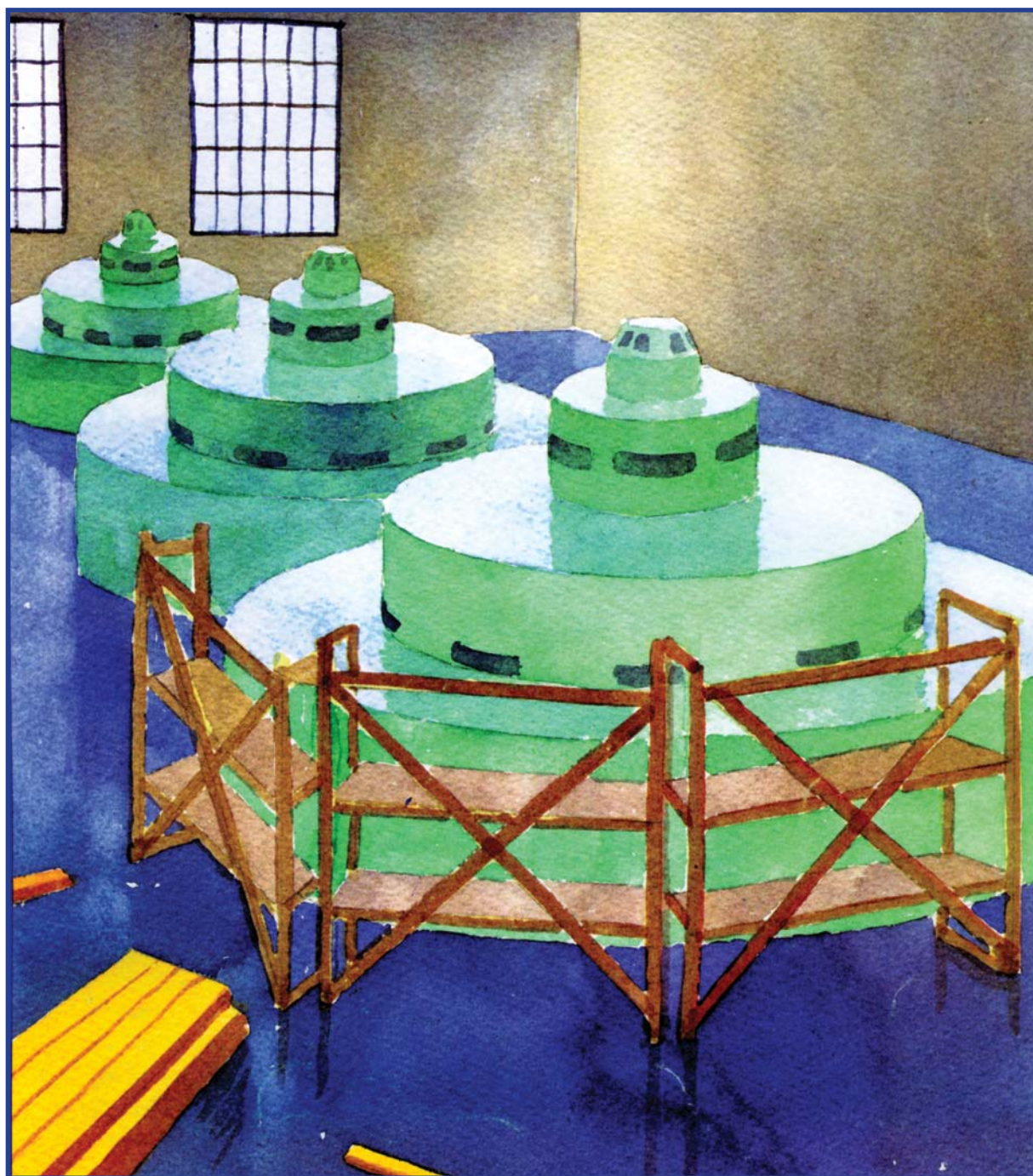


ششمین شماره ترجمه شده ، شماره ۳ ، دوره ۱۴

- هندوستان زیر ذره بین: برنامه ها و پیشرفت ها
- آب پاک تر ، برق بیشتر
- چارچوب تصمیم گیری برای بازسازی



وزارت نیرو

ساتکاب

مطمئن ترین پشتیبان

منابع آب و برق



تهران، خیابان خرمشهر، پلاک ۱۲۰
تلفن : ۸۸۷۴۱۱۸۲ - ۲۱ - ۹۸ + فکس : ۸۸۷۴۰۴۴۱ - ۲۱ - ۹۸ +
www.satkab.com

بِسْمِ اللّٰهِ الرَّحْمٰنِ الرَّحِیْمِ

خواننده گرامی؛

نشریه ای که اینک در اختیار شماست ، از سری مجلات ترجمه شده توسط دفتر مطالعات توسعه فناوری شرکت ساتکاب است که انشاءا... بطور مسلسل در اختیار علاقه مندان قرار خواهد گرفت.

این نشریات در حوزه های برق ، آب و آب و فاضلاب با تاخیری اندک از زمان انتشار ، ترجمه شده و بصورت محدود منتشر می گردد .

جهت کسب اطلاعات در خصوص اسامی نشریات و نیز دسترسی به نسخه PDF این مجلات لطفاً به آدرس اینترنتی WWW.SATKAB.COM/MAGAZINE مراجعه فرمایید.

دفتر مطالعات توسعه فناوری شرکت ساتکاب

بویگ و خرید سهام آلستوم

ایمپزا ترجیح داد. این ادغام سبب شد تا فروش شرکت آندریتس ۳۰ درصد افزایش یابد و این شرکت می تواند تجهیزات نیروگاه های آبی را به طور کامل ارایه دهد. این گزارش پیشنهاد می دهد که در سد آلمان طراحی سد، تغییراتی بوجود میاید که شامل کاهش سطح آزاد freeboard، آبگیری و افزایش ارتفاع ورودیها می باشد.

شرکت فرانسوی بویگ با خرید ۲۱ درصد سهم دولت فرانسه در گروه مهندسی قدرت آلستوم و رساندن سهام خود در شرکت تجهیزات برقی آلستوم تا ۵۰ درصد موافقت کرد. بویگ که دارای شاخه هایی در ساخت وساز، مخابرات، جاده سازی، ساختمان سازی و رسانه ها است ۲ میلیارد یورو (۲۰۴۸ میلیارد دلار) بابت در اختیار گرفتن سهامی از آلستوم پرداخت می کند که فرانسه در سال ۱۳۸۳ برای کمک مالی به آلستوم خریداری کرده بود. کمیسیون اروپا برای مقابله با نفوذ دولت، آلستوم را به یافتن شرکای صنعتی مجبور کرده است. آلستوم و بویگ موافقت نامه ی پایه ای را در ۱۸ دسامبر امضا کردند که درباره ی همکاری در زمینه ی شبکه های فروش و پروژه های مشترک آماده ی بهره برداری و ترکیب بخش مهندسی عمران بویگ و بخش تجهیزات است. البته این همکاری حالت انحصاری ندارد و هر دو شرکت می توانند با شرکا و عرضه کنندگان دیگر نیز کار کنند. بویگ اعلام کرده است که بویگ ممکن است کل بخش تجهیزات خود را به شرکت جدیدی انتقال دهد که ۵۰ درصد آن متعلق به بویگ خواهد بود.

اتیوپی در پی صدور برق سه نیروگاه آبی

مقامات اتیوپی اظهار امیدواری کرده اند که بتوانند با صادر کردن برق اضافی سه پروژه ی برقی این کشور که با صرف ۱۰۴ میلیارد دلار در دست ساخت است میلیون ها دلار درآمد ارزی ایجاد کنند. سندکو آریا سخن گوی شرکت برق دولتی اتیوپی می گوید «ساخت سد برقی تکزه با ظرفیت ۳۰۰ مگاوات، گیلگل گیب ۲ با ظرفیت ۴۲۰ مگاوات و بلسه (یا بلس) با ۴۳۵ مگاوات در سال ۱۳۸۹ به پایان می رسد.» سندکو طی سخنان اش در تاریخ ۲۹ فروردین گفت اعتبار این سد سازی ها توسط دولت اتیوپی و هم چنین وام گرفتن از دولت ایتالیا و بانک توسعه ی اروپا انجام شده است. اتیوپی قصد دارد تا برق اضافه را به کشورهای همسایه ی خود یعنی سودان، جیبوتی و کنیا صادر کند.

تایید اهمیت آب در هم اندیشی جهانی آب

نزدیک به ۲۰۰۰ نفر که از ۱۴۹ کشور جهان در چهارمین هم اندیشی جهانی آب از ۱۸ اسفند تا ۲ فروردین در مکزیکو سیتی گرد آمده بودند اهمیت آب شیرین در توسعه ی پایدار و اهمیت پروژه های برق آبی در حفظ این آب را تایید کردند. نمایندگان حاضر در این هم اندیشی از دولت های جهان خواستند که برای این که آب کافی برای همگان فراهم شود به مسئولیت های عینی خود عمل کنند. در بیانیه ی این هم اندیشی آمده است که «خاطر نشان می کنیم که افزایش پایداری زیست بوم اهمیت دارد و باید در برخی مناطق به سراغ کارهایی ابتکاری چون مدیریت آب باران و توسعه ی پروژه های برقی رفت. رابطه ی بنیادی بین آب و انرژی، موضوع یکی از نشست های این هم اندیشی بود که در آن به شیوه های تضمین توسعه ی پایدار و از جمله معیار انجمن بین المللی برق آبی برای توسعه ی پایدار پرداخته شد.

ساخت نیروگاه ۲۵۰ مگاواتی سکامانگ ۳ لائوس توسط شرکت ویتنامی

شرکت سونگ داکه بزرگ ترین شرکت سازنده ی نیروگاه در ویتنام است ساخت نیروگاه برقی ۲۵۰ مگاواتی سکامانگ ۳ در جنوب لائوس را آغاز کرد. شرکت دولتی سونگ داک اعلام کرد این نیروگاه ۲۷۳ میلیون دلاری در سال ۱۳۸۸ به بهره برداری می رسد و سالی ۱ میلیارد کیلووات ساعت برق به ویتنام صادر می کند. سکامانگ ۳ در استان سکونگ در نزدیکی استان مرکزی کوانگ نام در ویتنام قرارداد دویس از ۲۵ سال بهره برداری به لائوس واگذار می شود. شرکت سونگ داک ۶۰ درصد سهام این پروژه را در اختیار دارد و هزینه ی سرمایه گذاری را نیز از منابع خودش تامین می کند. شرکت توسعه و سرمایه گذاری برق ویتنام لائوس که در هانوی مستقر است برای ساخت سکامانگ ۳ که بزرگ ترین سرمایه گذاری خارجی ویتنام است شش شرکت دولتی برق و ساختمان سازی را به کار گرفته است که سونگ داک و شرکت برق ویتنام از جمله ی آن ها هستند.

زمینس شرکت «وی ای تک هیدرو» را به آندریتس فروخت

شرکت های «آندریتز ای جی» و زمینس اتریش قرارداد نهایی خرید شرکت «وی ای تک هیدرو» (عرضه کننده ی تجهیزات برق آبی) توسط شرکت آندریتس را امضا کردند. شرکت اتریشی آندریتس (سازنده ی تجهیزات کارخانه ای) اعلام کرد بابت این قرارداد بین ۱۸۰ تا ۱۹۰ میلیون یورو (۲۱۸ تا ۲۳۰ میلیون دلار) به شرکت مهندسی زمینس آلمان پرداخت کرده است. مقامات اتحادیه ی اروپا شرط تایید خرید شرکت «وی ای تک» توسط زمینس را که در سال ۲۰۰۵ صورت گرفت فروش «وی ای تک هیدرو» توسط این شرکت اعلام کرده بودند. زمینس هم از میان پیشنهاد های خرید برقی مختلف پیشنهاد آندریتس را به پیشنهاد شرکت اتریشی کراس اینداستریز و شرکت آرژانتینی

تداوم مقررات مالکیت تاسیسات برقی نیروژ

دولت نیروژ اعلام کرد مقررات صدساله ی مالکیت عمومی تاسیسات برقی را حفظ خواهد کرد و با تقاضای اتحادیه اروپا برای اصلاح این مقررات به منظور افزایش سرمایه گذاری خصوصی در این بخش مخالفت کرد. سازمان نظارت EFTA (یا ESA) که بر همسازی نیروژ با پیمان منطقه ی اقتصادی اروپا نظارت می کند اعلام کرد که در مقررات مالکیت تاسیسات برقی نیروژ برخورد متفاوتی با مالکان دولتی و خصوصی صورت می گیرد و بنابراین این مقررات با پیمان مذکور تضاد دارد (لازم به یادآوری است که نیروژ عضو اتحادیه ی اروپا نیست).

Bouygues to buy stake in Alstom

France's Bouygues has agreed to buy the French government's 21 percent stake in power engineering group Alstom and to assume a 50 percent share of Alstom's hydropower equipment business. Bouygues - which has units in construction, telecom-munications, road works, property development, and media - is to pay 2 billion euros (US\$2.48 billion) for a share of Alstom that France acquired in a financial bailout of Alstom in 2004. To counter the state's influence, the European Commission required Alstom to find industrial partners. Alstom and Bouygues signed a framework agreement April 26, providing for cooperation of their sales networks and turnkey joint ventures combining Bouygues' civil engineering with Alstom's equipment. Cooperation is not to be exclusive, allowing each company to work with other partners and suppliers. Bouygues said Alstom might contribute its entire hydropower division to the new company, in which Bouygues would take a 50 percent stake.

World Water Forum acknowledges hydra

Nearly 20,000 people from 149 countries met in the 4th World Water Forum March 16-22 in Mexico City, affirming the importance of fresh water to sustainable development, and the importance of hydropower projects in helping secure that water. Delegates called on world governments to make concrete commitments to secure adequate water for all people. «We note with interest the importance of enhancing the sustainability of ecosystems and acknowledge the implementation and importance in some regions of innovative practices such as rainwater management and the development of hydropower projects,» a declaration said. One forum session focused on the fundamental relationship between water and energy. It identified methods of ensuring sustainable development, including the sustainable development criteria of the International Hydropower Association.

Andritz buys VA Tech Hydro from Siemens

Andritz AG and Siemens Austria have signed a contract completing Andritz's purchase of hydroelectric equipment supplier VA Tech Hydro. Andritz, an Austrian manufacturing equipment maker, said it paid Siemens, a German engineering conglomerate, between 180 million and 190 million euros (US\$218 million and US\$230 million). European Union authorities ordered Siemens to sell VA Tech Hydro as a condition for approval of Siemens'

purchase of Austria's VA Tech in 2005. Siemens chose Andritz's bid over competitors Cross Industries of Austria and Impsa of Argentina. The acquisition adds 30 percent to Andritz's sales and enables it to deliver complete hydro plants.

Ethiopia grooms three hydros for exports

Ethiopia officials say they hope to generate millions of dollars in foreign currency by exporting excess electricity from three hydroelectric projects the nation is building at a cost of US\$1.4 billion. «By 2010, the construction of the Tekeze hydropower dam with a capacity of 300 Mw, Gilgel Gibe 2 with a capacity of 420 Mw, and Belesse (or Beles) hydropower dam with a capacity of 435 Mw will be completed,» Sendeku Araya, spokesman for state-owned Ethiopian Electric Power Corp., said. Sendeku said April 18 that construction of the dams is being funded by the Ethiopian government, as well as loans from the Italian government and the European Investment Bank. Ethiopia aims to export its excess electric power to neighboring Sudan, Djibouti, and Kenya.

Vietnam firm builds Laos' 250-MW Sekamang 3

Song Da Corp., Vietnam's largest power plant builder, launched construction of the 250-MW Sekamang 3 hydropower project in southern Laos. The government-owned Song Da said the US\$273 million plant will begin operating in 2009, exporting 1 billion kilowatt-hours per year to Vietnam. Sekamang 3 is located in Sekong Province next to Vietnam's central Quang Nam Province. It will be handed over to Laos after 25 years of operation. Song Da Corp. has a 60 percent stake in the project and will finance the investment with its own funds. The Hanoi-based Vietnam Laos Electricity Development and Investment Co. consortium brought together six state-run power and construction firms including Song Da and utility Electricity of Vietnam to develop Sekamang 3, called Vietnam's largest foreign investment.

Norway to keep rules on hydro ownership

Norway's government says it will maintain century-old rules favoring public ownership of hydropower concessions, rejecting European Union (EU) demands to amend them to allow more private investment in the sector. The EFTA surveillance authority (ESA), which monitors non-EU Norway's compliance with the European Economic Area treaty, has said Norway's rules on ownership of hydropower treat public and private owners differently, and so are against the treaty.

طبق نظام نروژ، امتیازهای فروخته شده نیروگاه های برقایی به سرمایه گذاران خصوصی یا بیگانه ۶۰ سال پس از اعطا منقضی می شود و به دولت اعاده می شود و امتیازهای واگذاری به بخش عمومی نیز دائمی هستند. ESA و سایر منتقدان این نظام می گویند که چنین نظامی سبب می شود تا شرکت های خصوصی به این بخش راه پیدا نکنند. گرچه کمیته ای که دولت نروژ تشکیل داده است خواستار تغییراتی شده است «اود روگر انوکسن» وزیر نفت و انرژی در تاریخ ۲ اردیبهشت اعلام کرد که دولت تصمیم گرفته است نظام اعاده امتیازهای برقایی خصوصی به دولت را حفظ کند. حدود نیمی از صنعت برقایی نروژ در مالکیت دولت و حدود ۴۰ درصد آن هم در اختیار شهرداری ها است. گروه های صنعتی نورسک هیدرو و الکم نیز مالکان ۱۰ درصدی هستند که در دست بخش خصوصی است.

اعتبارات کربنی برای پروژه های برقایی شیلی

مجریان پروژه ی برقایی ۱۵۵ مگاواتی لاهیگوئرا در شیلی اعلام کردند که این پروژه را در هیات اجرایی طرح سازوکار توسعه ی پاک (GDM) به ثبت رسانده اند تا وقتی که در سال ۱۳۸۷ وارد مدار می شود تا بیدیه ی تجارت اعتبارات گواهی شده ی کاهش انتشار کربن را در دست داشته باشند. طبق اعلام شرکت اتریشی نیروگاه های برقایی پارتیز پاسیفیک و شرکت نروژی سرمایه گذاری برقی استاتکرافت نورفاند، نیروگاه لاهیگوئرا که در رودخانه ی تینگویریریکای شیلی در دست ساخت است. بزرگ ترین پروژه ی برقایی جهان است که تا کنون برای تجارت CDM ثبت شده است. هدف از طرح CDM که توسط سازمان ملل به اجرا درآمده است کاهش انتشار گازهای گل خانه ای است که به گرم شدن جهان کمک می کند. در ضمن به گزارش خبرگزاری اخبار تجاری آمریکا، شرکت «سی جی ای جنراکشن» شیلی برای فروش اعتبارات کربنی پروژه ی برقایی ۱۳۶ مگاواتی نووبل با شرکت بین المللی «ام جی ام» توافق نامه امضا کرده است. نیروگاه نووبل قرار است در رودخانه ی نووبل در منطقه ی بیوبیوی شیلی ساخته شود.

پیشنهاد بانک جهانی به اوگاندا: سدسازی یک به یک

بانک جهانی در تاریخ ۱۵ فروردین به اوگاندا پیشنهاد کرد به جای شتاب زدگی در رفع کمبود فزاینده ی برق و ساختن همزمان دو سد در رود نیل، ابتدا یکی از این دو نیروگاه را بسازند که ارزان تر است، یعنی پروژه ی ۲۵۰ مگاواتی بوجگالی فالز. اوگاندا که در شرق آفریقا قرار دارد به شدت دچار کمبود برق و خاموشی های سراسری روزانه است. یوری موسوینی، رییس جمهور اوگاندا کمبود برق را به گردن وام دهندگان «مداخله گر» خارجی انداخته است که به گفته ی وی با طرح های ساخت همزمان دو سد مخالفت کرده اند. بانک جهانی هم اعلام کرده است که اوگاندا باید ابتدا پروژه ی بوجگالی فالز را شروع کند بعد به سراغ ساختن سد دیگری در پایین دست این نیروگاه برود که نیروگاه ۲۰۰ مگاواتی کاروما است. گریس یابودی نماینده ی کشوری بانک جهانی می گوید «بر پایه ی ارزیابی های مقدماتی که تا کنون انجام شده است معتقدیم که پروژه ی پیشنهادی بوجگالی گزینه ی ارزان تری است. بانک جهانی نیز پشتیبانی خود را اعلام کرده است... که پس تکمیل تجزیه و تحلیل های جاری باید به تصویب هیات مدیره برسد»

گشایش نیروگاه ۲۱۶۰ مگاواتی کارواچی در ونزوئلا

هگو چاوز به طور رسمی پروژه ی برقایی ۲۱۶۰ مگاواتی کارواچی در رودخانه ی کارونی در استان بولیوار را افتتاح کرد و نام آن را نیز به فرانسسکو دومیراندا تغییر

داد که یکی از قهرمانان استقلال ونزوئلا است. نخستین واحد ۱۸۰ مگاواتی این پروژه در آوریل ۲۰۰۳ به بهره برداری رسید و دوازدهمین و آخرین واحد نیز در ۱۹ اسفند به بهره برداری رسید. مالک، طراح و مدیر ساخت و ساز این پروژه نیز شرکت برق سی وی جی دلکارونی (دلکا) است. کنسرسیومی متشکل از شرکت انرژی جنرال الکتریک، شرکت کوارنر نروژ و شرکت الین ترانسفورماتورن اتریش در مناقصه ای برنده ی قرارداد اولیه ی ۵۰۰ میلیون دلاری تجهیزات برق مکانیکی این پروژه شد. پس از آن که در سال ۱۳۷۸ شرکت کوارنر در جنرال الکتریک ادغام شد بیش از ۹۰ درصد قرارداد توسط جنرال الکتریک انجام شد.

طرح های بازسازی پروژه های برقایی عراق

انجمن توسعه ی بین المللی بانک جهانی (IDA) برای تعمیرات اضطراری دو پروژه ی برقایی عراق یعنی نیروگاه ۴۱۵ مگاواتی دوکان و نیروگاه ۲۴۹ مگاواتی دربندی خان، برنامه ای برای تامین اعتبار اضطراری را در دست تهیه دارد. IDA اعلام کرد برای ارزیابی میزان تعمیرات لازم در این نیروگاه ها که در سال ۱۳۵۴ و ۱۳۶۶ ساخته شده اند باید از مهندسان مشاور کمک گرفت. این نیروگاه ها به دلیل آسیب هایی که طی جنگ به آن ها وارد شده است و غفلت هایی که در نگه داری آن ها صورت گرفته است به تعمیراتی اساسی نیاز دارند. IDA در نظر دارد برای این تعمیرات اضطراری ۴۰ میلیون دلار تخصیص دهد. در ضمن ارتش ایالات متحده نیز برای تامین سامانه ی پیشرفته ی تزریق دوغاب به سد ۸۰۰ مگاواتی موصل که بزرگ ترین سد عراق است در پی استخدام پیمان کار است. نیروی چندملیتی عراق در سا ۱۳۸۴ گزارش داد که برای پایدارسازی سد موصل ۲۰ میلیون دلار دیگر به صندوق بازسازی و امدادسانی عراق تخصیص یافته است.

پاکستان در تکاپوی انجام مطالعات مربوط به نیروگاه ۵۴۵۸ مگاواتی بونجی

سازمان توسعه ی آب و برق (WAPDA) پاکستان در پی استخدام مشاور برای انجام بررسی های امکان سنجی و کارهای طراحی پروژه ی برقایی مگاواتی ۵۴۵۸ بونجی در جالوت در کنار رودخانه ی سند پاکستان است. WAPDA در پی اجرای بررسی های امکان سنجی، طراحی مهندسی تفصیلی و تهیه ی اسناد مناقصه است. بررسی های مقدماتی امکان سنجی سد بونجی انجام شده است که ۱۸۰ متر بلندی دارد، دارای چهار تونل تخلیه ی ۶۵۰ متری است و به طور میانگین سالی ۲۱۲۵۰ گیگاوات ساعت برق تولید می کند.

تخصیص اعتبار سازمان آفریقایی به سازمان حوزه ی ولتا

سازمان تاسیسات آب آفریقا (AWF) برای کمک به تشکیل سازمان حوزه ی ولتا به منظور مدیریت حوزه ی رود ولتا و توسعه ی منابع راهبردی آبی، از جمله برقایی ۱۶۵۰۰۰ یورو (۱۹۹۵۹۰ دلار) تخصیص داد. کوردجه بدومرا رییس AWF و ژان باپتیست م. پ. کومپار وزیر اقتصاد و بودجه ی بوركینافاسو در ماه آوریل و در شهر اوگادوگو در بوركینافاسو قرارداد این تامین اعتبار را امضا کردند. بدومرا می گوید این اعتبار برای برای شکل گیری پیمان بین شش کشور کرانه ی رود ولتا یعنی بوركینافاسو، غنا، ساحل عاج، توگو، بنین و مالی اهمیت زیادی دارد.

Under Norway's system, hydropower concessions sold to foreign or private investors expire and revert to the state 60 years after the licenses are granted, while public concessions last in perpetuity. The ESA and other critics of the system say it keeps private business out of the sector. Although a committee of the Norwegian government suggested changes, Oil and Energy Minister Odd Roger Enoksen said April 20 the government has decided to preserve the system whereby privately owned hydropower concessions revert to the state. The state owns about half and municipalities about 40 percent of the Norwegian hydropower industry. Industrial groups Norsk Hydro and Elkem are the main owners of the 10 percent in private hands.

Chilean hydro projects offer carbon credits

Developers of the 155-Mw La Higuera hydroelectric project announced they have registered the Chilean project with the Clean Development Mechanism (CDM) Executive Board, receiving approval to trade certified carbon emission reduction credits when La Higuera goes on line on 2008. Partners Pacific Hydro Ltd. of Australia and Statkraft Norfund Power Invest of Norway said La Higuera, under construction on Chile's Tinguiririca River, is the world's largest hydropower project so far registered for CDM trading. The United Nations-authorized program is intended to reduce emissions of greenhouse gases thought to contribute to global warming. Meanwhile, Chilean developer CGE Generacion signed an agreement with MGM International of the United States for sale of carbon credits from the 136-Mw Noble hydropower project, Business News Americas reported. Noble is to be built on the Noble River at San Fabian de Alico in the Chile's Biobio Region.

Bank to Uganda: Build one dam at a time

The World Bank advised Uganda April 4 to build the cheapest of two proposed hydropower plants on the Nile first, the 250-Mw Bujagali Falls project, instead of rushing to meet a growing power deficit by building two dams at once. The east African country is suffering a severe electricity shortage that causes daily blackouts. President Yoweri Museveni has blamed the shortfall on «meddling» foreign donors whom he says rejected plans to build two dams at the same time. The World Bank said Uganda should consider starting with Bujagali Falls before tackling another dam farther downstream, 200-Mw Kannna. «Based on the preliminary assessment thus far, we believe the proposed Bujagali project is the least-cost option,» World Bank country representative Grace Yabrudy said. «The bank has confirmed its support ... subject to completion of the ongoing analysis and approval by our board.»

Venezuela inaugurates 2,160-MW Caruachi

Venezuela President Hugo Chavez formally inaugurated the 2,160-Mw Caruachi hydroelectric project on the Caroni River in Bolivar

State, renaming it Francisco de Miranda after the hero of Venezuelan independence. The first 180-Mw unit began operation in April 2003; the 12th and final unit began operation February 28. The project is owned, designed, and construction managed by utility CVG Electricacion del Caroni (Edelca). A consortium of GE Energy, Kvaerner of Norway, and Elm Transformatoren GmbH of Austria won the original US\$500 million electro-mechanical equipment contract in competitive tendering. Following GE's acquisition of Kvaerner's hydro business in 1999, more than 90 percent of the contract was carried out by GE.

Initiatives to refurbish Iraq hydro projects

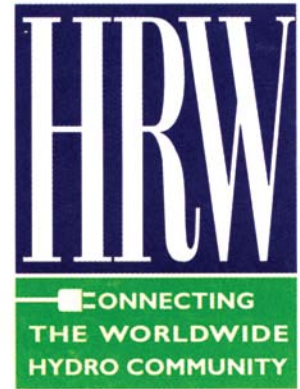
The World Bank's International Development Association (IDA) is preparing an emergency funding program to make urgent repairs to two hydroelectric projects in Iraq, 415-Mw Dokan and 249-mw Derbandikhan. IDA said consultants will be required to assess rehabilitation needs of the projects, which were built in 1975 and 1987. Both have been damaged by war and neglect and require major rehabilitation. IDA is considering providing US\$40 million for urgent repairs. Meanwhile, the U.S. Army is recruiting a contractor to supply an advanced injection grouting system for 800-mw Mosul Dam, the largest dam in Iraq. In 2005, the Multi-National Force-Iraq reported an additional US\$20 million in Iraq Reconstruction and Relief Funds was allocated to stabilize Mosul Dam.

Pakistan seeks study of 5,458-MW Bunji

Pakistan's Water and Power Development Authority (WAPDA) is recruiting consultants to perform a feasibility study and design work for the 5,458-Mw Bunji hydroelectric project at Jaglot on Pakistan's Indus River. WAPDA seeks a feasibility study, detailed engineering design, and preparation of tender documents. A prefeasibility study has been performed on Bunji, which is to have a 180-meter-tall dam, four 6,500-meter-long headrace tunnels, and average annual production of 21,250 gigawatt-hours.

Africa agency funds Volta Basin Authority

The African Water Facility (AWF) granted 165,000 euros (US\$199,590) to help establish the Volta Basin Authority to manage the Volta River Basin and promote strategic water resources development, including hydropower. AWE Director Kordje Bedoumra and Burkina Faso Finances and Budget Minister Jean-Baptiste M.P. Compaore signed the grant agreement in April in Ouagadougou, Burkina Faso. Bedoumra said the grant is crucial to creation of a convention between the six Volta riparian countries, Burkina Faso, Ghana, Cote d'Ivoire, Togo, Benin, and Mali.



مقالات

- ۴۶ تحولات برق آبی در هندوستان: برنامه ها و پیشرفت ها**
 نویسنده: آنکور واشیشتا
 هندوستان در پی ساخت نیروگاه های جدید برق آبی به ظرفیت کل ۷۵۰۰۰ مگاوات از سال ۲۰۰۷ تا سال ۲۰۲۲ است. محوریت دادن دولت به برق آبی، فرصت های چشم گیری برای سازندگان نیروگاه ها و تامین کنندگان کالا و خدمات فراهم می آورد.

مقاله ی فنی

- ۳۲ شیوه ی ارزیابی کمی محل پروژه های جدید برق آبی**
 نویسندگان: جورج سی. لدک و خوان د. کینترو
 مکان گزینی مناسب برای به حداقل رساندن اثرات منفی در پروژه های جدید برق آبی اهمیت حیاتی دارد. پدید آوران با ارزیابی ۱۵ شاخص کلیدی می توانند میزان اثرات زیست محیطی منفی مکان پیشنهادی را برآورد کنند.

- ۴۰ پاک سازی مجاری انتقال آب: تقویت تولید برق در هیدروتاسمانیا**
 نویسنده: آنتونی ب. دن
 برنامه ی آزمایش و پاک سازی شرکت هیدروتاسمانیا در ۲۹ تاسیسات برق آبی می تواند تولید برق این تاسیسات را سالی ۶۷ گیگاوات ساعت افزایش دهد.

بخش ها

- ۴ خلاصه ها**
 اخبار مهم برق آبی از سراسر جهان
- ۱۰ دیدگاه: رفتن به فراسوی نفت**
 توسط (کارل وانسانت)، سر دبیر
- ۱۲ اخبار روز**
 اخبار جهانی صنعت آب، کامل و آسان برای دسترسی
- ۴۸ یادداشت های فناوری**
 یافته های بررسی ها و اخبار فنی مهم ایمنی سد و نیروگاه های برق آبی
- ۵۰ درس های آموخته: در دسرهای نگه داری**
 نویسنده: جیمز ل. گوردون، کارشناس، شرکت مهندسان مشاور برق آبی
- ۵۲ نیروگاه های کوچک برق آبی**

شرح روی جلد

گزارش کسب و کار برق آبی: بررسی منطقه ای

نویسندگان: لورنت بلت و ژان میشل دورنی

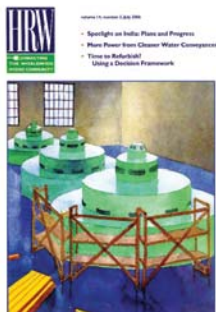
اکنون چارچوبی برای شناسایی، تایید، تامین اعتبار و پیاده سازی پروژه های بازسازی و/یا ارتقاء تدوین شده است. یک بررسی موردی از ترکیه نیز کاربرد این چارچوب را نشان می دهد.

صفحه: ۱۸

طرح جلد: رابرت اسپلمن از بولدر، کلرادو، ایالات متحده



Volume 14, Number 3
2006 jully



Cover Story

Framework for Deciding to Rehabilitate and Uprate Hydro Facilities

By LAURENT BELLET AND
JEAN-MICHEL DEVERNAY

A framework for identifying, approving, funding, and implementing rehabilitation and/or uprating projects is now available. A case study from Turkey illustrates application of this framework.

page 19

Cover art by Robert Spellman of
Boulder, Colorado, USA

Articles

27 **Hydroelectric Development in India: Plans and Progress**

By ANKUR VASHISHTHA

India is committed to developing about 75,000 mw of new hydropower capacity from 2007 through 2022. The government's focus on hydropower provides significant opportunities for developers and suppliers.

Technical article

33 **Method for Quantitatively Evaluating Sites for New Hydroelectric Projects**

By GEORGE C. LEDEC AND JUAN D. QUINTERO

Proper site selection is vital to minimize negative effects associated with the development of hydro projects. By assessing 15 key indicators, developers can estimate the extent of adverse environmental effects for a proposed site.

41 **Cleaning Water Conveyances: Hydro Tasmania Boosts Power Production**

By ANTHONY B. DENNE

Hydro Tasmania's water conveyance testing and cleaning program at its 29 hydroelectric facilities should yield an increase of more than 67 gigawatthours of electricity production each year.

Departments

5 **Briefings**

Important hydro news from throughout the world

11 **Viewpoint: *Moving Beyond Oil***

By Carl Vansant, Editor-in-Chief

13 **Update**

Easy-to-access, comprehensive worldwide hydro business news

49 **Tech Notes**

Important hydro and dam safety technical news and study findings

51 **Lessons Learned: *Maintenance woes***

By James L. Gordon, B.Sc., Hydropower Consultant

53 **Small Hydro**

ترجمه فارسی مجله HRW

کاری از :

دفتر مطالعات توسعه فناوری
شرکت ساتکاب

زیر نظر :

مهندس یدا... فرجی
FARADJI@SATKAB.com

مجری :

شرکت صهبا
www.sahbatech.com

مترجم :

گروه مترجمین صهبا

گرافیک :

آتلیه طراحی صهبا

چاپ :

کانون انفورماتیک



شرکت مادر تخصصی مدیریت ساخت
و تهیه کالای آب و برق (ساتکاب)
دفتر مطالعات توسعه فناوری
تهران :

خیابان خرمشهر، پلاک ۱۲۰
تلفن : ۸۸۷۴۱۳۰۱
فاکس : ۸۸۷۴۰۴۴۱
www.satkab.com

رفتن به فراسوی نفت

موج که برخیزد همه ی کشتی ها را بلند می کند
جان اف کندی

انگرانی جهانی در باره ی نفت پیامدهای بزرگی برای برق آبی داشته است. خیزش اخیر قیمت نفت یا همان برخاستن موج قیمت نفت به گونه ای فزاینده بر جذابیت تولید برق می افزاید. زیرا از برق به عنوان بدیل نفت کارهای بسیاری برمی آید یا می توان برق را بهتر به کار گرفت (برای تولید برق از نفت کمی استفاده می شود). زغال سنگ، آب و نیروی هسته ای «سه منبع بزرگ» انرژی برق هستند. سیطره با زغال سنگ است و سهم آب و نیروی هسته ای در تولید برق جهان هرکدام ۱۷ درصد است.

اما خوانندگان HRW به خوبی می دانند که آب به خاطر مزیت هایی که دارد برای تولید برق برتری دارد:

- تجدیدپذیری واقعی - به «سوخت» نیازی نیست و چرخه ی طبیعی هیدرولوژی این کار را انجام می دهد.
- پاک - ساخت و بهره برداری نیروگاه آبی حداقل آلاینده را دارد.
- عمر زیاد - ۷۵ تا بیش از ۱۰۰ سال دوام دارند و به راستی میراثی را آیندگان به شمار می آیند... فقط پروژه های آبی چنین مزیتی دارند!

در سراسر سده ی بیستم میلادی حرکت به سوی به کارگیری برق همراه با افزایش وابستگی به نفت بوده گونه ای که هم اکنون حدود دو پنجم انرژی جهان برای تولید برق به کار می رود و پنجم دیگر به صورت نفت تولید و مصرف می شود. یک پنجم بقیه هم به گاز طبیعی مربوط می شود که مقداری از آن صرف تولید برق می شود. (مقداری جزئی از کل انرژی یعنی کم تر از ۱ درصد هم به سرجمع سایر منابع مثل انرژی زمین گرمایی، چوب، ضایعات، باد، خورشید و مانند این ها مربوط می شود).

کشف نفت در اواخر دهه ی ۱۸۰۰ مانند برنده شدن در بخت آزمایی بود و با اندکی کوشش انرژی کلانی به چنگ آمد. ده ها سال مصرف شدید انرژی باری بر ذخایر جهان گذاشته است و کارشناسان به این همداستانی فزاینده رسیده اند که منابع نفت به سرایشی افول دائمی و برگشت ناپذیر افتاده اند یا به زودی چنین می شود. تا همین چندی پیش نفت در اغلب موارد از منابع دیگر انرژی ارزان تر بود. اما در دهه های اخیر نفت در کل ارزان نبوده است و بهای فزاینده ی آن سبب شده است تا سایر شکل های دیگر انرژی نیز رقیب آن شوند. سوء استفاده فزاینده از نفت برای رسیدن به اهداف سیاسی نیز معضل نفت را دوچندان کرده است و بر جذابیت سایر منابع انرژی که کم تر سیاسی هستند افزوده است.

انگرانی های بزرگ و فزاینده ی مربوط به آلوده شدن جو به کربن را نیز نباید فراموش کرد که پیمان کیوتو و سایر پیمان ها نمود رسمی این انگرانی ها هستند. هدف گیری برای کربن زدایی از منابع انرژی نیز چشم انداز بازم بهتری به انرژی آبی می دهد.

با کاهش نقش نفت، مجموعه ای از رهیافت ها برای رسیدگی به نیازهای انرژی لازم است. شکی نیست که به صرفه جویی و کارایی انرژی باید بهای بیشتری داد. برای بررسی و پیاده سازی فناوری های ابتکاری و در حال ظهور جدید، تحقیق و توسعه ی بیشتری لازم است. گسترش کاربرد برق ضروری است و منابع برقی (در قالب پروژه های نوسازی شده و توسعه یافته جدید) جایگاه خوبی دارند و می توانند سهم بزرگی در منابع جدید داشته باشند.

کارل ونسنت
سردبیر

Viewpoint

Moving Beyond Oil

A rising tide lifts all boats.

-John E Kennedy

Worldwide angst over oil has enormous implications for hydropower. The recent run-up the rising tide of oil prices makes electricity production increasingly attractive. That's because, as an alternative to oil, many tasks can be done as well or better using electricity (and little oil is used to make electricity). Electricity's «big three» energy sources are coal, hydro, and nuclear-coal is dominant, and hydro and nuclear each produce about 17% of the world's electricity.

Readers of HRW, of course, are well-aware that hydro has many beneficial attributes that are superior for electricity production, including:

- Genuinely renewable ___no «fuel» required; takes advantage of the natural hydrologic cycle.
- Clean - minimal emissions associated with plant development and operation.
- Long-lived ___75 to 100+ years; truly a legacy for the future ... an attribute that's been

demonstrated only by hydro projects!

Throughout the 20th century, the move toward electrification paralleled the growth of petroleum dependency to the point that, currently, about two-fifths

of the world's energy is used for making electricity and another two-fifths is produced and consumed as petroleum. The remaining fifth comes from natural gas, some of which is used to produce electricity. [A tiny fraction of total energy (less than 1%) comes from the combination of all other resources geothermal, wood, waste, wind, solar, etc.]

Oil's discovery in the late 1800s was akin to winning an energy lottery small efforts yielded enormous amounts of energy. Decades of extravagant use have taken a toll on the world's reserves. There is a growing consensus among experts that oil resources are, or soon will be, in permanent, irreversible decline.

Until recently, oil often was inexpensive in comparison to other sources of energy. However, in recent decades oil generally has not been cheap, and its increasing price has led to making alternative energy forms competitive.

Add to oil's burden the fact that, increasingly, it is exploited for political ends making other, less political energy sources more attractive.

Add, also, the large and growing concerns about atmospheric carbon emissions - concerns formalized in the Kyoto, and other, agreements. The objective of decarbonizing energy supplies makes hydro look even better.

As petroleum's role diminishes, a host of approaches will be required for addressing energy needs. Certainly greater emphasis will need to be given to conservation and energy efficiency. More research and development will be needed for exploring and implementing new, innovative, and emerging technologies. Expansion of electrification is imperative, and hydropower resources in new, redeveloped, and modernized projects are well-positioned to contribute an ample share to new supplies.

Editor-in-Chief

Publisher	Leslie Eden
Editor-in-Chief	Carl Vansant, MS, P.E.
Executive Editor	Marla Barnes
News Director	John Braden
Associate Editor	Elizabeth Ingram
Technical Editor	Ellen Faulkner, Ms, P.E.
News Editor	Will Dickinson
Contributing Editor	James L. Gordon, Bs.
Advertising Director	Howard Lutzk
Account Executive	Tom O'Connor
Art Director	Sarah Ben

ADVISORY BOARD

Emmanuel Antwi-Darkwa
Ministry of Energy, Ghana

Zhang Boting
Chinese Society of Hydroelectric Engineering

Ian M. Cook
ICCL, United Kingdom

Christopher R. Head
Chris Head & associates, United Kingdom

Tong Jiandong
*International Network on small Hydropower (IN-SHP)
People's Republic of China*

Zhang Jinsheng
China Yangtze Three Gorges Project

Leonard B. Kassana, MSc, P.E.
Tanzania Electric Supply Company Limited

Marcos A.P. Lefevre
TAIPU Binacional, Brazil

Terry Moss
Eskom Generation, South Africa

Peter Thomas Mulvihill
Pioneer Generation Ltd., New Zealand

Montri Suwanmontri, PhD
Environment/Resettlement Specialist, Thailand

Max Talbot
Hydropower Engineer (Retired), Australia

I.H. Olcay Unver, PhD
*Past President, GAP, Turkey
Kent State University, United States*

C.V.J. Varma
Council of Power Utilities, India

Raghunath G. (R.G.) Vartak
Hindustan Construction Company Ltd., India

Luis C. Vintimilla
Consulting Engineer, Ecuador

James Yang, PhD
Vattenfall Utveckling AB, Sweden

Ladislau Zeisel
Civil Engineer/Consultant, Germany

■ بازسازی:

بازسازی نیروگاه های پروژه ی «دالنا آردا کسکید» در بلغارستان

شرکت ملی انتقال برق بلغارستان (NETC) طی قراردادی که در تاریخ ۲۵ آوریل به امضا رسید بازسازی سه نیروگاه برق آبی در پروژه ی «دالنا آردا کسکید» را به شرکت «وی ای تک هیدرو» سپرد. «وی ای تک هیدرو» قرار است نیروگاه ۱۰۶ مگاواتی کاردجالی را که دارای چهار واحد تولید برق است، نیروگاه ۱۰۳.۵ مگاواتی ایوالوف گراد را که سه واحدی است و نیروگاه ۶۰ مگاواتی استودن کلادنیز را که چهار واحد دارد به طور اساسی تعمیر کند. ارزش این قرارداد حدود

۵۰ میلیون یورو (۶۰۴ میلیون دلار) است. همچنین قرار است که «وی ای تک هیدرو» توربین-ژنراتور پنجمی با ظرفیت ۱۶ مگاوات را به استودن کلادنیز اضافه کند. عملیات ساخت و ساز این ظرفیت افزایشی را شرکت «پور تکنوباو اوند اومولت» تحت قرارداد جدی جداگانه به ارزش ۱۶ میلیون یورو (۱۹۰۳ میلیون دلار) انجام می دهد. «دالنا آردا کسکید» دومین پروژه ه ای بین بلغارستان و اتریش است که در چارچوب آن گواهی انتشار کربن

طبق پروتکل کیوتو به اتریش اعطا می شود. هدف از پروتکل کیوتو کاهش دادن گرمایش جهانی است. نخستین پروژه نیز ساختن نیروگاه ۸۰ مگاواتی تسانکوف کاماک در رودخانه ی واچا بود. به گزارش رسانه های بلغارستان «وی ای تک هیدرو» در حال مذاکره با NETC درباره ی ساخت سد یدنیتسا (یا جادنیتسا) بر روی رودخانه ی یادنیتسا است. هدف از این پروژه گسترش دریاچه ی پایین نیروگاه ۸۶۴ مگاواتی چایرا است.

■ قراردادهای خلاصه

شرکت فرست هیدرو طی قراردادی بازسازی سامانه ی تحریک دی سی ژنراتور پروژه ی تلمبه ای - ذخیره ای ۳۶۰ مگاواتی فلستینیوگ در ولز انگلستان را به شرکت سلگ انگلستان سپرد. سیم پیچی دوباره ی آرمیچر و سیم پیچ های میدان اصلی و بازسازی قاب میدان از جمله مفاد این قرارداد است. طبق بندی از قرارداد در صورت لزوم هسته ی آرمیچر هم باید عوض شود. شرکت طبق این قرارداد از این اختیار برخوردار است که در صورت تمایل بازسازی سامانه های تحریک سه واحد دیگر را نیز تا سال ۲۰۰۹ به عهده بگیرد.

■ شرکت برق «ورار لبرگر ایل ورکه»

قرارداد تامین سه دستگاه تحریک پروژه ی تلمبه ای - ذخیره ای ۴۵۰ مگاواتی کوپسورک ۲ را که قرار است در رودخانه ی ایل اتریش ساخته شود به شرکت «ای بی بی» اتریش سپرد. ایل ورکه با شراکت شرکت آلمانی «ان بی دیلیو» در حال اجرای این پروژه ی ۳۰۰ مگاواتی یوروپی (۳۱۸ میلیون دلار) است.

■ شرکت ایتالیایی ادیسون قرارداد

تعمیرات اساسی و بازسازی نیروگاه برقایی ۶۵ مگاواتی پونته را به شرکت «پی ای سی» سپرد. طبق اعلام شرکت ادیسون در این پروژه باید سازه ی تبدیل نیروگاه که ۷۵.۲۵ متر طول و ۶ متر قطر دارد تحت عملیات خارق العاده نگه داری قرار گیرد. شرکت «پی ای سی» از کاپو دی پونته تنها شرکت کننده ی مناقصه بود.

■ قراردادهای:

ساخت دو پروژه توسط شرکت هندوستان در هند

HCC این پروژه ی ۴۳۱۲۵ میلیارد روپیه ای (۹۶۱ میلیون دلاری) را با همکاری شرکت اسپاس نوروژ اوزالتین ترکیه انجام می دهد. HCC همچنین اعلام کرد قرارداد ۳۰۹۶ میلیارد روپیه ای (۸۸۰۲۵ میلیون دلاری) ساخت سد تیستای سفلی ۴ در رودخانه ی تیستا در ایالت بنگال غربی را نیز با شرکت ملی برق آبی امضا کرده است.

شرکت ساخت و ساز هندوستان (HCC) برنده ی قرارداد ساخت نیروگاه ۱۲۰۰ مگاواتی سوالکوت و نیروگاه ۱۶۰ مگاواتی پروژه ی برق آبی سد تیستای سفلی مرحله ی ۴ شد. HCC به بورس بمبئی اعلام کرد قرارداد ساخت سوالکوت (یا سوالکوت) در رودخانه ی چناب را در قالب مهندسی-تدارکات-ساخت با دولت جامو و کشمیر امضا کرده است.

■ قراردادهای:

تجهیز نیروگاه ۵۱۲ مگاواتی کاوجی چین توسط شرکت ویت زمینس

طبق این قرارداد ۵۱ میلیون یوروپی (۶۲ میلیون دلاری) شاخه ی ویت زمینس در شانگهای باید چهار توربین عمودی کاپلان، هریک به ظرفیت ۱۲۸ مگاوات عرضه کند.

شرکت توسعه و ساخت و ساز چونگ کینگ قرارداد تجهیز نیروگاه برقایی ۵۱۲ مگاواتی کاوجی در رودخانه ی جیالینگ در استان چونگ کینگ چین را به شرکت برق آبی ویت زمینس سپرد.

■ اخبار شرکت ها:

فروش شرکت «چانگشا والو» چین به شرکت آمریکایی

شرکت فناوری واتز واتر ایالات متحده دارایی ها و کسب و کار شرکت «چانگشا والو ورکز» در چانگشا را به طور کامل خریداری کرد. شرکت واتز با اعلام این خبر در تاریخ ۲۶ آوریل، خبر داد که چانگشا از سازندگان معروف شیرهای پروانه ای هیدرولیکی برای نیروگاه های حرارتی و برقایی، پروژه های توزیع آب و پروژه های عملیات آب در چین است.

نسخه PDF این مجله را می توانید در آدرس www.satkab.com/magazine بیابید

REFURBISHMENT:

Bulgaria awards rehab of Arda Cascade

VA Tech Hydro signed a contract April 25 with Bulgaria's National Electricity Transmission Co. (NETC) for refurbishment of three hydropower projects in the Dolna Arda Cascade.

VA Tech Hydro is to overhaul the 106-mw Kardjali plant, which has four generating units; the 103.5-mw Ivailovgrad plant, with three units; and the 60-mw Studen Kladenez plant, with four units. The contract value to VA Tech Hydro is about 50 mil-

lion euros (US\$60.4 million).

VA Tech Hydro also is to add a fifth turbine-generator, of 16 mw, to Studen Kladenez. Construction work for the addition will be performed by PORR Technobau und Umwelt AG as an additional contract worth 16 million euros (US\$19.3 million).

The Dolna Arda Cascade work is the second project between Bulgaria and Austria in which carbon emission certificates will be allotted to Austria

under the Kyoto Protocol, intended to reduce global warming. The first was construction of 80MW Tsankov Kamak on the Vacha River.

Bulgarian media reported VA Tech Hydro also is in talks with NETC on construction of Yadenitsa (or Jadenitsa) Dam on the Yadenitsa River. The project is intended to expand the lower reservoir of the 864MW Chaira project.

CONTRACTS:

Briefly

First Hydra Co. awarded a contract to CEGELEC of the United Kingdom to refurbish the DC excitation system of a generator at the 360-Mw Ffestiniog pumped-storage project in Wales, United Kingdom. Work is to include rewind of armature and main field windings, and refurbishment of the field frame. The contract contains an option to re-core the armature depending on existing conditions. CEGELEC also holds contractual options to refurbish the excitation systems for three other units between now and 2009.

Austrian utility Vorarlberger Illwerke AG awarded a contract to ABB AG of Austria to supply three sets of excitation equipment for the 450-MW Kopswerk 2 pumped-storage project, which is being built on Austria's III River. Illwerke is developing the 300 million euro (~US\$318 million) project jointly with German utility EnBW AG.

Italian utility Edison S.p.A. awarded a contract to PAC S.p.A. of Italy to perform overhaul and refurbishment work at the 65-Mw Ponte Gardena hydroelectric project. Edison described the work as extraordinary maintenance of the project's diversion structure, which is 7,525 meters long and 6 meters in diameter. PAC, of Cape di Ponte, Italy, was sole bidder.

COMPANY NEWS:

U.S firm acquires China's Changsha Valve

Watts Water Technologies Inc. of the United States has completed acquisition of the assets and business of Changsha Valve Works in Changsha.

Making the announcement April 26, Watts said Changsha is a leading manufacturer of largediameter hydraulic-actuated butterfly valves for hydropower and thermal electric plants, water distribution projects, and water works projects in China.

Watts manufactures products to control the efficiency, safety, and quality of water.

Breaking news can be found at HydroNews.net, HCI's Internet news service. For headlines of the latest top stories in hydro, visit www.hydronews.net.

CONTRACT AWARD:

Hindustan to build tow India projects

India's Hindustan Construction Co. Ltd. (HCC) received contracts to build the 1,200 MW Sawalkote and 160-MW Teesta Low Dam Stage 4 hydropower projects. HCC told the Bombay Stock Exchange it received approval from the government of Jammu & Kashmir State to build Sawalkote (or Sawalkot) on the Chenab River on an engineering-procurement-construction basis.

HCC will carry out the 43.125 billion rupee (US\$961 million) contract in consortium with SPAS of Norway and Ozaltin of Turkey. HCC also said National Hydroelectric Power Corp. awarded it a 3.96 billion rupee (US\$88.25 million) contract to build Teesta Low Dam 4 on the Teesta River in West Bengal State.

CONTRACT AWARD:

Voith Siemens to equip China's 512-MW Caojie

Chongqing Shipping Construction & Development Co. awarded a contract to Voith Siemens Hydro Power Generation to equip the 512-MW Caojie hydroelectric project on the Jialing River in China's Chongqing Province.

The contract, valued at 51 million euros (US\$62 million), calls for Voith Siemens' Shanghai unit to supply four vertical Kaplan turbines of 128 mw each.

قراردادها:

خلاصه

شرکت برقایی وربوند اتریش تامین سامانه ی خودکار سازی پروژه های برقایی گرلوس ۲ (به ظرفیت ۱۳۵ مگاوات) و فونسینگا و ۲۵ مگاوات) اتریش را به شرکت «وی ای تک ست» اتریش سپرد. طبق این قرارداد شرکت «وی ای تک» طراحی، تامین، برپاسازی، آزمایش و راه اندازی سامانه ی خودکار سازی گرلوس ۲ (در دست ساخت در رودخانه ی گرلوس) و فونسینگا (تحت بهره برداری در رودخانه ی زیلر) را به عهده دارد. تامین ابزار اندازه گیری ماشین ها و کلید آلات، حفاظت مکانیکی الکتریکی هر دو نیروگاه و تامین محرک و گاورنر توربین نیروگاه فونسینگا نیز جزو این قرارداد است.

پروژه ی خدمات ساخت و ساز پروژه ی برقایی ۱۰۰ مگاواتی گلندوی شرکت انرژی اسکاتلند و جنوب در لاک نس اسکاتلند به واحدی از گروه مهندسی جیکوبز سپرده شد و شامل بررسی طراحی، پشتیبانی فنی و نظارت بر محل کار طی ساخت و ساز می شود. شرکت جیکوبز پیش از این بررسی های امکان سنجی، بهینه سازی طرح، مهندسی تدوین مناقصه و تعیین مشخصات و ارزیابی مناقصه ها را انجام داده بود.

سازمان رودخانه ی ولتا (VRA) در غنا قرارداد ارزیابی گزارش حساب رسی فنی پروژه ی برقایی ۱۶۰ مگاواتی کیپونگ در رودخانه ی ولتا را به شرکت «هچ آکرس» کانادا سپرد. این شرکت باید هزینه ی تجهیز مجدد چهار واحد نیروگاه کیپونگ، شامل متعادل سازی تجهیزات نیروگاه و تهیه ی اسناد مناقصه را نیز انجام دهد. طی مدت این پروژه و در چارچوب برنامه ی کار آموزی مهندسی نیز مهندسان VRA از دفاتر «هچ آکرس» در آبشار نیگارادر کانادا دیدار می کنند.

بازسازی:

آغاز بازسازی پروژه ی بزرگ اینگا در جمهوری دمکراتیک کنگو

نوسازی مجموعه ی برقایی ۱۷۷۴ مگاواتی اینگا در رودخانه ی کنگو در جمهوری دمکراتیک کنگو (DRC) از ۱۹ دسامبر آغاز شد. در این پروژه آب از ارتفاع ۱۰۰۰ متر فرومی ریزد و می تواند دست کم ۵۰۰۰۰ مگاوات برق تولید کند. هم اکنون نیروگاه های ۳۵۰ مگاواتی اینگا ۱ و ۱۴۲۴ مگاواتی اینگا ۲ فقط ۵۰۰ مگاوات تولید می کنند که ناشی از ضعف نگه داری است. قسمت چشم گیری از بازسازی را شرکت مگ انرژی، شاخه ای از شرکت کانادایی مگ اینداستریز (تولید کننده ی منیزیم) و شرکت توسعه ی صنعتی آفریقای جنوبی (دارای ۱۵ درصد سهم) انجام می دهند.

شرکت مگ انرژی برای مرحله ی ۱ بازسازی نیروگاه اینگا، بهسازی توربین ژنراتور ۱۷۸ مگاواتی، جی ۲۳ در اینگی ۲ به میزان ۱۲ میلیون دلار سرمایه

سازمان ها:

اعلام نامزدی برای جایزه ی سیاره ی آبی IHA

انجمن بین المللی برق آبی (IHA) تا اول سپتامبر ۲۰۰۶ درخواست های نامزدی دریافت جایزه سیاره ی آبی ۲۰۰۷ را می پذیرد که هر دو سال یک بار به عملکرد باثبات مطلوب در تاسیسات آبی اهدا می شود.

در سال ۲۰۰۵ میلادی IHA پروژه های نیروگاه ۱۸۵ مگاواتی آرولیکز و نیروگاه ۱۶ مگاواتی سکت کریک در کانادا را به خاطر مطلوبیت اجتماعی، زیست محیطی و فنی و نیروگاه ۵ مگاواتی انده خولا هایدل در نپال را به خاطر مطلوبیت اجتماعی اقتصادی و ظرفیت سازی برنده ی این جایزه اعلام کرد.

مالکان پروژه های نامزد این جایزه باید تا ۱ سپتامبر خودارزیابی خودشان بر اساس بخش C استاندارد

گذاری می کند. این واحد نیز طی مرحله ی ۲ برنامه، یعنی بازسازی چهار واحد دیگر، انرژی قابل اطمینانی فراهم می آورد.

طبق اعلام شرکت مگ انرژی، پیمان کار اصلی مرحله ی ۱ شرکت فرانکوتاسی ایتالیا است که در ساخت نیروگاه اینگا در ۳۰ سال پیش نیز مشارکت داشت.

قرارداد در مرحله ی ۲ نیز تامین اعتبار بازسازی چهار واحد بعدی طی چهار سال آینده توسط مگ انرژی انجام شود که حدود ۱۱۰ میلیون دلار برآورد شده است. طبق اعلام مگ انرژی، مناقصه و تامین اعتبار پروژه در سه ماهه ی چهارم سال ۲۰۰۶ تکمیل می شود و کار در محل نیز از ژانویه ی ۲۰۰۷ آغاز می شود.

مرحله ی بعدی توسعه ی این پروژه، اینگی ۳ با ظرفیت ۳۵۰ مگاوات

امور مالی:

تامین اعتبار مالی دو پروژه دومینکن توسط بانک برزیلی

بانک توسعه ی ملی برزیل، BNDES، تامین اعتبار صادراتی برای پروژه های برقایی نیروگاه ۹۹ مگاواتی پالومینو و نیروگاه ۹۱،۲ مگاواتی لاس پالستاس در جمهوری دومینکن را تصویب کرد.

این بانک برای تامین اعتبار کالاها و خدمات برزیل که توسط شرکت «کانسترو تورا نوربرتو اودر برشت» در نیروگاه پالومینو عرضه می شود. ۱،۳ میلیون دلار در نظر گرفته است. کل سرمایه گذاری این نیروگاه ۲۲۶،۳ میلیون دلار است و شامل سد ذخیره سازی آب در بوکادوس ریوس در پیوندگاه رودخانه های «یاک دل سور» و «بلانکو» می شود.

این بانک همچنین برای تامین اعتبار کالاها و خدمات برزیل که توسط شرکت «کانسترو تورا آندراده گوتیرس» در نیروگاه لاس پالستاس عرضه می شود ۷۱،۲ میلیون دلار در نظر گرفته است. کل سرمایه گذاری این نیروگاه ۲۸۶،۲ میلیون دلار است و شامل سدی در رودخانه ی بائو و تونلی برای هدایت آب به رودخانه ی جاگوا می شود.

■ CONTRACTS:

Briefly

Verbund Austrian Hydro Power AG named VA Tech SAT GmbH & Co. of Austria to supply an automation system for the 135-Mw Gerlos 2 and 25-Mw Funsingau hydroelectric projects in Austria. VA Tech is to plan, supply, assemble, test, and start up an automation system at Gerlos 2, being built on the Gerlos River, and Funsingau, which is operating on the Ziller River. Work is to include machine and switchgear instrumentation, and mechanical electrical protection for both plants, plus a turbine governor and excitation for Funsingau.

A unit of Jacobs Engineering Group Inc. received a contract to provide services during construction of the 100-Mw Glendoe hydroelectric project on Scotland's Loch Ness. The contract from Scottish and Southern Energy Plc includes design review, technical support, and site supervision during construction. Jacobs previously provided feasibility review, scheme optimization, engineering of the tender design, and specification and assessment of tenders.

The Volta River Authority (VRA) of Ghana awarded a contract to Hatch Acres of Canada to assess a technical audit report for the 160-Mw Kpong hydroelectric project on the Volta River. Hatch Acres also is to prepare cost estimates to retrofit four Kpong units, including balance of plant equipment, and prepare documents for bidding. As part of a counterpart engineer training program, VRA engineers are to visit Hatch Acres offices in Niagara Falls, Canada, for the project's duration.

■ REFURBISHMENT:

Rehab begins at DRC's giant Inga project

Work began April 27 to refurbish the 1,774-Mw Inga hydroelectric complex at a site in the Democratic Republic of Congo (DRC) where the Congo River drops 100 meters, giving it the potential to produce at least 50,000 Mw.

Currently, the 350-Mw Inga 1 and 1,424-Mw Inga 2 plants produce a total of only 500 Mw due to lack of maintenance. MagEnergy Inc., a unit of Canadian magnesium producer MagIndustries Corp., and 15 percent partner Industrial Development Corp. of South Africa, plan to restore a significant portion.

MagEnergy is providing

US\$12 million for Phase 1 of Inga refurbishment, the rehabilitation of one 178-Mw turbine-generator, Unit G23, at Inga 2. That unit, in turn, is to provide reliable energy during Phase 2 of the program, rehabilitation of four more units.

The lead contractor for Phase 1 is Franco Tossi of Italy, which also participated in the original development of Inga 30 years ago, MagEnergy said.

In Phase 2, MagEnergy is to finance rehabilitation of the next four units over four years at an estimated cost of US\$110 million. MagEnergy said tender-

ing and project finance of Phase 2 are to be finalized by the fourth quarter of 2006. That on-site work is to begin in January 2007.

The next stage of development, an Inga 3 of up to 3,500 Mw, is being discussed by a joint venture involving the governments of DAC, Angola, Namibia, Botswana, and South Africa. The five-nation Western Corridor Power Project (Westcor) joint venture planned to begin pre-feasibility studies in May of Inga 3.

■ FINANCE:

Brazil bank finances two Dominican projects

Brazil's national development bank, BNDES, approved export financing for construction of the 99-Mw Palomino and 91.2-MW Las Placetas hydroelectric projects in the Dominican Republic.

BNDES is to provide US\$81.3 million to finance Brazilian goods and services supplied by Construtora Norberto Odebrecht for Palomino, whose total investment will be US\$226.3 million. Palomino is to include a water storage dam at Boca de Los Rios at the confluence of the Yaque Del Sur and Blanco rivers.

The bank also is to provide US\$71.2 million to finance Brazilian goods and services from Construtora Andrade Gutierrez for Las Placetas, whose total investment will be US\$286.2 million. Las Placetas is to include a dam on Bao River, with a tunnel to divert water to the Jagua River.

■ ORGANIZATIONS:

Applications open for IHA's Blue Planet Prize

The International Hydropower Association (IHA) is taking initial applications until September 1, 2006, for the 2007 Blue Planet Prize. The prize is awarded every two years to recognize excellence in sustainable practices at hydro facilities.

In 2005, IHA named the 185-mw Arrow Lakes and 16-mw Sechelt Creek projects in Canada for social, environmental, and technical excellence, and the 5-MW Andhikhola Hydel Scheme in Nepal for excellence in socio-economic benefits and capacity building. Owners of candidate projects may submit

to IHA by September 1 a self-assessment using the IHA Sustainability Assessment, Section C - Hydropower Facilities. By October 1, IHA reviews the assessments and invites candidates admitted to the second phase of competition to submit proposal papers.

For information, contact IHA Central Office, Westmead House, 123 Westmead Road, London Borough of Sutton, SMI 4J H United Kingdom; (44) 20-82881918; Fax: (44) 20-87701744; E-mail: iha_C&hydropower.org; Internet: www.hydropower.org.

■ اخبار شرکت ها:

خریداری سهام نیروگاه ۳۰۰ مگاواتی فورتونا در پاناما توسط گلابک

شرکت آمریکایی گلابک که در بازارهای نوین برق فعالیت می کند تاسیسات برق با ظرفیت کل ۴۲۱ مگاوات را که در پاناما و جمهوری دومینیکن قراردادارند از شرکت آمریکایی ال پاسو خریداری

کرد.

این قرارداد ۸۸ میلیون دلاری شامل سهم ال پاسو در نیروگاه برقایی ۳۰۰ مگاواتی فورتونا در رودخانه ی چیریکی در پاناما می شود. تاسیسات دیگر هم

شامل نیروگاه های حرارتی می شود. فورتونا یکی از سه پروژه ی دردست اجرای برق آبی در رودخانه ی چیریکی است که شرکت آمریکایی «AES» مالک فورتونا دردست اجرا دارد.

■ اجرای پروژه:

قرارداد ساخت نیروگاه ۶۱۵ مگاواتی نام نگوم ۲ در لائوس

شرکت ساختمان سازی «سی اچ کانچانگ پابلیک» تایلند اعلام کرد شاخه ای از این شرکت به نام شرکت انرژی جنوب شرق آسیا، برای ساخت و ساز و بهره برداری پروژه ی برقایی ۶۱۵ مگاواتی نام نگوم ۲ با دولت لائوس قراردادی امضا کرده است. طبق این قرارداد لائوس امتیاز این نیروگاه را به مدت ۳۲ سال به این

شرکت واگذار کرده است که شامل ۵ سال برای ساخت و ساز، دو سال برای آزمایش و ۲۵ سال فروش برق به تایلند می شود. شرکت انرژی جنوب شرق آسیا و سازمان دولتی تولید برق تایلند (EGAT) نیز در حال مذاکره برای قراردادهای فروش برق و تامین اعتبار بوده اند.

پیش بینی می شود این پروژه ی ۸۵۰ میلیون دلاری در سال ۱۳۹۲ راه اندازی شود. این نیروگاه در حوزه ی رود نام نگوم و بالاتر از نیروگاه ۱۵۰ مگاواتی نام نگوم ۱ و در ۹۰ کیلومتری وین تیان قرار دارد. شرکت برق راجاپوری نیز اعلام کرده است که ۵۹ میلیون دلار در این پروژه سرمایه گذاری می کند.

■ اجرای پروژه:

توافق شرکت های برق شیلی برای ساخت نیروگاه ۲۳۳۵ مگاواتی آیسن

شرکت های برق «اندسا» و «کالبون» شیلی در تاریخ ۶ اردیبهشت برای اجرای چهار تا پنج پروژه ی برقایی به ظرفیت کل ۲۳۳۵ مگاوات در منطقه آیسن در جنوب شیلی به توافق رسیدند. رافائل ماتئو مدیرعامل «اندسا» می گوید طبق پیش بینی این شرکت فرایند بررسی و کسب مجوز این پروژه ی ۲۰۴ میلیارد دلاری تا اواخر

سال ۲۰۰۸ طول می کشد. پیش بینی می شود که مناقصه نیز همان هنگام انجام شود و پروژه ها بین ۲۰۱۲ تا ۲۰۱۸ وارد مدار شوند. شرکت اندسا (شرکت ملی برق امپرسا) دارای امتیاز ساخت نیروگاه ۶۸۰ مگاواتی بیکر ۱ و نیروگاه ۳۶۰ مگاواتی بیکر ۲ در رودخانه ی بیکر و نیروگاه ۴۵۰ مگاواتی پاسکوا ۱ و نیروگاه ۹۴۰ مگاواتی پاسکوا

۲ در رودخانه ی پاسکوا در منطقه ی XI در جنوب شیلی است که در کل پروژه ی آیسن نامیده می شوند. اندسا اعلام کرده است که پیش بینی می شود طی دو سال آینده ۳۰ میلیون دلار در این پروژه ها سرمایه گذاری کند که ۶ میلیون دلار آن به انجام بررسی اثرات زیست محیطی قبل از تصمیم گیری نهایی مربوط می شود.

■ اخبار نیروی انسانی:

دکترای افتخاری ماس از شرکت اسکوم

تری ماس، از شرکت برق اسکوم افریقای جنوبی در تاریخ ۱۵ اردیبهشت به خاطر تلاش های اش در زمینه ی انرژی تجدیدپذیر پایدار و از جمله برق آبی، از دانشگاه فری استیت دکترای افتخاری دریافت کرد.

تری ماس که رییس بخش

بهسازی تجاری تولید برق

در اسکوم است عضو هیات

مدیره ی شرکت اسکوم انرژی

ماناتالی، اسکوم اوگاندا و شرکت

برق آبی لیوزمفوا است و طی

مدتی که متصدی ایستگاه های

برق بود برنده ی چهار جایزه ی

اسکوم شده است.

ماس هنگامی که در سال

۲۰۰۳ رییس نیروگاه تلمبه ای

ذخیره ای ۴۰۰ مگاواتی پالمیت

بود برنده ی جایزه ی سیاره ی

آبی انجمن بین المللی برق آبی

شد.

■ **COMPANY NEWS:**

Globeleq buys stake in Panama's 300-MW Fortuna

U.S. emerging markets power company Globeleq completed purchase of power assets totaling 421 Mw in Panama and the Dominican Republic from El Paso Corp. of the

United States.

The US\$88 million deal includes El Paso's stake in the 300Mw Fortuna hydroelectric project on Panama's Chiriqui River. Other assets include

thermal plants. Fortuna is one of three hydropower projects being developed on the hiriQUI River by Fortuna's other owner, AES Corp. of the United States.

■ **PROJECT DEVELOPMENT:**

Laos signs concession to develop 615-mw Nam Ngum 2

Thai construction firm CH Karnchang Public Co. Ltd. announced its subsidiary, SouthEast Asia Energy Ltd., entered a concession agreement with the government of Laos, providing for construction and operation of the 615-MW Nam Ngum 2 hydroelectric project.

Laos granted the developer concession rights for a

total of 32 years, including five years for construction, two years for testing, and 25 years for cross-border electricity sales to Thailand.

SouthEast Asia Energy and state-run Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT) were negotiating power purchase and financing agreements.

The US\$850 million

project is expected to be commissioned in 2013 in Laos' Nam Ngum River Basin, above the 150-mw Nam Ngum I project, about 90 kilometers from Vientiane.

Ratchaburi Electricity Generating said it would invest US\$59 million.

■ **PROJECT DEVELOPMENT:**

Chile utilities agree to develop 2,335-mw Aysen

Chilean utilities Endesa Chile and Colbun S.A. agreed April 26 to develop four or five hydroelectric projects totaling 2,355 Mw in southern Chile's Aysen Region.

Endesa Chief Executive Rafael Mateo said the company anticipates the study and permit process for the US\$2.4 billion project will be

complete by late 2008.

Tendering is expected to be conducted at that time. Projects would be brought on line from 2012 to 2018.

Endesa - Empresa Nacional de Electricidad S.A. - has water rights in Chile's southern Region XI to develop the 680-Mw Baker 1 and 360-Mw Baker 2 projects

on the Baker River and the 450-Mw Pascua 1 and 940-Mw Pascua 2 projects on the Pascua River, collectively called the Aysen project.

Endesa has said it expects to spend US\$30 million in the next two years, including US\$6 million in environmental impact studies, before making a final decision.

■ **PEOPLE NEWS:**

Eskom's Moss wins honorary doctorate

Terry Moss, of South Africa utility Eskom, received an honorary doctorate April 25 from the University of Free State for his dedication to sustainable renewable energy, including hydropower.

Moss, general manager of Eskom's Generation Business Enhancement, is a member of the boards of Eskom Energy Manatali SA, Eskom Uganda Ltd., and Lusemfwa Hydro Power Co. During his time as power station manager, his stations won four Eskom awards.

Moss was manager in 2003 of the 400-Mw Palmiet pumpedstorage project when it won the International Hydropower Association Blue Planet Prize.

چارچوب تصمیم‌گیری برای بازسازی و ارتقاء تاسیسات آبی

نیروگاه‌های آبی ابزارهایی کلیدی برای توسعه‌ی پایدار هستند و نقش مهمی در شبکه‌های آب و انرژی ایفا می‌کنند.

بازسازی و ارتقاء کوششی است برای حداکثر بهره‌برداری از دارایی‌های موجود به استفاده‌ی پایدار از منابع آب کمک موثری می‌کند. اما درعمراین تاسیسات تعدادی رویدادها و فعالیت‌های دیگری رخ می‌دهد بنابراین بهتر است که چگونگی و جایگاه بازسازی و ارتقاء در کل چرخه‌ی عمر تاسیسات و درکنار عملیات ساخت و ساز و نگه‌داری مشخص شود.

نگه‌داری مناسب و روزانه در تضمین عملکرد روان سازه‌ها و تجهیزات محوریت دارد. اما فرآیند کهنه شدن به کلی از میان نمی‌رود و برای جلوگیری از کاهش درآمد و افزایش هزینه‌های بهره‌برداری و نگه‌داری در دوره‌هایی نیز بازسازی لازم می‌شود (شکل ۲).

بازسازی و ارتقاء با نگه‌داری و پروژه‌های جدید تفاوت زیادی دارند و این خطر وجود دارد که در شکاف بین این دو قرارگیرند و در ارزیابی گزینه‌های موجود برای پاسخ‌گویی به نیازهای فزاینده‌ی آب و انرژی به طور مناسب مورد توجه قرار نگیرند. به همین دلایل بود که بانک جهانی رهیافتی خاص (چارچوب) برای کمک به تصمیم‌گیران در توجیه اجرای پروژه‌های بازسازی و ارتقاء تدوین کرد.

نویسنده: لورنت بلت و ژان میشل دورنی

نیروگاه‌های برقایی که پایه‌سن می‌گذارند مالکان نیز به فکر بازسازی و (یا) ارتقا آن‌ها می‌افتند. هم‌اکنون چارچوبی برای این کار موجود است که در شناسایی، تأیید، تأمین اعتبار و پیاده‌سازی پروژه‌های بازسازی به مالکان کمک می‌کند. به کارگیری این چارچوب در توجیه عملیات بازسازی و ارتقاء به مالکان کمک می‌کند.

قابلیت بازسازی نیروگاه‌های برقایی درجهان

سفرهای تجهیزات الکترومکانیکی درجهان که توسط انجمن تجهیزات برقایی (HEA) به ثبت رسیده است نشان می‌دهد که قابلیت بازسازی نیروگاه‌های برقایی درده سال گذشته رو به رشد بوده است (رجوع شود به شکل ۱). آمریکای شمالی و اروپا که نزدیک به ۷۰ درصد سهم بازار را در اختیار دارند همچنان در دهه‌ی آینده بیشترین سهم را در این زمینه دارند زیرا بیشترین نیروگاه‌های برقایی‌شان از دهه‌ی ۱۹۵۰ تا دهه‌ی ۱۹۸۰ ساخته شده‌اند. طبق برآورد هزینه‌ای ۱۰۰ دلار برای تجهیزات الکترومکانیکی به ازای هر کیلووات که توسط HEA انجام شده است برای بازسازی و ارتقاء ۱۰۰۰۰ مگاوات که برای سال ۲۰۰۴ در نظر گرفته شد ۱ میلیارد دلار سرمایه‌گذاری لازم است.

ضرورت چارچوب

سرمایه‌گذاری در سدها و نیروگاه‌های آبی درازمدت است و هزینه‌های بهره‌برداری نیز بسیار کم است. درضمن این تاسیسات می‌توانند به چندین نسل بهره‌برسانند. همین که سرمایه‌گذاری آغازین سریع باشد (برای مثال ده تا ۲۰ سال) این منابع می‌توانند به مدت بیش از ۱۰۰ سال بهره‌ی اقتصادی، زیست‌محیطی، اجتماعی و مالی برسانند. بنابراین سدها و

به نظر بسیاری از نهادها و از جمله بانک جهانی، آژانس بین‌المللی انرژی و انجمن بین‌المللی برق آبی، افزایش کارایی، بهینه‌سازی مزیت‌ها و عمرافزایی تاسیسات برقایی موجود به توسعه‌ی پایدار کمک چشم‌گیری می‌کند. برای تشویق مالکان منابع برقایی موجود به سرمایه‌گذاری مجدد در تاسیسات‌شان بود که بانک جهانی در سال ۱۳۸۳ تدوین چارچوب بازسازی و ارتقاء را به مرکز مهندسی آب شرکت برق فرانسه سفارش داد. هدف از این چارچوب که در دسامبر ۲۰۰۴ منتشر شد کمک به تصمیم‌سازان در تدوین برنامه‌ای بسنده برای بازسازی و ارتقاء تاسیسات برقایی و همچنین زمان‌بندی بهینه‌ی اجرای این برنامه است.

«چارچوب خط‌مشی و تصمیم‌گیری در باره‌ی بازسازی و ارتقاء سد و نیروگاه آبی (R&U)» ابزاری برای آسان‌سازی فرایند شناسایی، تأیید، تأمین اعتبار و پیاده‌سازی پروژه‌های بازسازی و ارتقاء سد و نیروگاه برقایی فراهم می‌کند که نرخ بازده‌ی داخلی (IRR) بالایی به دست می‌دهد. در این چارچوب، بهینه‌سازی و ایمنی سد نیز جزو عملیات بازسازی و ارتقاء است.

**لورنت بلت مدیر منطقه‌ی خاورمیانه
اقیانوسیه‌ی مرکز مهندسی آب شرکت
برق فرانسه که طی تدوین این چارچوب
مهندس برق آبی بوده است. ژان میشل
دورنی، قائم مقام این مرکز و رییس گروه
تدوین چارچوب تصمیم‌گیری**

Framework for Deciding to Rehabilitate and Uprate Hydro Facilities

By Laurent Bellet and Jean-Michel Devernay

A, hydro plants ago, owners are considering the: options of rehabilitating and / or uprating .A_ framework- designed to aid owners in identifying , approving, funding and implementing rehab projects - is now available. Using the framework can help owners justify rehab and uprate work. A case study from Turkey illustrates application of this framework.

Many institutions - including the World Bank, International Energy Agency, and International Hydropower Association - see improving the performance, optimizing the benefits, and extending the lifetime of existing hydroelectric facilities as a significant contribution toward sustainable development. To encourage owners of existing hydro resources to reinvest in their facilities, in 2004 the World Bank commissioned Electricite de France's Hydro Engineering Centre (EDF-CIH) to set up a rehabilitation and uprating framework. This framework, released in December 2004, is intended to help decision makers establish an adequate program for rehabilitation and uprating of a hydro facility, as well as the optimum timing for its implementation.

The «Framework for Policy and Decision-making on Dam and Hydro Plant Rehabilitation and Uprating (R&U)» provides a tool for facilitating the process of identifying, approving, finding, and implementing dam and

hydroelectric plant rehab and uprating projects that will provide a high internal rate of return (IRR). For the purposes of the framework, rehabilitation and uprating includes dam safety and optimization.

Hydro rehab potential worldwide

Orders for electromechanical equipment registered worldwide by the Hydro Equipment Association (HEA) show that hydro plant rehab potential has been growing for the past ten years. (See Figure 1.) North America and Europe, which represent nearly 70 percent of the market share, will remain major contributors over the next decade because most of their hydropower plants were built from the 1950s through the 1980s. Using HEA's cost estimate of US\$100 per kilowatt for electromechanical equipment, the 10,000 MW of rehab and uprating scheduled for 2004 represented a US\$1 billion investment.

Why a framework is needed

Dams and hydro plants are long-term investments with very low operating costs. In addition, these facilities can benefit several generations. Once the initial investment is repaid (say after ten to 20 years), these resources can deliver

financial, economic, environmental, and social benefits for more than 100 years. Thus, dams and hydro plants are key tools for sustainable development and play a major role in the water and energy nexus.

Rehabilitation and uprating, as an endeavor to get the most out of existing assets, can efficiently contribute to the sustainable use of water resources. However, a number of other events and activities occur during the life of a facility, making it worthwhile to better specify and position rehabilitation and uprating in the overall cycle, along with construction and maintenance.

Proper maintenance is central to ensuring the smooth performance of structures and equipment on a day-to-day basis. But it cannot fully eliminate the aging process, which makes rehabilitation necessary at some point to avoid both reduced revenue and increased operation and maintenance costs. (See Figure 2 on page 16.)

Rehabilitation and uprating have major differences with regard to maintenance and new projects. There is a risk that rehabilitation and uprating may fall in the gap between maintenance and new projects and may not be properly considered in the assessment of the options available for meeting growing water and energy needs. These reasons have led the World Bank to develop a specific approach a framework - to help decision makers justify implementation of rehabilitation and uprating projects.

Laurent Bellet, area manager for East Asia/Pacific at Electricite de France's Hydro Engineering Centre, worked as a hydropower engineer during development of the framework. Jean-Michel Devernay, deputy managing director of the centre, led the framework development team.

• از دانش فنی عرضه کنندگان در زمینه ی فنون نوسازی باید به خوبی استفاده کرد اما استقلال تخصصی

نیز مولفه ای کلیدی از فرایند تصمیم گیری است

• ترتیبات ابتکاری و انعطاف پذیر تدارکات و همساز

با فرایند تصمیم گیری را باید تشویق کرد.

• برای تضمین پایداری مزیت های بازسازی و ارتقاء

باید برنامه ی جدید و درستی

برای نگه داری تدوین کرد.

• هنگامی که تصمیم

گیرندگان در کار ارزیابی برنامه

ی ساخت تاسیسات جدید

هستند باید به گزینه ی ارتقاء

تاسیسات موجود توجه داشته

باشند.

• فرصت های رسیدگی به

شرایط موجود اجتماعی و زیست

محیطی در پروژه ی بازسازی و ارتقاء باید مورد توجه

باشند و تقسیم مناسب مزایا، هزینه ها و مسئولیت ها بین

سهم داران مورد هدف باشد.

• مقررات کافی باید وجود داشته باشد

توصیه های کلیدی در باره ی بازسازی و ارتقاء

افزون بر رهیافت تصمیم گیری شرح داده شده در

بالا، شماری از توصیه های کلیدی نویسندگان برای

تصمیم گیرندگان و مجامع تامین

اعتبار عبارتند از:

• مالکان باید سوابق بهره

برداری و نگه داری را به اندازه

ی کافی ثبت و نگه داری کنند تا

ارزیابی پایه ی تاسیسات شان

تسهیل شود.

• در فرایند تصمیم گیری

تفکیک دقیق مسئولیت های

مالک و بهره بردار برای تضمین

گذار از نگه داری مداوم به بازسازی و ارتقاء ضرورت دارد.

• از مزیت های اقدامات غیر سازه ای چون بهینه

سازی مدیریت آب باید به طور کامل بهره برداری کرد.

• گستره فرصت های اجرای بازسازی و ارتقاء را باید

شناسایی کرد و مورد بهره برداری قرارداد (مثل دوره هایی

که اثر و هزینه ی از مدار خارج بودن نیروگاه حداقل است)

در این چارچوب رهیافتی مشخص و کاربردی برای

تصمیم گیری درباره ی پروژه های بازسازی و ارتقاء است

و هدف از آن تعریف منتخبی از پروژه های اولویت مند

است که به آسانی قابل تامین اعتبار و اجرا باشند. مراحل

شش گانه ی اصلی این فرایند عبارتند از (رجوع شود به

شکل ۳):

(۱) انجام ارزیابی پایه درباره ی سدها و نیروگاه های

آبی، شامل شناسایی گزینه های ارتقاء و بهینه سازی

عملکرد

(۲) بازبینی نیازهای شناسایی شده از لحاظ تامین

آب و برق، ایمنی، حفاظت زیست محیطی و توسعه ی

اجتماعی

(۳) شناسایی پروژه های بالقوه ی بازسازی و ارتقاء با

استفاده از اطلاعات گردآوری شده در مراحل ۱ و ۲

(۴) غربال کردن پروژه های بالقوه با استفاده از تحلیل

کیفی چندمعیاری و دست چین کردن شماری معقول از

پروژه ها.

(۵) رتبه بندی پروژه های انتخابی با استفاده از

رهیافت کمی چندمعیاری شامل تحلیل اقتصادی عمقی

و همچنین تعیین تراز مخاطره، عملکرد اجتماعی و زیست

محیطی، امکان تامین اعتبار و زمان لازم برای اجرا

(۶) تهیه طرح اجرا برای پروژه های دارای رتبه ی

بالا، شامل زمان بندی پایه، ترتیبات مالی پیش بینی

شده، راهبرد تدارکات، طرح تجاری مقدماتی و شرایط

مرجع برای بررسی امکان سنجی.

رجوع سامان مند به نیازها و در نظر گرفتن ملاحظات

مالی از همان آغاز کار، مولفه های کلیدی این چارچوب

هستند و بر قوت نتیجه ی نهایی می افزایند. در ضمن

هدف از این رهیافت کارآمدسازی فرایند ارزیابی گزینه

ها از طریق محدودسازی انتخاب ها به تعدادی واقع

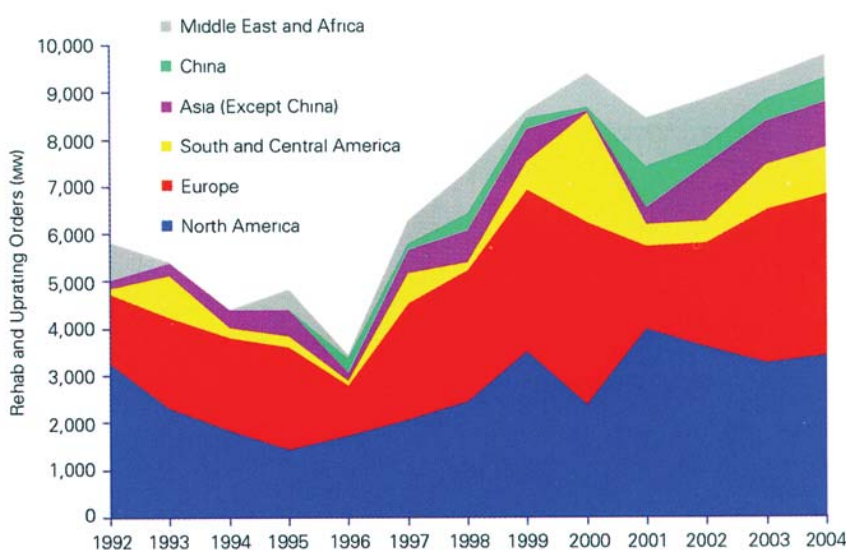
نگرانه است.

اما این رهیافت را نباید دستوری فراگیر پنداشت.

هر چارچوبی باید با موقعیت مورد نظر همساز باشد، با تعریف

اهداف اصلی آغاز شود و در آن برخی پروژه های آماده ی

Figure 1



سفرارش برای بازسازی و ارتقاء، نیروگاه آبی به گونه ای چشم گیر رو به رشد است و حدود ۷۰ درصد آن به اروپا و آمریکای شمالی مربوط می شود.

Explanation of the framework

The framework proposes a specific, practical decision-making approach to rehab and uprating projects, with the objective of establishing a selection of prioritized projects that can be readily funded and implemented.

The process includes six main steps (see Figure 3 on page 16):

- 1) Conduct a baseline assessment of dams and hydro plants, including identification of options for uprating and performance optimization;
- 2) Review identified needs regarding water and power supply, safety, environmental preservation, and social development;
- 3) Identify potential rehabilitation and uprating projects, using information gleaned from steps 1 and 2;
- 4) Screen potential projects using a qualitative multi-criteria analysis, then select a reasonable number of projects to consider;
- 5) Rank the selected projects, using a quantitative multi-criteria approach involving an in-depth economic analysis, as well as determining risk exposure level, social and environmental performance, likelihood of financing, and time needed for implementation; and
- 6) Prepare an implementation plan for the top-ranked projects, including a basic schedule, anticipated financing arrangement, procurement strategy, preliminary business plan, and terms of reference for a feasibility study.

The systematic reference to needs and the early introduction of financing considerations are key components of the framework and should enhance the robustness of the final result. In addition, the approach aims to streamline the options assessment process by limiting the selection to a realistic number of options.

However, this approach is not a universal recipe. The framework must be customized to each context, starting with a definition of the main objectives and taking into account that some projects may be ready for implementation.

Key recommendations for rehab and uprating

In addition to the decision-making approach described above, the authors have developed some key recommendations to decision makers and the financing Community:

- Owners should establish and maintain adequate operation and maintenance records to facilitate the baseline assessment of their facilities;
- A clear allocation of responsibility between owner and operator in the decision-making process is essential to ensure the switch from continuing maintenance to rehab and uprating;
- Benefits from non-structural measures, such as water management optimization, should be fully exploited;
- Windows of opportunity for rehab and uprating implementation should be identified and exploited (e.g., periods during which the effect and cost of shutdown is at a minimum);
- While the supplier's know-how in mod-

ernization techniques must be put to good use, independent expertise must remain a key ingredient of the decision-making process;

- Innovative and flexible procurement arrangements, consistent with the stages of the decision-making process, should be encouraged; A sound new maintenance program should be established to ensure the sustain-

ability of the benefits from rehabilitation and uprating;

- The option of uprating existing facilities should be considered when decision makers are assessing a program for the development of new facilities;

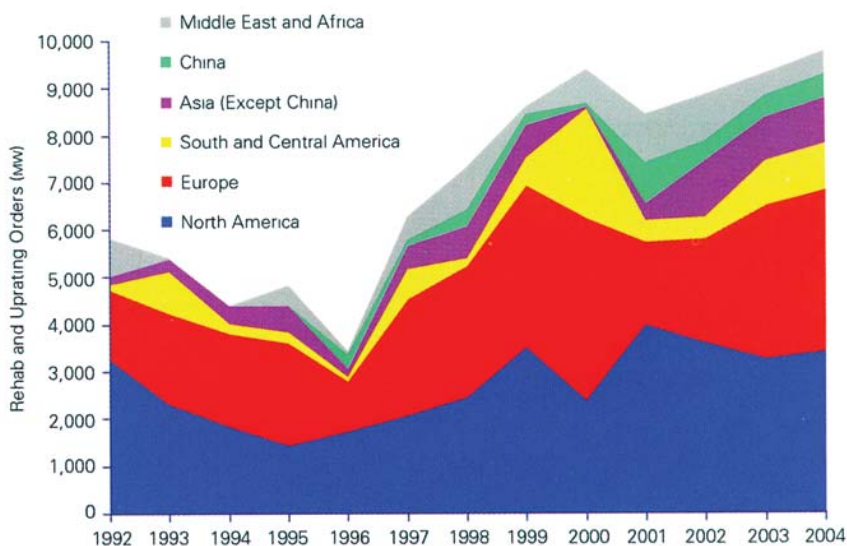
- Opportunities to address existing environmental and social condi-

tions should be considered in the rehab and uprating project, aiming at a proper sharing of benefits, costs, and responsibilities between the stakeholders;

- Adequate regulation should be

This framework makes the decision-making process and implementation of rehabilitation and uprating projects more effective and ensures the projects selected deliver their full benefits.

Figure 1



Orders for hydro plant rehabilitation and uprating are growing significantly, with Europe and North America representing nearly 70 percent of the total.

نقدینگی در نخستین سال هاکم تر از سایر گزینه ها مثل نیروگاه های حرارتی، است. بنابراین در نظر گرفتن میزان احتمال جذابیت پروژه برای تامین کنندگان مالی، یکی از معیارهایی است که بیاد در مرحله ی غربال کردن (مرحله ی ۴) مورد توجه باشد.

جریان درآمد خیلی پیش تر از پایان یافتن پروژه ی بازسازی و ارتقاء آغاز می شود (یعنی به محض راه افتادن واحد نخست). بنابراین بازسازی درازمدت نیز لزوماً زیان بار نیست. در واقع، رهیافت کار مرحله ای باعث می شود تا نیاز به اعتبارات مالی و در نتیجه هزینه کاهش یابد. صاحبان پروژه ها باید به سراغ ترتیباتی ابتکاری بروند تا از این قابلیت برای تامین اعتبار مرحله ای پروژه های بازسازی و ارتقاء استفاده کنند. در آغاز پروژه ی بازسازی و ارتقاء بیش از هر زمان دیگری پشتیبانی نهادهای تامین اعتبار چندجانبه مورد نیاز است اما وقتی که با بهره برداری از پروژه، نقدینگی ایجاد شود (برای مثال پس از راه افتادن چند واحد) می توان به سراغ تامین اعتبار خصوصی رفت. دولت نیز می تواند یکی از تسهیل کنندگان مهم سرمایه گذاری خصوصی باشد، به ویژه در هنگامی که شرکت های برق دچار کمبود منابع مالی شده باشند.

بررسی موردی ترکیه

حدود یک درصد کل قابلیت برق آبی جهان در ترکیه وجود دارد. نتایج یک بررسی که به سفارش سازمان تولید برق ترکیه (EUAS) و سایر سازمان های ترکیه انجام شده است نشان گر آن است که از لحاظ فنی و اقتصادی امکان تولید ۳۵۰۰۰ مگاوات برق آبی در این کشور وجود دارد که ۳۴۰۰ مگاوات آن در قالب پروژه هایی در دست ساخت است.

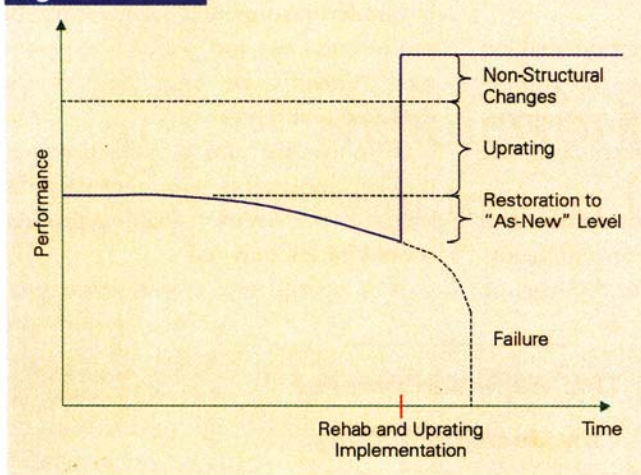
EUAS مالک و بهره بردار بیش از ۱۰۰ نیروگاه برق آبی به ظرفیت منصوبه ی کل ۱۱۶۰۰ مگاوات است که حدود یک سوم تولید برق در ترکیه است. قدمت برخی از این نیروگاه ها به سال ۱۹۰۲ می رسد و ظرفیت شان بین ۲ تا ۲۴۰۰ مگاوات (نیروگاه آتاتورک) متغیر است. تا سال ۲۰۰۴ هیچ گونه برنامه ی بازسازی در این کشور وجود نداشته است. سپس، EUAS اجرای رهیافت چارچوب و بررسی امکان سنجی پروژه ی دارای بالاترین رتبه را به EDF-CIH سپرد که بین ژوئیه ۲۰۰۴ و مارس ۲۰۰۵ انجام گرفت.

در تامین اعتبار بازسازی و ارتقاء پروژه های فاقد درآمد مستقیم مثل برنامه های ایمنی سد، نقشی کلیدی دارند. • باید آگاهی تصمیم گیرندگان (شرکت های برق، وزارت خانه ها و غیره) و همچنین تامین کنندگان مالی را نسبت به مزیت های بی همتای پروژه های بازسازی و ارتقاء افزایش دهند.

تمرکز بر تامین اعتبار

به طور معمول پروژه های بازسازی و ارتقاء دارای IRR جالبی هستند که اغلب بالای ۲۰ درصد است اما تامین اعتبار این پروژه ها همچنان چالش آمیز است زیرا جریان

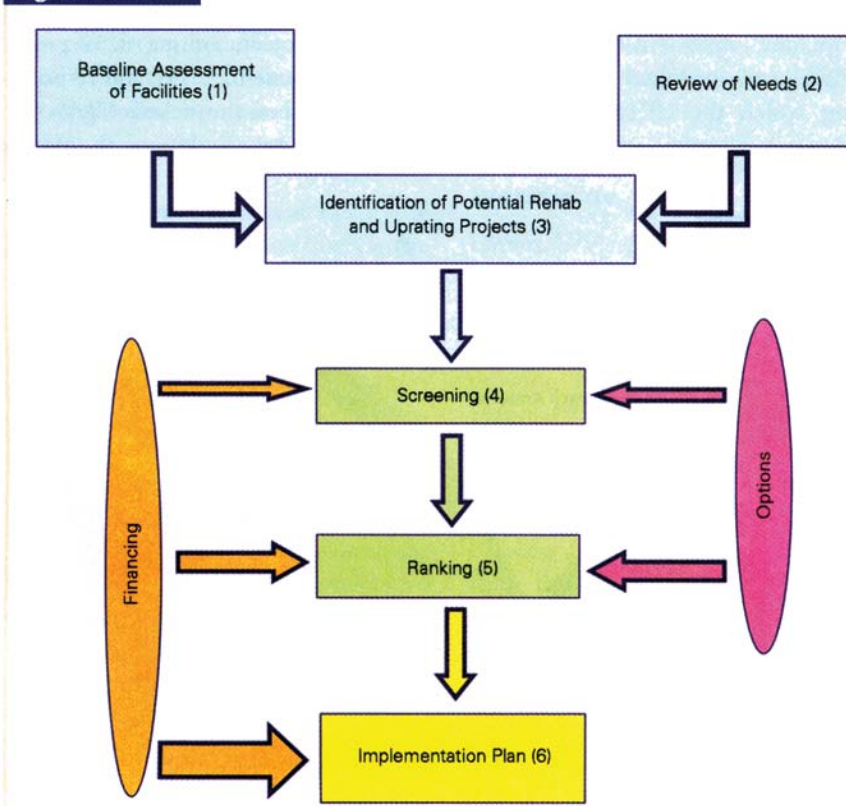
Figure 2



شکل ۲: عملکرد تاسیسات برقایی در گذر زمان افت می کند و مالکان می توانند با انجام ارتقاء و بازسازی های مختلف، عملکرد تاسیسات را تقویت کنند.

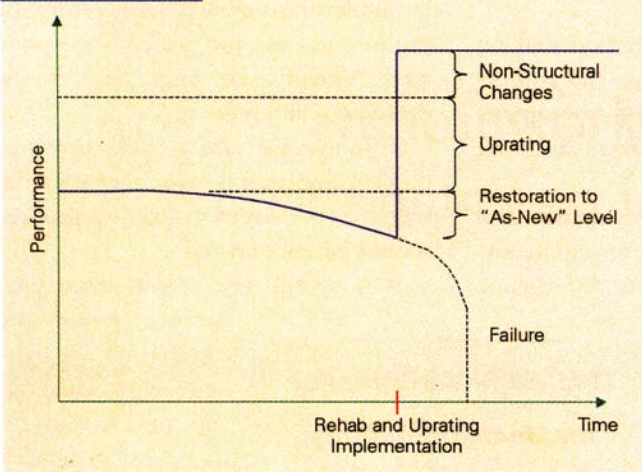
که تعریف و اجرای مناسب پروژه های بازسازی و ارتقاء تضمین شود. • نهادهای تامین اعتبار چندجانبه به ویژه

Figure 3



شکل ۳: چارچوب شش مرحله ای طراحی شده برای کمک به مالکان پروژه های برق آبی در شناسایی و ارزیابی پروژه های بالقوه ی بازسازی و ارتقاء.

Figure 2



Over time, the performance of hydroelectric facilities diminishes. By undertaking various rehab and uprating activities, owners can increase facility performance.

put in place, ensuring that rehabilitation and uprating projects can be properly developed and implemented;

- Multilateral financing institutions have a key role to play, notably in providing funding for

Rehab and uprating projects typically enjoy an attractive IRR, frequently above 20 percent. However, securing funds for the project may remain a challenge because the cash flow dur-

the rehab and uprating projects that do not yield direct financial revenues, such as dam safety programs; and

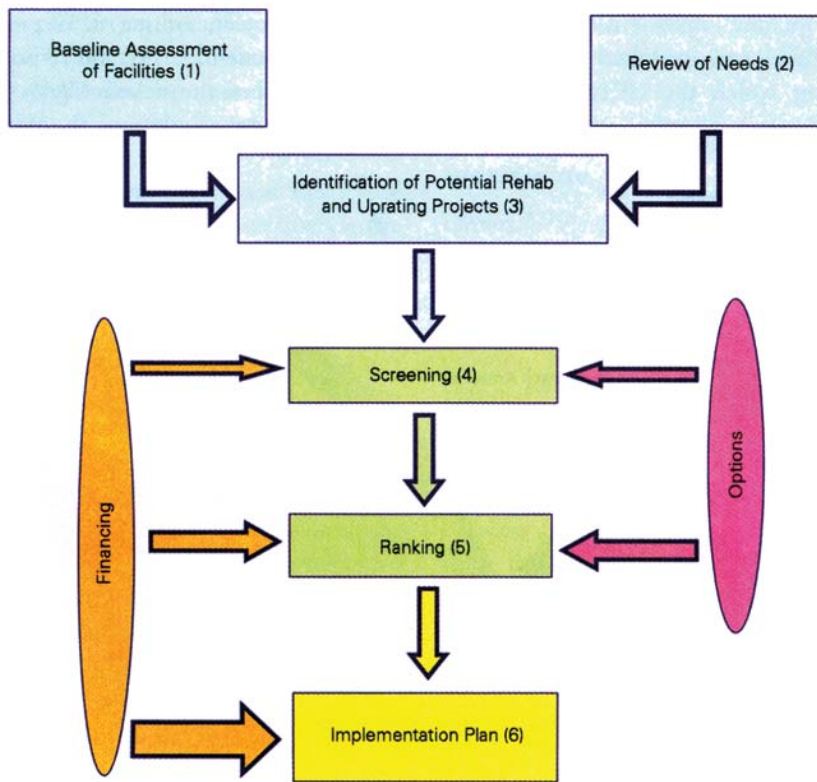
- There is a need to raise awareness about the unique benefits of rehabilitation and uprating projects among the decision makers (utilities, ministries, etc.) as well as financiers.

Focusing on financing

ing the first few years is lower than that provided by other options, such as thermal plants. Therefore, the likelihood for a project to be attractive to financiers is one of the criteria applied at the screening stage (step 4).

The stream of revenue starts well before the rehabilitation or uprating project is completed (e.g., as soon as the first unit is commissioned). Accordingly, a rehab with a long overall duration is not necessarily penalizing. A staged work approach may actually reduce financing requirements, and hence costs. Project owners must seek innovative arrangements to take advantage of this potential for staged financing of rehab and uprating projects. Support from multilateral funding agencies can be most needed at the beginning of a rehab or uprating project, with private financing taking over when operation of the project (i.e., after commissioning of some of the units) begins to provide additional cash. Governments can be important facilitators of private investments, especially when utilities are short of corporate funds.

Figure 3



This six-step framework is designed to help hydro project owners identify and assess the potential of rehabilitation and uprating projects.

Case study in Turkey

Turkey has about 1 percent of the world's total hydroelectric potential. Results of a study commissioned by the utility Turkish Electricity Production Authority (EUAS) and other Turkish authorities show that Turkey's technically and economically feasible hydro potential is 35,000 MW; projects totaling 3,400 MW of this capacity are under construction.

EUAS owns and operates more than 100 hydropower plants with a total installed capacity of 11,600 MW, providing nearly a third of the generation in Turkey. Some of these plants were commissioned as early as 1902, and their sizes vary from 2,400 MW (Atatiirk) to 2 MW. No rehabilitation program had been undertaken as of 2004. Consequently, EUAS entrusted EDF-CIN with the task of implementing the framework and performing a feasibility study of the best ranked project. This task was carried out between July 2004 and March 2005.

تامین اعتبار کار نیز به عهده ی مالک پروژه است.

از این اجرا چه می توان آموخت؟

اجرای موفقیت آمیز چارچوب بازسازی و ارتقاء در ترکیه نشان می دهد که این رهیافت می تواند ابزاری قوی و کاربردی در دست تصمیم گیرندگان باشد. مهندسان توانستند رهیافت چارچوب را در محدوده ی زمانی مورد نظر و موقعیت ترکیه اجرا کنند.

این چارچوب، بازدهی ی فرایند تصمیم گیری و اجرای پروژه های بازسازی و ارتقاء را افزایش می دهد و تضمین می کند که مزیت کامل پروژه های انتخابی حاصل شود و در کل سدها و برق آبی به توسعه ی پایدار کمک کند.

لورنت بلت مدیر منطقه ی خاورمیانه اقیانوسیه ی مرکز مهندسی آب شرکت برق فرانسه که طی تدوین این چارچوب، مهندس برق آبی بوده است. ژان میشل دورنی، قائم مقام این مرکز و رییس گروه تدوین چارچوب تصمیم گیری.

نشانی: فرانسه ۷۳۳۷۳، لوبورژ دو لاک، ساوی تکنولاک مرکز مهندسی برقی EDF

تلفن: ۷۹۶۰۶۱۸۴-۴ (۳۳) برای بلت و ۷۹۶۰۶۰۰۲-۴ (۳۳) برای دورنی، پست الکترونیکی: Laurent.

jean-michel.devernay@edf.fr lybellet@edf.fr

سپاس گزاری

نویسندگان این مقاله از بانک جهانی به خاطر پیشبرد این پروژه و فراهم سازی ابزاری با ارزش برای خط مشی بازسازی و ارتقا نیروگاه های آبی و تصمیم گیری درباره اش که برای تصمیم گیرندگان و مجامع برق آبی قابل استفاده است سپاس گزار است.



شکل ۴: در نتیجه ی استفاده از چارچوب تدوین شده توسط شرکت برق فرانسه، پروژه ی ۱۳۵۰ مگاواتی کبان در رودخانه ی فرات در ترکیه به عنوان بهترین پروژه ی بازسازی و ارتقاء این کشور انتخاب شد.

نیروگاه در دومرکله ساخته شده است: چهار واحد ۱۵۷.۵ مگاواتی در سال ۱۹۷۴ راه اندازی شد (کبان ۱) و چهار واحد ۱۸۰ مگاواتی در سال ۱۹۸۵ (کبان ۲).

برای تعریف تفصیلی تر حوزه ی پروژه بررسی امکان سنجی بازسازی کبان به اجر درآمد که شامل ارزیابی سودها و هزینه های مربوطه می شد. این پروژه شامل کارهای زیر می شود:

• بازسازی توزیع کننده ها به منظور کاستن از نشت

• تعویض سیم پیچ استاتور کبان ۱ با سیم پیچ های جدید رده ی F به منظور افزایش توان واحد

• تعویض اتصال استاتور در کبان ۲ به منظور احیای کارایی و مشخصات اصلی آن

• بازسازی سامانه های تنظیم ولتاژ و بسامد

• بازسازی سامانه ی کنترل واحد

• بازسازی روتورها

• راه اندازی سامانه ی کنترل تمام خودکار

در نتیجه ی انجام این ارزیابی بود که دفتر کل عملیات آبی کشور در شرکت مالک پروژه یعنی DSi تصمیم گرفت بازسازی را به پیش ببرد. کارها قرار است از سال ۲۰۰۶ آغاز شود و در سال ۲۰۱۱ به پایان برسد.

فرآیند انتخاب مشاور برای آماده سازی تدارکات و امور مهندسی در حال نهایی شدن است و قرار است مناقصه های اصلی در پایان سال ۲۰۰۶ انجام شود.

برای آن رهیافت چارچوب برای متخصص برق آبی قابل فهم و انجام پذیر باشد ارزیابی توسط مهندسان EDF انجام شد که در تدوین رهیافت چارچوب دخالتی نداشتند.

این بررسی موردی عبارت بود از ارزیابی این که رهیافت چارچوب را چگونه می توان در شرایط ترکیه اجرا کرد، از لحاظ تصمیم گیری چه پیامدهایی وجود دارد و چگونه به اجرای پروژه های خاص بازسازی و ارتقاء منجر می شود. پس از پردازش نیازسنجی ها و ارزیابی پایه ی تاسیسات، پنج پروژه با حوزه های مختلف تعریف شد که از بازسازی یکی از تاسیسات تا به کرد خدمات کمکی برای کل شبکه را در بر می گرفت. این پروژه ها عبارتند از:

• بازسازی نیروگاه ۱۳۵۰ مگاواتی کبان

• بهسازی بهره برداری کلی تمام نیروگاه های آبی دره ی فرات

• بازسازی نیروگاه های بزرگ آبی دره ی ساکاریا

• تقویت بازدهی توربین چندنیروگاه بزرگ آبی

• بهکرد خدمات کمکی (اعمال ولتاژ، چرخانش

کمکی و راه اندازی خاموش) در چندنیروگاه بزرگ «راهبردی» برقی

در مرحله ی تبه بندی رهیافت چارچوب (مرحله

ی ۵) مشخص شد که بازسازی پروژه ی کبان بهترین پروژه ی بازسازی و ارتقاء در ترکیه است. این



The 1,350-mw Keban project on the Euphrates River in Turkey was chosen as the best rehab and uprating project in the country, as a result of using the framework developed by Electricite de France.

To ensure that the framework is understandable and practicable for a hydro specialist, the assessment was performed by EDF engineers who were not involved in developing the framework.

The case study consisted of assessing how the framework could be applied in the Turkish context, what could be expected in terms of decision making, and how it could lead to implementation of specific rehab and uprating projects. After processing the review of needs and the baseline assessment of the facilities, five projects were identified with different scopes - from rehabilitation of one facility to the improvement of ancillary services for the entire grid. The projects are:

- Rehabilitation of 1,350-mw Keban;
- Improvement of the overall operation of all of the hydro plants in the Euphrates Valley;
- Rehabilitation of the major hydro plants in the Sakarya Valley;
- Improvement of turbine efficiency on a few major hydro plants; and
- Improvement of ancillary services (voltage start, spinning reserve, and black start capabilities) provided by a few major («strategic») hydro plants. The ranking step of the framework (step 5) led to the selection of the Keban rehabilitation as the best rehab and uprating project in Turkey. Keban, on

the Euphrates River, is the third largest hydro plant in Turkey. It was built in two stages: four 157.5-mw units commissioned in 1974 (Keban 1), and four 180-Mw units commissioned in 1985 (Keban 2).

A feasibility study of the Keban rehabilitation was performed to define in more detail the scope of the project, including an evaluation of the associated costs and benefits. This project includes the following tasks:

- Rehabilitate the distributors to reduce leakage;
- Replace the stator windings at Keban 1 with new class F windings to increase unit power;
- Replace the stator connection at Keban 2 to restore its original characteristics and efficiency;
- Rehabilitate the frequency and voltage regulation systems;
- Rehabilitate unit control system;
- Replace the runners; and
- Implement a fully automatic control system.

As a result of the assessment, project owner DSI (Devlet Su Isleri) General Directorate of State Hydraulic Works decided to go forward with the rehab. The works are scheduled to start in 2006 and be completed in 2011. The process of selecting a consultant to prepare for engineering and

procurement is being finalized, and the main tenders are scheduled to be launched by the end of 2006. The project owner is funding the work.

What do we learn from this implementation?

Successful application in Turkey of the rehab and uprating framework shows it can be a practical and powerful tool for decision makers. Engineers were able to adapt the framework to the time constraints and context of the country.

This framework makes the decision-making process and implementation of rehab and uprating projects more effective and ensures that the projects selected deliver their full benefits within the more general contribution of dams and hydropower to sustainable development.

Messrs. Bellet and Devernay may be reached at EDF - Hydro Engineering Centre, Savoie-Technolac, Le Bourget-du-Lac, France 73373; (33) 4-79606184 (Bellet) or (33) 4-79606002 (Devernay); E-mail: laurent.bellet@edf.fr or jean-michel@edf.fr.

Acknowledgment

The authors thank the World Bank for advancing this project and for providing the decision-makers and the hydro community with a valuable tool for hydro rehabilitation and uprating policy and decision making.

Reference

Barus, C., Laurent Bellet, Jean-Michel Devernay, and H. Jacquet-Francillon, «Framework for Policy and Decision Making on Dams and Hydro Plant Rehabilitation and Uprating (R&U)», prepared for the World Bank by Electricite de France, December 2004.

تحولات برق آبی در هندوستان: برنامه ها و پیشرفت ها

نویسنده: آنکور واشیشتا

هندوستان در پی ساخت نیروگاه های جدید برق آبی به ظرفیت کل ۷۵۰۰۰ مگاوات از سال ۲۰۰۷ تا سال ۲۰۲۲ است تا بتواند با تقاضای انرژی همگام شود و این هدف دستاورد یکی از طرح های بزرگ دولت است. محوریت دادن دولت به برق آبی به عنوان منبع ارجح برق در هندوستان، فرصت های چشم گیری برای سازندگان نیروگاه ها و تامین کنندگان کالا و خدمات فراهم می آورد.

دارد: پرمخاطره بودن و سرمایه بر بودن پروژه های برق آبی، ناتوانی بازیگران خصوصی در کسب قراردادهای رضایت بخش فروش برق آبی و فقدان قابلیت های فنی و متخصصان ورزیده در بخش خصوصی.

البته قول های دولت برای حمایت های قوی و نمونه های مثبت اجرای به موقع و در چارچوب بودجه در پروژه های اخیر سبب شده است تا برق آبی گزینه ای کارآمدتر برای پاسخ گویی به تقاضای فزاینده ی برق باشد. دولت برای حمایت از پروژه های برق آبی گام های بسیاری برداشته است که عبارتند از:

- ترویج عملیات مطلوب مثل سنجش هزینه های پروژه و اجرای کارآمد مناقصه. برای تمام سازمان های دولتی اجباری است که شرکت های بخش عمومی اسناد کامل مناقصه و پذیره نویسی را در وبگاه سازمان ارائه دهند. هدف از این ابتکار افزایش شفافیت در تعیین برنده ی مناقصه است. در ضمن اکنون بسیاری از دولت های ایالتی نیز اسناد کامل مناقصه را در وبگاه های خود عرضه می کنند.

- حمایت بودجه ای قوی از سوی دولت. این نکته مهم است زیرا بخش مهمی از تامین اعتبار اکثر پروژه های برق آبی توسط دولت انجام می شود. CEA و وزارت نیرو پیشرفت تمام پروژه ها را به صورت ماهانه بررسی می کنند. اطلاعات پیشرفت پروژه های برق آبی شرکت های برق بخش عمومی مرکزی هر دو ماه یک بار در وبگاه www.hydropower-net.nic.in به روز می شود و توسط CEA و وزارت نیرو بررسی می شود.

- کاهش هزینه ی واحد تولید برق آبی. در طرح های این حوزه محاسبه ی تعرفه ای برگشت نقدینگی از ۱۶ به ۱۴ درصد کاهش داده شد. در ضمن، تشویق های ویژه برای پروژه های دارای ظرفیت ۵۰۰ مگاوات یا بیشتر در نظر گرفته می شود که شامل ده سال «معافیت» از مالیات های فدرال و همچنین معافیت از عوارض گمرکی کالاهای وارداتی می شود.

اجرای چندین طرح است که مهم ترین بخش اثر گذار بر بخش برق آبی «طرح برق آبی ۵۰۰۰۰ مگاواتی» است. این طرح در ماه مه ۲۰۰۳ توسط نخست وزیر هندوستان اعلام شد و طبق آن تا سال ۲۰۱۷ و پس از آن باید بیش از ۵۰۰۰۰ مگاوات ظرفیت برق آبی جدید ایجاد شود (جدول ۱).

آمار تفکیکی بازه ی زمانی ۲۰۱۲ تا ۲۰۲۲ هنوز مشخص نشده است.

CEA برای فراهم سازی چنین ظرفیتی، طی بررسی رتبه بندی که پیش از آن انجام شده بود ۱۶۲ پروژه ی ویژه تعریف کرد. بررسی رتبه بندی در اکتبر ۲۰۰۱ منتشر شد و در آن ۳۹۹ پروژه ی بالقوه ی برق آبی بر اساس جاذبه ی اجرایی از مقیاس A (بالترین رتبه) تا E (پایین ترین رتبه) اولویت بندی شده بود. برخی از عوامل در نظر گرفته شده عبارت بود از: بلندی سد، دسترس پذیری محل، طول انتقال آب و توسعه ی پایین دست است. با بحث هایی که بین وزارت نیرو، دولت هندوستان، CEA شرکت های برق بخش عمومی، سازمان های دولتی و سایر سازمان صورت گرفت ۱۶۲ پروژه از این فهرست دست چین شد (گزارش رتبه بندی در وبگاه www.cea.nic.in در بخش گزارش های ویژه ی برق آبی آمده است).

دوره ی تکوین پروژه های برق آبی از دیرباز در هندوستان طولانی بوده است و از لحاظ عدم قطعیت های جغرافیایی فنی پرمخاطره بوده است. در نتیجه شماری از پروژه ها فراتر از بودجه ی خود می روند و تکمیل شان دیرتر از موعد در نظر گرفته طول می کشد. در گذشته شرکت های خصوصی چندانی در هندوستان به سراغ پروژه های برق آبی نرفته اند که چندین دلیل

با افزایش جمعیت هندوستان، تقاضای عرضه ی انرژی پیشی می گیرد. هندوستان در سال ۲۰۰۵-۲۰۰۴ دچار ۷۰۳ کمبود انرژی بود که در ساعات اوج مصرف به حدود ۱۲ درصد می رسید.

سازمان مرکزی برق (CEA) به منظور تعیین میزان این معضل کمیته ی شانزدهمین بررسی آماری برق (EPS) را در مارس ۱۹۹۸ تشکیل داد تا میزان تقاضا برای دوره های مختلف زمانی تا سال ۲۰۱۷-۲۰۰۶ را پیش بینی کند. طبق این بررسی تا سال ۲۰۰۶-۲۰۰۷ برای پاسخ گویی به اوج کمبود حدود ۱۷۸۰۰۰ مگاوات ظرفیت منصوبه لازم است. این در حالی است که کل ظرفیت منصوبه ی هندوستان تا فوریه ی ۲۰۰۶ معادل ۱۲۳۹۰۰ مگاوات بود که نشان گر بیش ۵۰۰۰۰ مگاوات کمبود است.

طبق این پیش بینی ظرفیت منصوبه ی کنونی هندوستان باید تا سال ۲۰۱۷-۲۰۱۶ حدود ۲۵۰ درصد افزایش یابد تا اوج کمبود برطرف شود. چون از اکثر قابلیت های بالقوه ی هندوستان در زمینه ی برق آبی استفاده نشده است ساخت نیروگاه های برق آبی جدید یکی از مولفه های کلیدی برای برطرف سازی نیازها است.

تدوین طرح برق آبی

دولت هندوستان برای مقابله با کمبود انرژی در پی

آنکور واشیشتا، معاون مدیریت شرکت ملی برق آبی، بزرگ ترین شرکت برق آبی دولتی هندوستان است.

Hydroelectric Development in India: Plans and Progress

By Ankur Vashishtha

India is committed to developing about 75,000 MW of new hydropower capacity from 2007 through 2022. This goal, designed to keep pace with energy demand in the country, is a result of a major government initiative. The government's focus on hydropower as the preferred source of electricity in India provides significant opportunities for developers and product and service suppliers.

As the population in India grows, demand for energy exceeds supply. In 2004-2005, the country experienced an energy shortage of 7.3 percent and a peaking shortage of nearly 12 percent.

To determine the extent of the problem, the Central Electricity Authority (CEA) formed the 16th Electric Power Survey (EPS) committee in March 1998 to forecast demand for various time periods, up to 2016-2017. The study showed that, by 2006-2007, installed capacity required to meet the peaking shortage would be about 178,000 mw. Total installed capacity in the country as of February 2006 was 123,900 mw - more than 50,000 MW short.

The forecast showed that, by 2016-2017, the country's present installed capacity will need to increase by almost 250 percent to meet the peak shortage. Because much of India's hydroelectric potential has yet to be harnessed, development of new hydro is a key component in efforts to meet requirements.

Developing a plan to focus on hydropower

To deal with the energy shortage, the government of India is undertaking several initiatives.

Ankur Vashishtha is assistant manager with the National Hydroelectric Power Corporation Ltd., the largest government-owned hydropower utility in India.

The most significant move affecting hydro is establishment of a »50,000 mw Hydro Initiative« plan. This plan, established in May 2003 by the prime minister of India, calls for development of new hydro capacity of more than 50,000 mw by 2017 and beyond. (See Table 1.)

To provide the capacity, CEA identified 162 specific projects through a previously conducted ranking study. The study, published in October 2001, prioritized 399 potential hydro projects in order of their attractiveness for implementation, on a scale of A (highest ranking) to E (lowest ranking). Some factors considered were height of the dam, site accessibility, length of the water conveyance, and downstream development. The list was narrowed to 162 projects, based on discussions between the Ministry of Power, the government of India, CEA, central public sector utilities, state government agencies, and other organizations. (To access the ranking, report, visit www.cea.nic.in and click on Hydro, then Special Reports.) Historically, hydropower development in India has experienced a long gestation period and high risks with regard to geotechnical uncertainties. Consequently, a few projects have been over budget and taken longer to complete than expected. Many private developers have not pursued hydro projects in India in the past because of several issues, including: hydro projects having a high risk profile and being capital intensive; the inability of private players to reach satisfactory power purchase agreements; and the lack of technical capa-

bilities and high-quality professionals in the private sector.

However, the promise of ample government support and the positive examples of recent projects being executed on time and within budget makes hydro a more viable option for meeting increasing power demand. The government is taking many steps to support hydro development, including:

- promoting good practices, such as benchmarking in project costs and adopting a competitive bidding process. For all central government departments, it is mandatory that public sector companies provide complete bid documents, along with an application form, on the website of the organization. This initiative was designed to increase transparency in awarding work. In addition, many state governments now ensure that complete bid documents are available on their websites.

- Assuring strong budgetary support from the government. This is important because a major portion of the funds for most hydro project development is raised from the government. CEA and the Ministry of Power review the progress of all projects on a monthly basis. The progress of hydro projects under execution by central public sector utilities is updated bi-monthly on the website www.hydropower-net.nic.in and reviewed by CEA and the ministry.

- Lowering the unit cost of hydro generation. Initiatives in this area include lowering of the tariff calculation return of equity to 14 percent from 16 percent. In addition, special incentives for projects with capacities of 500 MW or more include a ten-year »holiday« from federal taxes, as well as waiver of customs duty for imported goods.

• شتاب دادن به عملیات ترخیصی در سازمان های دولتی مختلف. وزارت نیرو برنامه ای برای اجرای سه مرحله ای پروژه های برقایی تدوین کرده است که هدف از آن انجام به موقع تمامی عملیات ترخیصی و کاهش زمان کل بین تعریف تا راه اندازی پروژه های برقایی است. برآورد شده است که فرآیند برنامه ریزی از آغاز تا انجام عملیات ترخیصی (پیش از آغاز ساخت و ساز فعال) از ۸۷ ماه به حدود ۳۶ ماه کاهش یافته است.

شرکت ملی برق آبی (NHPC)، بزرگ ترین شرکت تولید برق آبی هندوستان، اکنون روی تکمیل به موقع و در چارچوب هزینه ای پیش بینی شده پروژه ها تمرکز کرده است. دستاوردهای اخیر این شرکت دولتی و تداوم پروژه های ساخت و ساز این شرکت نشان گر کارسازی این رهیافت است. چندین پروژه زودتر از موعد به پایان رسیده اند که نیروگاه ۵،۲۵ مگاواتی کالیپونگ در جزایر نیکوباروآندامان (۲۰۰۱)، نیروگاه ۶۰ مگاواتی کوریچو در بوتان (۲۰۰۲) و نیروگاه ۳۰۰ مگاواتی چامرای ۲ در هیمچال پرادش (۲۰۰۳) از جمله ی آن ها هستند. در ضمن NHPC، سایر پروژه های دچار دیرکرد یا افزایش بودجه را نیز به دست گرفته است. برای مثال، پروژه ی نیروگاه ۱۰۰۰ مگاواتی ایندیپرا ساگار در رودخانه ی نارمادا توسط دولت ایالت مادھیا پرادش بزرگ در زمینه تسویه حساب ها دچار دیرکرد شد. NHPC در سال ۲۰۰۰ در چارچوب گروهی اشتراکی به نام شرکت توسعه ی برق آبی نارمادا (NHDC) این پروژه را به دست گرفت و دیرکرد پروژه جبران شد. راه اندازی پروژه در ژانویه ی ۲۰۰۴ آغاز شد و آخرین واحد در مارس ۲۰۰۵ نصب شد.

از سال ۲۰۰۲ میلادی ۱۲ پروژه ی برق آبی جدید در هندوستان راه اندازی شده است که ظرفیت کل آن ها ۵۸۹۱ مگاوات است. ۱۱۰ پروژه هم در دست اجرا است که ظرفیت شان از کم تر از ۱ مگاوات تا ۲۰۰۰ مگاوات متغیر است. نمونه های چشم گیر این پروژه ها عبارتند از:

- نیروگاه ۷۵۰ مگاواتی تهری ۱ در رودخانه ی بهاگیراتی در اوترا نچال که در سال ۲۰۰۶ راه اندازی می شود.
- نیروگاه ۵۱۰ مگاواتی تیستا ۵ در رودخانه ی تیستا

جدول ۱

اهداف توسعه ی برق آبی در هندوستان

ظرفیت افزایی بر حسب مگاوات			
۲۰۰۷-۲۰۰۲	۲۰۱۲-۲۰۰۷	۲۰۰۷-۲۰۱۲	۲۰۱۷-۲۰۲۲
۸۷۴۲	۱۵۸۲۸		
۴۴۸۱	۴۳۲۸		
۱۱۷۰	۲۲۶۴		
۱۴۳۹۳	۲۳۰۰۰	۳۱۰۰۰	
آمار تفکیکی بازه ی زمانی ۲۰۱۲ تا ۲۰۲۲ هنوز مشخص نشده است.			

در سی کیم که در سال ۲۰۰۷ راه اندازی می شود.

- نیروگاه ۸۰۰ مگاواتی پاراباتی ۲ در رودخانه ی پاراباتی در هیمچال پرادش که در سال ۲۰۰۹ راه اندازی می شود.
- نیروگاه ۲۰۰۰ مگاواتی سوبانسوری سفلی در رودخانه ی برامپوترا در آروناچال پرادش که در سال ۲۰۱۰ راه اندازی می شود.
- پروژه های متعددی رو به پیشرفت هستند که عبارتند از نیروگاه های ۱۰۰۰ مگاواتی کارچام وانگتو و ۴۱۲ مگاواتی رامپور در رودخانه ی ساتلوج در هیمچال پرادش، نیروگاه ۱۵۰۰ مگاواتی تیپای موخ در رودخانه ی باراک در مانپور و نیروگاه های ۴۴۰ مگاواتی ویشنوگاد پیپال کوتی و ۱۷۱ مگاواتی لاتا تاپووان در رودخانه ی آلاکناندا در اوتار نچال.

بازیگران بزرگ ساخت نیروگاه های برقایی بزرگ

بخش های خصوصی و عمومی هر دو در ساخت نیروگاه های جدید برقایی نقش مهمی ایفا می کنند.

بخش عمومی

بخش عمومی در هندوستان یعنی شرکت های تحت مالکیت دولت های ایالتی و دولت مرکزی در واقع اکثر ظرفیت های جدید را تولید می کنند که به ویژه در کوتاه مدت این گونه است. ایالت های دارای بیشترین قابلیت برای بهره برداری از برق آبی عبارتند از آروناچال پرادش (۵۳۲۸ مگاوات)، هیمچال پرادش (۱۸۸۲۰ مگاوات)، اوتار نچال (۱۸۱۷۵ مگاوات) و جامو و کشمیر (۱۴۱۴۶ مگاوات).

این ایالت ها در پی آن هستند که برای بهره برداری از این قابلیت، پدیدآورانی پیدا کنند. برای مثال

ایالت هیمچال پرادش در ژانویه ی ۲۰۰۶ میلادی برای ساخت ۲۸ پروژه به ظرفیت کل ۳۹۹۴ مگاوات به صورت ساخت-مالکیت-بهره برداری انتقال فراخوان داد، پروژه هایی که ظرفیت شان بین ۵۰۵ تا ۷۱۵ مگاوات است. این ایالت همچنین پدیدآوران را دعوت کرد تا خودشان نیز پروژه هایی را تعریف کنند. برندگان مناقصه ها امتیاز بهره برداری ۴۰ ساله دریافت می کنند که پس از آن باید پروژه را به ایالت هیمچال پرادش تحویل دهند. پدیدآوران پروژه باید در ۱۲ سال نخست ۱۲ درصد برق تولیدی، در ۱۸ سال بعدی ۱۸ درصد و درده سال آخر ۳۰ درصد برق تولیدی را به رایگان به ایالت هیمچال پرادش ارایه دهند.

چند سازمان مرکزی نیز در اجرای پروژه های جدید دخالت دارند که عبارتند از: NHPC، شرکت برق شمال شرق (NEEPCO)، شرکت ساتلوج جال ویدیوت نیگام (SJVN) و شرکت توسعه ی برق آبی تهری (THDC). NHPC دارای ده ایستگاه برقایی به ظرفیت کل ۳۷۵۵ مگاوات هستند که ایندیراساگار از جمله ی آن ها است. در ضمن NHPC در پی آن است که تا سال ۲۰۱۲ میلادی ۱۰۰۰۰ مگاوات ظرفیت منصوبه ایجاد کند که ۲۴۸۰ مگاوات طی ۲۰۰۷-۲۰۰۲ و ۷۷۰۷ مگاوات طی ۲۰۱۲-۲۰۰۷ ایجاد خواهد شد.

NHPC به طور مشخص در حال ساختن ۱۱ نیروگاه آبی با ظرفیت منصوبه ی کلی ۵۶۲۳ مگاوات است. ۱۴ پروژه ی دیگر با ظرفیت منصوبه کلی ۱۰۴۱۹ مگاوات نیز در مراحل مختلف ساخت هستند. NHPC در پی اجرای ۲۳ پروژه ی برق آبی دیگر به ظرفیت منصوبه ی کل ۲۵۰۰۰ مگاوات نیز هست.

NEEPCO به ۶۰ درصد منطقه ی شمال شرق هندوستان خدمات می دهد و ۷۵۵ مگاوات ظرفیت منصوبه است که از سه نیروگاه آبی تامین می شود: نیروگاه ۷۵ مگاواتی دویانگ در رودخانه ی دویانگ در ناگلند، نیروگاه ۲۷۵ مگاواتی کوپیلی در رودخانه ی کوپیلی در آسام و نیروگاه ۴۰۵ مگاواتی رانگانادی در رودخانه ی دیکرونک در آروناچال پرادش. این شرکت قصد دارد طی ۱۰ تا ۱۲ سال

- Accelerating clearances required from various government bodies. The Ministry of power launched a program for three stage development of hydroelectric projects, which is designed to ensure timely grants of all clearances and to reduce the total period from inception to commissioning of hydro projects. It is estimated that the planning process from inception to clearance (before the start of active construction) has been reduced to about 36 months from 87 months.

National Hydroelectric Power Corporation (NHPC), the largest hydropower generating company in India, is now focused on completing projects on time and within cost projections. Recent achievement by the government-owned company and the status of its ongoing construction projects indicate the effectiveness of this approach. Several projects have been completed ahead of schedule, including 5.25-mw Kalpong in Andaman and Nicobar Islands (2001); 60-mw Kurichu in Bhutan (2002); and 300-MW Chamera-II in Himachal Pradesh (2003).

In addition, NHPC has taken on other projects that were behind schedule or over budget. For example, the 1000mw Indira Sagar project on the Narmada River was being developed by the government of Madhya Pradesh State but was behind schedule due to major resettlement problems and resource shortfalls. The project was undertaken in 2000 by NHPC through a joint venture, called Narmada Hydroelectric

Development Corp. (NHDC), and progressed ahead of schedule. Commissioning began in January 2004, and the final unit was installed by March 2005.

Since 2002, 12 new hydro projects have been commissioned in India, with a total capacity of 5,891.5 mw. In addition, 11 are under construction, ranging in size from less than 1mw to 2,000 mw. Notable examples include:

- 750-mw Tehri-I on the Bhagirathi

Table 1

India's Hydro Development Goals

	Capacity Additions (in MW)			
	2002-2007	2007-2012	2012-2017	2017-2022
Central Government	8,742	15,828		
State Government	4,481	4,328		
Private Sector	1,170	2,264		
Totals	14,393	22,420	23,000	31,000

The amount of development by each sector has yet to be determined for 2012 through 2022

River in Uttaranchal, to be commissioned in 2006;

- 510-mw Teesta-V on the Teesta River in Sikkim, to be commissioned in 2007;
- 800-mw Parbati-II on the Parbati River in Himachal Pradesh, to be commissioned in 2009; and
- 2,000-mw Subansiri Lower on the 13rahinaputra River in Arunachal Pradesh, to be commissioned by 2010.

Numerous other proposed projects are moving forward, including 1,000mw Karcham Wangtoo and 412-mw Rampur, both on the Satluj River in Himachal Pradesh; 1,500-mw Tipaimukh on the Barak River in Manipur; and 440-mw Vishnugad Pipalkoti and 171-MW Lata Tapovan, both on the Alaknanda River in Uttaranchal.

Major players in new hydro development

Both the public and private sectors in India have important roles to play in development of new hydro.

Public sector

The public sector in India - the states and central (national)-government owned organizations realistically will develop most of the new capacity, especially in the short term. States with the largest amount of exploitable hydro potential are: Arunachal Pradesh (50,328 mw), Himachal Pradesh (18,820 mw), Uttaranchal (18,175 mw), and Jammu and Kashmir (14,146 mw).

These states are looking for developers of this potential. For example, in January 2006,

Himachal Pradesh State invited proposals to develop 28 projects totaling 3,994 mw on a build-own-operate-transfer basis. The projects range from 5.5 to 715 mw. In addition, the state government invited developers to propose «selfidentified» project sites. Winning bidders would be granted 40-year concessions, af-

ter which the projects would be transferred to Himachal Pradesh State. Project developers would provide the state, free of charge, with 12 percent of the electricity generated for 12 years, 18 percent for the subsequent 18 years, and 30 percent for the last ten years.

With regard to central organizations, several are involved in new development, including: NHPC; North East Electric Power Corporation Ltd. (NEEPCO); Satluj Jal Vidyut Nigam Ltd. (SJVN); and Tehri Hydro Development Corporation (THDC).

NHPC owns ten hydroelectric stations with total capacity of 3,755 mw, including Indira Sagar. In addition, NHPC is working toward having more than 10,000 mw of installed capacity by 2012. To reach this goal, NHPC plans to add 2,480 mw during 2002-2007 and 7,707 mw during 2007-2012.

Specifically, NHPC is constructing 11 hydro projects with total installed capacity of 5,623 MW. Another 14 projects with total installed capacity of 10,419 MW are under various stages of development. Finally, NHPC has another 23 hydro projects with total installed capacity of 25,000 MW under consideration.

NEEPCO serves 60 percent of the northeastern region of India and has 755 mw of installed capacity from three hydro plants: 75-MW Doyang on the Doyang River in Nagaland; 275-mw Kopili on the Kopili River in Assam; and 405-mw Ranganadi on the Dikrong River in Arunachal Pradesh. The corporation plans to develop 2,370 Mw of hydro capacity over the next ten to 12 years-



ساخت نیروگاه های برقایی در هندوستان رو به شتاب است و دولت برای ایجاد بیش از ۵۰۰۰۰ مگاوات ظرفیت برق آبی که قرار است تا سال ۲۰۱۷ به بهره برداری برسد فراخوان داده است.

هندوستان به معنای افزایش فرصت های کسب و کار برای شرکت هایی است که کالاها و خدمات مربوط به برق آبی ارابه می کنند. برای مثال، طبق گزارشی به نام «نقاط عطف برق آبی جهان در سال ۲۰۰۶» که توسط انتشارات «اچ سی آی» منتشر شده است از ماه مه سال ۲۰۰۴ تا ماه مه ی ۲۰۰۵ در هندوستان ۱۸ قرارداد کار پروژه های برق آبی به امضا رسید و ۷۵ فراخوان مناقصه برای انواع کالاها و خدمات صورت گرفته است. شرکت های هندی متعددی در بازار برق آبی فعالیت می کنند که برخی از آن ها عبارتند از: شرکت پروژه های برق آتنا، شرکت برق سنگین بهارات، شرکت بوینگ فورس، شرکت سی پی تک، شرکت دکتر هوتاریو و شرکا، شرکت مهندسی و ساخت وساز «ای سی آی»، شرکت گامون هندوستان، شرکت عملیات عمومی مکانیک، شرکت اچ سی سی، شرکت ال اند تی، شرکت او ام متالز، پاتل، تکسما، شرکت انرژی رلیانس، شرکت مهندسی مشاور ساهای، سوما و شرکت اوتارپرادش استیلز.

شرکت هایی هم که مقرشان در خارج از هندوستان است برای پروژه های جدید برق آبی خدمات و کالا فراهم می کنند که «ای بی بی» سوییس، شرکت برق آلستوم فرانسه، شرکت انرژی «جی ای» کانادا، میتسوبیشی ژاپن، وی ای تک هیدرو اتریش و «وویت زیمس» آلمان از جمله ی آن ها هستند.

▲
* **آنکور و اشیشتا، معاون مدیریت شرکت ملی برق آبی، بزرگ ترین شرکت برق آبی دولتی هندوستان است.**
نشانی: هندوستان ۱۲۱۰۰۳، هاریانا، بخش ۳۳، مجتمع اداری «ان اچ پی سی»، شرکت ملی برق آبی
تلفن: ۹۱)۹۸۱۰۲۱۳۳۶۹ (، پست الکترونیکی: vashishtha.ankur@gmail.com

اصلاحات دولت پیوند دارند.

یکی از شرکت های فعال بخش خصوصی در توسعه ی برق آبی هندوستان شرکت برق آبی جایپرکاش است که نیروگاه ۴۰۰ مگاواتی ویشنوپرایاگ در رودخانه ی آلاکناندا در اوتارنچال و کارچام وانگتورادردست ساخت دارد. سایر شرکت های فعال بخش خصوصی هندوستان عبارتند از:

- شرکت برق آبی ای دی، شرکتی از گروه ال ان جی بهیلوارا که پروژه ی نیروگاه ۱۹۲ مگاواتی آلین دونهانگان در رودخانه های آلین و دونهانگان در هیمالچال پرادش را اجرا می کند که قرار است در سال ۲۰۰۸ به پایان برسد.
- شرکت ساخت و ساز «دی اس» که در مارس ۲۰۰۶ برنده ی قرارداد ساخت نیروگاه ۱۰۰۰ مگاواتی نینگ در رودخانه ی سیوم در آرونچال پرادش شد. این نخستین پروژه ی نیروگاه برقایی این شرکت جاده سازی است.

- شرکت مهندسی پاتل که پیمان کار چندین پروژه ی در دست اجرا در هندوستان است که از جمله ی آن ها می توان از نیروگاه ۵۲۰ مگاواتی پارباتی ۳ در رودخانه ی ساینج در هیمالچال پرادش نام برد. پاتل به تازگی اعلام کرده است که قصد دارد در مناقصه های پروژه های برق آبی ۱۰۰ تا ۵۰۰ مگاواتی به صورت ساخت - بهره برداری - انتقال شرکت کند.

- شرکت انرژی رلیانس که قراردادهایی برای اجرای پروژه هایی در آرونچال پرادش و اوتارنچال پرادش امضا کرده است.

فرصت های ارابه ی خدمات و کالا

پررنگ شدن ساخت نیروگاه های جدید برق آبی در

آینده ۲۲۷۰ ظرفیت برق آبی ایجاد کند و این علاوه بر پروژه های کوچک و بسیار کوچک است که برای برق رسانی به دهکده های دور دست هستند.

SJVN که شرکتی مشترک بین دولت هندوستان و ایالت هیمالچال پرادش است مالک نیروگاه ۱۵۰۰ مگاواتی ناتپا چهارکی در رودخانه ی ساتلوج در هیمالچال پرادش است که از اکتبر ۲۰۰۳ به بهره برداری رسیده است. SJVN قصد دارد در سال ۲۰۰۷ نیروگاه رامپور در پایین دست ناتپا چهارکی را در اختیار بگیرد و قرارداد اجرای سه پروژه در اوتارنچال را امضا کرده است که عبارتند از نیروگاه ۳۰۰ مگاواتی دوساری، نیروگاه ۳۳ مگاواتی دوراموری و نیروگاه ۳۵ مگاواتی جهخال سانکانی.

THDC در حال اجرای پروژه ی تهری ۱ است که هم اکنون در مراحل پایانی ساخت است. در ضمن این شرکت در حال اجرای پروژه ی ۴۰۰ مگاواتی کوتش وار در رودخانه ی بهاگیراتی در اوتارنچال است که پیش بینی می شود در سال ۲۰۰۸ راه اندازی شود. نیروگاه ذخیره سازی تلمبه ای ۱۰۰۰ مگاواتی تهری ۲ نیز از پروژه های این شرکت است.

بخش خصوصی

اگر هندوستان می خواهد تقاضای پیش بینی شده برای برق را برآورده کند که هزینه ی آن ۲۰۰ میلیارد دلار برآورد شده است سرمایه گذاری بخش خصوصی ضرورت دارد. برای تشویق سرمایه گذاری بخش خصوصی در توسعه ی برق، دولت به تشویق های گوناگونی متوسل شده است که عبارتند از: رفع محدودیت سرمایه گذاری خارجی در بخش برق، تعیین سازوکار متفاوت برای بیمه ی پرداختی و تامین اعتبار پروژه های مستقل برق که با



Construction of hydroelectric projects in India is accelerating. The government is calling for more than 50,000 mw of new hydro capacity to be added by the end of 2017.

apart from small and mini micro projects to meet electricity demand in remote villages.

SJVN, a joint venture of the government of India and Himachal Pradesh State, owns the 1,500-Mw Nathpa Jhakri project on the Satluj River in Himachal Pradesh, which has been operating since October 2003. In 2007,

SJVN is planning to take up Rampur downstream from Nathpa Jhakri. The company also signed an agreement to develop three projects in Uttaranchal 300-MW Devsari, 33-mw Devra Mori, and 35-mw Jhalkhal Sankani.

THDC is executing Tehri-I, currently in the final stages of development. In addition, the company is developing the 400-mw Koteswar project on the Bhagirathi River in Uttaranchal, expected to be commissioned by 2008, as well as 1,000-mw Tehri-II Pumped Storage.

Private sector

If India is to meet its projected electricity needs estimated to cost about US\$200 billion - investment by the private sector will be necessary. To encourage private sector investment in power development, the government is offering various incentives, including: no ceiling on foreign equity participation in the power sector; an alternative payment security mechanism;

and financing of independent power projects linked to the state government reforms.

One private sector company active in hy-

dro development in India is Jaiprakash Hydro Power Limited, which is developing 400-mw Vishnuprayag on the Alaknanda River in Uttaranchal and Karcham Wangtoo. Other private sector companies working in India include:

- AD Hydro Power Ltd., a LNJ Bhilwara group company, which will develop the 192-MW Allain Dunhangan project on the Allain and Dunhangan rivers in Himachal Pradesh. The project is scheduled to be completed in 2008;

- DS Construction, which won a contract in March 2006 to develop 1,000-MW Naying on the Siyom River in Arunachal Pradesh. This is the first hydro project developed by the company, which builds roads and highways;

- Patel Engineering Ltd., which has acted as contractor for several projects being developed in India, including 520-MW Parbati-III on the Sainj River in Himachal Pradesh. Patel recently announced it plans to bid to develop hydro projects of 100 to 500 MW on a build-operate-transfer basis; and

- Reliance Energy, which has signed agreements to execute projects in Arunachal Pradesh and Uttaranchal.

Opportunities to provide services and products

The emphasis on new hydro development in India means increased business opportu-

nities for companies offering hydro-related products and services. For example, between May 2004 and May 2005 in India, 18 contracts were awarded for hydro work and 75 calls for bids for various products and services were announced, according to Vantage point: Worldwide Hydro 2006, a report compiled by HCI Publications. Numerous Indian companies are active in the hydro market, including: Athena Power Projects Pvt. Ltd., 13harat Heavy Electricals Ltd., Boving Fouress Ltd., Cee Pee Tek, Dr. Hutarew and partner India Pvt. Ltd., ECI Engineering and Construction Co. Ltd., Gammon India Ltd., General Mechanics Works Pvt. Ltd., HCC, L&T Limited, OM Metals Ltd., Patel, Texmaco, Reliance Energy Ltd., Sahai Consulting, Soma, and Uttar Pradesh Steels.

Companies headquartered outside India also are providing services and products for new hydro projects. These include ABB in Switzerland, Alstom Power in France, GE Energy in Canada, Mitsubishi in Japan, VA Tech Hydro in Austria, and Voith Siemens Hydro Power Generation in Germany.



Mr. Vashishtha may be reached at National Hydroelectric Power Corporation, NHPC Office Complex, Sector 33, Faridabad, Haryana 121003 India; (91) 9810213369; E-mail: vashishtha.ankur@gmail.com.

شیوه ی ارزیابی کمی محل پروژه های جدید برق آبی

نویسندگان : جورج سی. لدک و خوان د. کینترو

مکان گزینی مناسب برای به حداقل رساندن اثرات منفی در پروژه های جدید برق آبی اهمیت حیاتی دارد. پدیدآوران با ارزیابی ۱۵ شاخص کلیدی می توانند میزان اثرات زیست محیطی منفی مکان پیشنهادی را برآورد کنند. در ضمن با انجام دادن این ارزیابی در مراحل آغازین برنامه ریزی، یعنی قبل از بررسی های جامع زیست محیطی و اجتماعی، می توان از صرف وقت و پول در مکان نامناسب جلوگیری کرد.

متعددی برای مکان های سدسازی در اختیار دارند. پروژه های بزرگ برق آبی به طور معمول به شبکه ملی یا منطقه ای برق وصل هستند. بنابراین برنامه ریزان دولتی یا خصوصی فرصت دارند که مکان های دارای کم ترین آسیب زیست محیطی را به ویژه با در نظر گرفتن میزان برق تولیدی یا سایر مزیت های اقتصادی شان برگزینند.

شاخص های برآورد اثرات زیست محیطی

برای تخمین اثرات زیست محیطی مکان پیشنهادی برای پروژه ی برق آبی ۱۵ شاخص کمی پیشنهاد کرده ایم که به آسانی قابل محاسبه هستند.

اطلاعات مورد استفاده در ده شاخص را به طور معمول می توان از داده های برنامه ریزی بسیار مقدماتی سد و حتی قبل از ارزیابی های جامع زیست محیطی و اجتماعی به دست آورد. داده های پنج شاخص دیگر (شاخص های ستاره دار) را باید از بررسی های خاص زیست محیطی یا اسکان مجدد به دست آورد.

برای انتخاب این شاخص ها نیز یک ارزیابی چند مرحله ای انجام داده ایم. نخست تبعات زیست محیطی بیش از ۲۰ سد برقابی بزرگ به بهره برداری رسیده در آمریکای لاتین و مناطق دیگر و چند پروژه ی تکمیل نشده را بررسی تفصیلی کردیم (جدول ۲). درگام دوم با استفاده از تجارب میدانی خود اثرات زیست محیطی برخی از این پروژه ها را ارزیابی کردیم (نیروگاه ۳۰ مگاواتی بایانو، نیروگاه ۳۰۰ مگاواتی فورتونا، نیروگاه ۱۰۰۰ مگاواتی گواویو، نیروگاه ۱۰۳۰۰ مگاواتی گوری، نیروگاه ۱۲۶۰۰ مگاواتی

• توازن بوم شناختی پیش از ساخت سد در رودخانه از لحاظ ترکیب گونه ها یا جابجایی ماهیان را نمی توان به طور کامل با تاسیسات گذردهی ماهیان برقرار کرد.

• برخی دارایی های فرهنگی (شامل اماکن مقدس) را نمی توان چنان که باید پیش از زیرآب رفتن نجات داد.

در ضمن به علت محدودیت بودجه ای، زمان بندی سفت و سخت ساخت و ساز، اولویت های متعارض و/یا ضعف مجریان نمی توان عملیات آسیب زدایی را به صورت آرمانی انجام داد.

بنابراین مکان گزینی مطلوب مهم ترین اقدام برای کاستن از اثرات زیست محیطی منفی است که به بی خطری نسبی سد پیشنهادی کمک می کند.

در جدول ۱ فهرستی از اثرات منفی زیست محیطی و تبعات اجتماعی سدها و ذخایر آبی بزرگ ارائه شده است. برخی اثرات فقط در مدت ساخت و ساز رخ می دهند اما به طور معمول مهم ترین اثرات ناشی از وجود و عملکرد درازمدت سد و دریاچه ی پشت آن است. سایر اثرات مهم نیز حاصل عملیات عمرانی تکمیلی مانند احداث جاده های دسترسی، خطوط انتقال و خاک برداری و حوضچه سازی است.

حدود ۱۵ درصد مکان های موجود برای تولید برق آبی در جهان مورد استفاده قرار گرفته اند. بنابراین بسیاری از کشورهای روبه توسعه گزینه های متنوع و

بسیاری از کشورهای جهان، بخش بزرگی از برق خود را با برق آبی تامین می کنند. شکی نیست که در کشورهای روبه توسعه به علت افزایش سریع شهرنشینی و تداوم رشد جمعیت، افزایش تقاضا برای برق تا ده ها سال ادامه خواهد داشت. بنابراین بعید نیست که پروژه های برق آبی از چشم برنامه ریزان انرژی همچنان منبع نوید بخشی باشد. با تداوم ساخت سدهای بزرگ، یافتن راهی برای انتخاب مکان های دارای حداقل اثرات منفی زیست محیطی نیز اهمیت پیدا می کند.

اهمیت زیست محیطی مکان گزینی

سدهای بزرگ از دیدگاه زیست محیطی، همگی یک سان نیستند. مکان پروژه است که تاندازه ی زیادی میزان آسیب های زیست محیطی محتمل آن را معین می کند. سدهایی که مکان خوبی داشت باشند به خوبی قابل دفاع هستند و آن هایی که مکان نامطلوبی داشته باشند اغلب مساله ساز می شوند حتی اگر تمام تدابیر آسیب زدایی نیز به خوبی صورت گرفته باشد. نمونه هایی از اثرات منفی زیست محیطی که برطرف نشدنی هستند عبارتند از:

• از دست رفتن بازگشت ناپذیر تنوع زیست محیطی، در صورتی که زیستگاه های طبیعی دچار خشکی یا غرقاب شوند، زیستگاه هایی که در جاهای دیگر وجود ندارند.

Method for Quantitatively Evaluating Sites for New Hydroelectric Projects

By George C. Ledec and Juan D. Quintero

Proper site selection is vital to minimize negative effects associated with the development of new hydroelectric projects. By assessing 15 key indicators, developers can estimate the extent of adverse environmental effects for a proposed site. In addition, performing this assessment during the early planning stages—before comprehensive arid social studies are required—can keep a developer from spending time and money on unsuitable location.

Worldwide, many countries rely on hydropower for a substantial portion of their electricity. In developing countries, rapid urbanization and continued population growth will ensure increased demand for electric power for decades. Thus, energy planners are likely to continue seeing hydroelectric projects as a promising resource. With large dams continuing to be developed, it is important to find a way of choosing sites that minimize environmental effects.

Environmental significance of site selection

From an environmental standpoint, all large dams are not alike. The site largely determines the amount of possible environmental damage from a proposed project. While dams at good sites can be very defensible, those at unfavorable sites often will be problematic,

George Ledec is lead ecologist and Juan Quintero is senior environmental specialist in the Latin America and Caribbean Region of the World Bank. They identified the 15 indicators discussed in the article.

This article has been evaluated and edited in accordance with reviews conducted by two or more professionals who have relevant expertise. These peer reviewers judge manuscripts for technical accuracy; usefulness and overall importance within the hydroelectric industry.

properly implemented.⁷ Examples of adverse environmental effects that cannot be fully mitigated include:

- Irreversible biodiversity loss, if critical natural habitats not occurring elsewhere are submerged or left dry;

- *The pre-dam ecological balance of a river, in terms of species composition or fish migrations, cannot be fully restored with fish passage facilities; and

- Some cultural property (including sacred sites) cannot be adequately salvaged before reservoir inundation.

Furthermore, ideal mitigation measures may not be carried out due to limited budgets, tight construction schedules, conflicting priorities, and/or weak implementing agencies.

Thus, the single most important environmental mitigation measure for a new hydro project is good site selection, to help ensure the proposed dam will be relatively benign.

Table 1 lists possible adverse environmental and related social effects of

large dams and reservoirs. While some effects occur only during construction, the most important effects usually are due to the long-term existence and operation of the dam and reservoir. Other significant effects can result from complementary civil works, such as access roads, transmission lines, and quarries and borrow pits.

Worldwide, the proportion of sites

available for hydroelectric generation that have been developed is roughly 15 percent. This means that many developing countries have numerous, and varied, choices for hydro project sites. Large hydroelectric projects typically are connected to a national or regional power grid. Thus, government or private sector planners have the opportunity to identify those sites that would be the least damaging from an environmental standpoint, especially in relation to the amount of electric power or other economic benefits generated.

Indicators for estimating environmental effects

We propose the use of 15 quantitative, easy-to-calculate indicators to estimate the extent of adverse environmental effects for a proposed hydro project site.

Ten of these indicators use information that is normally obtainable from very preliminary dam planning data, even before comprehensive environmental or social assessment studies are carried out. The other five indicators (marked by *) involve data that might require specific environmental or resettlement studies to obtain.

To select these indicators, we performed a multi-step assessment process. First, we performed a desk and literature review of the environmental consequences of more than 20 completed large hydro dams in Latin America and other regions (see Table 2 on page 34), along with several projects not yet completed. Second, we took into account our field experience with assessing the environmental effects of some of these projects (30-mw Bayano, 300-mw Fortuna, 1,000-mw Guavio, 10,300-MW Guri, 12,600-MW Itaipu, 340-Mw Urra 1, and 3,100-mw

- از دست رفتن حیات وحش و زیستگاه های طبیعی
- کوچ دادن اجباری مردم
- کاهش کیفیت آب
- دگرگونی های آب شناختی در پایین دست
- بیماری های مربوط به آب
- آسیب دیدن گونه های ماهیان و دیگر آبزیان
- گسترش گیاهان آبی شناور
- ازدست رفتن دارایی های فرهنگی
- انتشار گازهای گل خانه ای
- اثرات عملیات تکمیلی (ساخت جاده، خطوط انتقال، حوضچه ها)
- اثرات توسعه ی القایی (آبیاری، شهرسازی، گسترش صنعت و سدسازی بیشتر در صورتی که تنظیم جریان آب در یک سد باعث اقتصادی تر شدن ساخت سدهای دیگر باشد)

ایتاپو، نیروگاه ۳۴۰ مگاواتی اورای ۱ و نیروگاه ۳۱۰۰ مگاواتی یاسیرتا). سرانجام نیز با همکاران مان در داخل وخارج بانک جهانی در این باره بحث فنی کردیم. (۱) مساحت سطح دریاچه ی پشت سد (هکتار): بزرگی مساحت دریاچه پشت سد به معنای از دست رفتن بیشتر زیستگاه های طبیعی و حیات وحش، انتقال شمار زیادی از مرد یا هردو این موارد است. مقدار هکتار زیر آب رفته به ازای هر مگاوات معیار مفیدی برای رابطه برقرار کردن بین هزینه های زیست محیطی و مزیت های تولید برق است. برای مثال همان گونه که در جدول ۲ نشان داده شده است مساحت دریاچه ی پشت سد نیروگاه با یانو در پاناما ۳۵۰۰ هکتار است که به معنای زیر آب رفتن ۱۱۶۷ هکتار به ازای هر مگاوات است.

(۲) اسکان مجدد افراد (نفر):* پدید آوران باید به هنگام مکان گزینی سد باید به حداقل سازی اسکان مجدد افراد یا خانوارها بر اثر ایجاد دریاچه و عملیات عمرانی تکمیلی توجه داشته باشند. یک معیار مفید برای یافتن رابطه ی بین هزینه های اسکان مجدد و مزیت های برق آبی تعداد افراد جابجایی به ازای هر مگاوات است. برای مثال همان گونه که در جدول ۲ نشان داده شده است ساخت نیروگاه ۳۳۰۰ مگاواتی ارتان در چین فقط جابجایی ۹ نفر به ازای هر مگاوات را در پی داشته است.

(۳) زیستگاه های طبیعی مهم تحت تاثیر قرار گرفته (تعداد و مساحت بر حسب هکتار):* دانستن تعداد مکان ها و مساحت زیستگاه ی طبیعی مهم بر حسب هکتار که بر اثر آب گیری یا احداث حوضچه های کمکی یا سایر اجزای پروژه از بین می روند اهمیت دارد. مناطق

حفاظت شده ی موجود و به طور رسمی پیشنهاد شده و همچنین مناطق حفاظت نشده ای که دارای ارزش زیادی برای ثبات زیست محیطی هستند جزو زیستگاه های طبیعی مهم به شمار می آیند. پروژه های برقایی برای همسازی با خط مشی بانک جهانی در مورد زیستگاه های طبیعی، نباید هیچ گونه آسیب یا تخریب چشم گیری در این زیستگاه ها پدید آورند.

از طرف دیگر، برخی پروژه ها (مثل نیروگاه فور تونا در پاناما و نیروگاه ۱۰۷۰ مگاواتی نام تیون ۲ در لائوس) با توجه نیرومندی که دارند (مثل لزوم کنترل رسوب سازی) و با توجه به منابع مالی لازم برای حفاظت زیستگاه های طبیعی مناطق آبریز بالایی، فرصت های حفاظتی مهمی فراهم می آورند.

(۴) تنوع ماهیان (تعداد):* تعداد دقیق یا تقریبی گونه های ماهیان بومی شناخته شده در منطقه ی پروژه شامل سد، مکان دریاچه ی پشت سد و ناحیه ی پایین دست پروژه. اگر سدها بر رودخانه هایی اثر می گذارند که به طور طبیعی دارای تنوع کمی برای گونه های بومی هستند کم تر از لحاظ زیست محیطی قابل مخالفت هستند.

(۵) بومی بودن ماهیان (تعداد):* تعداد گونه های بومی که فقط در ناحیه یا رودخانه ی پروژه وجود دارد و در هیچ کجای دیگر جهان وجود ندارند. مطلوب آن است که مکان و بهره برداری سد به گونه ای باشد که زیستگاه آبی مهم برای بقای ماهیان بومی یا سایر تنوع های زیستی تحت خطر نابود نشود یا لطمه نبیند.

(۶) دارایی های فرهنگی تحت تاثیر (تعداد و نوع):* تعداد دارایی ها یا اشیای فرهنگی (باستان شناختی، تاریخی، دیرین شناختی یا مذهبی) شاخص خوبی برای اهمیت فرهنگی منطقه ی مورد نظر است. به میزان نجات پذیری تمام انواع دارایی های فرهنگی نیز باید توجه داشت (به طور کامل یا تاحدی نجات پذیر یا نجات ناپذیر)

(۷) مدت نگه داری آب (روز):* این معیار مدت زمانی است که طول می کشد تا آب پشت سد تعویض شود و از آن برای پیش بینی معضلات کیفیتی آب می توان استفاده

کرد. این زمان طی بهره برداری عادی هرچه کوتاه تر باشد بهتر است و تابعی از حجم آب سد (مترمکعب) و متوسط جریان رودخانه (مترمکعب در ثانیه) است.

(۸) جریان زیست توده (تن در هکتار):* جریان زیست توده به درصد پوشش انواع مختلف گیاهان در دریاچه ی سد بستگی دارد برای آن که کیفیت آب پشت سد خوب باشد باید نفوذ آن به جنگل ها حداقل باشد (جنگل دارای زیست توده ی فراوانی است). راه یافتن آب دریاچه ی سد به جنگل، تنوع زیستی را نیز به خطر می اندازد. (۹) میزان اشغال رودخانه (کیلومتر):* برای حفظ تنوع زیستی آبی و کرانه ای (شامل جنگل های رودخانه ای) اشغال رودخانه (شاخه ی اصلی و شاخه های فرعی) توسط دریاچه ی پشت سد (در دوره های پر جریانی) باید به حداقل برسد.

(۱۰) طولی از رودخانه که بیشتر حالت خشک دارد (کیلومتر):* در پروژه ی مطلوب طولی از رودخانه که به علت منحرف سازی آب، بیشتر حالت خشک دارد (کم تر از ۵۰ درصد جریان رود در فصل خشکی) باید به حداقل برسد. در این صورت زندگی ماهیان و سایر آبزیان، زیست بوم های کرانه ای و آب مصرفی انسان ها در پایین دست را بهتر می توان حفظ کرد.

(۱۱) شاخه های فرعی پایین دست (تعداد):* هرچه تعداد شاخه های فرعی بزرگ (به خصوص شاخه های بدون سد) در پایین دست محل سد بیشتر باشد زیستگاه ها برای ماهیان مهاجر دسترس پذیرتر می شوند، نظام جریان طبیعی را بهتر می توان برای زیست بوم های کرانه ای حفظ کرد و بهتر می توان مواد مغذی و رسوبات لازم برای بهره وری زیستی قوی دهانه ها را فراهم کرد.

(۱۲) انتقالات بین حوضه ای (۱۰ یا +):* یک یا چند انتقال بین حوضه ی رودخانه ها که به طور طبیعی به هم وصل نیستند می تواند باعث گسترش ماهیان یا سایر آبزیان مهاجم شود و تنوع زیست محیطی و بهره وری ماهی گیری را به خطر اندازد حتی باعث شیوع بیماری های استخوانی (مثل شیستوسومیاسیس).

(۱۳) احتمال لایه بندی دریاچه ی سد (عدد چگالی سنجی فرود):* لایه بندی دریاچه سد هنگامی رخ می دهد که ناحیه بالایی (اپلیمنیون) از ناحیه عمیق تر (هایپولیمنیون) از لحاظ حرارتی جدا شده باشد. ناحیه ی عمیق تر

Table 1

Possible Adverse Environmental Effects of Hydroelectric Projects

- Loss of natural habitats and wildlife
- Involuntary displacement of people
- Water quality deterioration
- Hydrological changes downstream
- Water-related diseases
- Damage to fish species and other aquatic life
- Floating aquatic weed proliferation
- Loss of cultural property
- Greenhouse gas emissions
- Effects of complementary works (roads, transmission lines, borrow pits)
- Effects of induced development (irrigation, urban, industrial; more dams, if flow regulation from one dam makes others on that river more economical)

Yacyreta). Finally, we held technical discussions with colleagues, both within and outside the World Bank.

1) Reservoir Surface (hectares): A large reservoir area implies much loss of natural habitats and wildlife, displacement of many people, or both.

Hectares flooded per megawatt is a useful measure for relating environmental costs to power generation benefits. For example, as shown in Table 2, the reservoir area for the Bayano project in Panama is 35,000 hectares, which resulted in flooding of 1,167 hectares per megawatt.

2) Persons Requiring Resettlement (number)*: When choosing a dam site, developers should seek to minimize the number of individuals or households requiring resettlement because of the reservoir and complementary civil works. A useful measure for relating resettlement costs to hydropower benefits is people displaced per megawatt. For example, as shown in Table 2, construction of the 3,300-mw Ertan project in China resulted in only nine people displaced per megawatt.

3) Critical Natural Habitats Affected (number and hectares)*: It is important to know the number of sites and hectares of critical natural habitat that would be lost to inundation, borrow pits, or other project components. Critical natural habitats include existing and

mentation), along with the financial resources needed to protect natural habitats in upper watershed areas.

4) Fish Diversity (number)*: This is the exact or approximate number of native fish species known from the project area, including the dams, reservoir site, and downstream zone of project influence. Dams will be less environmentally objectionable if they affect rivers with a naturally low diversity of native species.

5) Fish Endemism (number)*: This is the number of native species known only from the project area or the river system where the project is located, and nowhere else on Earth. Ideally, dams should be sited and operated to avoid eliminating or degrading the aquatic habitat important to the survival of endemic fish or other threatened freshwater biodiversity.

6) Cultural Property Affected (number and t),e)*: A good indicator of the cultural significance of the area is the number of cultural (archaeological, historical, paleontological, or religious) objects or sites. Also note whether each type of cultural property is salvageable (totally, partially, or not at all).

7) Water Retention Time (days): This measure of the time it takes for a complete exchange of the water in the reservoir is used

officially proposed protected areas, as well as unprotected areas of high conservation value. To comply with the World Bank's Natural Habitats Policy, hydro projects should not cause any significant loss or degradation of these habitats.

On the other hand, some projects (such as Fortuna in Panama and 1,070MW Nam Theun 2 in Laos) provide important conservation opportunities by giving a strong justification (such

as the need to control sedi-

to predict water quality problems. A shorter water retention time during normal operation is preferable. Water retention time in days is calculated as a function of reservoir volume (cubic meters) and mean river flow (cubic meters per second).

8) Biomass flooded (tons per hectare): Biomass flooded is based on the percent cover of different vegetation types in the reservoir area. For good reservoir water quality, dams should minimize flooding of forests (which have high biomass content). Flooding native forests also threatens biodiversity.

9) Length of River Impounded (kilometers): To conserve aquatic and riparian biodiversity (including riverine forests), dam sites should minimize the length of river (mainstem plus tributaries) impounded by the reservoir (measured during high flow periods).

10) Length of River Left Mostly Dry (kilometers): A good project should minimize the length of river left mostly dry (with less than 50 percent of dry season mean flow) due to water diversion. This helps maintain fish and other aquatic life, riparian ecosystems, and human water uses below the dam.

11) Downstream Tributaries (number): The more major tributaries (especially undammed ones) downstream from the dam site, the better in terms of maintaining accessible habitat for migratory fish, the natural flooding regime for riparian ecosystems, and the nutrient and sediment inputs needed for the high biological productivity of estuaries.

12) Inter-basin Transfers (0 or +1): One or more transfers among river basins with no natural connection could spread invasive fish or other aquatic species and threaten biodiversity, fisheries productivity, and even the spread of vectorborne diseases (such as schistosomiasis).

13) Likelihood of Reservoir Stratification (Densimetric Froude Number): Reservoir stratification occurs when the lake's upper zone (epilimnion) is thermally divided from the deeper zone (hypolimnion). The latter becomes stagnant and lacking in dissolved

جدول ۲

میزان زیرآب رفتن و اسکان مجدد مردم در پروژه های برقایی بزرگ*

پروژه	کشور	تاریخ ورود به مدار	ظرفیت(مگاوات)	مساحت دریاچه(هکتار)	تعداد مردم اسکان مجددیافته	هکتار زیرآب رفته به ازای هر مگاوات	افراد اسکان مجددیافته به ازای هر مگاوات
آکوسومبو	غنا	۱۹۶۵	۸۳۳	۸۴۸۲۰۰	۸۰۰۰۰	۱۰۱۸	۹۶
آرتال	کاستاریکا	۱۹۷۹	۱۵۷	۷۰۰۰	۲۵۰۰	۴۵	۱۶
آتاتورک	ترکیه	۱۹۹۲	۲۴۰۰	۸۱۷۰۰	۵۵۰۰۰	۳۴	۲۳
باکون	مالزی	در دست ساخت	۲۴۰۰	۷۰۰۰۰	۹۰۰۰	۲۹	۴
پالینا	برزیل	۱۹۸۹	۲۵۰	۲۳۶۰۰۰	۱۰۰۰	۹۴۴	۴
پایانو	پاناما	۱۹۷۶	۳۰	۳۵۰۰۰	۴۴۰۰	۱۱۶۷	۱۴۷
بروکوپوندو	سورینام	۱۹۶۴	۳۰	۱۶۰۰۰۰	نامشخص	۵۳۳۳	نامشخص
چرچیل فالز	کانادا	۱۹۷۲	۵۲۲۵	۶۶۵۰۰۰	۰	۱۲۷	۰
ارتان	چین	۱۹۹۹	۳۳۰۰	۱۰۱۰۰	۳۰۰۰۰	۳	۹
فورتونا	پاناما	۱۹۸۲	۳۰۰	۱۰۵۰	۴۴۶	۴	۱
گواویو	کلمبیا	۱۹۸۷	۱۰۰۰	۱۵۳۰	۴۹۵۹	۲	۵
مجموعه ی گوری(آکون رائل لئون نامیده می شود)	ونزوئلا	۱۹۸۶	۱۰۳۰۰	۴۲۶۰۰۰	۱۵۰۰	۴۱	<۱
ایندیرا ساگار	هندوستان	۲۰۰۴	۱۰۰۰	۹۰۸۲۰	۸۰۵۰۰	۹۱	۸۱
ایتایپو	برزیل/پاراگوئه	۱۹۸۴	۱۲۶۰۰	۱۳۵۰۰۰	۵۹۰۰۰	۱۱	۵
کارپا	زامبیا/زیمبابوه	۱۹۵۹	۱۲۶۰	۵۱۰۰۰۰	۵۷۰۰۰	۴۰۵	۴۵
کدونگ اومبو	اندونزی	۱۹۹۳	۲۹	۴۶۰۰	۲۹۰۰۰	۱۵۹	۱۰۰۰
نام تیون ۲	لانوس	تحت ساخت	۱۰۸۶	۴۵۰۰۰	۵۷۰۰	۴۱	۵
پاک مون	تایلند، شیلی و آسیاب	۱۹۸۴	۳۴	۶۰۰۰	۴۹۴۵	۱۷۶	۱۴۵
پهونینج	شیلی	نامشخص	۵۰۰	۴۰۰	۰	<۱	۰
پورتو پریماورا(آکون سرجیو موتا)	برزیل	۱۹۹۹	۱۸۱۵	۲۲۵۰۰۰	۱۵۰۰۰	۱۲۴	۸
تارپلا	پاکستان	۱۹۷۷	۳۴۷۸	۲۴۲۸۰	۹۶۰۰۰	۷	۲۸
تری جورجز	چین	۲۰۰۳	۱۸۲۰۰	۱۱۰۰۰۰	>۱۳۰۰۰۰۰	۶	>۷۱
توکوری ۱	برزیل	۱۹۹۲	۳۹۸۰	۲۴۳۰۰۰	۳۰۰۰۰	۶۱	۸
اورا	کلمبیا	۱۹۹۹	۳۴۰	۷۴۰۰	۶۳۰۰	۲۲	۱۸
ویکتوریا	سری لانکا	۱۹۸۴	۲۱۰	۲۲۷۰	۴۵۰۰۰	۱۱	۲۱۴
یاسیرتا	آرژانتین/پاراگوئه	۱۹۹۳	۳۱۰۰	۱۶۵۰۰۰	۵۰۰۰۰	۵۳	۱۹

* این داده های تقریبی اند و از روی منابع پانویس ۱ و ۲ خلاصه سازی شده اند.

راکد می شود و از اکسیژن تجزیه شده (بی هوا سخت برخوردار نخواهد بود یعنی برای زندگی اکثر آبزیان مناسب نخواهد بود. با عدد چگالی سنجی فرود (F) که به صورت زیر محاسبه می شود می توان میزان گرایش به لایه بندی در سد پشت دریاچه را به سرعت برآورد کرد:

معادله ی ۱:

$$F = 320 \cdot (L/D) \cdot (Q/V)$$

که در آن:

• L طول دریاچه ی سد (متر)

• D میانگین عمق دریاچه بر حسب متر (بلندی سد

می تواند راهنمای خوبی باشد)

• V حجم دریاچه (مترمکعب)

اگر F کم تر از ۱ باشد مقداری لایه بندی پیش بینی می

شود که شدت آن با کاهش F افزایش می یابد. اگر F بزرگ

تر از ۱ باشد لایه بندی نامحتمل است.

(۱۴) عمر مفید دریاچه (سال): مدتی که تا پرشدن

کامل انباره ی مرده دریاچه طول می کشد به طوری که

رسوب بیشتر انباره ی زنده را کاهش می دهد و تولید

برق را متوقف می کند.

(۱۵) جاده ی دسترسی از میان جنگل (کیلومتر):

جایی که خطر جنگل زدایی گسترده

Table 2**Area Flooded and People Displaced by Large Hydropower Projects***

Project	Country	On-line Date	Capacity (MW)	Reservoir Area (Hectares)	People Displaced	Hectares Flooded per Megawatt	People Displaced per Megawatt
Akosombo	Ghana	1965	833	848,200	80,000	1,018	96
Arenal	Costa Rica	1979	157	7,000	2,500	45	16
Ataturk	Turkey	1992	2,400	81,700	55,000	34	23
Bakun	Malaysia	Under Construction	2,400	70,000	9,000	29	4
Balbina	Brazil	1989	250	236,000	1,000	944	4
Bayano	Panama	1976	30	35,000	4,400	1,167	147
Brokopondo	Suriname	1964	30	160,000	Not available	5,333	Not available
Churchill Falls	Canada	1972	5,225	665,000	0	127	0
Ertan	China	1999	3,300	10,100	30,000	3	9
Fortuna	Panama	1982	300	1,050	446	4	1
Guavio	Colombia	1987	1,000	1,530	4,959	2	5
Guri Complex (now called Raul Leonii)	Venezuela	1986	10,300	426,000	1,500	41	<1
Indira Sagar	India	2004	1,000	90,820	80,500	91	81
Itaipu	Brazil/Paraguay	1984	12,600	135,000	59,000	11	5
Kariba	Zambia/Zimbabwe	1959	1,260	510,000	57,000	405	45
Kedung Ombo	Indonesia	1993	29	4,600	29,000	159	1,000
Nam Theun 2	Lao PDR	Under Construction	1,086	45,000	5,700	41	5
Pak Mun	Thailand	1984	34	6,000	4,945	176	145
Pehuenche	Chile	Unknown	500	400	0	<1	0
Porto Primavera (now called Sergio Motta)	Brazil	1999	1,815	225,000	15,000	124	8
Tarbela	Pakistan	1977	3,478	24,280	96,000	7	28
Three Gorges	China	2003	18,200	110,000	>1,300,000	6	>71
Tucurui 1	Brazil	1992	3,980	243,000	30,000	61	8
Urra	Colombia	1999	340	7,400	6,200	22	18
Victoria	Sri Lanka	1984	210	2,270	45,000	11	214
Yacyreta	Argentina/Paraguay	1993	3,100	165,000	50,000	53	19

*These data are approximate, summarized from Notes 1 and 4.

oxygen (anaerobic), making it unsuitable for most aquatic life. A rapid estimate of stratification tendencies in a reservoir can be obtained with the Densimetric Froude Number (F), which can be calculated as:

Equation 1:

$F = 320 (L/D) (Q/V)$ where:

- L is length of the reservoir (meters);
- U is mean reservoir depth (meters) (for

which dam height can be a proxy);

- Q is the mean water inflow (cubic meters per second); and
- V is reservoir volume (cubic meters).

If F is less than 1, some stratification is expected, the severity of which increases as F decreases. When F is greater than 1, stratification is unlikely.

14) Useful Reservoir Life (years): This is the

expected number of years before a reservoir's dead storage is completely filled, so that further sedimentation reduces live storage and curtails power generation. Useful reservoir life is a good indicator of the expected sustainability of power generation from a site. 15) -Access Roads through Forest (kilometers); Where the risks of widespread deforestation are high due to increased accessibility, the choice of site should minimize

به علت افزایش دسترس پذیری شدید باشد مکان‌گزینی باید به گونه‌ای باشد که طول جاده‌های دسترسی جدید و یا ارتقاء یافته که از درون یا کنار جنگل‌های طبیعی می‌گذرد به حداقل برسد.

مردم اسکان مجدد یافته هکتار زیر آب رفته به ازای هر مگاوات افراد اسکان مجدد یافته به ازای هر مگاوات

* این داده‌های تقریبی اند و از روی منابع پانویس ۲۰۱ خلاصه‌سازی شده‌اند.

مقایسه‌ی مکان‌ها با استفاده از شاخص‌های زیست محیطی دست کم سه راه برای به کارگیری شاخص‌های بالا در مکان‌گزینی بهتر پروژه‌ها از لحاظ زیست محیطی وجود دارد.

نخست آن که با استفاده از این شاخص‌ها می‌توان یک‌پایه پیشنهادها را غربال کرد. بسیاری از حامیان مالی یا تامین‌کنندگان اعتبار دوست دارند قبل از ارزیابی اثرات زیست محیطی (EIA) مختص مکان‌ها، به صورت سریع و مقدماتی مشخص شود که آیا مکان بالقوه‌ای از لحاظ زیست محیطی مساله دار هست یا خیر. برای مثال با مقایسه‌ی موقعیت مکانی پروژه با نقشه‌ی مناطق حفاظت شده می‌توان دریافت که با پارکی ملی همپوشی وجود دارد و در نتیجه امکان کشمکش‌های حقوقی یا مخالفت عمومی وجود دارد. اگر مدت حفظ آب در پشت سد طولانی باشد (برای مثال بیش از شش ماه باشد) امکان معضلات کیفیتی جدی برای آب وجود دارد به خصوص اگر آب حامل آلاینده‌های شهرها، مزارع یا معادن بالادست باشد.

با این شاخص همچنین می‌توان دریافت که در گزارش آینده‌ی EIA کدام بخش‌ها شایسته‌ی توجه ویژه هستند. برای مثال اگر قرار باشد بخشی طولانی از رودخانه خشک بماند احتمال اثرات نامطلوب این کار بر حیات‌آزبان، زیست‌بوم‌های کرانه‌ای و مصرف‌پایین دستی آب توسط انسان باید در EIA بررسی شود و حداقل جریان یا سایر اقدامات آسیب‌زدایی توصیه شود.

دوم آن که با یک شاخص می‌توان چندین مکان را مقایسه کرد (از طریق رتبه‌بندی و/یا رده‌بندی). مساحت آب دریاچه شاید قوی‌ترین شاخص برای پیش‌بینی آسیب‌های زیست محیطی محتمل باشد زیرا با بسیاری از شاخص‌های دیگر همبستگی مثبت دارد. وسیع بودن دریاچه‌ی پشت سد به معنای از دست رفتن حیات وحش و زیستگاه‌های طبیعی بیشتر و/یا جابجایی بسیاری از مردم است. دریاچه‌های بسیار بزرگ به طور عموم در زمین‌های پست به وجود می‌آید (که اغلب دچار بیماری‌های حاره‌ای و گیاهان آبی هستند) و به طور معمول رودخانه‌های بزرگ را اشغال می‌کنند (وماهیان و آبزیان بیشتری در خطر قرار می‌گیرند).

نسبت هکتارهای آبیگری به مگاوات معیار مفیدی برای سنجش رابطه‌ی بین هزینه‌های زیست محیطی و مزیت‌های اقتصادی است که در پروژه‌های فهرست شده در جدول ۲ تغییرات آن تا چهار برابر هم می‌رسد. میانگین جهانی این شاخص برای تمام نیروگاه‌های برق‌آبی بزرگی که تاکنون ساخته شده‌اند (نه فقط فهرست جدول ۲) حدود ۶۰ هکتار بر مگاوات است. کاهش دادن چشم‌گیر این میانگین در پروژه‌های آینده از لحاظ زیست محیطی بسیار مطلوب است.

از دید اجتماعی نیز شمار مردمی که باید اسکان مجدد داده شوند از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است. باید در مکان‌گزینی مصالحه‌ای بین اهداف زیست محیطی و اجتماعی انجام داد که یک سوی آن انتخاب منطقه‌ای با زیستگاه‌های طبیعی و حیات وحش چشم‌گیر ولی ساکنین کم است (حداقل سازی اسکان مجدد) و سوی دیگر آن منطقه‌ای پرجمعیت با زیستگاه‌های طبیعی اندک است (حداقل سازی نابودی زیستگاه‌های طبیعی). با کوچک‌گرفتن سطح دریاچه‌ی پشت سد می‌توان این معضل را برطرف کرد و به هر دو حداقل سازی فوق دست یافت.

راه سوم در آمیختن این شاخص‌ها و رتبه‌بندی چندین مکان براساس آن است. این رتبه‌بندی هم به شاخص‌های انتخابی و وزن آن‌ها در ترکیب شاخص‌ها بستگی دارد. این شیوه از این لحاظ قوت چشم‌گیری دارد که رده‌بندی مشابهی برای مکان‌های مشخص به دست می‌دهد.

دهد. مکانی که از لحاظ زیست محیطی برای ساخت سد بزرگی «مطلوب» باشد در بیشترین شاخص‌ها جایگاه مطلوبی به دست می‌آورد (شامل کوچکی مساحت دریاچه‌ی پشت سد، پایین بودن نسبت هکتار به مگاوات، کوتاهی مدت نگه‌داری آب و کمی طول اشغال شده رودخانه‌ها توسط دریاچه). در حالی که مکان «نامطلوب» نیز از همین شاخص‌ها جایگاه نامطلوبی به دست می‌آورد (شامل بزرگی مساحت دریاچه‌ی پشت سد، بالا بودن نسبت هکتار به مگاوات، طولانی بودن مدت نگه‌داری آب و زیادی طول اشغال شده رودخانه‌ها توسط دریاچه). شاخص‌هایی مشابه شاخص‌های فهرست شده در بالا در کشورهای چینی کلمبیا برای لحاظ کردن نگرانی‌های زیست محیطی در طرح‌های توسعه‌ی برق به کار گرفته شده‌اند.

▲ جورج لدک زیست‌شناسی سرشناس و خوان‌کینترو کارشناس ارشد محیط زیست در بخش آمریکای لاتین و دریای کارائیب بانک جهانی است. ۱۵ شاخص مورد بحث در این مقاله را این دونفر شناسایی کرده‌اند.

نشانی: ایالات متحده ۲۰۴۳۳، واشنگتن دی.سی. ان. دبلیو، خیابان ۱۸۱۸، بخش آمریکای لاتین و دریای کارائیب بانک جهانی

تلفن: ۴۷۳-۹۲۶۷-۲۰۲ (۱) برای لدک و ۴۷۳-۵۲۹۴-۲۰۲ (۱) برای کینترو. پست الکترونیکی: -gledec@worldbank.org یا bank@worldbank.org

دیدگاه‌های این مقاله از آن نویسندگان است و لزوماً دیدگاه بانک جهانی و هیات مدیره‌ی آن یا کشورهای این نویسندگان نیست

the kilometers of required new or upgraded access roads passing through or near natural forests.

Using environmental indicators to compare sites

There are at least three ways to use the above indicators to help choose project sites from an environmental standpoint.

First, the indicators can be used to screen individual project proposals. Even before a site-specific environmental impact assessment (EIA) is carried out, many prospective sponsors or financiers would want to assess in a quick, preliminary way -whether a potential site is likely to be environmentally problematic. For example, comparing the project site with a map of protected areas might show a significant overlap with a national park, indicating a potential legal conflict or public controversy. A long water retention time (for example, exceeding six months) suggests the potential for serious water quality problems, especially if the water carries pollutants from upstream towns, farms, or mines.

These indicators also can be used to identify areas that merit special attention in the future EIA report. For example, if the project were to leave dry a long section of river, the EIA report should examine the likely effects on aquatic life, riparian ecosystems, and downstream human uses, along with the recommended minimum flow or other mitigation measures.

Second, a single indicator can be used to compare (by rating and/or ranking) multiple sites. Reservoir surface area is perhaps the single most powerful indicator in predicting the degree of likely environmental damage, because this indicator is positively correlated with many others. A large reservoir area implies loss of much natural habitat and wildlife and/or displacement of many people. Very large reservoirs typically are in the lowlands (often with tropical disease and aquatic weed problems) and usually impound larger rivers

(with more fish and other aquatic species at risk).

A useful measure of environmental costs relative to economic benefits is the ratio of inundated hectares per megawatt of electricity; it varies by four orders of magnitude for the projects listed in Table 2. The global average for all large hydroelectric projects constructed to date (not just those in Table 2) is about 60 hectares per megawatt. It would be environmentally desirable to significantly reduce this average for future projects.

From a social standpoint, the number of people requiring resettlement is especially important. A significant tradeoff between environmental and social objectives in site selection can emerge with choosing to inundate either relatively wild areas with significant natural habitats but few people (thereby minimizing resettlement needs) or more densely settled areas with few or no natural habitats but many people (thereby minimizing natural habitat loss). This dilemma can be reduced by favoring projects with a small reservoir surface area, which tends to minimize both resettlement needs and natural habitat losses.

Third, these indicators can be combined to rank multiple proposed new dam sites. This ranking will vary somewhat according to which indicators are used and how they are weighted. However, this methodology is remarkably robust in that specific dam sites tend to get broadly similar ratings. An environmentally «good» large dam site will receive favorable ratings from most of these indicators (including small reservoir surface area with low hectares per megawatt ratio, short water retention time, and short stretch of river impounded), while a «bad» site will receive unfavorable ratings from the same indicators (large flooded area with a high hectares per megawatt ratio, long water retention time, and long stretch of river impounded). Indicators similar to those listed above have been used in countries such as Colombia to incorporate environmental concerns within

power expansion plans.³



Messrs. Ledec and Quintero may be reached at Latin America and Caribbean Region of the World Bank, 1818 H Street, N. W., Washington, DC 20433, United States; (1) 202-4739267 (Ledec) or (1) 202-473-5294 (Quintero); E-mail: gledec@world-bank.org or jquintero@worldbank.org

The opinions in this paper are those of the authors and do not necessarily represent the official views of the World Bank, its Board of Executive Directors, or the countries they represent.

Notes

Ledec, George C., and J.D. Quintero, Good Dams and Bad Dams: Environmental Criteria for Site Selection of Hydroelectric Projects, World Bank, Latin America and Caribbean Sustainable Development Working Paper 16, Washington, D.C., United States, 2003.

Operational Policy 4.04: Natural Habitats, Includes Bank Procedures 4.04 and Good Practices 4.04, World Bank, Washington, D.C., United States, 2001 .

Sector Electrico Colombiano: Plan de Expansión de Referencia Generación -Transmision, Ministry of Energy and Mines, Medellin, Colombia, 1992.

Goodland, R., «Environmental Sustainability in the Hydro Industry: Disaggregating the Debate,» Large Dams: Learning from the Past, Looking at the Future, IUCN-World Conservation Union, Cambridge, United Kingdom, and World Bank, Washington, D.C., United States, 1997.

پاک سازی مجاری انتقال آب: تقویت تولید برق در هیدروتاسمانیا

بتنی و شترگلو، لوله های فولادی دارای حفاظ بتنی یا قرار گرفته زیر خاک و لوله های چوبی می شود.

چالش ها

فشار زیاد، خوردگی (تابعی از استواری روکش محافظ بیرونی و درونی)، وضعیت زمین شناختی پی و زهکشی پی دشمنان اصلی لوله های پرفشار و لوله های فولادی هستند. البته شرایط روکش های داخلی موضوع اصلی برنامه ی هیدروتاسمانیا بود که در این مقاله شرح داده شده است. این شرکت طی بررسی جداگانه ای به روکش های حفاظتی بیرونی در لوله های پرفشار و لوله های فولادی پرداخت.

روکش های درون ی درجه ی نخست مقابله با خوردگی قرار دارند. عمر روکش های حفاظتی نوین به طور معمول و تضمین شده از ۲۵ تا ۳۰ سال است ولی عمر اکثر روکش های حفاظتی داخلی هیدروتاسمانیا بیش از ۳۰ سال است.

بازرسی های مرتب کارکنان هیدروتاسمانیا نشان داد که برای روکش های اعمالی بین ۱۹۷۰ تا ۱۹۹۰ می توان عمری ۴۰ ساله انتظار داشت. این روکش های اپوکسی قیری زغال سنگی در منطقه ی جنوب در ۱۷ لوله ی عادی و پرفشار به کار رفته بود. اما در شمال و غرب این روکش ها که توسط شرکت روکش ویلز داو انگلستان و کوپرز ایالات متحده (پیتسبورگ) ارایه شده بود و در پنج ایستگاه توسط پیمان کاران اعمال شده بود کارکرد چندانی نداشت.

نویسنده: آنتونی ب. دن

در گذر سالیان، تجمع رسوب های باکتریایی و موادلزج در داخل مجاری انتقال آب سبب شد تا تولید برق در ۲۹ تاسیسات برقی شرکت برق هیدروتاسمانیا افت چشم گیری کند. این شرکت در میانه ی راه اجرای برنامه ی آزمایش و پاک سازی است که می تواند تولید برق این تاسیسات را سالی ۶۷ گیگاوات ساعت افزایش دهد.

پژوهش درباره ی مجاری انتقال آب

برنامه ی پژوهشی سپرده شده به دانشگاه تاسمانیا برای شناسایی موضوع و رفع معضلات ناشی از کاهش ظرفیت حمل مجاری انتقال آب به خاطر رشد باکتری های داخلی بود. شرکت هیدروتاسمانیا در پی بهینه سازی روال های نگه داری، حداقل سازی اثرات رشد باکتری ها و افزایش بازده اقتصادی زیر ساخت موجود بود. پژوهش گران هیدروتاسمانیا در سال ۱۹۸۰ کشف کردند که پاک سازی لوله ها به گونه ای چشم گیر افت فشار آب بر اثر اصطکاک و زبری دیواره را هم در لوله های فولادی هم در لوله های چوبی کاهش می دهد.

بررسی بیشتری درباره ی ارزش پاک سازی مرتب کانال ها و ناوه ها در سال ۱۹۹۷-۱۹۹۶ صورت گرفت که مزیت اقتصادی چشم گیر این کار را نشان داد. این پروژه ی پژوهشی نشان داد که با استفاده از نتایج آزمایش های پاک سازی ۱۹۹۸ و ارتقا سال ۲۰۰۲ می توان با هزینه ای اندک فرصت هایی برای بهرکردگاری به دست آورد که مزیت اقتصادی هم دارند.

سامانه ی لوله های پرفشار و عادی

هیدروتاسمانیا دارای ۱۸ لوله ی فولادی بزرگ و ۴۹ لوله ی پرفشار است که ۱۱ تا ۶۷ سال سن دارند که شامل لوله های پرفشار فولادی داکتیل و، فاق ترد، لوله های

شرکت هیدروتاسمانیا، تولید کننده ی اصلی انرژی در استان تاسمانیا، استرالیا، بهره بردار ۲۹ تاسیسات برقی است که دارای ظرفیت کل ۲۳۶۵ مگاوات و تولید سالانه ی بیش از ۱۰۰۰ گیگاوات ساعت هستند. ۶۷ لوله ی پرفشار و عادی و ۱۷۲ کیلومتر کانال و ناوه از جمله سامانه هایی هستند که آب را به این تاسیسات انتقال می دهند. در گذر سالیان تجمع رسوب های باکتریایی و موادلزج افت چشم گیر برق را در پی داشته است.

شرکت هیدروتاسمانیا برای آن که به دامنه ی این مشکل پی ببرد در ماه مه سال ۲۰۰۴ مدل سازی هیدرولیکی ۹ سامانه ی لوله ی پرفشار اصلی را به دانشگاه تاسمانیا سپرد. این تحلیل مشخص کرد در ایستگاه هایی که با لوله های پرفشار و عادی تغذیه می شوند سالی بیش از ۴۶ گیگاوات ساعت تلف می شود و در ضمن با پاک سازی کانال ها و ناوه ها نیز می توان ۲۱ گیگاوات ساعت دیگر را هم زنده کرد.

هیدروتاسمانیا بر اساس همین اطلاعات بود در سال ۲۰۰۳ برنامه ی پاک سازی روکش های داخلی لوله های پرفشار چند نیروگاه را آغاز کرد که پیش بینی می شود در سال ۲۰۰۸ به پایان برسد. برنامه ی دیگری در همین ارتباط برای پاک سازی چند کانال و ناوه نیز وجود دارد. نتایج این آزمایش ها می تواند شواهدی برای پشتیبانی از پروژه ای وسیع تر برای احیای ظرفیت های ازدست رفته باشد.

Cleaning Water Conveyances: Hydro Tasmania Boosts Power Production

By Anthony B. Denne

Over the years, the buildup of bacterial deposits and slime on the inside of water conveyances resulted in significant electricity losses at Hydro Tasmania's 29 hydroelectric facilities. The utility is in the midst of a testing and cleaning program that should yield an increase of more than 67 gigawatt-hours of electricity production each year at existing facilities.

Hydro Tasmania, the principal energy producer for the province of Tasmania, Australia, operates 29 hydroelectric facilities. These plants have a total capacity of 2,365 mw and annual production of more than 11,000 gigawatt-hours (GWH). Among the systems that convey water to these facilities are 67 penstocks and pipelines, as well as 172 kilometers of canals and flumes. Over the years, the buildup of bacterial deposits and slime has led to significant electricity losses.

To determine the extent of the problem, in May 2000 Hydro Tasmania commissioned the University of Tasmania to perform hydraulic modeling of nine major penstock systems. This analysis identified energy losses of more than 46 GWH annually for stations supplied by penstocks and pipelines. In addition, investigators determined that a further 21 GWH could be gained from cleaning canals and flumes. Based on this information, in 2003

Hydro Tasmania began a program to clean the internal coatings of the penstocks serving several plants. The work is expected to be completed in 2008. A related program

canals and flumes. The results of these trials should provide evidence to support a wider project to regain lost capacity.

Water conveyance research

The research program undertaken with the University of Tasmania was designed to identify the issues and alleviate the problems resulting from the decreased carrying capacity of water conveyances due to internal biological growths. Hydro Tasmania sought to optimize pipeline maintenance procedures, minimize the effects of biological growths, and increase the economic return from existing infrastructure. Researchers within Hydro Tasmania discovered in 1980 that pipeline cleaning significantly reduced both friction headloss and equivalent wall roughness for both steel and woodstave pipelines.

A further study of the value of regular canal and flume cleaning conducted in 1996-1997 showed significant economic benefit of this activity.

This research project identified opportunities (subject to business benefit) to add performance improvement at incremental cost by applying the results of the 1998 cleaning trials and the results of the 2002 upgrades.

Pipeline and penstock system

Hydro Tasmania has 18 major steel pipelines and 49 penstocks that range from 11 to 67 years old. These include notch brittle and ductile steel penstocks, concrete pipes and siphons, steel pipes encased in concrete or buried underground, and woodstave pipelines.

Challenges

The arch enemies of steel pipelines and penstocks are over pressure, corrosion (a function of the external and internal protective coating integrity), foundation geology, and foundation drainage. However, Hydro Tasmania's main concern with the program described in this article was the condition of the internal coatings. The utility addressed external protective coatings for steel pipelines and penstocks under a separate study.

Internal coatings are the first line of defense against corrosion. Typically, modern protective coatings have a warranty life of 25 to 30 years. However, most of Hydro Tasmania's internal protective coatings are more than 30 years old.

Regular inspections by Hydro Tasmania personnel indicate a 40-year expected service life for the internal coatings applied between 1970 and 1990. These coal-tar epoxy coatings account for 17 pipelines and penstocks in the southern region.

However, in the north and west, coal-tar enamel coatings supplied by Wailes Dove Coatings in the United Kingdom and Koppers in Pittsburg, Pa., United States, and applied by contractors at five stations have not fared so well.

Tony Denne is principal asset engineer civil, power schemes for Hydro Tasmania. He represents the power schemes division on the team implementing the testing and cleaning program described in this article.

آب بماند فرومی باشند.

نتایج بررسی

در اواخر سال ۲۰۰۱ شرکت هیدرو تاسمانیا مزیت های نسبی زدودن زیست سوخت از لوله ها و لوله های پرفشار را بررسی کرد. در جدول ۱ انرژی به دست آمده از پاک سازی داخلی لوله ها عادی و لوله های پرفشار اصلی پیش بینی شده است.

لوله های پرفشار نیروگاه پوتینا، نیروگاه ۴۶ مگاواتی فیشر و نیروگاه لمونتین ۳۲ گیگاوات ساعت از کل ۴۶ مگاوات ساعت بهبود را به خود اختصاص داد. یعنی با تمیز کردن همین سه لوله ی پرفشار می توان به ۷۰ درصد بهره ی بالقوه دست یافت. زیرا این ایستگاه ها از نوع های-هدکه بایک لوله ی پرفشار دارای قطر زیاد پشتیبانی می شود. بهره نیز معادل ۱۰۵ درصد تولید برای پوتینا ۳۰۳ درصد برای فیشر و ۱۰۴ درصد برای لمونتین است.

آزمایش ویلموت

برای تایید بهبود آگیاوات ساعتی در سال ۲۰۰۳ آزمایشی در پروژه ی ۲۲ مگاواتی ویلموت صورت گرفت. در چارچوب ارزیابی شرایط ایستگاه، برنامه ریزی شد تا لوله ی پرفشار ۵۰۰ متری و دارای قطر ۲ متر از مدار خارج شود. لوله ی پرفشار ویلموت با قیرزغال سنگ و لعاب پوشانده شده است و مشاهدات مختصر کارکنان هیدروتاسمانیا نشان داد که ترک های پوست ماری در حال رخ دادن در سطح روکش است. برای تثبیت عمر باقی مانده ی این روکش، مکان، ماهیت و بسامد نقاط خوردگی بررسی شد تا پاک سازی آزمایشی انجام شود.

بازرسی های تونل تخلیه ی ۴،۳۴ کیلومتری نشان داد که رسوب هایی به ضخامت ۱۰ میلی متر بلافاصله در بالادست شیرهای نوک تپه شکل گرفته است. منطقی بود که پیش بینی شود در پایین دست لوله ی پرفشار نیز رسوبات مشابهی شکل گرفته است. بررسی محققان دانشگاه تاسمانیا نشان داد که کمابیش تمام این لایه توسط باکتری های آهن و منگنز ایجاد شده است.



آزمایش پاک سازی لوله ی پرفشار در نیروگاه ۳۲ مگاواتی ویلموت تولید را آگیاوات ساعت بهبود داد که مطابق انتظار هیدروتاسمانیا بود. بنابراین سایر لوله های پرفشار نیز در صف پاک سازی مشابهی قرار داده شدند.

تولید زیست سوخت یکی از معضلات بزرگ روکش های درونی است که باکتری های منگنز و آهن از جمله ی آن ها هستند و ضخامت آن می تواند به ۱۰ تا ۵۰ میلی متر و گاهی تا ۵۰ میلی متر برسد. تا همین چندی پیش تنها روش های زدودن آن دست افزارهای مکانیکی یا گذراندن «لوله پاکن های» سمباده زنی از لوله ها بود. در هر دوروش باید به مدت دوهفته سامانه را از مدار خارج کرد و به صورت دستی زیست سوخت ها را پاک کرد و زدود.

زدودن زیست سوخت در لوله های چوبی پیچیده تر است زیرا باید مدت زمانی را که چوب اشباع شده نیست به حداقل رساند تا به هنگام آب زدایی انقباض و نشستی رخ ندهد. لوله های چوبی اگر مدت زیادی بدون

در دو ایستگاه روکش ها خراب شد و در نهایت از کار افتاد که تا حدی ناشی از آب زدایی زیاد از حد لوله ی پرفشار است که به طور مرتب صورت می گیرد. به این ترتیب لعاب اکسید می شود، انعطاف پذیری خود را از دست می دهد و به ویژه در تاج رو به آسمان لوله دچار ترک خوردگی پوست ماری می شود (یعنی شبکه ای ترک خوردگی های ریز). وقتی که ترک خوردگی های عمق پیدا کرد (۳ تا ۵ میلی متر) در همان نواحی خوردگی ایجاد شد و روکش به صورت پوسته پوسته فروریخت. این پدیده در لوله ی پرفشار نیروگاه ۵۴ مگاواتی لمونتین پس از ۲۵ سال کارکردن در حال رخ دادن است و ترک خوردگی های پوست ماری در نیروگاه ۳۱۲،۰۶ مگاواتی پوتینا پس از ۳۴ سال کارکردن در حال رخ دادن است.



این کانال پاک کن که دارای جت آب مجهز به بازوهای گردان نصب شده در یک قایب است در اوایل سال ۲۰۰۵ در کانال آب رسانی به نیروگاه ۹۳۰،۶ مگاواتی تارالیه آزمایش شد. هر پاک سازی باعث بهبود جریان به میزان کمیوم شد.



A cleaning trial of the penstock supplying the 32-mw Wilmot project improved production by 1 gigawatt-hour. This improvement met Hydro Tasmania's expectations, so other penstocks were scheduled for similar cleaning.

Two stations have experienced coating breakdowns and eventual failures, due in part to regular extended dewatering of the penstocks. This allowed the enamel to oxidize, lose its flexibility, and experience surface crazing (i.e., a network of fine cracks), particularly in the crown of the pipe facing the sun. Corrosion then occurred in the areas when the cracks extended fulldepth (3 to 5 millimeters), and the coating peeled away. This is occurring in the penstock at the 54-MW Lemonthyne project after 28 years of service, and surface crazing has commenced at 312.6-mw Poatina after 34 years of service.

A major problem with the internal coatings is biofouling, such as with iron and manganese bacteria. This can build up to 5 to 10 millimeters thick and occasionally up to 50 millimeters thick! Until recently, the only removal methods were hand-held mechanical means or the use of scouring «pigs» forced through the pipes. Both methods required two-week out-of-service periods to set up equipment, manually clean, and dispose of biofouling. Removal of biofouling in woodstave pipelines is complicated by the need to minimize the time that the timber is not saturated, to avoid shrinkage and consequent leakage when rewatering. Woodstave pipelines have been known to collapse if left dewatered too



This canal scrubber, which consists of water jets on rotating arms mounted on a frame, was tested in early 2005 in the canal that supplies water to the 93.6-mw Tarraleah project. Each cleaning improved flow by 3 cumecs.

long. Hydro Tasmania has four woodstave pipelines.

Results of the study

In late 2001, Hydro Tasmania undertook a study into the relative benefits of removing biofouling from pipelines and penstocks. Table 1 shows the predicted energy to be gained by internal cleaning of its major pipelines and penstocks.

The penstocks serving Poatina, 46mw Fisher, and Lemonthyne account for 32 GWH of the total 46 GWH Of improvement. This means that 70 percent of the potential gains can be obtained by cleaning only these three penstocks. This is because these are high-head stations served by single large-diameter penstocks. The gain equates to 1.5 percent of production for Poatina, 3.3 percent for Fisher, and 1.4 percent for Lemonthyne.

Wilmot trial

A trial was undertaken at the 32-mw Wilmot project in 2003 to verify the prediction of a 1GWH improvement. The 2-meter-diameter, 500-meterlong penstock was scheduled to come out of service as part of a station condition assessment. Wilmot is a coal-tar enamel-lined penstock, and limited observations by Hydro Tasmania personnel revealed crazing occurring at the coating surface. Establishing the remaining life of this coating by examining the location, nature, and frequency of corrosion spots was used to support the case for trial cleaning.

Inspections of the 4.34-kilometerlong headrace tunnel showed deposits of up to 10 millimeters thick on the steel transition immediately upstream of the hilltop valve. It was reasonable to expect similar deposits on the penstock downstream. Examination by University of Tasmania researchers showed that iron and manganese bacteria accounted for almost all of this layer.

هیدروتاسمانیا آزمایشی سه مرحله ای تدوین کرد. در مرحله ی ۱ بایدباید فشار لوله ی پرفشار را قبل از پاک سازی در گستره ای از بارهای ماشین تا ۱۰۰ درصد و سپس با برگشت به صفر اندازه گیری کرد. در مرحله ی ۲ لوله ی پرفشار با آب پاش چرخانی تمیز می شود. در مرحله ی ۳ فشار لوله ی پرفشار پس از پاک سازی و در همان گستره ی بار قبلی اندازه گیری می شود و سپس افزایش کارایی محاسبه می شود.

برای به دست آوردن فشار لوله ی پرفشار، چهار انشعاب از جنس فولاد زنگ نزن توسط شرکت آلستوم در بالا و پایین لوله ی پرفشار تعبیه شد که هر کدام شان با لوله ی حلقوی به نقطه ی اندازه گیری و ثبت کننده ای الکترونیکی وصل می شود که توسط گروه آزمایش داخلی هیدروتاسمانیا نصب شده است. یک لوله ی پیتو ساخت دانشگاه تاسمانیا نیز توسط آلستوم تانیمه ی لوله ی پرفشار نصب شد و به ثبت کننده متصل شد. تمام مکان ها به دقت بررسی شد و تا شعاع ۳۰۰ میلی متری تمام انشعاب ها پاک سازی شد.

بر اثر پاک کردن لوله ی پرفشار افت فشار ناشی از اصطکاک ۰.۸ متر کاهش یافت. در نتیجه ۰.۶ مگاوات دیگر برق به دست آمده حدود ۲ درصد خروجی نامی ماشین فرانسس است. در فصل عادی بهره برداری، این ظرفیت اکیگاوات ساعت برق تولید می کند.

پاک سازی سایر پروژه ها

پس از این که این نظریه در ویلموت تایید شد هیدروتاسمانیا برنامه ی پاک سازی را در نیروگاه پوتینا، نیروگاه ۹۳.۶ مگاواتی

تارالیه و نیروگاه ۱۳۰.۵ مگاواتی تونگاتینا نیز اجرا کرد.

در ایستگاه پوتینا بیش از ۳۰۰ اکیگاوات ساعت در سال تولید شد. کارهای اصلی پاک سازی عبارت بود از:

- تونل لوله ی پرفشار به طول ۰.۹۷ کیلومتر و قطر ۳ متر
- لوله ی پرفشار سطحی به طول ۱.۰۵ کیلومتر و قطر ۳ متر تا ۲.۰۶ متر و دو دریچه ی تمیزکاری

جدول ۱
مزایای پیش بینی شده ی پاک سازی لوله ی پرفشار و خط لوله

نیروگاه	ظرفیت بر حسب مگاوات	بهره ی برق بر حسب گیگاوات ثانیه
فیشر	۴۶	۷.۸
لیک اکو	۳۳.۵	۱.۷
لمونین	۵۴	۴.۳
لیاپوتاه	۷۸.۳	۲.۱
پوتینا	۳۱۲.۶	۱۹.۶
تارالیه	۹۳.۶	۴.۴
تونگاتینا	۱۳۰.۵	۳.۵
وایانینا	۴۵.۹	۱.۷
ویلموت	۳۲	۱
جمع کل		۴۶.۱

آمار پیش بینی شده ی بهره ی سالانه ی تولید

مدار بسته ای (CCTV) بود که از راه دور کنترل می شد و توسط کالکس ارایه و بهره برداری می شد تا شرایط روکش پس از پاک سازی ثبت شود و نقشه ی مناطق محتاج توجه بیشتر تهیه شود. با استفاده از CCTV پرسنلی که به طور سنتی ارزیابی شرایط را انجام می دادند در معرض خطر کم تری قرار دارند. استفاده از روزن بند بادی امکان می دهد تا بتوان تمیزکاری و عملیات CCTV در کنار هم صورت بگیرد بی آن که افشانه ی آب بر کار CCTV اثر بگذارد.

پاک سازی لوله ی پرفشار در اواخر سال ۲۰۰۴ مشخص کرد که روکش لعابی قیر زغال سنگی سخت تر از آبی است که پیش بینی می شد. در نتیجه فقط ۲ مگاوات بهبود حاصل شد نه ۱۹ مگاوات پیش بینی شده. البته هیدروتاسمانیا از اطلاعات تفصیلی شرایط که گردآوری شده، استفاده خواهد کرد تا تعویض روکش محافظ داخلی را توجیه کند.

ایستگاه تارالیه سالی ۶۲ گیگاوات ساعت تولید می کند. لوله های روتپه ای آن که در سال ۱۹۳۴ ساخته شده است ۲۱۷۰ متر طول و ۲.۰۶ متر قطر دارد. آستر رنگ اپوکسی قیر زغال سنگی در سال ۱۹۷۴ اعمال شد و هنوز شرایط خوبی دارد. پیش بینی هیدروتاسمانیا حصول به بهبودی نزدیک به ۲ گیگاوات ساعت بود. پاک سازی در اوایل سال ۲۰۰۵ انجام شد و بهبودی نزدیک به ۴ گیگاوات ساعت به دست آمد!

لوله ی پرفشار تونگاتینا در سال ۱۹۵۳ ساخته شد و یکی از پنج لوله ی پرفشاری است که به هریک از پنج ماشین ۲۷ مگاواتی که سالی ۵۹ گیگاوات ساعت تولید می کنند آب می رساند. طول این لوله ی پرفشار ۹۰۰ متر

و قطر آن ۱.۰۸ متر است. روکش اپوکسی غیر زغال سنگی داخلی در سال ۱۹۷۱ اعمال شد. شرایط آن تا حد زیادی شناخته شده نیست و فقط بازرسی هایی از طریق دریچه ی تمیزکاری صورت گرفته است که نشان دادند وضعیت خوبی دارد.

- محور عمودی به طول ۱۱۰ متر و قطر ۲.۰۶ متر
- مقسم و شش هواکش به طول ۷۵ متر که دارای قطر ۲.۰۶ متر هستند اما در هر واحد قطر شان به ۱.۰۲ متر کاهش می یابد. دسترسی از طریق یک دریچه ی تمیزکاری در ایستگاه زیر زمینی انجام می شود.

برای غلبه بر محدودیت دسترسی، شرکت کالکس در پیرمونت، نیوساوت ویلز، استرالیا، روشی ابتکاری برای اتصال و جداسازی خط آب رسان ۵۰۰ متری و کابل بالا بر متصل به آب پاش چرخان از طریق دو دریچه ی تمیزکاری، ابداع کرد. به این ترتیب نیازی نبود که پرسنل وارد لوله ی پرفشار شوند.

یک نوآوری دیگر هم استفاده از دوربین تلویزیون

جدول ۲

مزایای پیش بینی شده طرح پاک سازی کانال ها و ناوه ها

سازه	بهره ی سالانه ی پیش بینی شده در تولید برق بر حسب گیگاوات ساعت
ناوه ی برون	۲۱
ارتقا کانال و ناوه ی لیاوین	۲۸
ارتقا ناوه و کانال مونپیتالاتا	۲۲
تمیزکاری کانال شماره ۱ تارالیه	۲۱
ارتقاء کانال شماره ۱ تارالیه	۵۹
ارتقاء کانال شماره ۲ تارالیه	۱۴
جمع کل	۱۶۵

Hydro Tasmania devised a threestage testing program. Stage 1 consisted of measuring pre-clean penstock pressure over a range of machine loads up to 100 percent and back to zero. Stage 2 involved cleaning the penstock using a rotary water blaster. Stage 3 consisted of measuring post-clean penstock pressure over the same range of loads, then calculating performance improvement.

To obtain penstock pressure, four stainless steel tapping points were installed by Alstom Power at the top and bottom of the penstock, each connected by a ring pipe to a single measuring point and electronic recorder installed by Hydro Tasmania's in-house testing team. A pitot tube array manufactured by the University of Tasmania was installed by Alstom Power about halfway down the penstock and connected to a recorder. All locations were accurately surveyed and cleaned internally about 300 millimeters around each of the tappings.

The penstock cleaning resulted in a 0.8-meter reduction in head loss due to friction. This translated to an extra 0.6 mw of available power, or about 2 percent of the Francis machine's rated output. Over a normal operating season, this capacity produces 1 GWH.

Cleaning, at other projects

After validating the theory at Wilmot, Hydro Tasmania undertook cleaning programs at Poatina, 93.6-mw Tarraleah, and 130.5-mw Tungatinah.

The Poatina station produces more than 1,300 GWH a year. The headworks consists of:

- 0.97-kilometer-long, 3-meter-diameter penstock tunnel;
- 1.5-kilometer-long

Table 1

Anticipated Benefits from Penstock and Pipeline Cleaning

Facility	MW Capacity	Electricity Gain, in Gigawatt-hours ¹
Fisher	46.0	7.8
Lake Echo	33.5	1.7
Lemonthyne	54.0	4.3
Liapootah	87.3	2.1
Poatina	312.6	19.6
Tarraleah	93.6	4.4
Tungatinah	130.5	3.5
Wayatinah	45.9	1.7
Wilmot	32.0	1.0
Total		46.1

¹These amounts represent expected annual gains in production.

surface penstock with a diameter of 3 meters to 2.6 meters and two manholes for access;

- 110-meter-long by 2.6-meter-diameter vertical shaft; and
- Distributor and six 75-meter-long offtakes that are 2.6 meters in diameter but reduce to 12 meters in diameter at each of the units, accessed through a single manhole in the underground station.

To overcome the limited access, Collex in Pyrmont, New South Wales, Australia, devised an innovative technique to couple and uncouple the 500-meter-long water supply line and hoist cable attached to

the rotary water blaster from the two manholes. This eliminated the need for personnel to enter the penstock.

A further innovation is the use of a remotely operated closed circuit television (CCTV) camera supplied and operated by Collex to capture the coating condition after cleaning and map areas requiring further attention. CCTV use greatly reduces the risk to personnel, who traditionally have carried out this condition assessment work. Use of an inflatable plug allows cleaning and CCTV work to be carried out on ad-joining sections without water spray affecting the camera work.

The penstock cleaning in late 2004 revealed a rougher than expected coal-tar enamel coating. As a result, only a modest 2 mw improvement was realized, rather than the 19 mw expected. However, Hydro Tasmania will use the detailed condition information gathered to support the case for replacing the internal protective coating.

The Tarraleah station produces 62 GWH each year. Its hilltop pipeline, constructed in 1934, is 2,170 meters long and 2.6 meters in diameter. The coal tar epoxy paint lining was applied in 1974 and is still in good condition. Hydro Tasmania expected about a 2 GWH gain. The cleaning was carried out in early 2005, and an improvement of almost 4 GWH was achieved!

Tungatinah penstock was constructed in 1953 and is one of five penstocks supplying water to each of five 27-mw machines producing 59 GWH annually. The penstock is 900 meters long and varies in diameter from 2.3 meters to 1.8 meters. The internal coaltar epoxy coating was applied in 1971. Its condition is largely unknown beyond inspections at manholes, which show a sound

Table 2

Anticipated Benefits from a Canal and Flume Cleaning Program

Structure	Expected Annual Gain in Electricity Production, in Gigawatt-hours
Bronte flume	21
Liawenee flume and canal upgrade	28
Monpeelyata canal and flume upgrade	22
Tarraleah No. 1 canal scrubbing	21
Tarraleah No. 1 canal upgrade	59
Tarraleah No. 2 canal upgrade	14
Total	165



ناوه ی لیوین پس از ۷۰ سال کارکردن وضعیت خوبی نداشت



پس از تکمیل بازسازی و تمیزکاری در اوایل سال ۲۰۰۴ تولید برق هیدرو تاسمانیا سالی ۱۰ گیگاوات ساعت افزایش یافت.

ناوه، همانند آن چه در لیوین صورت گرفت کارایی را ۵۹ گیگاوات ساعت بهبود می دهد. در ضمن آستر بتنی و مجدد و رنگ آمیزی کانال و ناهه ی تارالیه شماره ۲ نیز ۶ گیگاوات ساعت دیگر بهبود ایجاد می کند.

با پاک سازی مرتب تارالیه شماره ۱ ثابت شد که این کار مقرون به صرفه ترین عملیات نگه داری برای مجاری انتقال آبی است که دچار زریست سوخت هستند. استفاده از آب پاش چرخان نیز نتایج عالی به دست می دهد و نسل آینده ی عملیات پاک سازی به منظور افزایش بازده به شمار می آید. استفاده از رنگ پرداختکاری ملائم داخلی نیز باعث بهبود چشم گیر کارایی می شود.

به کمک نتایج آزمایش روکش های مختلف تونل آب می توان روکش هایی انتخاب کرد که دوام و کارایی کانال ها و ناهه ها را افزایش می دهند.

آنتونی دن، مهندس ارشد تاسیسات و طرح های ساختمانی و برق شرکت هیدرو تاسمانیا. نماینده قسمت طرح های برق در گروه مجری برنامه ی آزمایش و پاک سازی که در این مقاله شرح داده شده است.

نشانی: استرالیا ۷۰۰۵، تاسمانیا، هوبارت، خیابان الیزابت ۴، شرکت هیدرو تاسمانیا، تلفن: (۶۱) ۳-۶۲۷۱۶۲۲۰، نشانی پست الکترونیکی: tony.denne@hydro.com.au

پاکسازی در تارالیه، لیوین

زریست سوخت معضل دایمی در تارالیه شماره ۱ است که دارای ۱۴ کیلومتر کانال دوزنقه ای با آستر بتنی و ۶ کیلومتر ناهه بتنی است. طی چندین نسل از کانال پاک کن های مختلفی استفاده شده است. کانال پاک کن کنونی را کالکس در اوایل سال ۲۰۰۵ تولید و آزمایش کرده است که از چند آب جت با بازوهای چرخان تشکیل شده است که روی قابی نصب شده اند. با هر پاک سازی نیز جریان به میزان ۳ کیلومتر بهبود پیدا می کند که به طور میانگین سالی ۲۱ گیگاوات ساعت بهره ی انرژی به دست می دهد.

کانال شماره ۲ تارالیه در سال ۱۹۴۳ ساخته شده است و آب کافی برای کارکردن دو ماشین فراهم می کند. سیفون وارونه ی مجرای انتقال آب نیز از دوبخش لوله کشی چوبی تشکیل شده است. در سال ۲۰۰۴ مشخص شد که این سیفون ها به شدت دچار زریست سوخت شده اند. انجام پاک سازی با آب پاش چرخان کالکس، ظرفیت را به اندازه ی ۱ کیلومتر احیا کرد و بهره ای به میزان ۸ گیگاوات ساعت به دست داد.

ناوه ی لیوین نیز پس از ۷۰ سال کار بر اثر یخ زدگی، افول بتن و ایجاد زریست سوخت وضعیت غیر قابل قبولی پیدا کرده بود. طی یک بازسازی که در سال ۲۰۰۰ به تصویب رسید هیدرو تاسمانیا تصمیم گرفت از رنگ پرداخت کاری ملایمی به طور آزمایشی در سطوح داخلی استفاده کند تا میزان افزایش کارایی بر اثر این افزایش هزینه مشخص شود. افزایش کارایی فراتر از انتظار بود و نتایج زیر را به بار آورد:

- بازگشت جریان کانال به میزان آغازین ۱۹ کیلومتر
- بازبایی خالص انرژی به میزان ۱۰ گیگاوات ساعت در سال
- افزایش ظرفیت ناهه به میزان ۵۸ درصد نسبت به طرح اولیه

برنامه ریزی کارهای آینده

ظرفیت تارالیه شماره ی یک باعث محدودیت خروجی ایستگاه است و قرار است طی ده سال آینده بخش هایی از ناهه ارتقاء داده شود. رنگ آمیزی کل کانال و

با انجام پاک سازی که در اوایل ۲۰۰۵ صورت گرفت بهبودی معادل ۱ گیگاوات ساعت به دست آمد. استفاده از CCTV نیز تایید کرد روکش در کل وضعیت خوبی دارد.

برنامه ریزی کارهای آینده

نتایج پروژه های تکمیل شده آن قدر شواهد به دست داد که مدیریت از پاک سازی مرتب لوله کشی ها و لوله های پرفشار در مواردی که مفید است پشتیبانی کند و برنامه ی پاک سازی در سال ۲۰۰۶ دوام دارد.

این پاک سازی نشان می دهد که می توان به بهبود عملکردی تا ۳ درصد دست یافت. هیدرو تاسمانیا پس از چند آزمایش، اطمینان یافته است که باسنجش عملکرد و به افول می توان باسند لازم برای پاک سازی مجدد لوله کشی ها و لوله ی پرفشار را تعیین کرد.

با همکاری هیدرو تاسمانیا و دانشگاه تاسمانیا، تونل آبی برای آزمایش میزان اصطکاک روکش های محافظ مختلف و تعیین میزان زریست سوخت آب منبع ساخته شد. نتایج این کار مشخص می کند که برای بازسازی داخلی لوله کشی ها و لوله ی پرفشار، بهترین روکش کدام است.

کانال ها و ناهه ها

هیدرو تاسمانیا دارای ۱۷۲ کیلومتر کانال و ناهه نیز هست که سن شان بین ۱۶ تا ۸۸ سال است.

چالش ها

یخ زدگی بتن، خوردگی های ریز منجر افول ساختاری بتن، زریست سوخت، خوردگی بخش های دارای آستر گلی و سنگی، لغزش زمین، ریزش سنگ و کنترل فضای سبز از جمله مسائل کانال ها و ناهه ها است.

قرار است طی ده سال آینده بسیاری از کانال ها و ناهه ها بازسازی شود. به هنگام تامین هزینه ی بازسازی و تقویت عملکرد، فرصت پرداختن به موضوعات فوق وجود دارد. (جدول ۲)



After 70 years of service, the Liawenee flume was in an unacceptable state (left). After refurbishment and cleaning



were completed in early 2004 (right), Hydro Tasmania improved electricity production by 10 gigawatt-hours a year.

coating. Cleaning in early 2005 produced a gain of 1 GWH, and use of the CCTV confirmed the over-all sound condition of the coating.

Future work planned

The results from the completed projects provided enough evidence for management to support the regular cleaning of pipelines and penstocks where there is a demonstrated benefit. A program of pipeline and penstock cleaning is ongoing in 2006.

The pipeline and penstock cleaning show that performance improvements up to 3 percent can be achieved. After several trials, Hydro Tasmania is confident that, by measuring deteriorating performance, the utility can determine the frequencies needed for re-cleaning the penstocks and pipelines.

Collaboration between Hydro Tasmania and the University of Tasmania resulted in construction of a water tunnel to test the friction values of different protective coatings and determine biofouling rates of source waters. The results of this work will determine the best coatings for internal refurbishment for pipelines and penstocks.

Canals and flumes

Hydro Tasmania also has 172 kilometers of canals and flumes, ranging in age from 16 to 88 years.

Challenges

Problems associated with canals and flumes include freeze-thaw attack on concrete, erosion of fines leading to structural degradation of the concrete, biofouling, erosion of rock- and claylined

sections, landslips and rockfalls, and vegetation control.

Many of the canals and flumes are scheduled for refurbishment in the next ten years. Opportunities exist to address the above issues while underwriting the cost of the refurbishment by enhancing performance. (See Table 2.)

Cleaning at Tarraleah, Liawenee

Biofouling is a constant problem at Tarraleah No.1, which consists of 14 kilometers of trapezoidal concretelined canal and 6 kilometers of concrete flume. Several generations of canal scrubbers have been developed. The current scrubber, developed by Collex and tested in early 2005, consists of water jets on rotating arms mounted on a frame. Each cleaning improves flow by 3 cumecs, which results in an average annual energy gain of 21 GWH.

Tarraleah No. 2 canal, constructed in 1943, provides enough water to run up to two machines. Two sections of woodstave pipelines make up the inverted siphons of the water conveyance. These siphons were found to be badly biofouled in 2004. Cleaning using Collex's rotary water blaster restored capacity by 1 cumec, providing a gain of 8 GWH.

After 70 years, Liawenee flume was reduced to an unacceptable state by frost attack, concrete degradation, and biofouling. During a refurbishment approved in 2000, Hydro Tasmania decided to trial a smooth finish paint to internal surfaces to determine the performance increase for this incremental cost. The performance seen exceeded expectations, resulting in:

- Canal flow restored to original design flow of 19 cumecs;
- Net energy recovered of 10 GWH annually; and
- Flume capacity increased 58 percent over the original design.

Future work planned

The capacity of Tarraleah No. 1 is the constraint on station output. Sections of flume are scheduled for upgrades over the next ten years. Painting the entire canal and flume, like at Liawenee, would improve performance by 59

GWH. In addition, relining and painting the Tarraleah No. 2 flume and canal will deliver an extra 6 GWH.

Regular scrubbing of Tarraleah No. 1 proves that this is the most cost-effective maintenance activity on water conveyances that suffer from biofouling. Use of the rotary water blaster delivers superior results and should be considered as the next generation of cleaning to improve efficiency. The addition of internal smooth finish coatings results in significant performance improvement.

Results from water tunnel testing of different coatings will allow the selection of coatings that provide both durability and performance improvement for canals and flumes.

▲
Mr. Denne may be reached at Hydro Tasmania, 4 Elizabeth Street, Hobart, Tasmania 7005 Australia; (61) 362716220; E-mail: tony.denne@hydro.com.au.

نصب نیروگاه موجی در استرالیا



نصب افزاری ی تبدیل انرژی موج با ظرفیت ۵۰۰ کیلووات در اقیانوس در نزدیکی پورت کمبلا در استرالیا که می تواند برق سالانه ی ۵۰۰ مگاوات را فراهم کند.

یک افزاره ی مبدل انرژی موج با ظرفیت ۵۰۰ کیلو وات در آب های اقیانوس در نزدیکی پورت کمبلا در استرالیا در دست نصب است که پیش بینی می شود دست کم سالی ۵۰۰ مگاوات ساعت برق تولید کند که برای تامین برق ۵۰۰ خانه کافی است.

سازندگان این واحد شرکت انرژی تک استرالیا، مستقر در شهر نندویک استرالیا و شرکت «جی پی کنی» مستقر در شهر پرت استرالیا است و در آن برای متمرکز سازی انرژی امواج در اتاقک نوسان آبی از دیواره ی سهموی استفاده می شود. بالا و پایین رفتن امواج، جریان هوای پرسرعتی را از توربینی می گذرانند که ژنراتوری القایی را به حرکت در می آورد و برق تولید می شود.

طول این افزاره ۳۶ متر، پهنای آن ۳۵ متر و بلندی آن ۱۲ متر است و ۴۸۵ تن وزن دارد. این افزاره در ۲۰۰ متری موج شکن بندر پورت کمبلا نصب خواهد شد.

کنترل این سامانه نیز با رایانه ای از دور دست انجام می شود تا تولید انرژی به صورت بهینه صورت گیرد. طبق توافق که صورت گرفته است کل برق تولیدی در این پروژه توسط شرکت انترگال انرژی سیدنی خریداری می شود و با کابلی ۱ کیلوولتی به شبکه ی برق محلی انتقال می یابد.

شرکت انرجتک نیز در ژوئن ۲۰۰۵ برای ارزیابی جایگاه مهار این واحد آزمایش هایی انجام داد و نتیجه گرفت که واحد باید به بندر انتقال یابد و برای بهینه سازی فناوری اصلاحاتی انجام شود. این شرکت قصد دارد پیش از نصب دائمی واحد چندبار دیگر هم آن را به صورت موقتی راه اندازی کند. هزینه ی این واحد حدود ۶ میلیون دلار استرالیا (۵،۳ میلیون دلار آمریکا) است.

کاهش رسوب به کمک سازه های هدایتی

رسوبی که وارد پایین دست پروژه های برقایی رودخانه ای می شود معضلات چشم گیری پدید می آورد که کاهش فشار مورد نیاز برای تولید برق از جمله ی آن ها است. دانش مندان دانشگاه فنی گراتز در اتریش برای مهار این معضل بالقوه به ساخت سازه های هدایتی دست زده اند.

این سازه های هدایتی در اصل اسکله هایی هستند که شرایط جریان آب عبوری از توربین را از آب سرریز جداسازی می کنند. هدف از این کار جلوگیری از ایجاد نواحی ایستا و گردابه های کند است که می توانند محل ایجاد رسوب باشند.

محققان برای ساخت سازه های هدایتی برای نیروگاهی آبی که در حال حاضر در دست ساخت است (نیروگاه ۵ مگاواتی روت در رودخانه ی سالاک) به مدل های آزمایشی متوسل شدند. آزمایش ها در سال ۲۰۰۲ آغاز شد و در سال ۲۰۰۴ به پایان رسید. در نتیجه محققان ساخت اسکله ای را پیشنهاد کردند که نیروگاه دو واحدی واقع در سمت چپ را از سه مخزن بندر رودخانه در سمت راست جدا کند. آزمایش های مدل سازی نشان داد که این طرح در کنار طرح بستن جزئی در یچه ها به منظور حفظ سطح آب پشت سد در تراز بالا، از ایجاد

قطعیات ها و ژئوفیزیک و گردآوری داده ها. آزمایش و تدوین روش های تحقیق ژئوفیزیکی و همچنین بررسی، گردآوری و تحلیل داده های میدانی مربوط به شکل گیری شکاف ها محور دسته ی «ژئوفیزیک و گردآوری داده ها» است.

محققان برای انجام بررسی های ژئوفیزیکی، شرایط خاکریز در محل آزمایشی در جمهوری چک را تحت پوششگری در محل قرار دادند. مرحله ی ۱ شامل تعیین روش های بهینه ی ژئوفیزیکی مثل روش های ژئوالکتریکی، رادار ژئولوژیکی و روش های لرزه ای بود. پارامترهای تحت پوششگری هم عبارت بودند از چگالی حجمی، سرعت لرزه ای، مدل های لرزه ای خاصیت کشسانی، تخلخل، ساختار خاکریز، لایه بندی خاکریز و پتانسیل الکتریکی طبیعی در فضای سد.

در مرحله ی ۲ منتهی از پارامترهای ژئوفیزیکی و ژئوتکنیکی باری آزمایش سوم تحت پوششگری قرار گرفت و نتایج به دست آمده مورد تجزیه و تحلیل قرار گرفت. در مرحله ی ۳ وابستگی نتایج مدل سازی به اندازه گیری ژئوفیزیکی در محل تعیین شد و توصیه هایی برای کاربری اجزای این روش ها ارائه شد. محققان روش های ژئوالکتریکی را توصیه می کنند و در عین حال رادار ژئولوژیکی، روش های لرزه ای، نقل سنجی و حرارت سنجی را مناسب خوانده اند.

محققان همچنین داده های مربوط به ایجاد خرابی ها در خاکریز سد در مجارستان و جمهوری چک را گردآوری کردند که شامل داده و مکان شکاف ها، منشأ سیلاب های عامل خرابی، پارامترهای سیلاب، سازوکار خرابی، علت بروز شکاف، آسیب ها، پارامترهای خاکریز، نوع خاک و ریخت شناسی رودخانه. طبق تشخیص آن ها در ۵۰ سال گذشته به جز انسداد ناشی از جریان یخ هارداسل ۱۹۵۶، آور تا پینگ در ۴۶ درصد موارد عامل ایجاد خرابی بوده است. سهم ایراد لایه های زیر خاک و دیواره ی سد نیز به ترتیب ۲۵ و ۹ درصد بود. نتیجه گیری این محققان نیز این بود که تلاش برای گردآوری داده ها باید تداوم یابد تا بهتر بتوان اثرات عوامل مختلف بر شکل گیری شکاف ها را تعیین کرد.

گزارش فنی نهایی پروژه ی IMPACT در ژانویه ۲۰۰۵ منتشر شد و در نشانی www.samui.co.uk/impact2Dproject/publications.asp در اینترنت آمده است.

رسوب در مخزن عقبی جلوگیری می کند. شرکت سالزبورگ، مالک این پروژه، سازه ی هدایتی را به هنگام ساخت تاسیسات نصب کرد و ساخت وساز در اوایل ۲۰۰۵ تکمیل شد.

محققان در سال ۲۰۰۳ از مدل های آزمایشی در مورد ایستگاه ۱۶،۵ مگاواتی سنت ویت در رودخانه ی سالزاک در آلپ اتریش نیز استفاده کردند. آن ها دو طرح را آزمایش کردند که شامل افزایش طول دیوار جداساز نیروگاه و نخستین مخزن سرریز در انتهای مخزن عقبی بود. در طرح نخست از دیوار جداساز یکپارچه استفاده شده بود. در دیوار جداساز طرح دوم از یک پایه در نیمه ی پایینی استفاده شد که بلندی دیوار را ۱،۷ متر کاهش داد. هر دو طرح بهبودهایی پدید می آوردند اما محققان متوجه شدند که گزینه ی نخست در کاهش عمق رسوب در پایین دست کار ساز تر است.

شرکت برق آبی وریوند اتریش که مالک این پروژه هست هنوز این سازه ی هدایتی را در سنت ویت نصب نکرده است.

شیوه های ژئوالکتریکی، بهترین روش تحقیق در خاکریز سد

روش های ژئوالکتریکی بهترین روش برای ارزیابی سریع و بدون مزاحمت صحت خاکریزها است. در ضمن باید به تلاش برای گردآوری و تحلیل داده های مربوط به شکل گیری شکاف ها ادامه داد. به این ترتیب بهتر می توان اثرات عوامل مختلف بر شکل گیری شکاف ها را تعیین کرد.

این دو یافته ی کلیدی پروژه ی پژوهشی سه ساله ای به نام «تحقیق درباره ی فرآیندهای جریان شدید و عدم قطعیت ها» (IMPACT) بود. در این پروژه ۱۱ شرکت از ۱۰ کشور جهان همکاری کردند: انگلستان، آلمان، بلژیک، فرانسه، ایتالیا، اسپانیا، نروژ، پرتغال، جمهوری چک و مجارستان. هماهنگی پروژه نیز به عهده ی شرکت «اچ آر والینگفورد» از ایالات متحده بود.

کارهای IMPACT در پنج دسته انجام شد که عبارتند از: شکل گیری شکاف ها، انتشار جریان، حرکت رسوبات، تحلیل عدم

Wave energy plant being installed in Australia

A 500-KW wave energy conversion device is being installed in the ocean near Port Kembla, Australia. The device is expected to produce at least 500 megawatt-hours of electricity each year, enough to power as many as 500 homes.

The unit, developed by Energetech Australia Pty Ltd in Randwick, Australia, and JP Kenny Pty Ltd in Perth, Australia, uses a parabolic wall to focus wave energy onto an oscillating water column chamber. The rising and falling motion of the waves forces a high-speed airflow past a turbine, which drives an induction generator to produce electrical power.

The device is 36 meters long, 35 meters wide, and 12 meters high; it weighs 485 tons. It will be positioned 200 meters from the break-water in Port Kembla Harbor.

A remotely situated computer controls the system to optimize energy production. Integral Energy in Sydney has agreed to purchase all electricity produced by the project, which will be transferred to the local power grid by an 11-kilovolt cable.

In June 2005, Enerbetech performed a test of the unit installation to assess overall mooring position. As a result of an engineering review, the company decided to bring the unit back into port and make modifications to optimize the technology. Before permanent installation of the unit, Energetech will conduct further temporary deployments. The unit cost about A\$6 million (US\$5.3 million).

Training structures help decrease sedimentation

Sediment that passes downstream through run-of-river hydroelectric projects can cause significant problems, including decreasing head available for power generation. To manage this potential problem, scientists with Graz Technical University in Austria developed training structures.

These training structures essentially are piers that separate the flow conditions of the water that runs through the turbines from the water flowing over the spillway. The goal is to avoid stagnant areas and slow vortices where sediment may settle.

Researchers used model tests to develop a training structure for a hydro project currently under construction - 5-mw Rott on the Saalach River. Testing began in 2002 and was completed in 2004. The results led them to recommend construction of a pier to separate the two-unit powerhouse on the left and the three bays of the weir on the right. Model tests showed that this design, along with a plan to partially close the gates to keep water in the reservoir at a higher level, would keep the tailbay free from sediment.

Salzburg AG, owner of the project, installed the



A 500-Kw wave energy conversion device being installed in the ocean near Port Kembla, Australia, should produce enough electricity to power as many as 500 homes each year.

training structure while the facility was being built. Construction was completed in early 2005.

Researchers also used model tests for the existing 16.5-mw St.Veit station on the Salzach River in the Austrian Alps in 2003. They tested two designs that involved lengthening the dividing wall between the powerhouse and the first spillway bay to the end of the tailbay. The first design was a solid dividing wall, and the second was a dividing wall with a step halfway down that lowered the height of the wall by 1.7 meters. Researchers determined that although both options yielded improvements, the first option was more effective in reducing the depth of the downstream sedimentation.

Project owner Verbund-Austrian Hydro Power AG has not yet installed this training structure at St.Veit.

Geoelectric methods best to investigate embankments

Geoelectric methods are the best technique for rapidly assessing the integrity of an embankment in a non-intrusive manner. In addition, efforts to collect and analyze field data related to breach formation need to continue. This will enable better determination of the effects of different factors on breach formation.

These were two key findings of a three-year-long research project known as Investigation of Extreme Flood Processes and Uncertainty, or IMPACT. The project involved 11 main collaborators from ten countries: the United Kingdom, Germany, Belgium, France, Italy, Spain, Norway, Portugal, Czech Republic, and Hungary. HR Wallingford in the United Kingdom coordinated the project.

Work performed under IMPACT I was separated into five packages - breach formation, flood propagation, sediment movement, uncertainty analysis, and geophysics and data collection. The «Geophysics and

Data Collection» package was designed to focus on the testing and development of geophysical investi-

gation techniques, as well as review, collection, and analysis of field data relating to breach formation.

For the geophysical investigation, researchers monitored in-situ embankment conditions at two pilot sites in the Czech Republic. Phase 1 involved determination of optimal geophysical methods, including geoelectric methods, geological radar, and seismic methods. Parameters monitored were volume density, seismic velocity, seismic models of elasticity, porosity, structure of the embankment, layering of the embankment, and natural electric potential in the space of the dam.

Phase 2 involved monitoring of selected geophysical and geotechnical parameters for a third test case and analysis of acquired results.

Phase 3 involved determination of dependence of modeling results on geophysical measurement in-situ and recommendations for use/ implementation of such methods. Researchers determined that geoelectric methods are recommended, while geological radar, seismic methods, gravimetry, and thermometry are suitable.

Researchers also collected data on embankment dam failures in Hungary and the Czech Republic, including the date and location of the breach, origin of the flood causing the failure, flood parameters, the failure mechanism, the cause of the breach, damages, embankment parameters, soil types, and river morphology. They determined that overtopping was the failure mechanism in 46 per-cent of the cases over the past 50 years, excluding those related to an ice jam flood in 1956. Subsoil failures, were the cause for 25 percent, and loss of dike stability for 9 percent. Researchers concluded that data collection efforts need to continue to enable better determination of the effects of different factors on breach formation.

-The IMPACT project final technical report, released in January 2005, is available on the Internet at [www.samui.co.uk/impact%2Dprojert/publications . asp](http://www.samui.co.uk/impact%2Dprojert/publications.asp).

درس‌های ننگه داری

در مورد نیروگاه ۸۰۰ مگاواتی تزویج بسته و لاهود کابونگا با جورج تماس گرفتند، نیروگاهی که پنج توربین آن حدود ۳۵ سال در حال کار بوده است. بیل کسی که به جورج تلفن زده بود می‌گفت واحد ۶ نیروگاه کابونگا «جوش آورده است» و می‌خواست در مورد چگونگی ساخت توربین اطلاعاتی تفصیلی تر از سازنده کسب کند.

جورج بیست و پنج سال پیش در کابونگا کار کرده بود. تأمین اعتبار پروژه را بانکی بین المللی به عهده گرفته بود؛ زیرا پول محلی قابل تبدیل به دلار آمریکا نبود. جورج به یاد داشت که در اتاق کنترل کابونگا می‌نشست و از اطلاعات بهره برداری نیروگاه و سایر داده‌های پایه یادداشت برمی‌داشت. با آن اتاق کنترل دستگاه تهویه داشت دمای آن بیش از ۴۰ درجه ی سلسیوس بود. جورج متوجه شده بود سه چراغ نشان گر آتش سوزی در بخش گاورنرها چشمک می‌زند. ولی متصدی کنترل توجهی به آن نمی‌کرد. علت را پرسید.

متصدی کنترل گفت: «این چراغ‌ها در تابستان همیشه روشن می‌شوند»

جورج که قانع نشده بود برای بررسی گاورنرها به طبقه ی توربین‌ها رفت. همه چیز رو به راه به نظر می‌آمد اما گرما از اتاق کنترل هم بیشتر بود. بیشتر که بررسی کرد متوجه شده که کهنه ای رادرون کانال تهویه هوا در بالای گاورنرها چپانده اند که جلوی ورود هوای خنک را می‌گرفت. جرج مسیر کانال را دنبال کرد و متوجه شد که هوای خنک باجه‌های کنترل محلی ژنراتورها هم تأمین می‌کند که متصدیان کنترل به آسودگی در آن‌ها جا خوش کرده بودند.

محیط کار برای جورج که باید واحدهای ژنراتور پ شدروانه ای دردو مخزن از پنج مخزن خالی نصب کند مطلوب نبود. چپاندن کهنه در کانال هوا نشانی از سرسری گرفتن کارها بود. جورج بررسی کرد که واحدهای جدید دارای تجهیزات حفاظت و کنترل اضافی باشند.

جورج پس از راه اندازی واحدهای جدید از آن جا رفت و تا ۲۵ سال بعد که بیل تماس گرفت خبر چندانی از آن نیروگاه نداشت. یک هفته گذشت و بیل دوباره تماس گرفت. متوجه شد که به علت کمبود قطعات یدکی در درس زیادی برای متصدیان بهره برداری پیش آمده است. چون هنوز هم پول محلی قابل تبدیل به دلار نبود اعتباری برای خرید قطعات جدید وجود نداشت. حتی خرید روغن گاورنر هم دشوار شده بود و وقتی هم که می‌خریدند «غیبش می‌زد».

نتیجه قابل پیش بینی بود. کمبود روغن در گاورنر باعث شد تا آلارمی در اتاق کنترل فعال شود و افت بیشتر روغن باعث شد تا واحد از مدار خارج شود. بنابراین

متصدیان سیم پیچ کلید شناور تشخیص کمبود روغن را قطع کردند. این واحد دارای دو کلید سرعت اضافی هم بود که روی سرعت های اضافی اندکی متفاوت تنظیم شده بودند. افزاره ای مکانیکی که به محور وصل بود در اضافه سرعت بالاتر از حد عادی مربوط به از قطع کردن بار کامل، آغاز به بستن دریچه اصلی کرد. افزاره ی الکترونیکی مشابهی نیز که ژنراتور را از مدار خارج می‌کرد و روی اضافه سرعتی، اندک بالاتر تنظیم شده بود شروع به بستن دریچه ی اصلی کرد. وقتی هر دو کلید ایراد پیدا کردند متصدیان آن‌ها را نیز از مدار خارج کردند زیرا قطعه ی جانشین در اختیار نداشتند. اما به علت کمبود برق در کشور ناچار بودند که همچنان به بهره برداری از واحدها ادامه دهند.

در نهایت واقعه ی اجتناب ناپذیر رخ داد. به علت کمبود روغن در گاورنر، خاموش کردن واحد از کنترل گاورنر خارج شد. واحد دچار سرعت گریز شد که حدود دو برابر سرعت همزمانی عادی بود. جریان آب درون واحد ۶۰ درصد افزایش یافت و به نزدیکی ۶۰۰ متر مکعب در ثانیه رسید. متأسفانه دستگاه بستن اضطراری دریچه اصلی در اتاق کنترل نیز خراب شده بود.

بالابر استوانه ای هیدرولیکی با دریچه‌های اصلی کار می‌کرد. در گذر سالیان درزگیرها فرسوده شده بودند و سبب شدند تا دریچه فرو بلغزد. کلید حدی مورد استفاده برای بازنگه داشتن دریچه نیز خراب شده بود. متصدیان برای جلوگیری از بسته شدن دریچه بر اثر لغزش، میله‌هایی فولادی زیر دریچه و روی ضامن دریچه درست‌یغ سد گذاشته بودند.

وقتی که واحد دستخوش سرعت گریز شد متصدی اصلی نیروگاه از پله‌ها بالارفت خود را به بالای سد و سپس وارد اتاق دستگاه بالابر شد که در دکلی به ارتفاع حدود ۲۰ متر از روی سد قرار داشت. دریچه‌ها را بالا برد، پایین آمد و میله‌های فولادی را برداشت، دوباره بالا رفت و دریچه ی اصلی را بست.

وقتی واحدهای پروانه ای به سرعت گریز رسیدند سرعت توربین افزایش یافت و به شدت آسیب دید. با تلاش پمپ برای راندن آب از توربین کششی، روتور توربین به راه افتاد. در نتیجه واحد مورد نظر به بالا حرکت کرد به روکش بالایی برخورد کرد. واحدهای کابونگا دارای دور روکش بالایی بودند یک روکش بیرونی از حلقه ی مهار در بالای دریچه‌های کشویی و دیگری روکش داخلی از درون دریچه‌های کشویی تا محور.

روکش درونی از روتور ضربه محکمی خورد که به صورت رفت و برگشتی تکرار شد تا پیچ و مهره ی ننگه دارنده ی روکش خراب شد. روکش بالایی حدود ۳۰۰ میلی متر

بالارفت و چاله ی توربین غرق آب شد.

همچنین، حرکت توربین باعث شد تا در توربین کششی ضربه قوچ هارمونیکی رخ دهد که قاب حول در توربین کششی را از هم گسیخت. موتورخانه درست تا زیر ژنراتور پر از آب شد و متصدیان تمام واحدها را متوقف کردند.

پس از نصب دریچه‌های توربین کششی و تخلیه کردن آب از واحد مشخص شد که یاتاقان کشویی توربین خراب شده است. روتور با استاتور و حلقه گلوگاهی تماس پیدا کرده بود و تمام پره‌ها فرو ریخته بودند. واحد تولید برق تخریب شد و باید ژنراتور جدیدی خریداری می‌شد. کارگران به طور موقت روکش‌ها و توربین کششی را با جوشکاری محکم کردند و آب موتورخانه را با پمپ تخلیه کردند و آن‌را تمیز کردند. سپس سایر واحدها از نو به کار انداخته شدند.

درس‌های آموخته

از این پیشامد ناگوار دودرس می‌توان گرفت. نخست آن که آلارم‌ها و تجهیزات کنترل اجزای حیاتی ایمنی نیروگاه هستند و متصدیان نباید آن‌ها را از مدار خارج کنند.

دوم آن که در بسیاری از کشورهای روبه توسعه که پول محلی قابل تبدیل به یورو دلار یا ین نیست سازندگان نیروگاه‌ها اعتبار ساخت و ساز را از بانک‌های توسعه ی بین المللی تأمین می‌کنند که گاهی شامل چند سال آموزش متصدیان محلی هم می‌شود. مثل مورد کابونگا. اما به طور معمول پس از حدود پنج سال، نیروگاه‌ها باید مستقل شوند. از همین موقع است که تأمین ارز برای خرید قطعات دشوار می‌شود و در موارد بسیاری غیر ممکن است. نیروگاه به تدریج دچار افول می‌شود و گاهی ایراد چشم‌گیری مانند نمونه ی کابونگا رخ می‌دهد. راه حل چیست؟ تا وقتی که نتوان پول داخلی را به ارز تبدیل کرد اعتبار خرید قطعات نیز باید توسط بانک‌های بین المللی تأمین شود.

• نویسنده: جیمز ل. گوردون، کارشناس، شرکت مهندسان مشاور برق آبی، نشانی: کانادا، کبک H9S4Z1، پونته کلیر، بلوار سنت جان ۱۰۲، تلفن: (۵۱۴) ۵۱۴-۶۹۵-۲۸۸۴، پست الکترونیکی: jim-gordon@sympatico.ca

Maintenance Woes

George received a call concerning Kabonga, an 1100-mw, low-head, close-coupled power plant, where five Kaplan turbines had been operating for about 30 years. The caller, Bill, told George that Kabonga Unit 1 had «blown up.» Bill was trying to learn more details from the turbine manufacturer.

Twenty-five years earlier, George had worked at Kabonga. An international bank had provided project financing because the local currency was not convertible into U.S. dollars. George remembered sitting in the Kabonga control room, copying power plant operations information and other basic data into his notebook. Despite air conditioning, the control room temperature was well over 40 degrees Celsius (C). George noted three blinking lights on the control panel, indicating fires in the areas of the governors, but the operator took no action. George asked the operator why he seemed unconcerned.

«These lights are always on in summer,» the operator said.

Not satisfied with the answer, George walked down onto the turbine floor and examined the governors. All seemed in order, but the room temperature there was even higher than the control room. Further investigation revealed that rags stuffed into the air ventilation ducts above the governors had cut off the air supply. George followed the ductwork and found that the same duct supplied air to local control booths at each generator, where other operators sat in relative comfort.

The situation did not bode well for George's work of adding propeller generating units in two of the five empty bays. The rags indicated sloppy work. George made a note to ensure that the new units were equipped with extra controls and protection equipment.

After commissioning the new units, George returned home. He thought little about the project until Bill's call came 30 years later. A week went by, and Bill called again. He had learned that the plant operators had great difficulty keeping the equipment operating due to lack of spare parts. Because the local currency still was not convertible to U.S. dollars, no funds were available to purchase new parts. Even governor oil was nearly impossible to get, and, when available, the oil tended to «disappear.» The result was predictable. Low oil in the governor

caused an alarm in the control room, and further oil loss caused a unit trip. So, operators bypassed the low-oil float switch solenoids. The unit had two overspeed switches set at slightly different overspeeds. A mechanical device connected to the shaft initiated headgate closure at an overspeed above the normal unit full-load trip shutdown overspeed. A similar electronic device, operated off the generator, was set at a slightly higher overspeed. It also initiated headgate closure. When both speed switches failed, operators bypassed them, because they could not get replacement parts. The units had to stay in operation because there was a power shortage in the country.

Eventually, the inevitable happened. With insufficient oil in the governor, the governor lost control upon shutdown initiation. The unit went to runaway at almost twice the normal synchronous speed. Flow

through the unit increased by 10 percent to just under 100 cubic meters per second. Unfortunately, the emergency headgate closure in the control room was also out-of-order.

A hydraulic cylinder hoist operated the headgates. Over the years, the seals had worn, causing the gate to drift down. The limit switch used to keep the gate open also had failed. To prevent the gates from drifting closed, operators had placed steel beams across the gate checks at dam crest level and under the gates.

When the unit went into runaway, the plant's chief operator had to climb the stairs to the deck of the dam, and then up into the hoist house on a tower about 10 meters above the deck. He lifted the gates, climbed down to remove the steel beams, climbed up again, and closed the gate. It took more than 10 minutes to close the headgate.

Turbine damage was severe. When propeller units go to runaway, their speed increases. The turbine runner acts as a pump trying to push more water out the draft tube. This action causes the unit to lift and hit the head cover. The Kabonga units had two head covers: an outer head cover from the stay ring over the wicket gates and an inner head cover from inside the wicket gates to the shaft. The inner head cover received the full impact from the runner, after which the runner bounced and rose to hit the head cover again. This bouncing motion continued until the bolts holding the

head cover failed. The head cover rose about 300 millimeters, and the turbine pit flooded.

Also, the runner motion caused a harmonic waterhammer in the draft tube. It ruptured the casing around the draft tube door. The powerhouse flooded to tailwater, just below generator level. Operators stopped all units.

After installing the draft tube gates and dewatering the unit, inspection I revealed that the turbine guide bearing had failed. The rotor had come in contact with the stator, the runner had come in contact with the throat ring, and all blades had sheared off. The generating unit was destroyed, requiring purchase of a new generator. Workers temporarily welded shut the burst draft tube and head covers. They pumped water from the flooded powerhouse and cleaned it, then restarted the other units.

Lessons Learned

This unfortunate accident teaches two lessons. First, alarms and controls are vital parts of power plant safety. Operators must not bypass them.

Second, in many developing countries, where local currency is not convertible into Euros, dollars, or yen, power plant developers routinely obtain financing for construction from international development banks. Sometimes, financing also includes a few years of training for the

local operators, as was the case at Kabonga. But after about five years, the plants usually must operate independently. At this point and beyond, obtaining hard currency for spare parts becomes a problem. In many cases, it is impossible. The plant gradually deteriorates. Occasionally, such a spectacular failure as that at Kabonga occurs. The solution? Continue international bank financing for the purchase of spare parts for as long as the currency remains unconvertible.

—By James L. Gordon, B.Sc., hydropower consultant. Mr. Gordon may be contacted at 105 St. Johns Boulevard, Pointe Claire, Quebec H9S 1Z1 Canada; (T) 514-895-9001; E-mail: jim-gordon@sympatico.ca.



شرکت واستربرگسلاگنز کرافت ای بی تامین تجهیزات توربین ژنراتور برای بازسازی نیروگاه برق آبی ۳۰۶ مگاواتی لودویکا در سوئد را به کنسرسیومی متشکل از شرکت اتریشی کاسلر و شرکت آلمانی لویید دینامورک سپرد.

اعظم قابلیت بهره برداری از نیروگاه های برقایی کوچک در اروپا شامل نیروگاه های لاهود و بازسازی ایستگاه های موجود می شود.
* نسخه ی رایگان این گزارش در بخش انتشارات وبگاه www.asha.be قابل تهیه است.

بررس پروژه ی انرژی موزی مکزیک توسط CFE

کمیسیون فدرال برق (CFE) در حال بررسی ساخت نیروگاه موزی ۵ مگاواتی در کرانه ی باخاکالیفرنیا در مکزیک است و فناوری توربین شرکت ویوجن در شهر اینورنس اسکاتلند را انتخاب کرده است.
فناوری لیمپت (مبدل انرژی دریایی نصب شده در خشکی) شرکت ویوجن از افزاره ی آب نوسانی مجهز به توربین نوع ولز و تزویج شده به ژنراتور القایی تشکیل شده است.
CFE هنوز مشخص نکرده است که پروژه ی سانتاروزالیتا به شبکه محلی برق وصل می شود یا خیر.

LCH (سوئیس)، مپی لب (سوئیس)، SCPTCH (فرانسه)، ISET (آلمان)، آی تی پاور (انگلستان) و انجمن برق آبی لیتوانی، انجمن نیروگاه های برقایی کوچک اروپا (ESHA) نیز به هماهنگ سازی انتشار این گزارش ۲۰ صفحه ای کمک کرد.

ESHA می گوید بزرگ تر شدن وسعت اتحادیه ی اروپا فرصتی برای انتقال تجارب ساخت نیروگاه های برقایی کوچک به کشورهای جدید عضو فراهم می آورد. در ماه مه ۲۰۰۴ هشت کشور اروپای شرقی و دو کشور حوزه ی دریای مدیترانه به اتحادیه اروپا پیوستند که عبارتند از: جمهوری چک، قبرس، استونی، مجارستان، لتونی، لیتوانی، مالت، لهستان، اسلواکی و اسلوانی. قرار است بلغارستان، رومانی و ترکیه نیز به این اتحادیه بپیوندند. طبق اعلام ESHA در این کشورها نیروگاه های برقایی کوچک دارای قابلیت بزرگی است و انرژی تجدید پذیر مسلط است.

طبق این گزارش حدود ۴۰۶ درصد از کل انرژی آبی تولیدی در کشورهای جدید اتحادیه ی اروپا و کشورهای نامزد ورود به این اتحادیه را نیروگاه های برقایی کوچک تشکیل می دهد. باقیمانده ی بالقوه و قابل تحقق اقتصادی این نوع انرژی در کشورهای جدید عضو سالی ۳۰۹ تتروات ساعت و در سه کشور نامزد پیوستن سالی ۵۰۶ تتروات ساعت است. حدود ۸۰ درصد این قابلیت به ترکیه تعلق دارد. قسمت

اعلام نام کنسرسیوم بازسازی لودویکا

شرکت واستربرگسلاگنز کرافت ای بی (وی بی کرافت) تامین تجهیزات توربین ژنراتور برای بازسازی نیروگاه برق آبی ۳۰۶ مگاواتی لودویکا در لودویکا سوئد را به کنسرسیومی متشکل از شرکت اتریشی کاسلر و شرکت آلمانی لویید دینامورک سپرد.
این شرکت ها طبق قرارداد ۲۰۲ میلیون دلاری باید توربین کاپلان محوراقتی و شش پره ای بزرگی را به ژنراتور سنکرون بی زغالی تجهیز کنند که با آب خنک می شود.

هیات مدیره ی شرکت وی بی کرافت تصمیم گرفته است برای بازسازی نیروگاه لودویکا که در سال ۱۹۰۱ ساخته شده است ۸ میلیون دلار سرمایه گذاری کند. تعویض ماشین های ساخت ۱۹۳۰ و ۱۹۴۱ نیز از جمله موارد این بازسازی است. تقویت تونل تخلیه ی سنگی و نصب لوله ی پرفشار جدید، سامانه های کنترلی، تجهیزات برقی و خنک سازی و دریچه ها نیز جزو این پروژه ی بازسازی است.
قرارداد ظرفیت این نیروگاه از ۳ به ۳۰۶ مگاوات افزایش یابد و تولید سالانه از ۱۰۰۳ به ۱۳ گیگاوات ساعت افزایش یابد.
شکل:

توجه اتحادیه ی اروپا به فرصت های فراوان در بخش نیروگاه های برقایی کوچک

طبق گزارش «نیروگاه های برقایی کوچک و پیشرفته در ۲۵ کشور اتحادیه ی اروپا» در سراسر اروپا و به ویژه کشورهای جدید عضو اتحادیه ی اروپا فرصت فراوانی در زمینه ی ساخت نیروگاه های برقایی کوچک وجود دارد.

تحولات بازار، موضوعات سیاست گذاری و وضعیت صنعت محور این گزارش است که در چارچوب پروژه ی مضمونی نیروگاه های برقایی کوچک تهیه شده است. پروژه ای که توسط اتحادیه ی اروپا و دولت سوئیس تامین اعتبار شده است و در آن ده گروه حضور دارند: ADEME (فرانسه)، استودیو فروسیو (ایتالیا)، کی او (اتریش)، سرو (سوئد)، EPFL

Ludvika refurbishment consortium named

Vasterberbslagens Kraft AB (VI3 Kraft) named a consortium of Kossler of Austria and Lloyd Dynamowerke of Germany to supply turbine-generator equipment for refurbishment of the 3.6-mw Ludvika hydroelectric project at Ludvika, Sweden.

A US\$2.2 million contract specifies the firms are to supply a horizontal-shaft, six-blade oversized Kaplan turbine with a water-cooled brushless synchronous generator.

VB Kraft's board made the decision to invest US\$8 million in refurbishment of Ludvika, which was built in 1901. Work includes replacement of machines built in 1930 and 1941. Other refurbishment work includes reinforcement

of a masonry headrace tunnel and installation of new penstock, controls, electrical and cooling

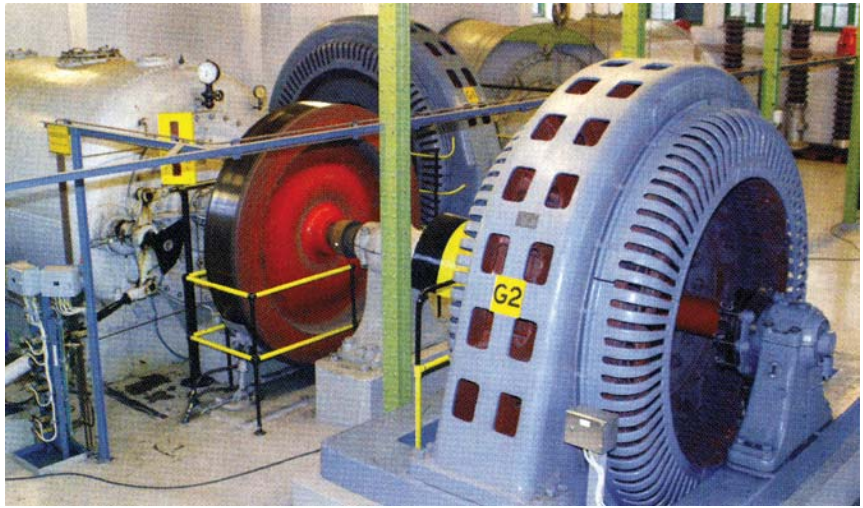
equipment, and gates.

Capacity is to increase to 3.6 mw from 3 MW, and annual production is to increase to 13 gigawatt-hours (GWH) from 10.3 GWH.

European Union sees many small hydro opportunities

Plenty of opportunity remains for small hydro development throughout Europe, especially in the European Union's (EU) new member countries, according to State of the Art of Small Hydropower in EU- 25.

The report focuses on market development, policy issues, and industry status. It was developed through the Thematic Network on Small Hydropower, a project funded by the European Union (EU) and Swiss government. The thematic network comprises ten



Vasterberbslagens Kraft AB named a consortium of Kossler of Austria and Lloyd Dynamowerke of Germany to supply turbine-generator equipment for refurbishment of 3.6-mw Ludvika in Sweden.

partners: ADEME (France), Studio Frosio (Italy), KO (Austria), SERO (Sweden), EP-FLLCH (Switzerland), MhyLab (Switzerland), SCPTCH (France), ISET (Germany), IT Power (United Kingdom), and the Lithuanian Hydropower Association. The European Small Hydropower Association (ESHA) helped coordinate preparation of the 20-page publication.

ESHA says enlargement of the EU provides an opportunity to transfer small hydropower development experience to new member states. Eight Eastern European and two Mediterranean countries joined the EU in May 2004: Czech Republic, Cyprus, Estonia, Hungary, Latvia, Lithuania, Malta, Poland, Slovakia, and Slovenia. Bulgaria, Romania, and Turkey are expected to join. Small hydropower has a huge potential in those countries, where it is the dominant renewable energy source, ESHA said.

According to the report, small hydropower accounts for about 4.6 percent of total hydro generation in new EU member states and candidate countries. The remaining economically feasible potential amounts to 30.9

terrawatt-hours (TWH) per year in the new member states and 5.6 TWH per year in the three candidate countries. About 80 percent of this potential is in Turkey, according to the report. Much of the small hydro potential throughout Europe involves low-head plants and refurbishment of existing sites.

- For a free copy of the report, access: www.esha.b and select «Publications.»

CFE studies Mexico wave energy project

Comision Federal de Electricidad (CFE) is studying development of a 5-mw shoreline wave energy project off the coast of Baja California, Mexico. CFE has chosen turbine technology from Wavegen in Inverness, Scotland.

Wavegen's Limpet (Land Installed Marine Powered Energy Transformer) technology consists of an oscillating water column device equipped with a Wells-type turbine coupled to an induction generator.

CFE has not determined if the Santa Rosaliita project will be connected to the lo-

تامین اعتبار شیلی برای بررسی ۲۲ پروژه ی پیشنهادی

شرکت توسعه ی شیلی اعلام کرد که تامین اعتبار بررسی امکان پذیری اجرای ۲۲ پروژه ی برق آبی توسط شرکت های بخش خصوصی را تامین اعتبار می کند. ظرفیت هر کدام از این پروژه ها کم تر از ۲۰ مگاوات است.

ساختمان این پروژه را به کنسرسیومی متشکل از شرکت ایتالیایی ایمپر جیلو و شرکت یارول جمهوری دومینکن سپرد. طراحی نهایی نیز در قالب قراردادی ۱.۳ میلیون دلاری به شرکت مهندسان مشاور سوکوگرونر نروژ سپرده شد. نظارت بر پروژه نیز در قالب قراردادی ۵.۲ میلیون دلاری به شرکت نروژی نورپلان واگذار شد.

طبق اعلام INDRHI بانک هلندی «ای بی ان آمرو» و گروهی از بانک های اسکاندیناوی تامین اعتبار این پروژه را انجام می دهند.

ساخت این سد برای ذخیره سازی آب به منظور کنترل سیل، تامین آب آشامیدنی و آبیاری و تولید برق در سال ۲۰۰۵ متوقف شد زیرا بین دولت و پیمان کار مهندسی تدارکات و ساخت این پروژه بر سر هزینه های پروژه اختلاف پیش آمد.

برای این کار باید خط انتقالی به طول ۸۰ کیلومتر احداث شود که هزینه اش از بودجه ی پروژه فراتر می رود. گزینه ی دیگر ارایه ی این برق به شهر ماهی گیری نزدیک محل این پروژه است. در این صورت ظرفیت پروژه فقط ۲۰۰ یا ۳۰۰ کیلوولت خواهد بود. پیش بینی می شود که CFE از سال ۲۰۰۷ ساخت و ساز را آغاز کند.

از سرگیری ساخت و ساز در نیروگاه جمهوری دومینکن

طبق گزارش خبرگزاری اخبار تجاری آمریکا، سازمان منابع آبی جمهوری دومینکن که موسسه ی ملی منابع آبی (INDRHI) نام دارد قرارداد برای از سرگیری ساخت پروژه ی چند منظوره ی ۴ مگاواتی گوا یگوی در رودخانه کامو امضا کرد.

INDRHI قرارداد ۵۹.۵ میلیون دلاری تکمیل

cal electricity grid.

That would require construction of HO kilometers of transmission line, which might cost more than the project will support. Another option is to supply electricity to a fishing town near the project site. In that case, capacity of the project would be only 200 or 300 KW. CFE expects to begin construction in 2007.

Construction resumes on Dominican Republic plant

The Dominican Republic's water resources authority, Instituto Nacional de Recursos Hidraulicos (INDRHI), signed contracts to resume construction of the 4-mw Guaigui multipurpose project on the Camu River, Business News Americas said.

INDRHI awarded a US\$59.5 million con-

tract to a consortium of Impregilo of Italy and Yarull of the Dominican Republic to finish building the project. Consultant Sweco Groner of Norway received a US\$1.3 million contract for final design. Consultant Norplan AS of Norway received a US\$5.2 million contract for project supervision. Dutch bank ABN AMRO and a group of Scandinavian banks will provide financing, INDIZI II said.

Construction of the dam to store water for flood control, drinking water, irrigation, and hydropower, -eneration halted in 2005 as a result of disagreements over project costs between the government and an engineering-procurement construction contractor.

Chile provides funds to study 22 proposed projects

Corporacion de Fomento de la Produccion, Chile's development corporation, said it would provide funds to private sector companies to study the feasibility of building 22 hydropower projects. The projects would have capacities of less than 20 mw each.

Ministry of Energy

SATKAB

The Most Reliable
Supplier of
Water and Power Industries



No. 120, Khoramshahr Ave., Tehran, Iran
Tel. : +98 21 88741182 Fax : +98 21 88740441
www.satkab.com

- **Spotlight on India: Plans and Progress**
- **More Power from Cleaner Water Conveyances**
- **Time to Refurbish?
Using a Decision Framework**

