

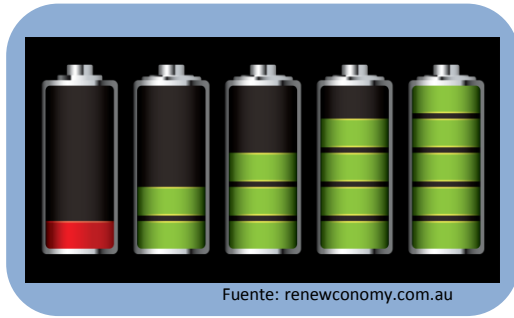


Fuente: Vattenfall Europe

Almacenamiento de Energía para la integración de energías renovables fluctuantes



Fuente: ecofriend.com



Fuente: reneweconomy.com.au



Fuente: nysenate.gov

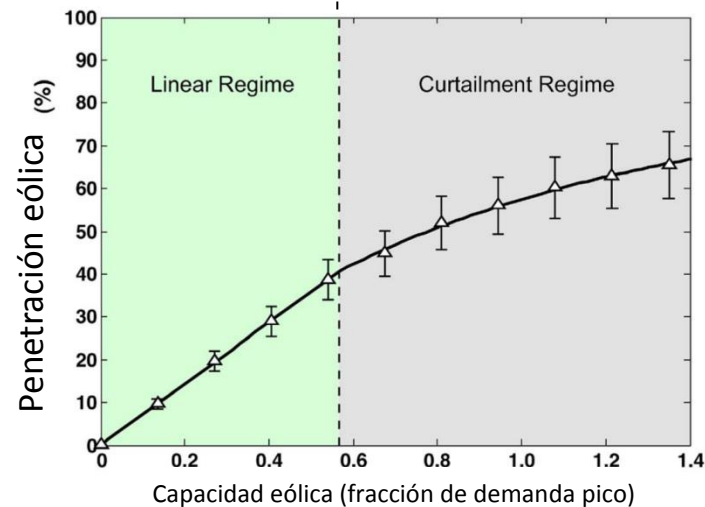
Presentado por Ing. Alfonso Arias Pérez
Grupo de investigación en Almacenamiento de Energía (CS I&D + CS Diseño)

I Fase – Régimen lineal

Toda la energía renovable fluctuante (ERF) puede ser alimentada al sistema hasta cierto nivel de penetración. La integración crece linealmente c.r.a la capacidad instalada.

II Fase – Régimen de recortes

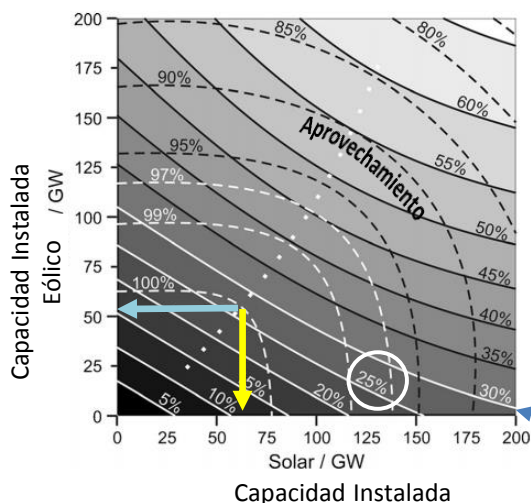
A partir de cierto punto la ERF excede ocasionalmente la demanda, por lo que se recorta para asegurar la estabilidad de la red. La integración crece a una menor velocidad c.r.a la capacidad instalada.



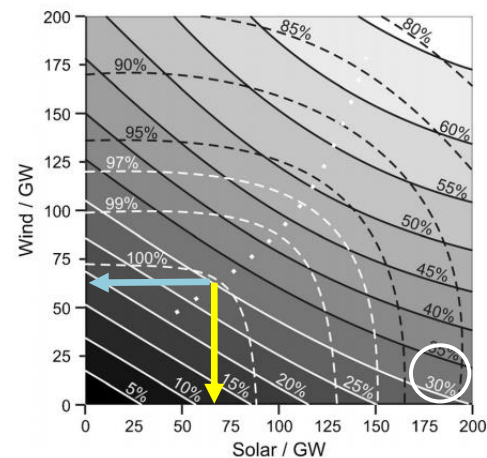
Fuente: Hart, y otros 2012

“Para aumentar la cobertura de los requerimientos del sistema eléctrico en Alemania a partir de energías eólicas y solares, se necesita cambiar el sistema de forma que se evite desperdiciar parte de esa energía renovable variable .” (Kreifels, y otros 2014).

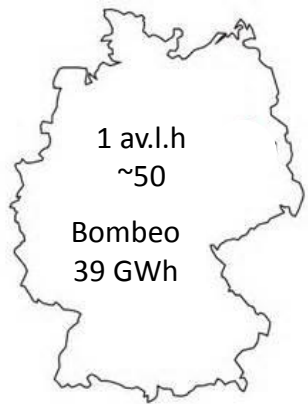
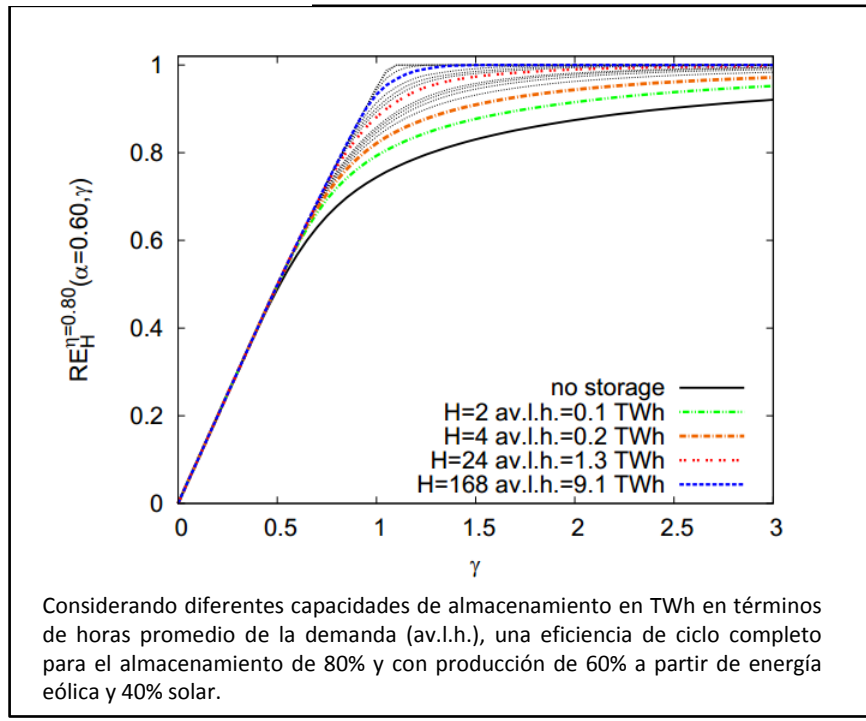
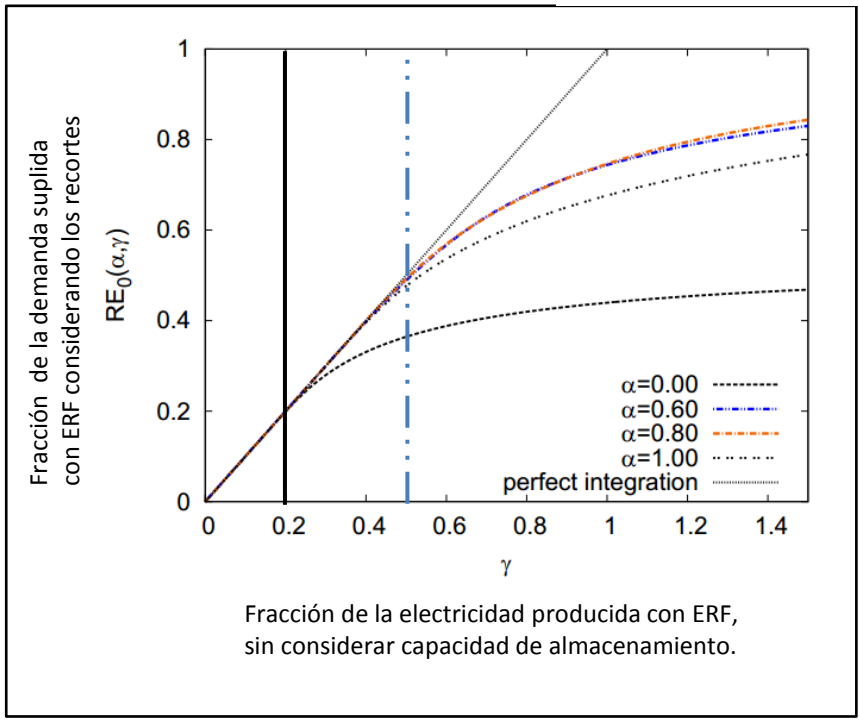
- Mayor flexibilidad de la capacidad convencional (generación base)
- Carga flexible que se pueda encender en casos en que haya exceso de ERF
- Expansión de la red de transmisión
- **Almacenamiento de energía**

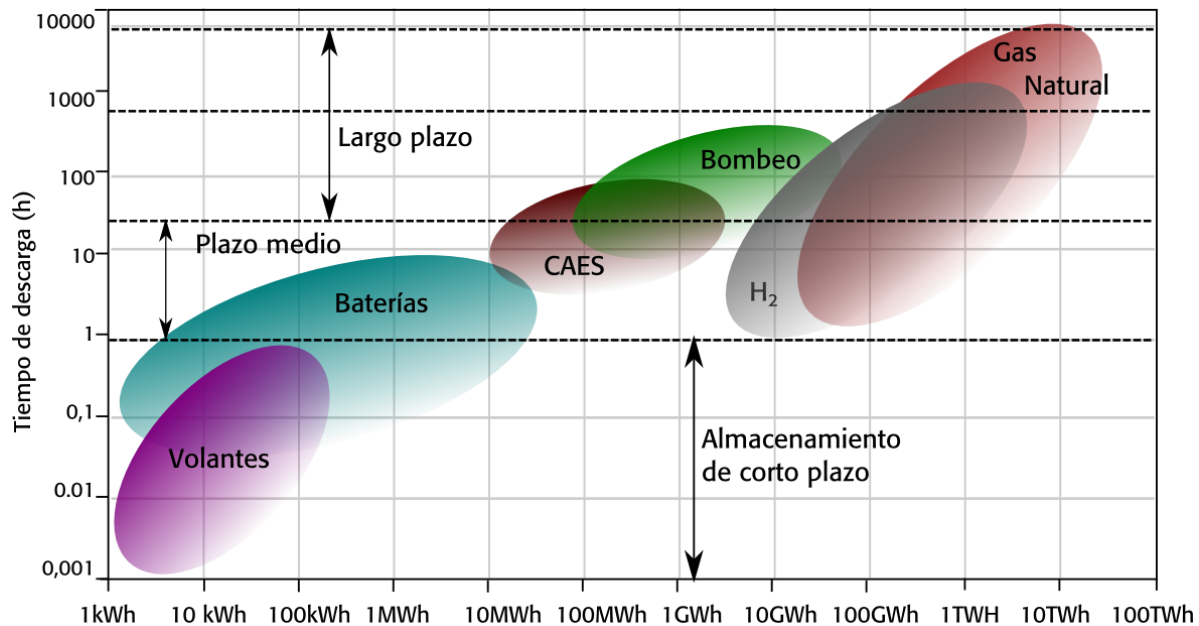
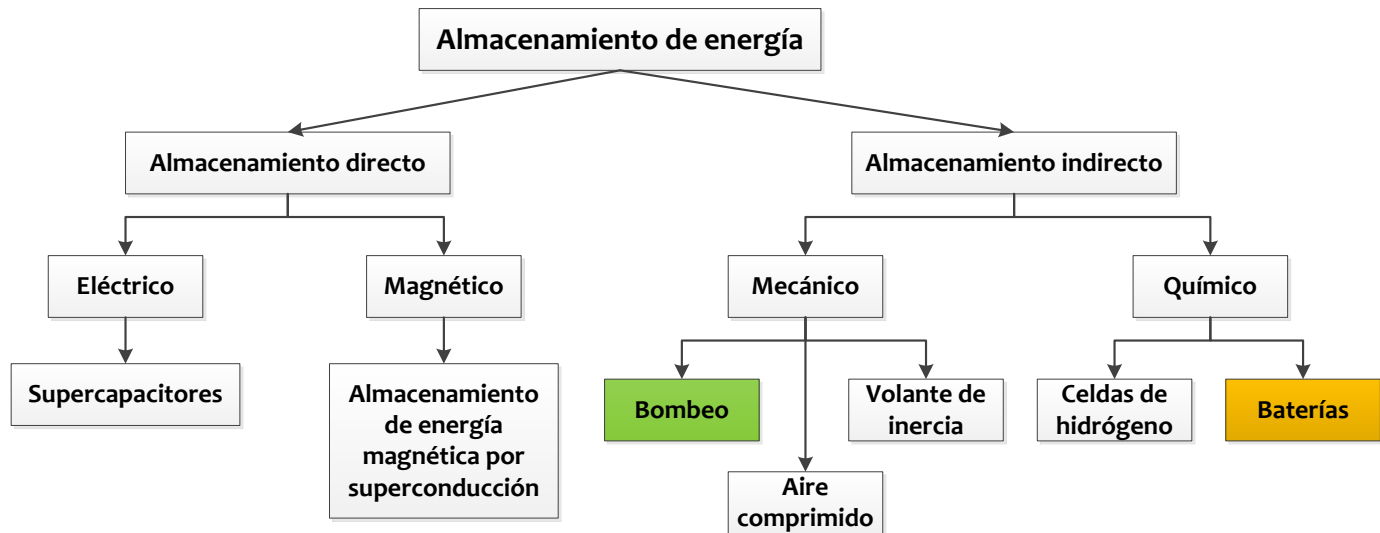


Y ¿Si duplicamos el almacenamiento?

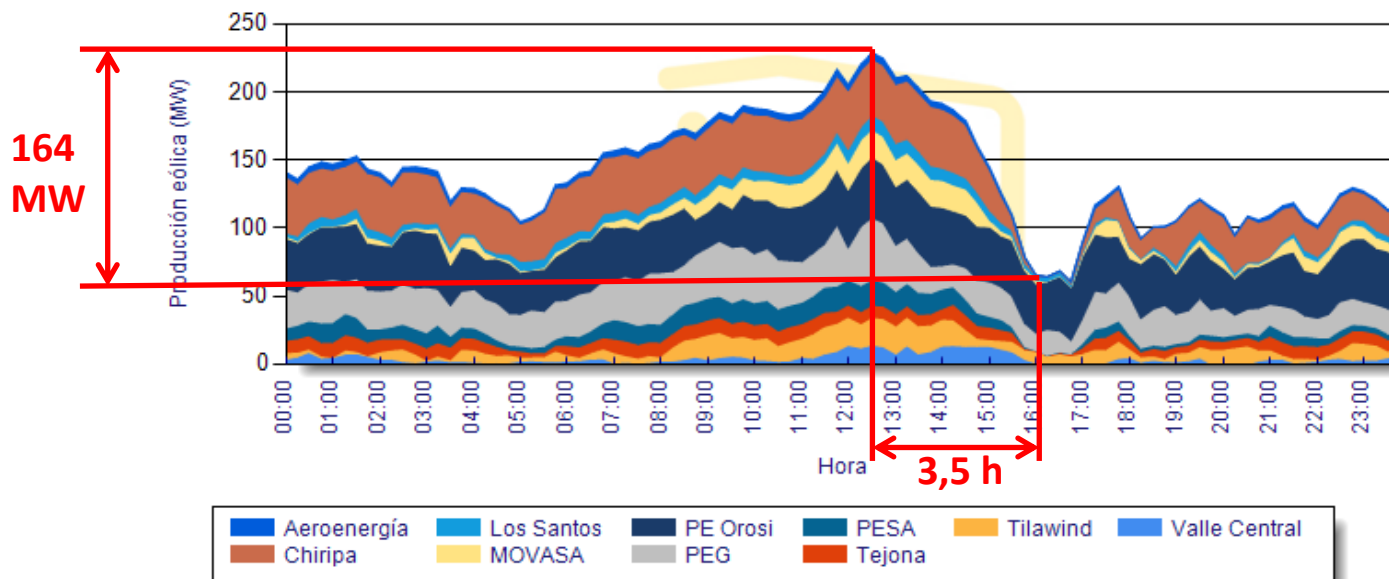


Generación que “debe operar”: 5GW, almacenamiento: 40 GWh/9GW (disponibilidad 90%, eficiencia ciclo 81%), con opción de 5GW de carga según demanda y una carga de 540 TWh. No se consideran transacciones internacionales. Año: 2011 y 2012.

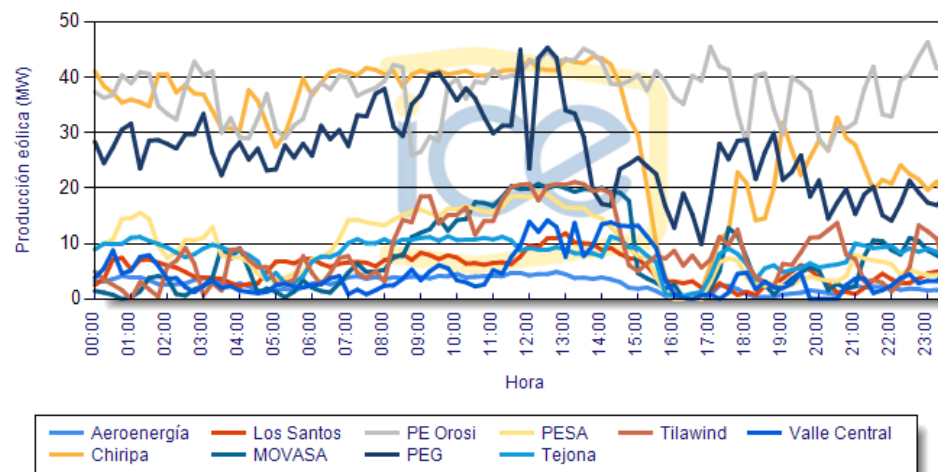


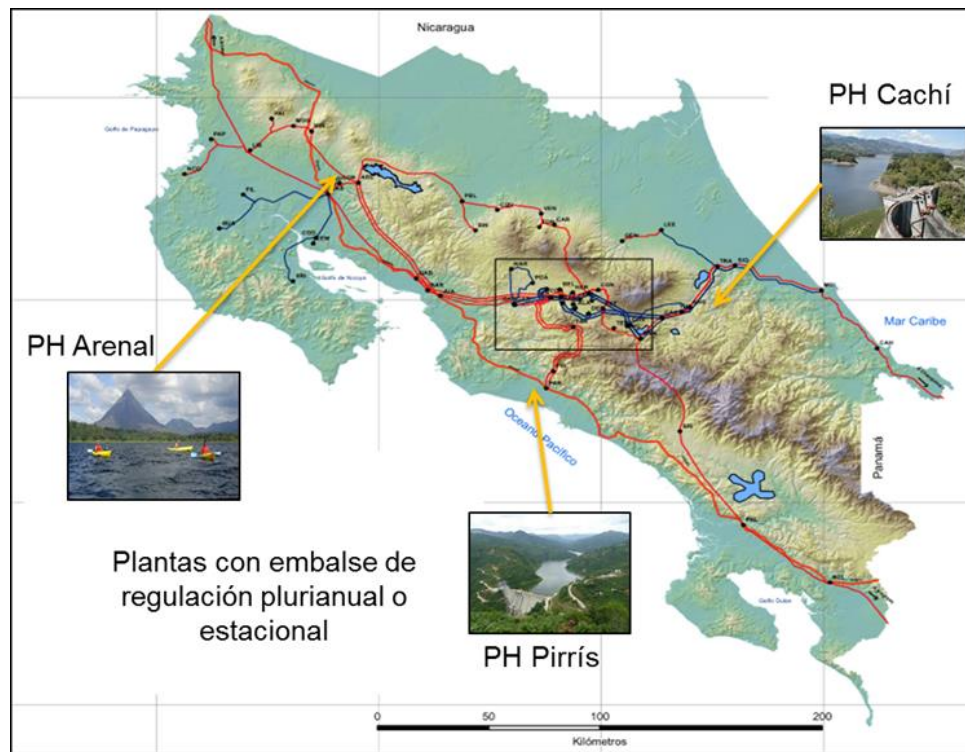


Producción eólica diaria total: martes, 01 de septiembre de 2015



Producción eólica diaria: martes, 01 de septiembre de 2015





Criterios generales de despacho de las plantas de generación

“Las plantas de generación que utilizan fuentes renovables tienen prioridad de despacho con respecto a las plantas que utilizan combustibles fósiles.”

“Las plantas eólicas y solares generan en función de la disponibilidad de su recurso fuente. Las desviaciones que se producen en estas fuentes se consideran energía forzada en el sistema y deben ser compensadas por otras fuentes.”

“Las plantas hidroeléctricas a filo de agua y térmicas con biomasa se despachan en función de la disponibilidad de su recurso fuente. El CENCE establece los requisitos para la optimización del despacho de estas plantas de forma centralizada.”

“Las plantas hidroeléctricas con embalses estacionales que brindan la reserva de seguridad energética del SEN, se despachan en función de la disponibilidad de los recursos de generación del SEN para cumplir eficazmente con dicha función.”

Fuente: CENCE, 2015

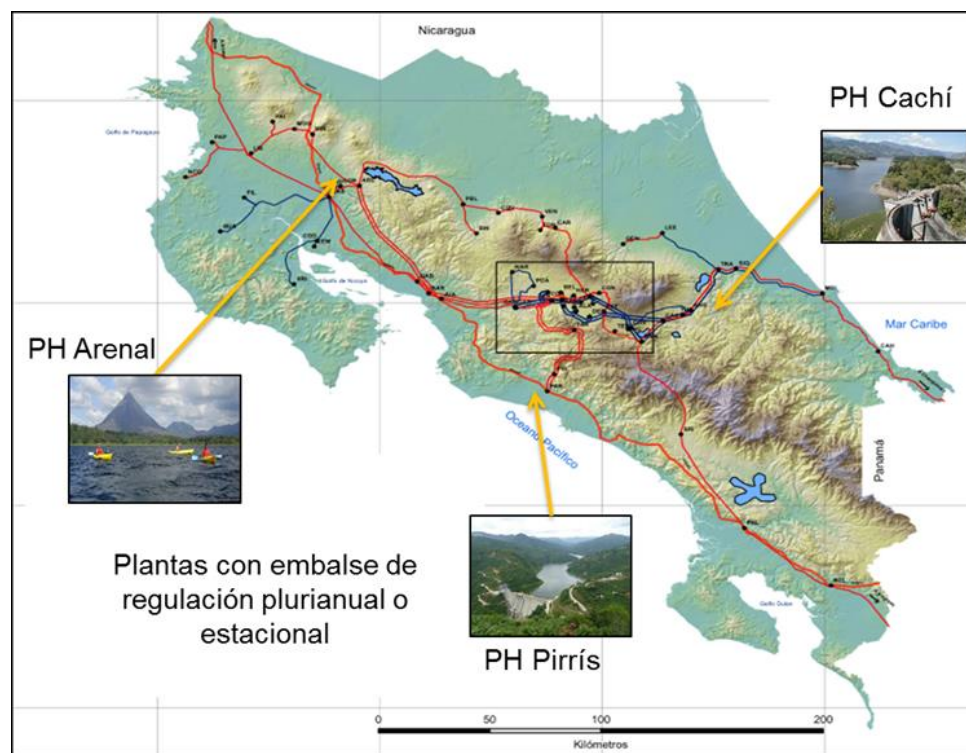
Resumiendo los criterios:

1. Las plantas que utilizan fuentes renovables tienen prioridad.
2. Las eólicas, solares, biomasa e hidráulicas a filo de agua generan cuando hay, toda su producción es aceptada por el SEN y tienen que ser respaldadas.
3. El respaldo se da por medio de las plantas de grandes embalses.



¿Y si no se pueden construir más embalses de gran capacidad?

¿Olvidamos nuestro objetivo de ser 100% Carbono Neutral?



Fuente: CENCE-ICE



Productos

Arias, A.; Montealegre, L.; Quirós, D. y Rojas, I. (2013) *Reporte de Investigación Preliminar: Tecnologías de Almacenamiento de Energía*. Instituto Costarricense de Electricidad, Costa Rica.

Arias, A.; Montealegre, L. y Rojas, I. (2014) *Hallazgos: brechas y oportunidades para el desarrollo de proyectos de almacenamiento*. Instituto Costarricense de Electricidad, Costa Rica.

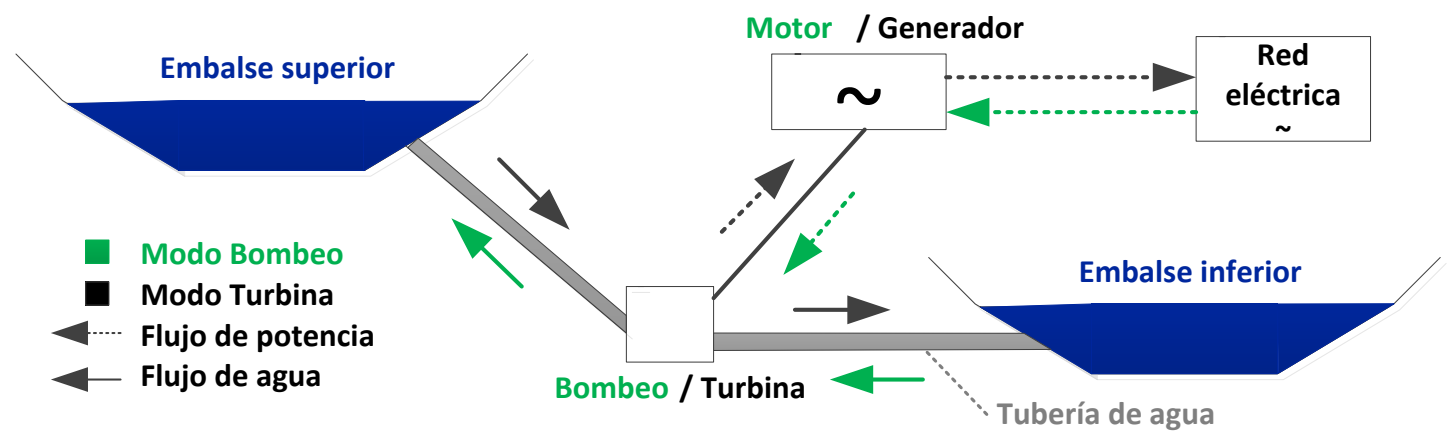
Arce, S.; Soto, G. (2014). *Informe Análisis preliminar de almacenamiento energético a gran escala – PH Arenal*. Instituto Costarricense de Electricidad, Costa Rica.

Hallazgos principales

1. La tecnología más favorable para el SEN es el almacenamiento de energía por turbo-bombeo.
2. Se especificaron los servicios que las plantas de turbo-bombeo pueden ofrecerle al SEN.
3. El análisis de estas plantas debe considerar los beneficios económicos de los servicios auxiliares que ofrece y la posibilidad de integrar una mayor cantidad de plantas de ERF, además del servicio principal (traslado temporal de la energía).
4. El ICE debe incorporar las herramientas para analizar la inclusión de plantas de almacenamiento de energía.
5. Existe software que permite considerar la operación de plantas de almacenamiento de energía en sistemas eléctricos (PLEXOS, CHEERS, PSS E, etc.).
6. Hay zonas amplias alrededor del embalse Arenal con suficiente diferencia de altura c.r.a nivel del embalse como para considerar la posibilidad de ubicar embalses superiores para desarrollar plantas de turbo-bombeo.

Cambio de modo de operación	Tiempos de cambio de modo de operación	
	Tiempos de transición (s)	
	Ternario	Binario
Estancamiento a generación a plena carga	120	120
Estancamiento a bombeo a plena carga	180	600
Generación a plena carga a bombeo a plena carga	120	900
Bombeo a plena carga a generación a plena carga	120	480

Fuente: Gazarian, 2008

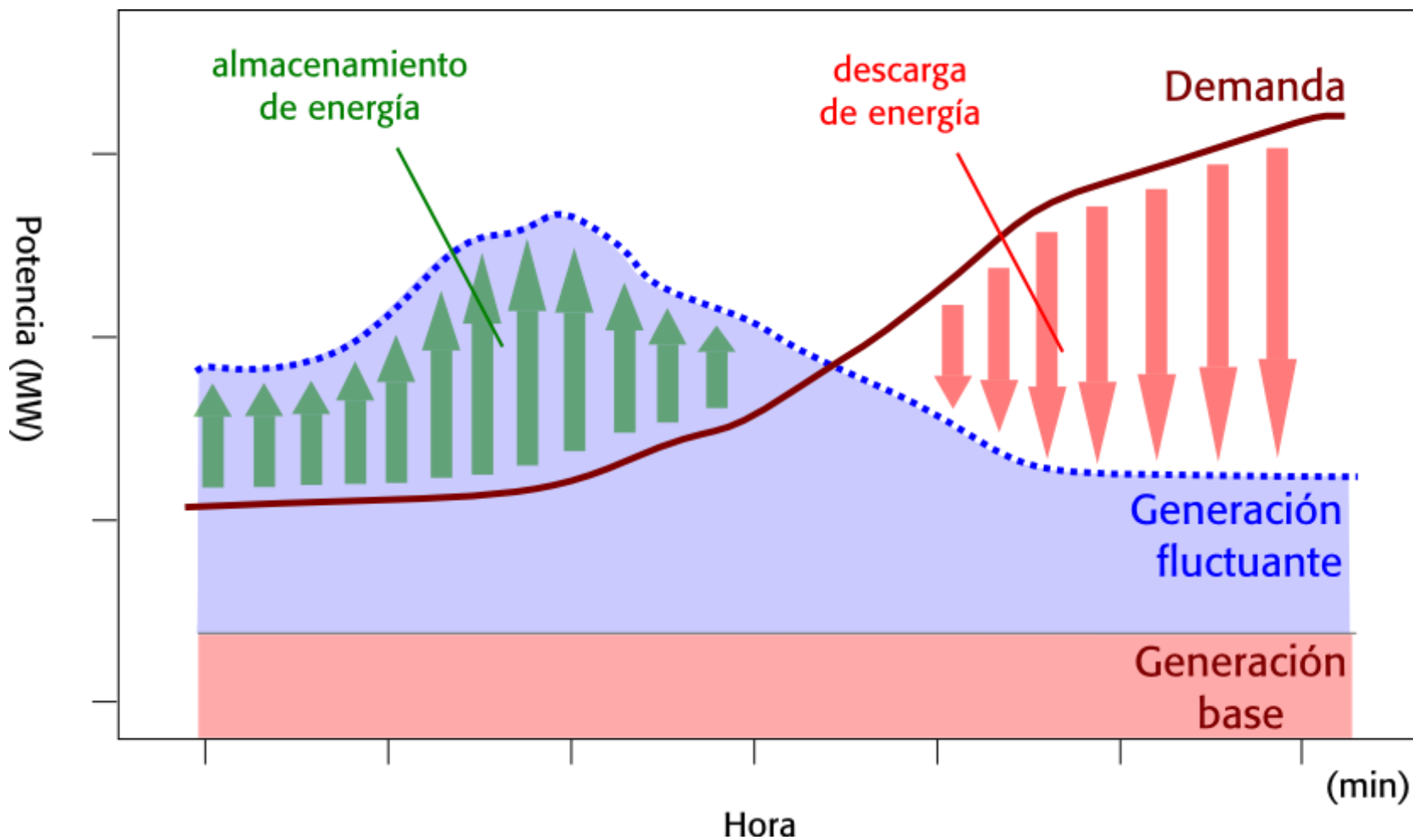


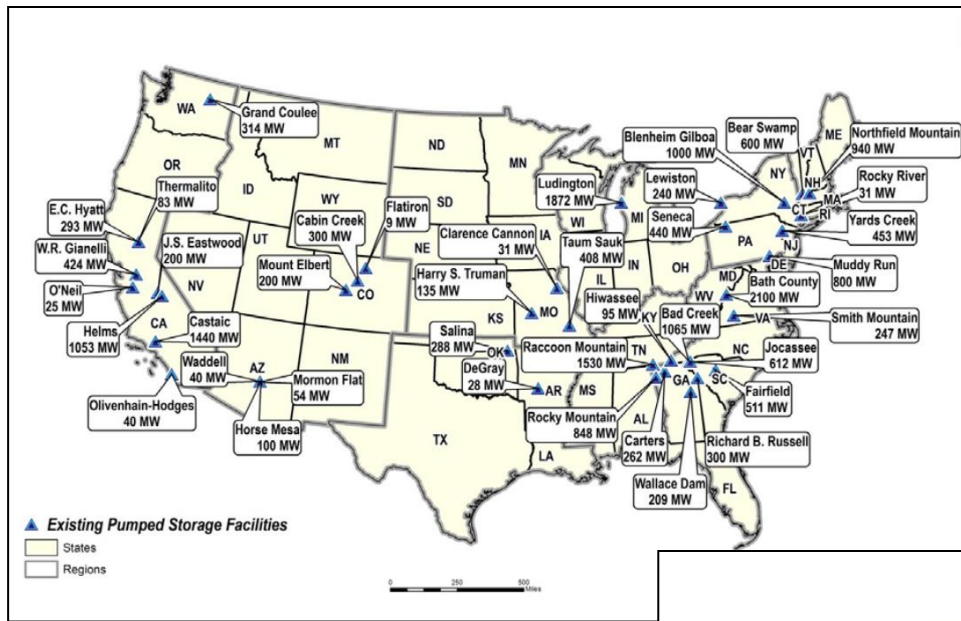
Fuente: Adaptado de Zach y otros, 2012

En momentos de baja demanda (bajo precio), el agua se bombea al embalse superior. La planta se convierte en una carga para la red eléctrica.

En horas pico o cuando se requiera respaldo, el agua se turbinada generando electricidad. El agua turbinada es capturada por un embalse inferior.

Manejo de rampas por generación fluctuante / seguimiento de la demanda

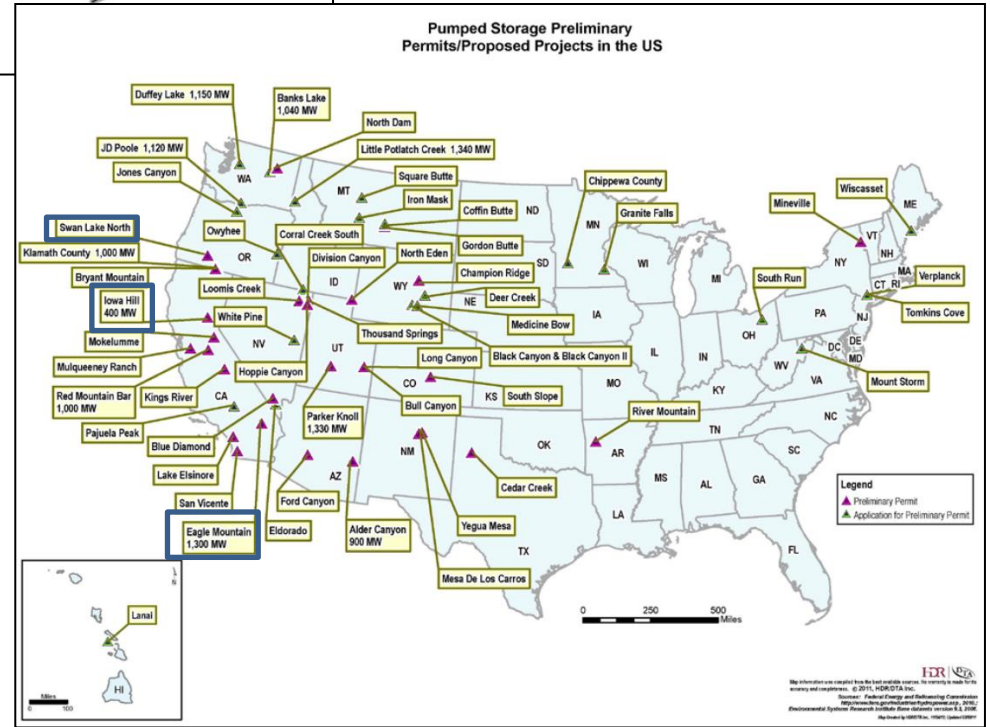




Fuente: HDR Engineering Inc., 2010.

- Más de 90 GW instalados de almacenamiento por bombeo (~ 3% generación global)
- 8.2 GW de sistemas de bombeo hidráulica en etapas de planificación.

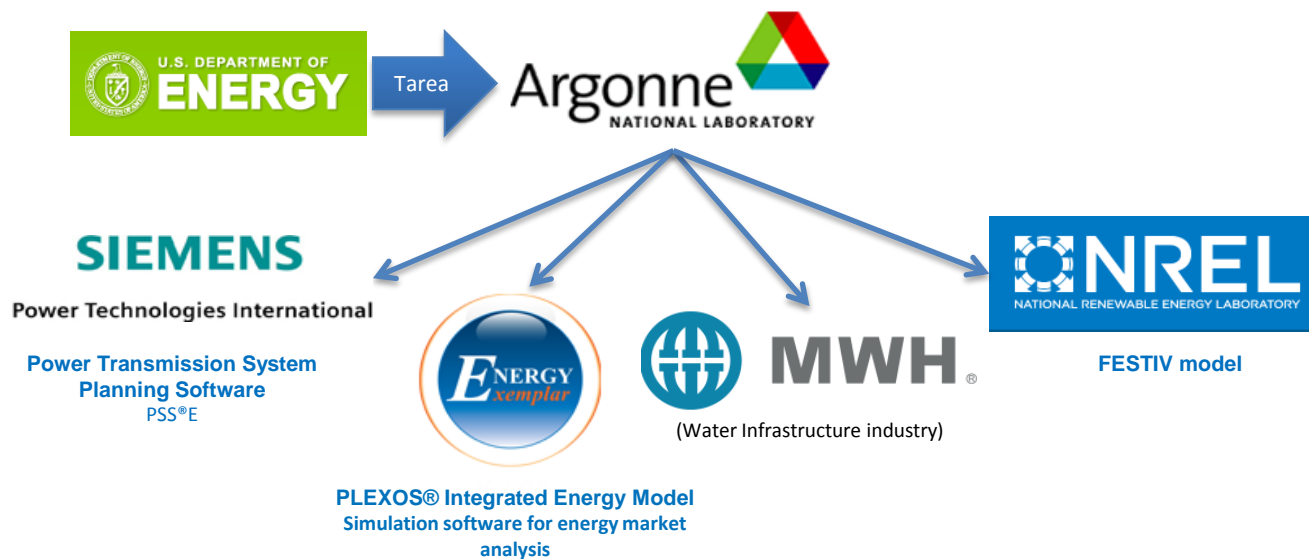
- Principal opción económica para grandes cantidades de energía almacenada.
- La más antigua y la más utilizada.
- Mayoría construidas entre los años 60 y 80, debido a la crisis.



Modelado y análisis de valor del almacenamiento avanzado de hidroelectricidad por bombeo en los Estado Unidos

Junio, 2014

Fuente: Koritarov y otros, 2014



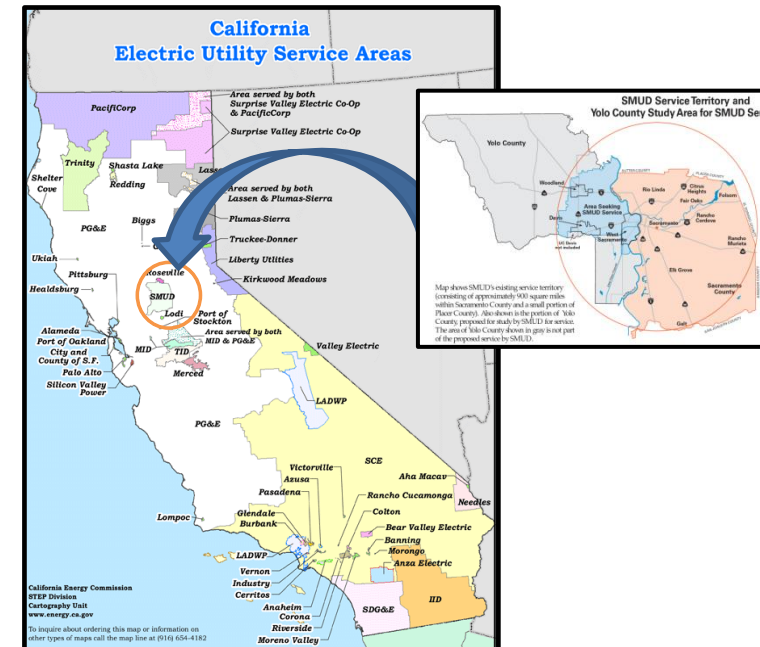
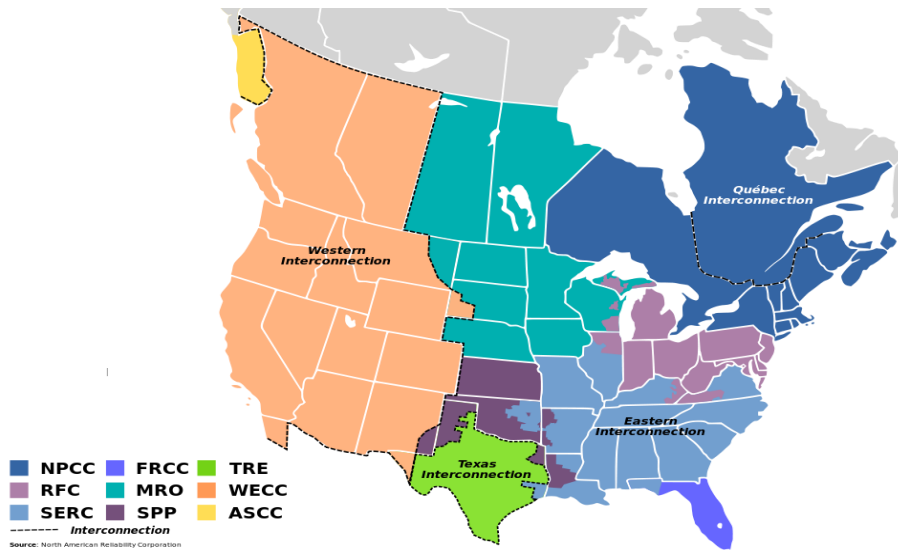
Estudio apoyado y guiado por el “Advisory Working Group”
(35 expertos de diversos grupos de organizaciones de la industria de potencia hidráulica):

- fabricantes,
- servicios públicos,
- operadores regionales del mercado,
- compañías de ingeniería y consultoras,
- laboratorios nacionales,
- universidades e instituciones de investigación,
- asociaciones de la industria de la potencia hidráulica y
- agencias de gobierno y reguladoras

Objetivo

Desarrollo de modelos detallados de simulación de tecnologías avanzadas de almacenamiento por bombeo con la intención de analizar sus capacidades técnicas para proveer varios servicios a la red y para estimar el valor de estos servicios bajo diferentes estructuras de mercado (regulado, mediante un enfoque basado en costos, y de competencia con un enfoque basado en mercados) y para diferentes niveles de fuentes de generación renovable integradas al sistema eléctrico.

Áreas geográficas



Escenarios

- Se basan en proyecciones a largo plazo (WECC) para el 2022. El “Caso Común” del “Comité de la política de planeamiento de la expansión de la transmisión” se utilizó como punto de partida.
- Las simulaciones se realizaron para dos niveles de penetración de energía renovable:
 - Línea Base – correspondiente a los niveles de generación a partir de ERF del Portafolio Estándar de Renovables que alcanza un 14 % de la generación en la WI en el 2022.
 - Alta penetración eólica – correspondiente al escenario de alta penetración eólica del estudio “Western Wind and Solar Integration Study – Phase 2”, que alcanza un 33% de ERF de la generación de la WI en el 2022.

Ahorros en producción (%) en el 2022 debido a la capacidad de turbo-bombeo

Ahorros en costos de producción debido a la capacidad de ABH (%)	Interconexión Occidental		California		SMUD	
	Escenario Base Renovable	Escenario Alta Penetración Eólica Renovable	Escenario Base Renovable	Escenario Alta Penetración Eólica Renovable	Escenario Base Renovable	Escenario Alta Penetración Eólica Renovable
Con ABH VF	1,14	1,96	2,18	4,52	-	-
Con ABH VF y VV	2,11	3,77	3,36	9,12	8,62	16,45

Integración de fuentes de energía variables

Reducción de cortes de energía variable (% del total de cortes)	Interconexión Occidental		California		SMUD	
	Escenario Base Renovable	Escenario Alta Penetración Eólica Renovable	Escenario Base Renovable	Escenario Alta Penetración Eólica Renovable	Escenario Base Renovable	Escenario Alta Penetración Eólica Renovable
Con ABH VF	29	15	70	39	N/A	N/A
Con ABH VF y VV	50	22	91	55	No hay cortes	95

Reducción requerimientos de rampa

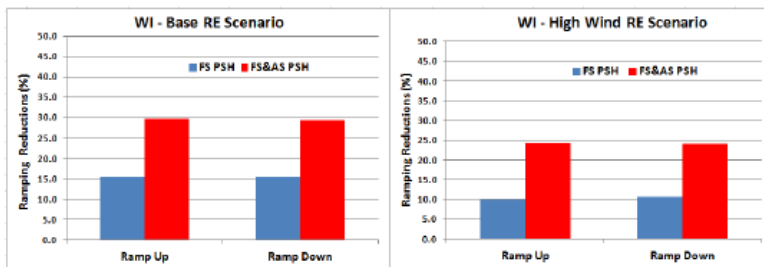


Figure E5-9 Reductions in Thermal Capacity Ramping Needs in the WI in 2022 Due to PSH Capacity

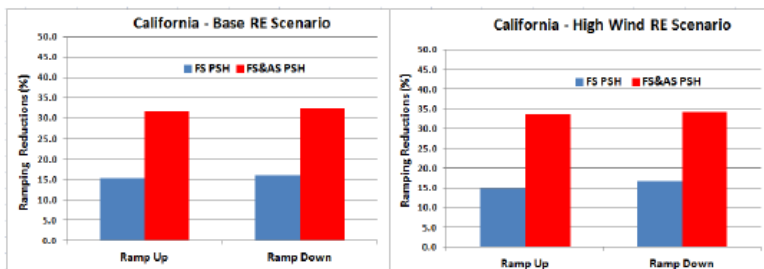


Figure E5-10 Reductions in Thermal Capacity Ramping Needs in California in 2022 Due to PSH Capacity

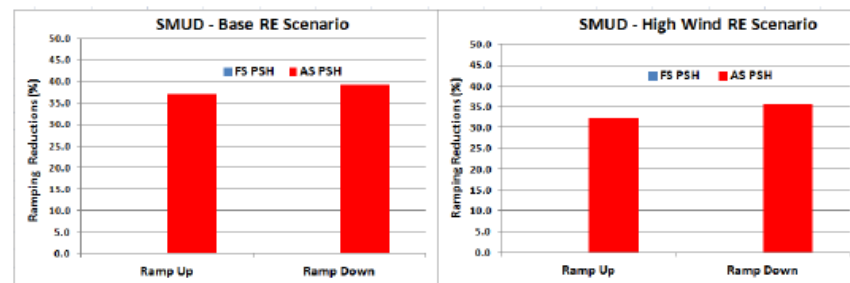


Figure E5-11 Reductions in Thermal Capacity Ramping Needs in SMUD in 2022 Due to PSH Capacity



Se recomienda incluir las herramientas que permitan considerar plantas de turbo-bombeo en el análisis de las rutas del Plan de Expansión de la Generación.

- Base de datos para posterior simulación
- Definición de escenarios detallados de expansión para la simulación.
- Contacto con el Dr. Koritarov: se le envió propuesta de términos referencia para una consultoría que permita cerrar brechas de conocimiento a la hora de evaluar el dimensionamiento, ubicación, optimización y beneficios de un proyecto turbo-bombeo para el SEN.
- Proceso Estudios y Proyectos ha iniciado la etapa de identificación de un proyecto de turbo-bombeo, lo cual permitirá tener una idea de los costos en Costa Rica.

1. Kreifels, N., Mayer, J. N., Burger, B., & Wittwer, C. (2014). Analysis of Photovoltaics and Wind Power in Future Renewable Energy Scenarios. *Energy Technology*, 2(1), 29–33. <http://doi.org/10.1002/ente.201300090>
2. CENCE. Procedimiento de planeamiento operativo y operación del Sistema Eléctrico Nacional. Documento en proceso de revisión entregado a la ARESEP. 2015.
3. Hart Elaine K, Stoutenburg Eric D, Jacobson Mark Z. The potential of intermittent renewables to meet electric power demand: current methods and emerging analytical techniques. *Proc IEEE* 2012;100(2):322e34.
4. Weitemeyer Stefan, Kleinhans David, Vogt Thomas, Agert Carsten. Integration of Renewable Energy Sources in future power systems: The role of storage. *Renewable Energy* 2015; 75: 14-20.
5. Ter-Gazarian, A. *Energy Storage for Power Systems*. Peter Peregrinus Ltd. London, 2008.
6. Zach K, Auer H, Lettner G. Report Summarizing the Current Status, Role and Costs of Energy Storage Technologies. Entregable 2.1 del Proyecto “stoRE”, disponible en www.store-project.eu, 2012.
7. Koritarov, Vladimir, y otros. *Modelling and Analysis of Value of Advanced Pumped Storage Hydropower in the United States*. Final Report, U.S. Department of Energy (DOE), Illinois: Argonne National Laboratory, 2014.