

PROYECTOS ELÉCTRICOS EN CARPETA Y EN EJECUCIÓN

El Plan de Generación Eléctrica 2007-2017, Gobierno de Rafael Correa, CONELEC contempló la construcción de centrales térmicas, hidroeléctricas, eólicas y solares; y la Línea de transmisión de 500 kV. Se han ejecutado: térmica Esmeraldas II que consume fuel oil II residuo de la Refinería y Termogás Machala II opera con gas natural del Campo Amistad; las renovables: eólica Villonaco, fotovoltaicas San Cristóbal –Galápagos-, Pimampiro –Imbabura- y Biomasa de los ingenios azucareros; las hidroeléctricas: Coca Codo Sinclair, Sopladora, Manduriacu, Delsitanisagua, Minas San Francisco; en ejecución Toachi Pilatón –dos años de para-, y paralizadas Quijos y Maza Dudas. L/T 500 kV, operando con retraso para evacuar energía de Coca Codo, básicamente a Guayaquil.

Luego, dentro de la política de Cambio de Matriz Productiva, se presentó el Catálogo de Inversiones de los Sectores Estratégicos 2015–2017, con proyectos de: industrias básicas de acero, astilleros, petroleros, petroquímica, minería, eléctricos e hídricos.

De los 13 Proyectos Eléctricos, están en carpeta: hidroeléctrica Santiago, hidroeléctrica Cardenillo y geotérmica Chachimbiro -Imbabura-.

Dentro de los proyectos de industrias básicas, a más de las plantas de acero y astilleros, considera las de Fundición de aluminio y Refinación de cobre.

En 2020, en proceso de licitación mediante concesión: eólicas Villonaco II y III 110 MW –Loja- y fotovoltaica El Aromo 200 MW –Manabí-; con precio referencial de USD 400 millones; según los Ministros de Energía: para complementar la energía de hidroeléctricas de la vertiente oriental en temporada de estiaje, Noviembre-Febrero.

Finalmente, dentro del proceso de “monetización” de activos del Estado”, está considerada la central hidroeléctrica Sopladora.

1. Proyecto Integral Hidroeléctrico Santiago-Planta de Aluminio. Inicialmente, en el Proyecto de Industrias Básicas 2015-2017, se consideró el “Proyecto Integral Hidroeléctrico Santiago-Planta de Aluminio”. El objetivo: exportar energía eléctrica a través de la producción de “aluminio primario” para satisfacer el mercado americano, y garantizar el abastecimiento de la demanda futura de energía del mercado ecuatoriano.

El proyecto hidroeléctrico de 3.600 MW, en una primera fase se instalaría con potencia de 1.800 MW e inversión de USD 2.638 millones, más la línea de transmisión USD 323 millones. La Planta de Aluminio, a ubicarse en Posorja -Guayas-, con capacidad de 560 kton/año, requerirá una potencia de 857 MW, con inversión de USD 1.553 millones. Costo total del Proyecto Integral USD 4.514 millones.

El Modelo de Gestión: Alianza Público Privada, para desarrollar el proyecto de generación eléctrica para abastecer a la Planta de Aluminio y venta de energía al mercado eléctrico ecuatoriano. El desarrollador deberá invertir, construir, operar y mantener el proyecto hidroeléctrico y el sistema de transmisión hasta la planta de aluminio por el período establecido en el contrato; al término de este, se deberá transferir al Estado ecuatoriano sin costo. Mientras el otro desarrollador, que construya y opere la planta de aluminio, que será de su propiedad, la producción podrá comercializar libremente.

Los estudios de factibilidad de la Reductora de Aluminio, fueron realizados por China Aluminium International Engineering Corporation Limited; y de la hidroeléctrica Santiago por la Comisión Federal de Electricidad de México.

Lo interesante de este Proyecto, y que no se dice, es que la “bauxita”, materia prima para la producción de la Planta de aluminio es “importada”, no producimos localmente. Según la revista Gestión debía venir del Brasil, igual que la inversión; señalando además, que de acuerdo a un estudio de la consultora internacional Bain & Company, la construcción de Río Santiago no tendrá

sentido sin la planta de aluminio, parte del proyecto estatal de crear un nuevo polo de desarrollo industrial en Posorja. (Gestión No. 259, 2016).

En la actualidad, ocurre lo contrario, de las explotaciones mineras Mirador y Fruta del Norte, se “exporta” la materia prima, los concentrados de cobre y oro, para refinarlos en los países de las empresas concesionarias, China y Canadá.

1.1. Proyecto Hidroeléctrico Santiago, 3.600 MW. Ubicado en la Provincia de Morona Santiago, sobre el río Santiago aguas abajo de la confluencia de los ríos Zamora y Namangoza, con un caudal medio de 1.385 m³/s. Es un aprovechamiento a pié de presa.

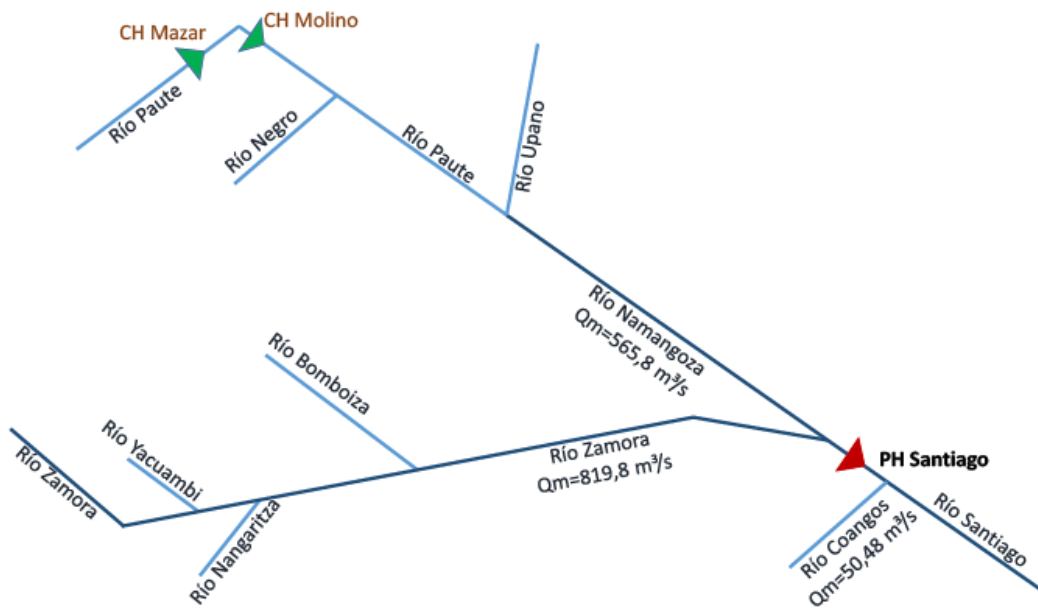
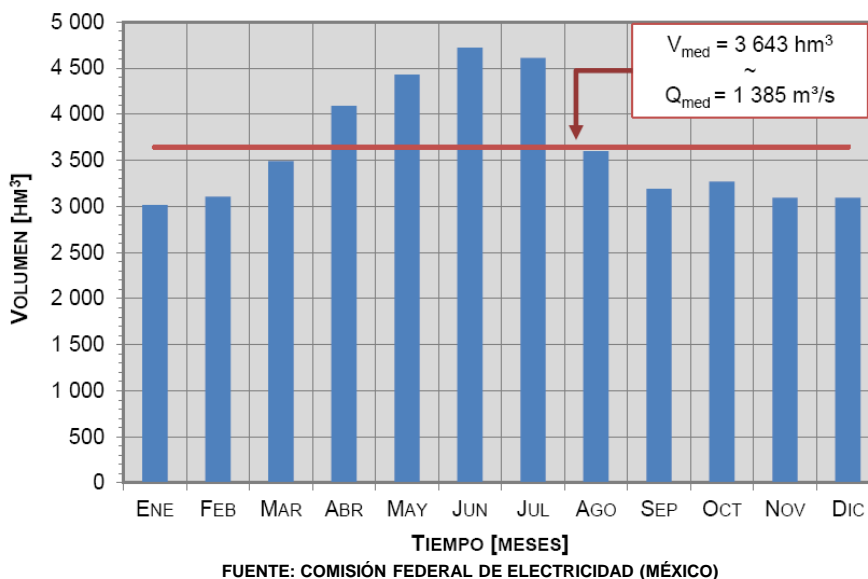


Figura 3 Esquema de la hidrografía de la cuenca del río Santiago

**VOLÚMEN MEDIO MENSUAL DE ESCURRIMIENTO, SITIO P.H. SANTIAGO
(1984 - 2012)**



FUENTE: COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD (MÉXICO)

En cuanto a los parámetros hidrológicos, la cuenca comprende una superficie de 22.259 km², con pendiente media 12,99 % y caudal medio de 1.385 m³/s, temporada de estiaje: agosto a marzo, periodo de análisis de información hidrológica: 1984-2012.

Con relación a la sedimentología, el ingreso promedio total de sedimentos al embalse es de 13,6 hm³/año, analizados para condiciones medias de caudal. El mayor aporte es proporcionado por el río Zamora con un promedio de 10,3 hm³/año; el río Namangoza tiene un aporte de 3,3 hm³. Con esto se estima un ingreso de material de 680 hm³ para la vida útil de la obra de 50 años.

El Proyecto está conformado por: obra de desvío, presa tipo "arco gravedad" con vertedero y descarga de fondo; captación, casa de máquinas subterránea, descarga y canaleta de cables.

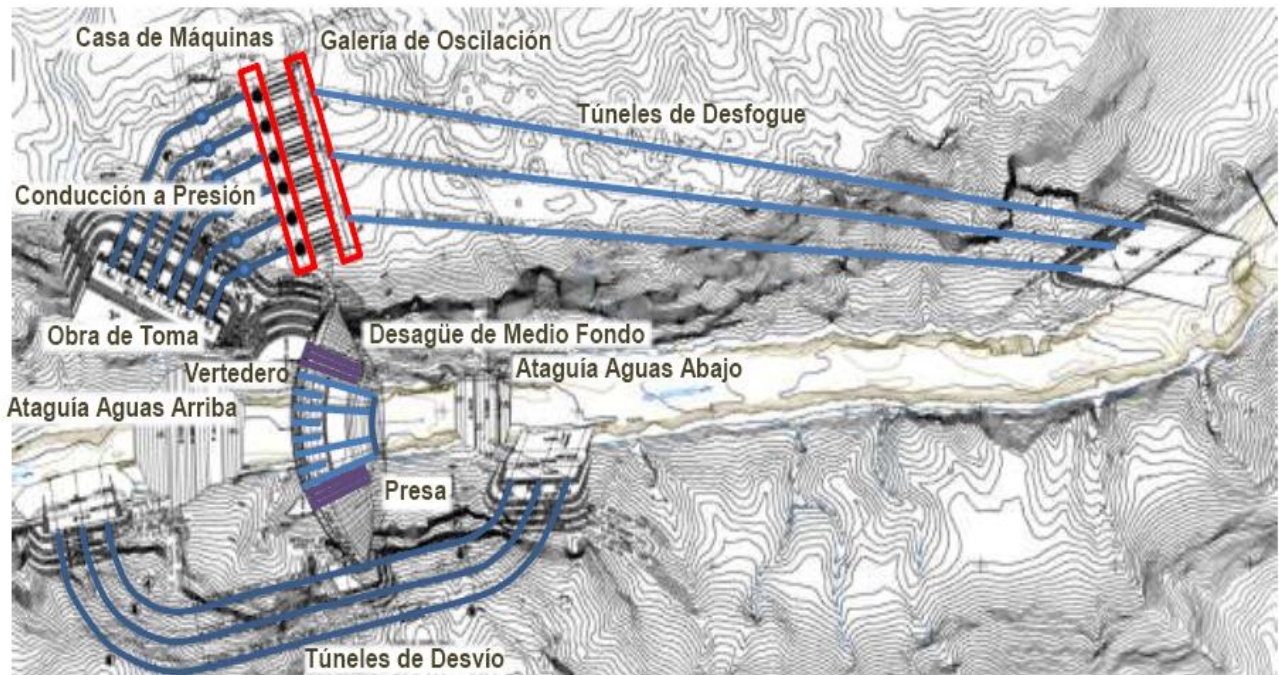


Figura 8 Esquema general de obras del P.H. Santiago

Obra de desvío. Aguas arriba de la presa, ataguía con altura de 48,0 m y corona de 184,0 m de longitud, volumen 538.700 m³. Tres túneles de desvío localizados en la margen derecha, sección 18,80 x 18,80 m; longitud media 829,46 m; aguas abajo, ataguía de 25 m de altura y corona de 122 m de longitud, volumen de 152.500 m³, las dos ataguías se construirán con materiales graduados y núcleo impermeable.

Obra de Contención. Presa tipo "arco gravedad", de hormigón compactado con rodillo, conformada por un bloque central y dos laterales. El bloque central tiene una longitud aproximada de 150 m, desde el desplante altura de 205 m -35-40 m bajo cauce del río-; ancho en la base de 109,5 m y 10,5 m en la corona, longitud de cresta 457,4 m. El vertedero para control de excedentes ubicado en el tamo central, con siete compuertas de 15,50 x 19,66 m y mecanismo de izaje; canal de descarga y estructura. Volumen de hormigón compactado 3,2 millones m³, y 196.000 m³ de hormigón convencional para el vertedero y los desagües de medio fondo.

Desagüe de medio fondo, a 95 m del desplante y 110 de la corona, conformado por 6 conducciones, con blindaje de acero de 5,0 x 7,2 x 60,6 m de longitud promedio y compuertas deslizantes; la descarga con ángulo de salida de 15°, evita la socavación regresiva y no afecte el pie de la presa.

Bocatoma, ubicada en la margen izquierda, excavada en el talud, con estructura de rejillas y seis conducciones de alta presión, 11,50 m de diámetro, termina en 7,64 m en la unión con la carcasa

espiral, con longitud media de 302 m, revestidas de hormigón reforzado en el primer tramo y después con blindaje metálico.

Casa de máquinas, caverna de 27,10 m X 63,15 m alto X 306,00 m de largo. Equipada con 6 turbinas tipo Francis de eje vertical; potencia nominal de cada turbina 614 MW, carga neta de diseño 133,43 m y caudal de diseño de 495 m³/s; potencia unitaria en terminales de generador 605 MW. Se requerirá un caudal total de 2.970 m³/s para una potencia instalada de 3.630 MW. Con factor de planta, Fp 0,47; una unidad operará con Fp cercano a 1,0 con el objeto de entregar el caudal ecológico permanente. Se estima una generación media de 14.809 GWh/año.

Galería de transformadores, caverna de 23,10 X 22,97 alto X 249 m de largo; en el extremo sur se ubica la lumbrera de cables, con un diámetro de 4,0 m y una altura de excavación de 241,13 m. Galería de oscilación de 23,0 x 79,2 alto x 250,0 m de largo.

Túneles de desfogue, tres unidades trabajando a presión, sección 18,0 x 18,0 m, longitud media de 1.169 m, desfogue de sección transversal trapecial y un ancho de 148 m.

El suministro de materiales a emplearse en la presa y ataguías, del “Banco Calcáreo” y “Banco Yukiantza”, y las areniscas de las excavaciones del proyecto.

A través de la vía Interoceánica, tramo Patuca-Tiwintza, se accede al sitio de la presa, del que se derivará a los diferentes sitios de obra.

Costo referencial estimado: Obra Civil USD 1.592 millones, Equipamiento Electromecánico USD 1.098 millones, y Partidas de CELEC –medio ambiente, ingeniería, fiscalización, etc.- USD 330 millones; Total USD 3.018 millones, a 839 mil dólares/MW. Plazo de construcción 67 meses.

No incluye el costo de la línea de transmisión para la evacuación de energía de la Central.

Los estudios de factibilidad, diseños definitivos, especificaciones técnicas y pliegos del Proyecto Hidroeléctrico Santiago, fueron realizados por la empresa **consultora mexicana Comisión Federal de Electricidad, CFE**; revisados y validados por la consultora italiana **Lombardi y Celec**, terminados en 2016; y listos para que Celec EP – Hidropaute, lleven a cabo la licitación de la construcción del proyecto; pero, de la que aún no se conoce qué modelo o esquema de desarrollo se propondrá, y que posiblemente sea una APP.

2. Central Hidroeléctrica Cardenillo, 596 MW. La construcción de la central hidroeléctrica Cardenillo, corresponde a la cuarta etapa del “Complejo Hidroeléctrico Paute Integral”, conformado por Mazar 170 MW, Amaluza-Molino 1.100 MW, Sopladora 487 MW y Cardenillo 596 MW; cuatro centrales en cascada que aprovechan el agua del río Paute para generar energía renovable y limpia de 2.353 MW, 13.000 GWh/año. Ubicado al Nor-Oriente de la Provincia de Azuay. Cabe indicar que la función básica de Mazar es almacenar, retener sedimentos y regular las aguas del río Paute; Sopladora utiliza parte de las aguas turbinadas de Molino, 150 m³/s, mediante una cámara de interconexión al túnel de carga.

El Proyecto Cardenillo se desarrollará 2,2 Km aguas abajo de la descarga de la central Sopladora, aprovecha el caudal turbinado más el de la cuenca intermedia; contará con un caudal de diseño de 180 m³/s y una potencia instalada de 596 MW.

Presa y obras anexas. El proyecto se conforma por una presa de tipo “arco doble curvatura” a cimentarse sobre roca, de 136 m de alto, con 5 vertederos capacidad de 700 m³/s controlados por clapetas, 2 desagües de medio fondo de 1.760 m³/s, controlado por compuertas radiales, y el de emergencia con 4 desagües de fondo de hasta 4.700 m³/s. Para mantener el caudal ecológico de 10 m³/s, a pie de presa se instalara una central de generación con una turbina tipo Francis de eje horizontal de 7,34 MW.

La toma de carga está localizada en la margen izquierda, estructura que cuenta con un sistema de cierre para labores de mantenimiento, diseñada para un caudal de 180 m³/s.

El sistema de conducción, túnel de carga sección tipo herradura con diámetro de 8,80 m revestido con hormigón lanzado y 4.413 m de longitud; chimenea de equilibrio de 12 m de diámetro y 113,48 m de alto; pozo de carga inclinado 5,80 m de diámetro blindado con acero y 424,5 m de longitud, más las tuberías de distribución hacia las turbinas.

Casa de máquinas subterránea, caverna de 25 m x 41,90 m alto x 157 m de longitud, da cabida a 6 turbinas Pelton eje vertical, potencia nominal 99,75 MW, altura neta de 372 m, caudal de 30 m³/s; potencia en bornes de generador 588,30 MW.

La caverna de transformadores de 14,30 m x 14,74 m alto x 108,70 m de largo, paralela y separada 45 m de la casa de máquinas, alberga 6 transformadores trifásicos. La evacuación de la energía se realiza a mediante una galería que conecta al pozo de cables con la subestación en la superficie.

Obras de descarga, túnel principal tipo herradura de 8,00 m de diámetro revestido con hormigón armado, longitud 4.350 m; la estructura de descarga cuenta con un azud de 6,80 m de alto, que impedirá la presurización del túnel durante crecientes del río Paute.

El acceso a la casa de máquinas, por la margen derecha del río Paute, 4,61 Km desde la vía Guarumales-Mendez, con un puente de 85m y luego de un túnel de 1 Km.

En los estudios geotécnicos se emplearon técnicas geofísicas: 17.627 m sísmica de refracción, 8.208 m perforaciones a rotación, excavación en 4 sitios de la presa; ensayos de mecánica de rocas en el sitio y pruebas de laboratorio.

Presupuesto referencial de Licitación de la construcción del Proyecto Cardenillo, costos directos: Obras civiles 467,3 millones, Equipamiento electromecánico 408,2 millones, sub total USD 875.6 millones; costos indirectos: Gestión ambiental 15,4 millones, Ingeniería y administración 70,5 millones, Imprevistos 74,7 millones. Costo total del Proyecto USD 1.036,1 millones, 1.74 millones dólares/MW.

CELEC EP, Contrató los Estudios de prefactibilidad, factibilidad y diseño definitivo con el “**Consortio Pöry-Caminosca**”, por un monto de USD 13,89 millones, incrementado a USD 17,17 millones –sin reajuste de precios- por la contratación de expertos internacionales -se supone que Pöry pone los técnicos necesarios-. Iniciados en enero de 2011 y finalizados en marzo de 2013.

3. Proyecto geotérmico Chachimbiro, 50 MW. Ubicado en el cantón Urcuquí, Provincia de Imbabura. Se usará el calor interno de la tierra para instalar una planta de energía geotérmica; en la zona que rodea al volcán Chachimbiro, un reservorio de aguas termales subterráneas superan los 200°C.

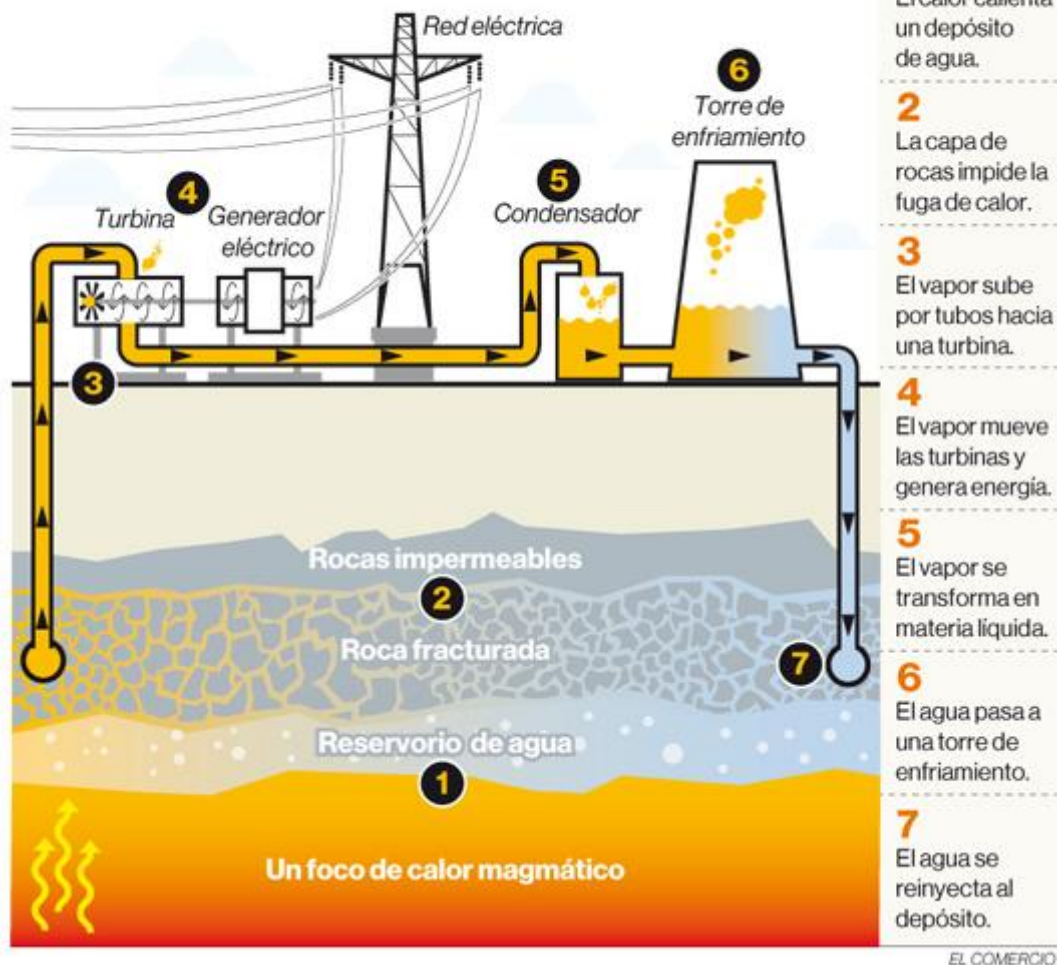
Cuenta con la asistencia del Gobierno del Japón, a través de la Agencia de Cooperación Internacional JICA, con recursos no reembolsables. Los estudios de prefactibilidad, se iniciaron en 2017, se perforó el primer pozo exploratorio con un costo de USD 8 millones. A 1.978 m de profundidad se encontró el reservorio de agua, con estratos de rocas superiores adecuadas para desarrollar el Proyecto, que permiten extraer el agua subterránea para luego de utilizarla volver a reinyectarla. Desde marzo de 2018, las pruebas realizadas han dado resultados satisfactorios, se han encontrado temperaturas de 235°C, óptimas para instalar este tipo de planta.

En el proceso, indicado en el esquema, el vapor de entre las rocas fracturadas se extrae hacia la superficie, recibido por una turbina se genera la energía eléctrica. El vapor utilizado se licua, el agua una vez enfriada se reinyecta al depósito. Este tipo de planta proporciona energía de manera permanente, limpia y renovable.

En 2020, la Corporación Eléctrica del Ecuador, CELEC, autorizó la contratación de una línea de crédito por USD 60 millones para el desarrollo los estudios de factibilidad del Proyecto Geotérmico Chachimbiro de 50 MW con un costo de USD 250 millones -5 millones de dólares/MW-. Actualmente el Proyecto se encuentra en la fase de desarrollo de campo; en 2022 se procederá a instalar a boca de pozo una planta de 5 MW.

USO Y PROCESAMIENTO DE LA ENERGÍA GEOTÉRMICA

Esquema de una planta



Tomado de: Diario El Comercio

4. Proyecto hidroeléctrico Toachi Pilatón, 254 MW.¹ En 1969 el INECEL inicia los estudios preliminares, en 1978 se terminan los de factibilidad. En 1992 se actualizan los estudios de factibilidad analizando 12 alternativas; la más conveniente: 171 MW, costo estimado USD 203.6 millones –a USD 1,19 millones el MW-. (Estrella Efrén) Se puede decir que ha sido el proyecto más estudiado.

En 2005, Hidrotoapi EP del Consejo Provincial de Pichincha convoca a concurso, con el visto bueno del Ministerio de Electricidad. Odebrecht, presenta un proyecto bajo la modalidad “Swisse challenge” -procedimiento mediante el cual los concursantes pueden presentar mejoras al proyecto inicial; sin haber otro interesado, se adjudica a ésta-. En enero de 2008 se firma contrato con Odebrecht, por el valor de USD 366 millones, para una potencia de 254 MW, USD 1,44 millones/MW, para entregarse en 2012. Recibe el anticipo de USD 112 millones; en septiembre de 2008 deja el proyecto luego del escándalo de la Hidroeléctrica San Francisco.

Luego, en 2010 Hidrotoapi EP firma contrato con la empresa China International Water –CWW-, por USD 240,5 millones para ejecutar la obra civil, 44 meses plazo; y, para el suministro de los

¹ Capta las aguas de los ríos Toachi y Pilatón. El proyecto comprende dos aprovechamientos en cascada: La central de generación Sarapullo, de 48,9 MW. La Central Toachi-Alluriquín, sobre el río Toachi, 204 MW, más una mini central a pie de presa, 1.4 MW.

equipos electromecánicos, con la empresa rusa Inter Rao –EP, 53%-, por USD 144.9 millones, bajo la modalidad de “Régimen Especial”, con financiamiento del Roseximbank de USD 123 millones. Costo total USD 407.9 millones.

En la ejecución de obra civil, CWW, por problemas geológicos y diseños incompletos, se prolonga hasta diciembre 2017; luego, por incumplimiento de instalaciones electromecánicas, hasta enero 2019. Por incumplimiento de plazos de Inter Rao, CELEC termina unilateralmente el contrato.

La obra civil, con retraso de 630 días; también se rescinde el contrato con CWW. (Vistazo, 2017)

Finalmente, en mayo de 2019 CELEC firma Contrato con la empresa rusa Tyazmash, subcontratista de Inter Rao, por USD 124.4 millones, para que concluya y ponga en marcha el proyecto -más la reparación y acabados de la obra civil-.

A febrero de 2017, el costo era de USD 664.6 millones, con un avance de 94,6%. Cuando se termine en 2021, la obra costará USD 859 millones, 493 millones más del precio inicial de 366 millones (USD 3.38 millones/MW, más del doble del costo referencial).

La obra es financiada con recursos del IESS en USD 253 millones y crédito externo del Exim Bank de Rusia; el saldo USD 474 millones, recursos del Estado. Debió entrar en operación 2016.

5. Proyectos hidroeléctricos Quijos, 50 MW; y Mazar Dudas, 21 MW. Obras a cargo de la empresa China National Electric. Los trabajos se paralizaron por problemas geológicos. Se rescinde el contrato con CNEL. Debieron entrar a operar en Marzo de 2016. Proyectos que deben reiniciarse, previo estudios complementarios de geotecnia.

6. Celec EP y CNEL EP, intervenidas. La Corporación Eléctrica del Ecuador, Celec, y la Corporación de Electricidad del Ecuador, CNEL, Empresas Públicas, se halla intervenidas, ambas por ineficiencia operativa. La intervención se enfocará básicamente a modernizar sus estructuras institucionales, optimizar la ejecución de procesos contractuales y buscar nuevas oportunidades de negocios. (El Comercio, 23-enero-2020). La **CELEC**, maneja y es propietaria de las unidades de negocio de generación y de transmisión, realiza estudios de planificación del mercado, contrata estudios y ejecución de obras del sector eléctrico: centrales de generación, L/T, subestaciones, opera y mantiene todas las unidades de voltaje. La **CNEL** es la encargada del manejo de las empresas provinciales o regionales de distribución, no es accionista de ninguna pero, las regula, establece mecanismos de cobro a los usuarios.

En 1998, el INECEL², de muy buen desempeño técnico, entró en crisis financiera, el costo kw se politizó, el CONAM optó por su cierre, y se creó el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, organismo que ejercerá todas las actividades de regulación y control; luego, el Centro Nacional de Control de Energía, **CENACE**, encargado del manejo técnico y económico de la energía en bloque, garantizando en todo momento una operación de acuerdo al mercado eléctrico mayorista. Posteriormente, el CONELEC, es remplazado por la Agencia de Regulación y Control de Energía, **ARCANEL**. La vida jurídica de INECEL se prolongó hasta marzo de 1999.

7. Proyectos de generación eléctrica renovable, a concesión del sector privado. La Corporación Eléctrica del Ecuador, CELEC, a mediados de 2019, llamó a proceso público internacional de

² En 1961, se promulgó la Ley Básica de Electrificación y se creó el Instituto Ecuatoriano de Electrificación **INECEL**, entidad del sector público, con personería jurídica, autonomía económica y administrativa, responsable de la planificación, ejecución y control de todas las actividades del sector eléctrico. Entre 1962 y 1966 elaboró el primer Plan Nacional de Electrificación, que definía la creación de un Sistema Nacional Interconectado y la integración eléctrica regional. Se realizaron los estudios de todos los grandes proyectos hidroeléctricos, la construcción de Pisayambo, Agoyán, Paute-Amaluza y los sistemas de transmisión correspondientes.

selección de empresa, para desarrollar tres nuevos proyectos de generación eléctrica de energía renovable; dos eólicas y una fotovoltaica, mediante el sistema de concesión:

- Eólicas Villonaco II y III, de 55 MW cada una, 110 MW, a instalarse en la Provincia de Loja.
- Fotovoltaica –Solar- El Aromo de 200 MW, en el terreno de la fallida refinería, Provincia de Manabí.

Estos tres proyectos, suman una potencia instalada de 310 MW; según CELEC, requieren de una inversión referencial de USD 400 millones.

Estas centrales de energía alternativa, renovable y limpia, serán complementarias a la operación o generación de las centrales hidroeléctricas -también de energía renovable y limpia-, ubicadas en la cuenca oriental, en la temporada de “estiaje” -octubre a febrero-, cuando el caudal de los ríos disminuya con la correspondiente caída de producción de energía.

- Al respecto, cabe señalar que en Loja, a 4 Km de la capital, en la cumbre del cerro Villonaco, se instaló la central eólica “Villonaco I” de 16,5 MW; con 11 aerogeneradores de 1,5 MW cada uno, de 62 m de alto y palas de 35 m de longitud; opera desde 2017. Ejecutada por la contratista China Ximngiang Energy, a un costo de USD 48,35 millones, 2.93 millones dólares/MW, financiado por China Development Bank. Según CELEC, con un Fp = 0,41 promedio anual, la producción de energía por mes, es semejante a las hidroeléctricas de la vertiente oriental, el Fp baja hasta 0,15 en temporada de estiaje –noviembre- y sube hasta Fp 0,85 en época lluviosa –julio-; promedio anual 46.5% (datos de 2017).

- Planta solar Pimampiro, de 1 MW, la primera planta fotovoltaica del país, ubicada en el cantón Pimampiro, Provincia de Imbabura. En una loma de 3 Ha, a través de 4.160 paneles solares, recogen la energía que irradia el sol, todo el equipo es importado e instalado a un costo de más de USD 3,5 millones –el Estado, paga 40 centavos por kwh-.

- Parque solar San Cristóbal, Islas Galápagos, fotovoltaica de 2,4 MW, de energía limpia y renovable, reemplaza a la generación térmica basada en la combustión de diesel. Costo aproximado USD 10 millones, 4.2 millones de dólares/MW. Financiado con fondos de Global Sustainable Electricity Partnership, aportes complementarios de NN. UU. y del Fondo de Electrificación Rural. Dispone de un sistema de acumulación de energía por medio de banco de baterías que le permite tener un Factor de Planta cercano a 1. Opera desde 2007.

- Comentario: La concesionaria que sea adjudicada, seguramente, en base al factor de planta, Fp, planteará que la generación de energía permanente y total sea adquirida por CENACE. La variable, el costo por kw, para recuperar la inversión –amortización-, operación y mantenimiento; considerando que el costo generado por una hidroeléctrica es de alrededor de 3 centavos el kw. Pero, la época de estiaje en la vertiente amazónica es entre noviembre y febrero, ¿qué hará CENACE con el exceso de energía que se genera en los meses de caudal medio y elevado, de marzo a octubre?

8. Comentario general y conclusiones. Según la ARCONEL, a 2020, la potencia instalada de energía eléctrica en el País es de 8.661 MW; **hidroeléctrica 5.066 MW -58,5%-, renovable no convencional –biomasa 144, fotovoltaica 28, eólica 21, biogás 7- 200 MW -2.3%-** y térmicas 3.395 MW -38.2%-; a la que el próximo año se añadirá 254 MW de hidroeléctrica Toachi Pilatón, vertiente occidental, en ejecución; con un total de 8.919 MW.

Según la CENACE, a 2019, la generación de energía en bornes de generador fue 27.734 GWh; **hidroeléctrica 24.514 -88.39%-, térmica 2.811 -10.14%-, no convencional 403 -1.45%-** e interconexión 6 el 0.02%. Esta energía corresponde a una demanda de potencia de alrededor de

4.000 MW, la mitad de la potencia instalada; tenemos un exceso de potencia instalada para algún tiempo.

El Plan Maestro de Electricidad 2016-2025, de Arconel, plantea dos escenarios de crecimiento hasta 2025: a más del crecimiento poblacional -1,8%-, con la introducción masiva de cocinas de inducción y acorde al Plan de Inversiones de los Sectores Estratégicos 2015-2017, con la construcción de la Refinería del Pacífico, e industrias básicas de acero, aluminio, cobre, astilleros, pulpa y transporte eléctrico.

Del Plan, las cocinas de inducción no ha avanzado y, de toda la proyección industrial quedarían en pie el procesamiento de cobre y oro, a más del transporte eléctrico en Cuenca, Quito y Guayaquil; por lo tanto se debe reconsiderar el equipamiento de generación, la futura potencia a instalarse estaría ociosa, con perjuicio económico, señala Luis Cornejo.

En la Proyección de la Demanda, 2018-2027, para 2027, con una tasa de crecimiento medio de 5,3%, se prevé una demanda de potencia eléctrica de 6.115 MW; y en bornes de generador 7.028 MW –es la proyección de la demanda la que debe ser bien estudiada-.

En función de la actividad minera, en especial de la de cobre, se debe planificar con la entrada en operación de las Plantas de Beneficio para procesar el mineral, y ojalá una de Refinación, especialmente en la provincia de Imbabura.

Con un crecimiento anual aproximado de 200 MW, en la temporada de estiaje en vertiente oriental, la “potencia garantizada en horas pico” -18H00 a 22H00-, cuando amerite, el despacho y la operación de las hidroeléctricas, regulados sus embalses, habrá que combinar con las térmicas a gas y fuel oil; y en los caso extremos con diesel. Para esto, es necesario el record de operación, buena programación y mantenimiento del equipamiento existente.

- Con relación a la hidroeléctrica Santiago, se barajan varias posibilidades: la original de 3.600 MW, otra de 2.400 MW por etapas o, que se descarte la ejecución por su sobredimensionada potencia y alto costo de la inversión³ –a pesar de que el costo/MW es bajo, debido a alta potencia-, su génesis tuvo otra concepción, abastecer energía eléctrica a una Planta de Aluminio. Su ejecución, se puede considerar para la expansión futura.

Con 2.400 MW, en función de la venta de energía a Colombia, Perú y Brasil, y futuro consumo interno; construir el Proyecto por fases, para luego, aumentar los 1.200 MW; en este caso, no es lineal el comportamiento del costo por MW de 3.600 MW a 2.400 MW, el costo de la obra civil sería casi el mismo, disminuiría unos USD 400 millones por instalación de dos turbinas y equipamiento; caso contrario, habría que rehacer los estudios y diseños, que no amerita.

-La hidroeléctrica Cardenillo, sería la solución en el mediano plazo, considerando que una central de este tipo se demora en construir de 4 a 6 años.

- También, se debe considerar los proyectos del Inventario de pequeñas y medianas centrales, del ex INECEL, especialmente de la vertiente occidental, a diseñarse y construir con empresas nacionales -Chontal 194 MW, cuenca del Guayllabamba.-.

En la actualidad, se planifica y desarrolla la generación distribuida, colocando centrales de generación sean hidroeléctricas o renovables e incluso en algunos casos, térmicas, cerca de los centros de consumo, lo cual disminuye notablemente los costos de instalación, son centrales medianas o pequeñas que evacúa la energía mediante L/T de medio voltaje, menos costosas; igualmente los costos de operación y mantenimiento son mucho más bajos. A la vez, partir de una planificación indicativa, la que hacía el INECEL, mediante la cual se priorizaba los proyectos de acuerdo a su costo unitario y al costo de producción de energía, evitando así realizar proyectos costosísimos como se lo hizo en la década anterior, sugiere Gabriel Secaira D.

³ Lo mismo dijeron de Coca Codo: USD 1.000 millones, incluido L/T. Al final: USD 2.850 millones, más 677 millones L/T

- En vista de que los dos proyectos hidroeléctrico, Santiago y Cardenillo, fueron elaborados con la misma concepción y dirección del Plan de Generación 2007-2017, por los resultados obtenidos, de no buena calidad, sobrepagos, prolongación de plazos e inclusive paralizaciones; los estudios deben ser “revisados”, además, para cumplir con la Norma de Aseguramiento de la Calidad.

- La existencia de recursos limitados y de necesidades prácticamente infinitas plantea la exigencia de elegir. A quien debe tomar decisiones, que su elección sea racional y se atenga a un esquema de prioridades. El concepto de coste de oportunidad refleja el hecho de que, cuando se opta por algo, se está descartando otra opción.⁴

- La Planificación ha perdido importancia como elemento orientador para la gestión pública. Las decisiones son de carácter político: coyunturales y clientelares, sin sustento técnico. Deben ser producto de un análisis de prioridades y de las disponibilidades financieras para emprenderlas.

El marco legal de las Instituciones Públicas es muy permisivo en cuanto cada Entidad, EP, puede decidir autónomamente sobre la ejecución de un proyecto; muchas, han emprendido proyectos y contrataciones no necesariamente prioritarias.

Con frecuencia la iniciativa para impulsar un proyecto y contratar su ejecución no nace de los administradores, sino de proveedores y contratista inescrupulosos que comienzan vendiendo la necesidad de un proyecto u obra, señala Luis Cevallos Cazar.

Quito, Junio 30 de 2020

Hernán Torres Ron, Ing. Civil

REFERENCIAS

- ARCONEL, Producción total de energía eléctrica a abril d 2020, página web
- Banco Central, Balance de Energía Eléctrica bruta, III Trimestre 2019, página web
- Cevallos Luis, Corrupción en la contratación pública, Reflexiones, experiencias y estrategias en torno a la corrupción, CORDES, 1999
- CELEC EP, Información Técnica Proyecto Cardenillo, página web
- CELEC EP, Chachimbiro, Imbabura, tendrá la primera central de generación eléctrica con energía geotérmica, Octubre-2019, celec.gob.ec
- Comisión Federal de Electricidad de México, Estudios de Factibilidad y Diseños definitivos del Proyecto Hidroeléctrico Santiago, 2016
- Cornejo Luis, Estado del Sector Eléctrico Ecuatoriano, CICP, 2018
- El Comercio, Ecuador estudia su potencial en geotermia, 5-dic-2018, p 5
- Ministerios: Producción y, Energía y Recursos Naturales, Proyecto Integral Santiago Planta de aluminio, hoja técnica, 2015
- Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos, Catálogo de Inversiones de los sectores Estratégicos, 2015- 17
- Escobar María Teresa, El Ecuador busca alivio en el sector eléctrico, Revista Gestión, No. 259, enero/febrero 2016, p 47
- Torres Hernán, Ecuador Siglo XXI, Infraestructura y Vivienda, Cap. Electrificación, 2019

⁴ En un artículo anterior, “Escasa calidad en la planificación y ejecución de la obra pública”, en especial del período 2007–2019, se demuestra que no ha existido Planificación de mediano y largo plazo, ha sido y es de corto plazo; que no se ha cumplido con las Etapas de Ejecución un Proyecto: La Preinversión mediante estudios de Prefactibilidad y Factibilidad que examina la viabilidad técnica, económica y financiera de las “alternativas” del Proyecto, con adecuada “ingeniería de detalle”; y, la Inversión, con una adecuada ejecución y control –Fiscalización- del proyecto.