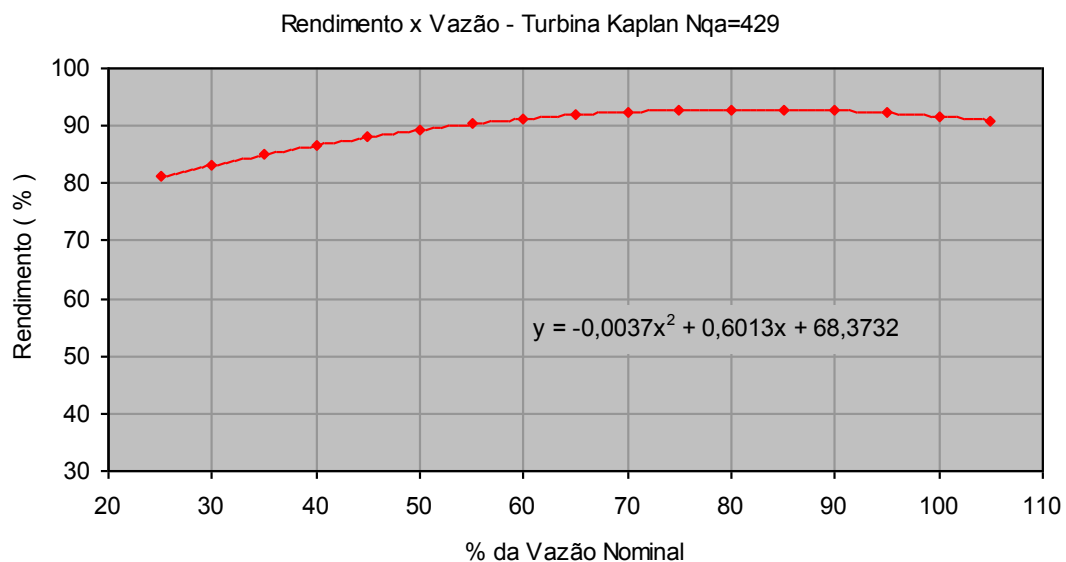


Figura 5 – Rotores do tipo Kaplan, curva de rendimento em função da vazão.

Observa-se nesses gráficos que o rendimento dos rotores Francis varia fortemente com as modificações da vazão. Isso acontece porque, mesmo com as correções das pás do distribuidor, água entra e sai do rotor em ângulos inadequados, causando vórtices e turbulências indesejáveis, pois as pás desse tipo de rotor são fixas e não podem se acomodar às mudanças de direção do fluxo da água. Esse efeito é, às vezes, tão acentuado que obriga a paralisação do equipamento por causa dos baixos rendimentos e instabilidades na operação.

Verifica-se também que no caso dos rotores axiais do tipo Kaplan isso não ocorre, pois além do distribuidor, os rotores tem de pás moveis, ou seja, a máquina se ajusta as variações de vazão e a água percorre as pás da turbina sempre em ângulos próximos dos ideais, não surgem turbulências e o rendimento se mantém elevado.

5.1.2 SIMULAÇÃO ENERGÉTICA

Com base nos conceitos anteriores foi feita uma aplicação para o caso de uma PCH, onde se tem a hidrologia e a queda. Foi feita a simulação para a operação desses dois tipos de máquinas. Inicialmente para um conjunto de duas turbinas Francis com rotores duplos e depois para uma apenas turbina axial Kaplan.

Para a realização da simulação a série hidrológica obtida para o local do aproveitamento hidrelétrico foi transformada em uma curva de duração, que está mostrada na Figura 6. Considerou-se, preliminarmente, uma queda líquida de 36 m e uma vazão ecológica (ou sanitária) igual a $0,65 \text{ m}^3/\text{s}$. Para cada caso em análise adotou-se uma vazão de projeto de forma que a turbina, na condição nominal de operação, tivesse a potência igual a 11,0 MW. A indisponibilidade programada foi fixada em 360 h e as forçada igual a 20 h, sendo a disponibilidade da central igual a 96%.

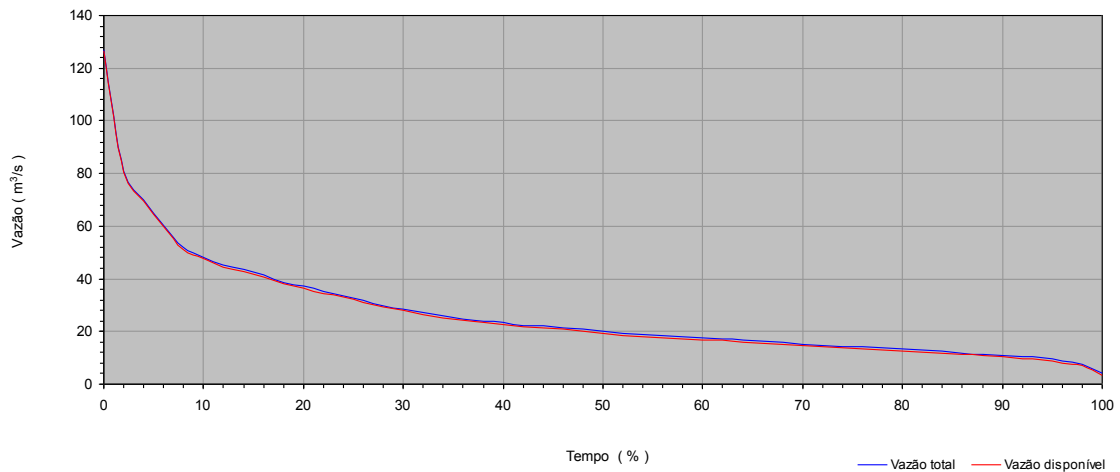


Figura 6 – Curva de permanência das vazões para o local da PCH São Gonçalo.

Os resultados mais importantes da simulação que foi realizada estão transcritos nos gráficos da Figura 7 até a Figura 10 e na Tabela 1.

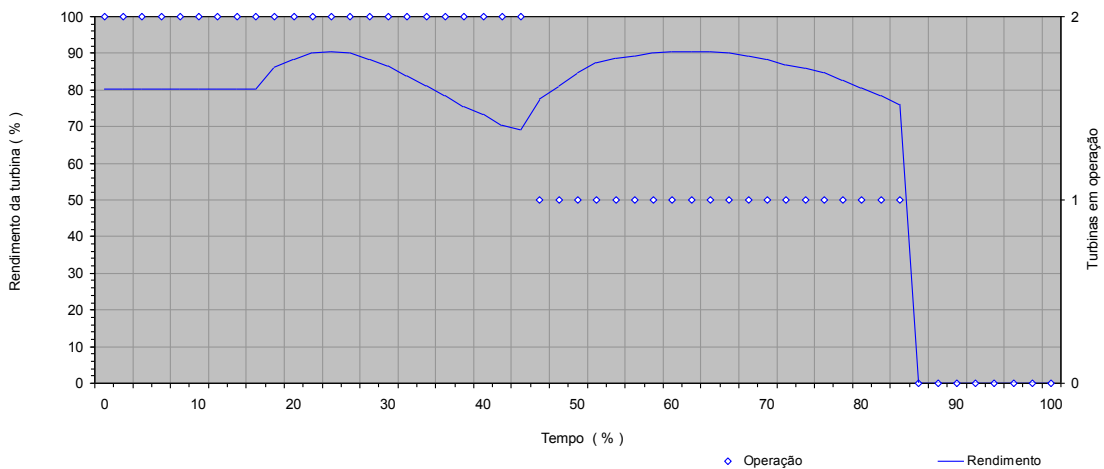


Figura 7 – Quantidade de máquinas em operação e rendimento das turbinas Francis.

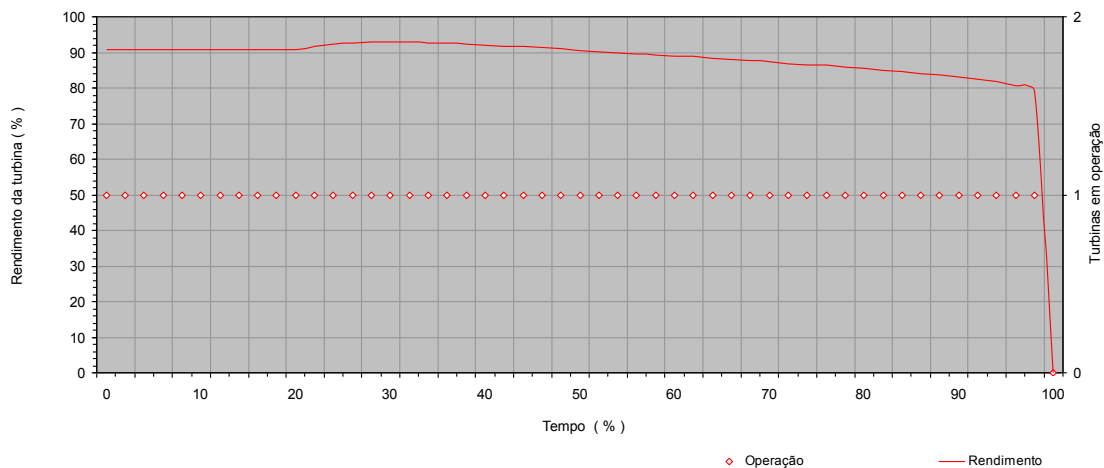


Figura 8 – Quantidade de máquinas em operação e rendimento das turbinas Kaplan.

A Figura 9 e a Figura 10 mostram os gráficos da potência gerada em função do tempo. O primeiro deles para as turbinas Francis com restrição da operação abaixo de 60% da vazão nominal e para a a turbina Kaplan restrição abaixo de 25% da vazão nominal.

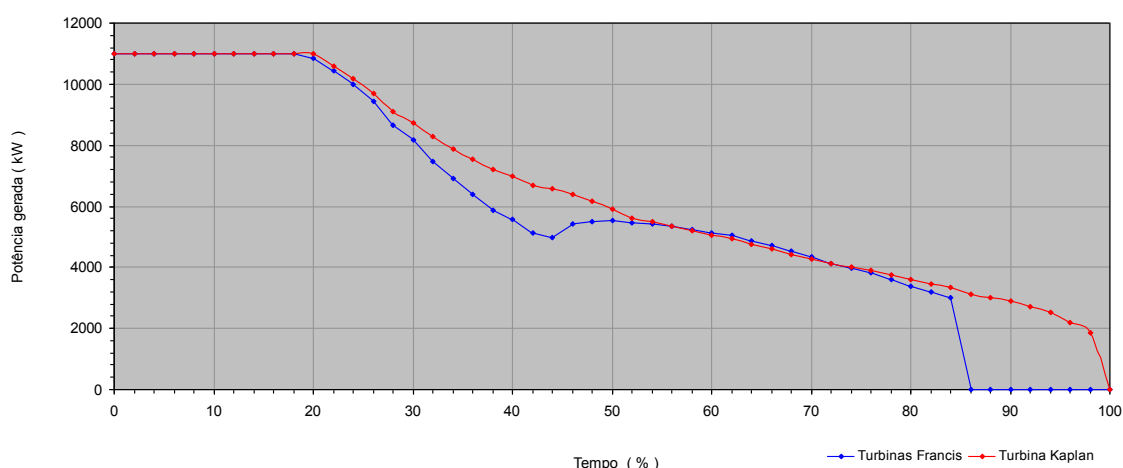


Figura 9– Geração de potência comparando-se a turbinas Francis e Kaplan, onde os limites de operação são de 60% e 25% da vazão nominal, respectivamente.

O mesmo gráfico, porém considerando um limite de operação igual a 40% da vazão nominal está mostrado na Figura 10. Verifica-se um pequeno aumento na energia gerada, apenas 0,1 GWh, pois isso ocorre apenas na região de baixas vazões.

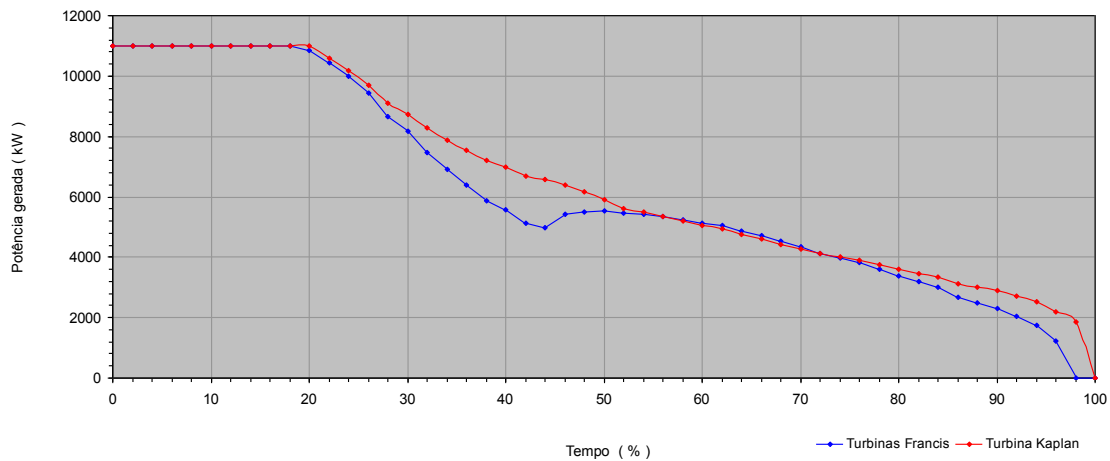


Figura 10 – Geração de potência comparando-se a turbinas Francis e Kaplan, onde os limites de operação são de 40% e 25% da vazão nominal, respectivamente.

Tabela 1 – Resultados com a instalação de duas turbinas Francis ou uma turbina Kaplan.

Configuração da central	/	2 turbinas Francis	1 turbina Kaplan
Nível de montante	M	640,00	
Nível de jusante	M	602,89	
Queda bruta	M	37,11	
Queda líquida	M	36,00	
Rendimento nominal da turbina	%	89,8	93,2
Rendimento do gerador	%	95,0	
Rendimento global	%	85,3	88,5
Vazão sanitária	m ³ /s	0,65	
Potência instalada	MW	11,0	
Vazão de projeto	m ³ /s	40,7	36,1
Vazão nominal (1 turbina)	m ³ /s	17,2	27,5
Vazão mínima	m ³ /s	11,5	5,15
Energia gerada anual	GWh/ano	52,7	58,4

Com a simulação que foi realizada pode-se concluir que a operação com uma turbina Kaplan mostra-se muito mais vantajosa quando comparada com a operação com duas máquinas do tipo Francis. Há um ganho de aproximadamente 11% na energia gerada e o fator de capacidade é incrementado em cerca de 12%. O tempo de paralisação é de 2% para a turbina Kaplan ao passo que para as turbinas Francis esse valor é da ordem de 14%. Outra vantagem é que, para a mesma potência instalada, a vazão de projeto é 10% menor para a máquina Kaplan, pois os seus rendimentos são

mais elevados. Além disso, os custos de aquisição e instalação para um grupo Kaplan são em torno de 30% mais baixos que os custos de dois grupos Francis.

Com a simulação que foi realizada pode-se concluir que a operação com uma turbina Kaplan mostra-se muito mais vantajosa quando comparada com a operação com duas máquinas do tipo Francis. Há um ganho de aproximadamente 11% na energia gerada e o fator de capacidade é incrementado em cerca de 12%. O tempo de paralisação é de 2% para a turbina Kaplan ao passo que para as turbinas Francis esse valor é da ordem de 14%. Outra vantagem é que, para a mesma potência instalada, a vazão de projeto é 10% menor para a máquina Kaplan, pois os seus rendimentos são mais elevados. Além disso, os custos de aquisição e instalação para um grupo Kaplan são em torno de 30% mais baixos que os custos de dois grupos Francis.

6. CONCLUSÕES

No início desta conclusão, cabe um comentário geral sobre o tema “escolha de turbinas”, mas que é aplicável a outras situações distintas: a experiência é importante para orientar o caminho, mas não é suficiente para se determinar onde chegar. Quer se dizer com isto que práticas usuais normalmente dificultam o uso de novas alternativas. As turbinas axiais para PCHs se difundiram no país apenas recentemente, e a cultura vigente era a das turbinas Francis. Muitas vezes se utilizava Francis dupla, com vários grupos, para se evitar uma opção Kaplan, que era cara e, por vezes, não disponível. Por isto se evitou, naqueles anos do início da nova era das PCHs (décadas de 80 e 90), a exploração de centrais de muito baixa queda. Hoje essa exploração esta se dando com o uso de turbinas tipo poço, embora só se tenha duas ou três em funcionamento no país. Mas várias estão em construção ou projeto, o que irá disponibilizar novos conhecimentos aos projetistas, no momento da elaboração do projeto básico, ampliando o leque de alternativas. É com esta mensagem que se passa a apresentar as conclusões desta Nota Técnica.

O número de unidades geradoras, combinado com a correta definição de máquina, conforme exposto, não traz significativo prejuízo sistêmico, em termos de geração de energia e de confiabilidade. Em verdade, em termos de energia pode trazer benefícios.

A utilização de turbina Kaplan tende a aumentar a geração e trás pequena perda por indisponibilidade, notadamente a programada, em face da redução do número de grupos geradores, mas, conforme já dito, é insignificante em termos sistêmicos.

A avaliação econômica correta é que tem que definir a escolha adequada, sendo desnecessária qualquer regulação coerciva a respeito. Em futuro próximo, poderia se imaginar regulação mais avançada, que sinalize aos agentes uma motorização adicional ou uma maior geração de reativo, de maneira a se ter ainda mais benefícios da PCH.

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

EPRI, Electric Power Research Institute, Simplified Methodology for Economic Screening of Potential Small Capacity Hydroelectric Sites, EPRI, Palo Alto, 1993

Fritz, J. J., Small and Mini Hydropower Systems, McGraw-Hill Book Company, 1984;

Nascimento, J. G. A., Considerações sobre incentivos regulatórios a geração descentralizada de energia elétrica no Brasil, Dissertação de Mestrado, Escola Federal de Engenharia de Itajubá, 1999. 112 p..

Potess, E. S., Centrais elétricas, Editorial Gustavo Gili SA, Barcelona, 1990

Santos, A. H. M.; Planejamento de centrais hidrelétricas de pequeno porte, Tese de Doutorado, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 1987;

Santos, A. H. M.; Nogueira, L. A. H.; Balestieri, J. A. P., The use of Gram-Charlier Series to evaluate the energetical surplus in cogeneration systems, Proceedings, III ASME COGEN-TURBO, Nice, France, 1989;

Santos, A. H. M.; Moreira, A. C. M., Une approche statistique pour les études de petite centrales hydroélectriques, Proceedings, Hydroenergia'91, Nice, France, 1991;

Souza, Z.; Fuchs, R. D.; Santos, A. H. M., Centrais hidro e termelétricas, Editora Edgard Blucher Ltda., São Paulo, 1983;

Souza, Z.; Santos, A. H. M.; Bortoni, E. C., Centrais hidrelétricas: Estudos para implantação, Editora da Eletrobrás, Rio de Janeiro, 1999;

Sullivan, R. L., Power System Planning, Mc Graw Hill Book Company, New York, 1977.

Walter, A. C. S.; Bajay, S. V; Nogueira, L. A. H., Cogeneration planning in sugar plants, Proceedings, First Brazilian Congress of Energy Planning, Campinas, (in Portuguese), 1989;