



ACUMULACIÓN DE ENERGÍA POR BOMBEO Y SUS EFECTOS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO

MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA
UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA
URUGUAY

FEDERICO SANZ POLLERO
TUTORES: JOSÉ CATALDO, RUBEN CHAER
11 DE ABRIL 2021

Contenido

1	Contexto	3
1.1	Balance de energía	4
1.2	Tecnologías en acumulación de energía	5
1.2.1	Baterías de estado sólido	5
1.2.2	Baterías de flujo	7
1.2.3	Almacenamiento por aire comprimido	8
1.2.4	Sistemas Térmicos	9
1.2.5	Volantes de inercia	9
1.2.6	Sistemas de acumulación a base de hidrógeno	10
1.2.7	Almacenamiento por bombeo	11
1.3	Breve historia de la AxB	12
1.4	Comparación AxB con baterías	13
2	El nuevo contexto para la acumulación	16
2.1	Desarrollo y crecimiento de las energías renovables	16
2.2	Reducción de costos de las ERNC	17
2.3	El rol de la acumulación por bombeo en el cambiante mercado de la electricidad	19
2.4	Desafíos, oportunidades emergentes y proyecciones a futuro	21
3	Generación hidroeléctrica	26
3.1	Identificación preliminar del sitio	27
3.2	Estimación preliminar de potencia, caudal y eficiencia	28
3.3	Pérdidas por evaporación	30
3.4	Turbinas	30
3.5	Máquinas reversibles: turbinas-bomba	33
3.6	Sistemas ternarios	35
3.7	Bombas como turbina	36
3.7.1	Diferencias entre bombas y turbinas	38
3.7.2	Selección de bombas para ser utilizadas como turbina	38
3.7.3	Predicción del comportamiento de bombas como turbina	41
3.7.4	Pérdidas hidráulicas	47
3.7.5	Mejora del rendimiento	48
3.7.6	Aplicaciones	49

3.7.7	Tipo de generador, número de fases y velocidad.....	50
3.7.8	Alternativas por falta de regulación y limitaciones.	51
3.7.9	Comentarios	52
4	Efectos de la acumulación por bombeo en el sistema de energía eléctrica	53
4.1	Ejemplo en Uruguay	55
4.1.1	Fallas	58
4.1.2	Costo de abastecimiento de la demanda	59
4.1.3	Operación en el corto plazo	59
4.1.4	Valorización del filtrado	61
5	Conclusiones.....	63
6	Referencias	67
49	Sylvia, T. 2 GW pumped storage project proposed on Navajo Nation lands	70

1 Contexto

En la tendencia global hacia modificar la forma de obtener energía, se considera que la acumulación será un factor determinante. En su informe especial publicado en 2018, el Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (PICC) hace hincapié en que recursos que le den al sistema una mayor flexibilidad como la acumulación, serán esenciales para permitir una rápida incorporación de las renovables.[1]

Desde el inicio del siglo XX, la acumulación de energía por bombeo, ha estado otorgando flexibilidad a las redes eléctricas. En la actualidad, esta forma de almacenamiento representa más del 94% de la capacidad global instalada en términos de potencia, y 99% en términos de capacidad de acumulación de energía, y ha sido utilizada como una forma de desfasear la carga y balancear otras fuentes inflexibles. [2]

En el año 2018, se dio el mayor crecimiento anual de capacidad de generación renovable, donde la eólica y la solar fotovoltaica (FV) fueron responsables del casi 60% de lo agregado, remarcando que una transformación global de los sistemas eléctricos está en camino.[3] Las tecnologías solar FV y eólicas han experimentado una acelerada reducción en sus costos y ahora comienzan a ser competitivas en comparación con otras formas de generación en términos de kilovatios hora (kWh) en un creciente número de mercados. El éxito de estas tecnologías, asistido por medio de políticas gubernamentales, está generando cambios en los sistemas de generación en el mundo entero y presentan una variedad de desafíos técnicos, regulatorios y de mercado.

El beneficio de la acumulación por bombeo (AxB) radica en su capacidad de balancear la naturaleza variable del viento y el sol, logrando disponer energía confiable a gran escala bajo demanda por períodos de tiempo sostenidos, lo que evita la necesidad de tener que limitarlas durante períodos de exceso de oferta, así como también facilita el incremento en su grado de desarrollo. A medida que fuentes de energía renovables variables (ERV) continúan desplazando a la generación fósil, la flexibilidad del sistema pasa a ser una herramienta crucial a la hora de prevenir tanto interrupciones al consumidor final, así como también extrema volatilidad de precios.

Este trabajo, procura presentar una síntesis del estado del arte acerca del rol cada vez más relevante de la AxB en la transición hacia la utilización de formas de energías más limpias.

Mientras que en los últimos años se le ha prestado gran atención a nuevas tecnologías como la acumulación en baterías, según la IHA[4], se espera que la AxB crezca en varias partes del mundo con hasta 78.000 MW de capacidad adicional a ser puesta en marcha para el año 2030. Se busca en este trabajo, remarcar los atributos que tiene esta alternativa de acumulación, las innovaciones tecnológicas y operacionales que contribuyen a la flexibilidad del sistema y como puede trabajar en sintonía con otras opciones de flexibilización como las baterías o interconexiones a larga distancia en sistemas compuestos principalmente por renovables como la eólica, solar e hidroeléctrica y que formas pueden existir de modelarlo para poder simularlo. Una descripción de la disrupción en los sistemas de generación generadas por la penetración de las ERV, a la par de como las tecnologías de AxB se están ajustando para continuar apoyando la transición energética.

1.1 Balance de energía

Si bien los beneficios de las energías renovables son muchos, una de las críticas que a menudo se le hace es que las tecnologías como la eólica y la solar solo producen energía cuando sopla el viento o cuando brilla el sol. Se argumenta que no es posible utilizar de manera efectiva estas energías hasta que no se desarrolle una tecnología apropiada de almacenamiento o acumulación de energía. Si bien es cierto que la energía eólica y solar no producen de manera uniforme durante todo el día, es posible que los problemas asociados con la naturaleza intermitente de muchas fuentes de energía renovable puedan ser resueltos mediante la ingeniería. En este primer capítulo, se presentará algunos de los principales desafíos planteados por las fuentes de energía intermitentes, y sus posibles soluciones.

La dificultad asociada con la integración de fuentes variables de energía proviene del hecho de que los sistemas y redes eléctricas por lo general han sido diseñados en torno al concepto de generadores de gran porte que pueden ser controlados y regulados. En la actualidad, los operadores de red utilizan métodos de planificación para garantizar que las plantas de energía produzcan la cantidad de electricidad que en el momento se requiere con el fin de satisfacer de manera consistente y confiable la demanda eléctrica. Debido a que la red tiene muy poca capacidad de acumulación, se debe mantener en todo momento el equilibrio entre el suministro y la demanda para evitar inconvenientes que pueden resultar en cortes de energía y otros problemas en la red.

La intermitencia de las energías renovables presenta un desafío debido a que interrumpen los métodos convencionales para planificar la operación diaria de la red eléctrica. Su potencia fluctúa en múltiples horizontes de tiempo, lo que obliga al operador de la red a ajustar sus procedimientos operativos diarios en tiempo real.

Tomando el ejemplo de la energía solar la cual inherentemente solo se presenta disponible durante las horas del día, hace que el operador de la red deba ajustar el plan diario de manera de ir agregando generadores que puedan ajustar rápidamente su potencia de salida para compensar esas fluctuaciones en la generación solar. En redes donde originariamente se contaba con usinas térmicas a base de combustibles fósiles que operaban las veinticuatro horas del día, todos los días de la semana, la incorporación de energía solar puede hacer que se tengan que apagar esas centrales durante las horas del día cuando hay sol.

Además de las fluctuaciones diarias causadas por el amanecer y el ocaso, la energía eléctrica producida por los paneles solares también puede cambiar repentinamente debido a la nubosidad. La variabilidad causada por la nubosidad puede hacer que sea más difícil para el operador de red pronosticar cuanta generación eléctrica adicional se requerirá durante la próxima hora, por lo que es difícil calcular exactamente cuál será la potencia de salida de cada generador que logre la sintonía adecuada entre la carga y la demanda.

Las rápidas fluctuaciones en la producción de energía eólica o solar no solo interrumpen la forma de planificar el sistema, sino que también el equilibrio segundo a segundo entre la oferta y demanda eléctrica total. Hoy en día, los operadores de red envían señales a las plantas de energía cada pocos segundos para garantizar que la cantidad total de energía inyectada sea consistentemente igual a la energía total extraída. Debido a que la energía eólica y solar aumentan la magnitud de los déficits o excesos repentinos de

generación de energía, el operador de red requiere mayor capacidad de reserva de energía lista para responder en cualquier momento para poder garantizar que la red permanezca equilibrada.

Si bien es cierto que las energías renovables interrumpen el funcionamiento de la red de varias maneras, no es imposible compensar la intermitencia e incertidumbre que generan. En las siguientes secciones se revisarán las estrategias y soluciones que se pueden aplicar para integrar las renovables al sistema.[5][6][7][8]

1.2 Tecnologías en acumulación de energía

Desde el descubrimiento de la electricidad, el ser humano ha buscado formas para poder almacenar esa energía para su uso bajo demanda. Durante el último siglo, la industria del almacenamiento de energía ha seguido evolucionando y adaptándose a los requisitos cambiantes de energía y los avances en la tecnología.

Los sistemas de almacenamiento de energía proporcionan una amplia gama de enfoques tecnológicos a fin de crear una infraestructura más resistente y reducir los costos a los servicios públicos y los consumidores. Existen diversas tecnologías en acumulación que están siendo utilizadas, como por ejemplo las baterías de estado sólido, baterías de flujo por aire comprimido, térmico, volantes de inercia, por bombeo, a base de hidrógeno, por superconductores magnéticos y supercapacitores.[9]

Se describirán a continuación algunos de los sistemas de uso más extendido actualmente.

1.2.1 Baterías de estado sólido

Las baterías son una de las tecnologías en acumulación de mayor crecimiento actualmente. La energía almacenada en las baterías es de tipo electroquímica. Una celda de batería está compuesta por dos electrodos llamados ánodo y cátodo y un electrolito. El electrolito y los electrodos son depositados dentro de una cuba cerrada. El electrolito permite el intercambio de iones entre los electrodos, y los electrones fluyen a través del circuito externo como se puede ver en la fig. 1.1.[10] Existen varios tipos de baterías que se utilizan, cada una con especificaciones diferentes, por lo que ninguna de ellas es adecuada para todo tipo de aplicación.

Las baterías de plomo-ácido son la tecnología de acumulación en baterías más antigua y fueron inventadas en 1859[11]. En la batería de ácido convencional se utiliza dióxido de plomo (PbO_2) como ánodo, plomo (Pb) como cátodo y ácido sulfúrico (H_2SO_4) como electrolito. Mientras que ambos electrodos se convierten en sulfato de plomo ($PbSO_4$) durante la descarga, tienen la capacidad de volver a su forma original durante la carga. Existen dos grandes tipos de baterías de plomo-ácido: baterías sumergidas y baterías reguladas por válvula.

La vida de una batería de plomo-ácido convencional es de entre 1200 y 1800 ciclos (dependiendo la profundidad de descarga) y es debido al deterioro de los electrodos generado por las reacciones redox reversibles. La eficiencia de carga-descarga es de alrededor de 75-80% y su vida de entre 5 y 15 años. Las altas temperaturas de operación disminuyen la vida de este tipo de baterías. Su ratio de auto-descarga es bajo (menor a 0,1%) y esto hace que sean adecuadas para aplicaciones de acumulación a largo plazo. [12] No obstante, sus extensos tiempos de carga, bajo número ciclos, baja densidad de energía, baja densidad de energía específica y baja densidad de potencia específica,

naturaleza tóxica del ácido sulfúrico y plomo limitan el uso de este tipo de baterías a escala de red. A pesar de ello, las baterías de plomo-ácido convencionales son modificadas para mejorar su desempeño. Electrodo de plomo-ácido son utilizados para aumentar la densidad de potencia específica, densidad de energía y número de ciclos de las baterías de plomo-ácido. Con estas mejoras, este tipo de baterías son utilizadas como respaldo y para balancear la carga en sistemas de generación renovables. [12]

Las baterías de níquel-cadmio fueron inventadas en la década del 1950. El oxydróxido de níquel es utilizado como ánodo y material activo y cadmio metálico es utilizado como cátodo. Este tipo de baterías son fabricadas en dos formas: selladas para aplicaciones portátiles y sumergidas (con venteo) para uso industrial. Su mantenimiento es menor que el de las de plomo-ácido. A pesar que su número de ciclos es alto (>3500), está vinculado significativamente a su profundidad de descarga. Sumado a eso, su costo es considerablemente alto, alrededor de 10 veces más que el de las baterías de plomo-ácido. La toxicidad del cadmio y níquel también limitan el uso de este tipo de baterías y el efecto de la memoria es otra de sus desventajas. Más allá de eso, las baterías de cadmio-níquel ofrecen una buena solución para proteger la calidad de potencia y compensar caídas de tensión.

Las baterías de sulfuro-sodio son empleadas en aplicaciones de alta temperatura. Desde mediados de 1990, han sido una de las formas de acumulación en baterías de mayor crecimiento para acumulación en sistemas de alta potencia. En esta tecnología, se utiliza sodio como ánodo, sulfuro como cátodo y aluminio cerámico (ceramic beta) Al_2O_3 como electrolito y elemento separador simultáneamente. Las baterías de sulfuro-sodio tienen la ventaja de su alta temperatura de operación (300-350 °C), alta densidad de energía (150 kW/m³), y alta eficiencia (75-85%). Con estas características, las baterías de sulfuro-sodio son adecuadas para aplicaciones de acumulación no móviles y de gran escala, especialmente para escalas de red, recorte de picos y manejo de energías renovables.[12]

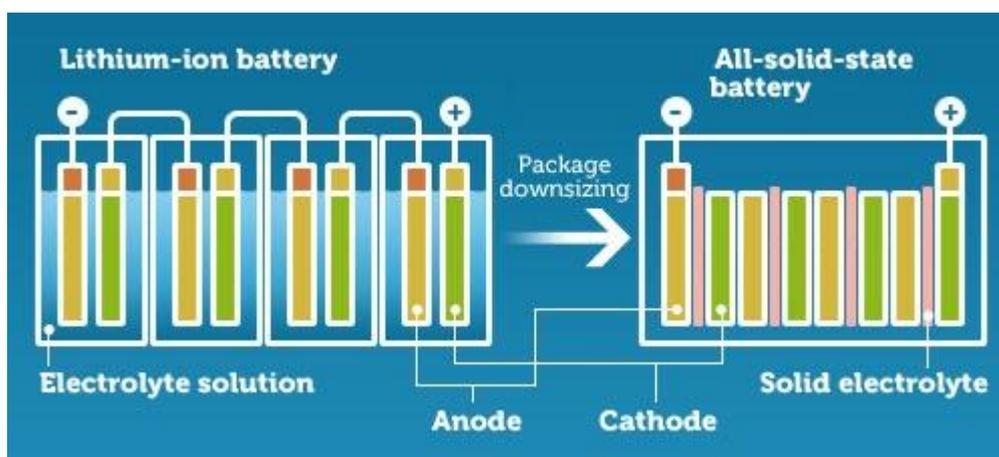


Fig 1.1. Esquema de funcionamiento de una batería de iones de litio [7]

Las baterías de iones de litio que han sido utilizadas comúnmente en electrónica móvil de consumo y vehículos eléctricos han atraído la atención como posible solución de acumulación a gran escala. Dado que el litio es un material muy común y posee una baja masa atómica, ha sido visto como buen candidato para acumulación en aplicaciones de elevada densidad de energía y potencia. Diferentes químicas han sido estudiadas para obtener alta densidad de potencia, densidad de energía, densidad de

energía específica, y alto número de ciclos. Existen tres tipos de baterías de iones de litio en el mercado: cobalto, manganeso y fosfato. Los valores de densidad de energía y densidad de energía específica de las baterías de iones de litio ascienden a 170-300 Wh/l y 75-125 Wh/kg respectivamente. Sumado a eso, tienen una rápida capacidad de carga y descarga y alta eficiencia (alrededor de 70 y 80%). No obstante, su nivel de auto-descarga diaria es muy elevada, de entre 1 y 5% ¹⁰. Adicionalmente, es importante mantener los valores de voltaje y temperatura de estas baterías en la zona de operación segura ya que pueden ser explosivas. De ese modo, en aplicaciones a escala de red, las baterías de iones de litio son utilizadas para regulación y manejo de potencia para corridas de minutos de duración. [12] En la fig. 1.1 puede verse un esquema de sus componentes y funcionamiento.

1.2.2 Baterías de flujo

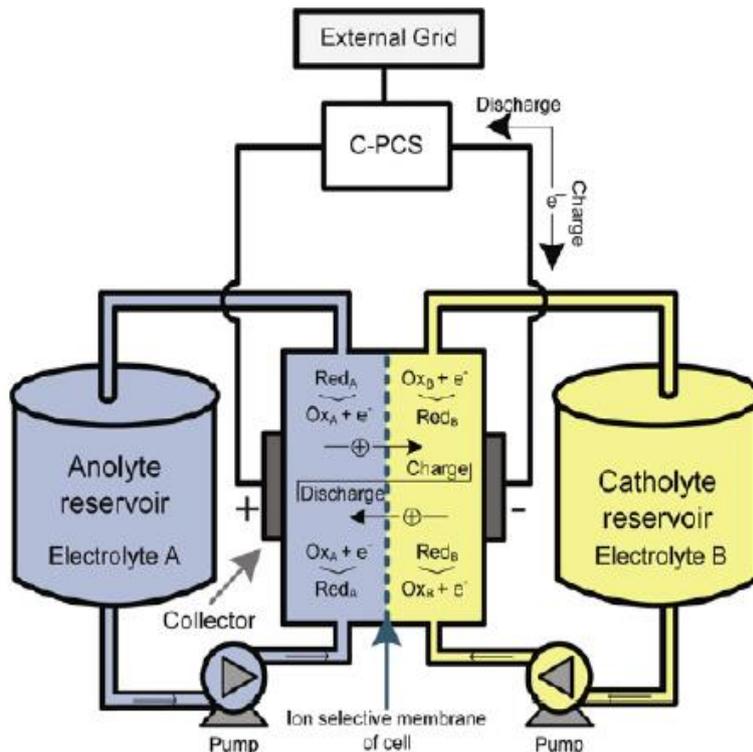


Fig 1.2. Esquema de funcionamiento de una batería de flujo.[13]

Las baterías de flujo son una tecnología relativamente reciente. En este sistema, se tienen dos electrolitos líquidos en tanques separados y una celda electroquímica, como se puede apreciar en la fig. 1.2. En la celda electroquímica, una membrana está ubicada entre los dos electrodos. Estos electrolitos son bombeados a través de la celda electroquímica y el intercambio iónico ocurre a través de la membrana. Hoy en día, tres tipos de baterías de flujo están disponibles comercialmente en el mercado: la batería redox de vanadio, la batería de bromuro de polisulfuro y la de bromuro de zinc. Dado que la capacidad de energía de una batería de flujo depende del volumen del electrolito, es posible escalarlas fácilmente para obtener grandes valores de capacidad, lo que puede reducir el costo del sistema.[13] Adicionalmente, estas baterías pueden ser conectadas en serie, en paralelo o ambas al mismo tiempo para obtener los valores de tensión, corriente y potencia requerida. De todos modos, sus costos de operación no pueden ser obviados debido al sistema de control de las bombas para los flujos de los electrolitos.

Las baterías de flujo tienen ventajas significativas tales como el poder ser descargadas totalmente sin efecto negativo alguno, bajo nivel de auto-descarga, bajo mantenimiento requerido y larga vida útil, y por eso es que son adecuadas para almacenamiento de energía de largo plazo.

1.2.3 Almacenamiento por aire comprimido

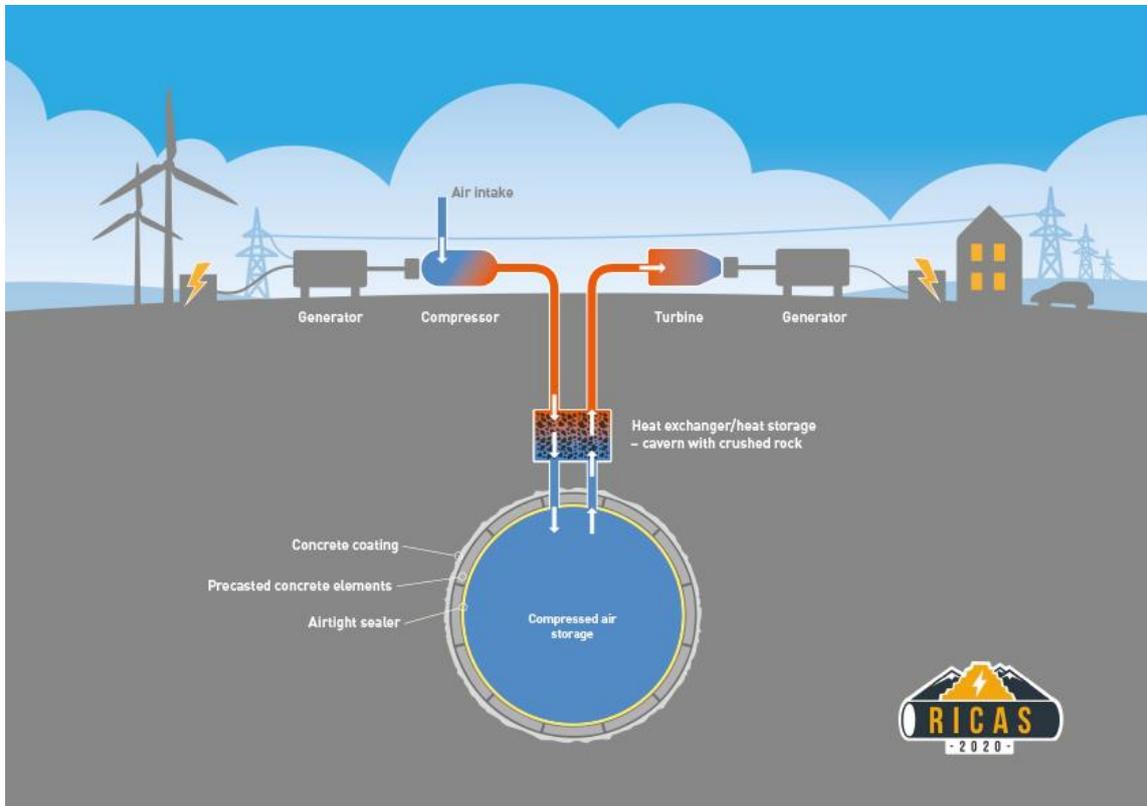


Fig. 1.3. Esquema de funcionamiento de un sistema por aire comprimido (ricas 2020)

En esta tecnología de acumulación, la energía es almacenada en forma de aire comprimido en cámaras subterráneas. Cuando la demanda es baja el aire es comprimido a la cámara y el excedente energético es almacenado. La energía almacenada en el aire comprimido puede ser convertida en electricidad por medio de turbinas de gas convencionales. La práctica más común es hacerlo en dos etapas, empleando turbinas de baja presión conectadas a turbinas de alta presión. El aire también es mezclado con gas natural y quemado. Adicionalmente, los humos de escape de las turbinas son utilizados para precalentar el aire comprimido y mejorar la eficiencia. Un esquema de funcionamiento puede verse en la fig. 1.3.

De todos modos, esta tecnología no es muy común y existen pocas instalaciones (por ejemplo, una de 290 MW en Alemania y otra de 110 MW en EEUU)[14]. Esto posiblemente se deba a la restricción topográfica a la hora de encontrar cavidades subterráneas, que suelen ser cavidades de sal o gas abandonadas. Como ventajas, se tiene su larga vida útil, de alrededor de 40 años y que se trata de una forma de acumulación a largo plazo, que es compatible y competitiva con la AxB.

Los sistemas por volantes de inercia son sistemas de acumulación electromecánicos. Una masa acoplada a una máquina eléctrica gira sobre dos rodamientos magnéticos, como se puede apreciar en la fig. 1.5. Durante la carga, la máquina opera como motor y la velocidad de la masa aumenta, en la descarga, la máquina opera como generador y la velocidad de la masa disminuye. La energía almacenada en el volante varía con el cuadrado de la velocidad e inercia. A pesar de que máquinas sincrónicas de imanes permanentes son usados comúnmente en estas aplicaciones como la máquina eléctrica, también pueden emplearse máquinas de inducción. Según la velocidad de rotación, los volantes pueden ser clasificados en dos categorías: de baja velocidad, y de alta velocidad. Mientras que la velocidad en los volantes de baja velocidad puede ser del orden de miles de rpm, en los de alta velocidad puede llegar a ser de decenas de miles de rpm.

Esta tecnología ofrece buenas prestaciones tales como su elevado rendimiento a (~90%), alta potencia, elevada densidad de energía (en relación a su masa) amplio rango de temperaturas de operación, larga vida útil y rápida respuesta. No obstante, esta modalidad sufre de una elevada razón de auto-descarga (alrededor de 20% por hora). De este modo, este tipo de tecnología no es adecuada para acumulación a largo plazo, sino que suele utilizárselo modularmente cerca del consumo como forma de agregar inercia al sistema y compensar desbalances de manera rápida. [14]

1.2.6 Sistemas de acumulación a base de hidrógeno

Los sistemas de acumulación en base a hidrógeno consisten en un electrolizador, reserva de hidrógeno, celda de combustible y etapa de conversión. El hidrógeno puede ser obtenido por medio de electrólisis de agua. La celda de combustible es un sistema de conversión de energía y convierte la energía química del hidrógeno a electricidad y sus productos residuales son agua y calor. Las celdas de combustible son agrupadas en pilas para obtener altos niveles de potencia. El nivel de potencia de cada apilamiento puede ser de 100 kW para celdas de combustible electrolitos de membrana polimérica, y 2 MW para celdas de óxido. Su estructura modular facilita los diseños de alta potencia. Adicionalmente, dado que el nivel de energía de este sistema está relacionado con el almacenamiento de hidrógeno, los sistemas de gran porte también pueden ser diseñados con facilidad. Alta vida útil (>15 años), buen comportamiento dinámico y rápido arranque son algunas de las características principales de estos sistemas. Sumado a eso, gracias a su bajo nivel de auto-descarga, los sistemas de acumulación a hidrógeno resultan adecuados para almacenamiento de energía a largo plazo. De todos modos, sus rendimientos son bajos debido a la baja eficiencia del electrolizador y las celdas de combustible (60% y 70%, respectivamente). [15]

1.2.7 Almacenamiento por bombeo

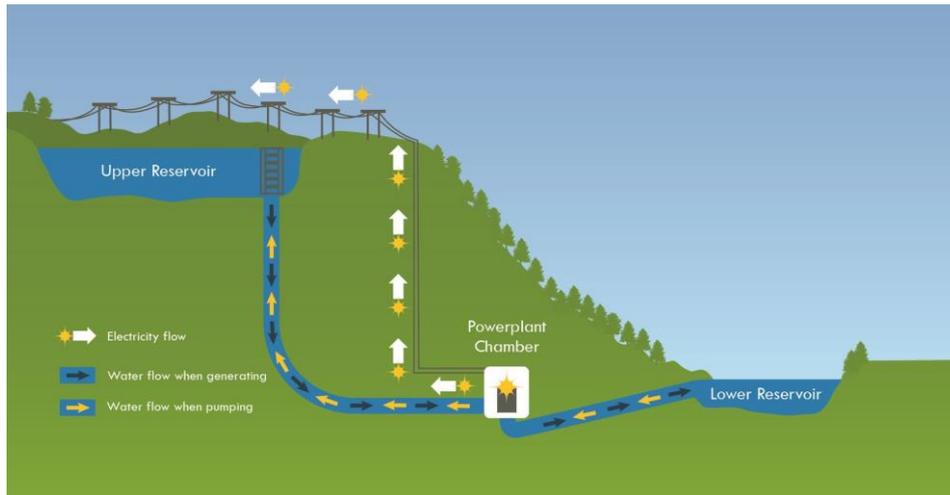


Fig 1.5. Esquema de funcionamiento de acumulación por bombeo [18]

Una central de acumulación por bombeo es un proyecto hidroeléctrico el cual genera energía utilizando agua que ha sido previamente bombeada desde una reserva inferior hacia una superior. Debido a la inmensa escala lograda a través de estas aplicaciones, este es el tipo más común de almacenamiento de energía a nivel de red, en la fig. 1.5 puede verse un esquema de funcionamiento.

Esta modalidad de almacenamiento se puede categorizar en dos:

Ciclo cerrado: La generación de energía se produce por medio de volúmenes de agua que han sido bombeados previamente desde un nivel inferior hacia uno superior. No existe un aporte significativo (a menos de compensar evaporación) a ninguna de las dos reservas.

Ciclo abierto: Estos proyectos tienen una de las dos reservas, inferior o superior continuamente conectada a un cauce natural de agua.

La potencia generada en una instalación de AxB, está relacionada al tamaño de las turbinas y la capacidad de almacenamiento depende del volumen de las reservas. Por ejemplo, con dos piletas olímpicas y un salto de 500 metros entre las reservas, se puede generar una potencia de 3 MW durante una hora.[16] En la tabla 1.1 puede encontrarse una comparación de los sistemas mencionados según tamaño, costo de capital, eficiencia, requerimientos geográficos y utilización de química avanzada.

Metric	Hydro	Flywheel	Lead-acid	NMH	Thermal	Li	Advanced Li (etc)	Flow	Liquid Metal	Compressed Air
Specific Energy (kW/kg)	.3 - 1.33	5-200	30-50	30-90	10-250	90-250	unknown	10-90.0	100-240	3.2-60
Energy Density (kWh/volume)	.5-1.33	.25-424	25-90	38.9-300	25-370	94-500	unknown	5.17-70	150-345	.4-20
Specific Power (W/kg)	.001-12	400-30,000	25-415	50-1,000	10-30.0	8-2,000	unknown	5.5-166	14.29-260	2.2-24
Cycle life	20-50k	Indefinite	200-2,000	300-10,000	Indefinite	500-10,000	2,000-5,000	10,000+	5,000-10,000+	5,000-20,000+
Useful Life	50-60	20	10-15	5 to 10	20+	5 to 15	unknown	5 to 20	10	25-40
Lifecycle comments	Near universal life with maintenance	Near universal life with maintenance	Useful life varies by depth of discharge and application, variations by chemistry	Allows deeper depth of discharge and more stable storage, variations by chemistry	Thermal salts not yet proven, passive storage varies by technology	Useful life varies by depth of discharge and other applications, variations by chemistry	New chemistries not fully proven	Moving parts require replacement intermittently	Not yet proven	Near universal life with maintenance
Cost per kwh	\$1-291	\$200-150,000	\$50-1,100	\$100-1,000	\$1-137	\$200-4,000	unknown	\$100-2000	\$150-900	\$1-140
Environmental Impact	High/Mixed	Low	High	High/Med	Low	High/Med	High/Med	Medium	Low	Low/Med
Pros	Large power capacity, positive externalities	Very fast response, high specific power, low cost, long life	Mature technology with established value proposition	Deep discharge capacity, reliable, high energy density	Could pair with waste heat generation, scalable, low cost, large scale	Flexible uses, very fast response and high specific power	Unknown comparison to standard Li	Large storage capacity, cheap materials	High capacity, fast response, cheap materials, highly stable, temperature tolerant	Low cost, large scale, mature technology paired with gas turbines
Cons	Geographically limited, expensive construction, low energy density and environmentally damaging	Low energy density	Low lifecycle, toxic materials, flammability risk	Some toxic variations, less specific power than Li, high self-discharge, high memory effect	Not fully commercialized or not electrified	Safety Concerns, Low depth of discharge, Corrosion, self-discharge, and efficiency loss over time	Unknown comparison to standard Li	Space requirements, Economic efficiency in multiple applications	Untested in commercial use, persistent technology issues	Geographically limited, not scalable

Tabla 1.1 Resumen comparativo entre tecnologías de acumulación.[14]

1.3 Breve historia de la AxB

Aunque la planificación y construcción de proyectos de AxB tuvo comienzo luego de terminar la segunda guerra mundial, la tecnología de acumulación por bombeo fue desarrollada a comienzos del siglo XX. El crecimiento poblacional pos-guerra y el acelerado crecimiento económico reformularon las curvas de demanda aumentando el nivel de picos de demanda tanto diarios como estacionales. La AxB comenzó a volverse atractiva como parte de proyectos multipropósito, en donde se afianzaba la economía de cada objetivo.

Para la década del '60, la mayor parte de los nuevos generadores térmicos que se sumaban a la red eran de una gran capacidad y grandes temperaturas y presiones, dejando poco lugar para mejoras de eficiencia significativas. Estos generadores eran más apropiados para operar a una alta producción de manera constante para reducir el estrés y los costos de mantenimiento.

Las centrales de acumulación eran construidas con el fin de absorber la energía excedente y apoyar durante los picos, y eran casi todas construidas exclusivamente por compañías eléctricas estatales. Muchos de estos proyectos también eran diseñados para ofrecer el co-beneficio del manejo del agua, en donde la AxB comenzó a ser utilizada como reserva para grandes centros de consumo. En aquel momento la operación de la mayoría de AxB era relativamente simple: el excedente energético nocturno era utilizado para bombear agua hacia una elevación y almacenada para ser liberada y generar durante horarios de demanda pico durante el día.

La mayoría de los proyectos de AxB fueron construidos entre la década del '60 y '80, principalmente debido a motivos de soberanía energética y el desarrollo de la energía nuclear luego de la crisis del petróleo en los '70. Un menor número de proyectos, especialmente en los mercados más maduros de Europa, Japón y EEUU, fueron desarrollados durante los '90; la principal razón de la reducción fue un resultado de la

desregulación del mercado de energía y un declive del crecimiento nuclear. No obstante, hubo algunas excepciones. Austria, carente de generación nuclear, pero rica en recursos hidroeléctricos, desarrolló la AxB para mejorar la operación y eficiencia de su enorme flota hidroeléctrica, así como también balancear el servicio de redes vecinas.

Mientras, en Noruega la AxB era desarrollada para el balanceo estacional, en donde se bombeaba durante el verano, durante períodos de descongelamiento, y se almacenaba para generar en invierno. Desde el comienzo del siglo, ha habido un renovado interés en la AxB en un número de países, más notablemente en China, aunque también en Europa y mercados vírgenes. A medida que los recursos de ERV continúan penetrando en las redes, la AxB es vista como una herramienta clave para su integración. Al final del 2017, la capacidad global instalada fue de 161.000 MW. [17] China ha sido responsable de gran parte del crecimiento actual, habiendo adicionado cerca de 15.000 MW de capacidad solamente desde el 2010, motivado principalmente por ambiciosos objetivos de utilización de energías renovables del gobierno (ver fig. 1.6). La IHA (International Hydropower Organization) estima que la energía total almacenada en los proyectos de AxB de todo el mundo en hasta 9.000 GWh[18]. similar al consumo anual uruguayo. En comparación, la energía total almacenada en baterías pertenecientes a compañías eléctricas se la estima en 7 GWh. [19]

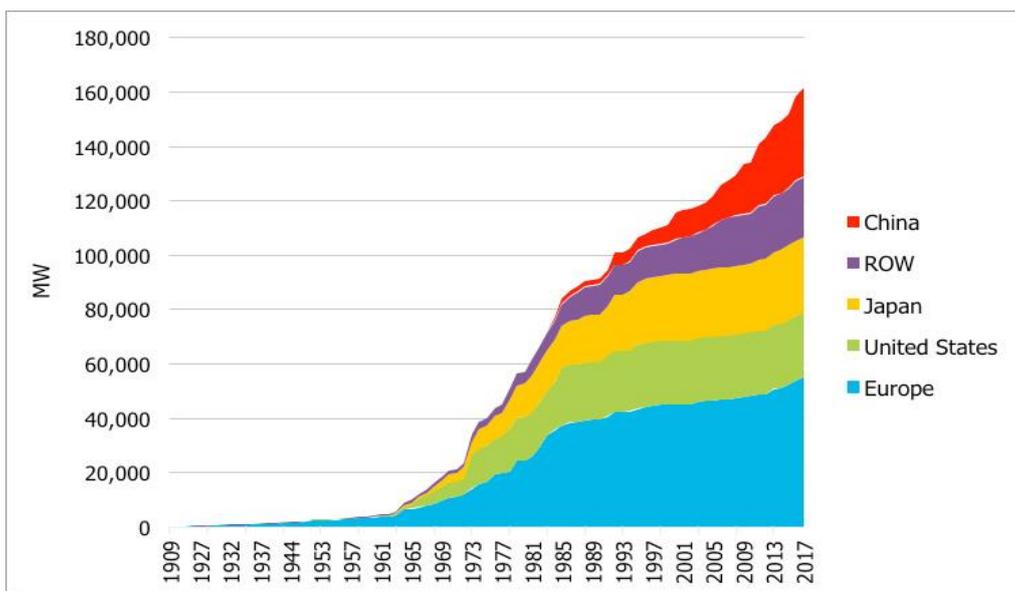


Fig. 1.6 Potencia nominal (MW) de instalaciones de acumulación por país/región 1909-201 [18].

1.4 Comparación AxB con baterías

Como se mencionó, si bien la AxB representa más del 94% de la capacidad global de almacenamiento instalada, existe una variedad de otras tecnologías en el mercado en varios niveles de desarrollo.

Mientras que la innovación está generando mejoras en el desempeño y costos de las baterías de litio, la AxB mantiene ciertas ventajas que la distinguen. Esta tecnología sobresale en el amplio rango de capacidad de potencia y energía ofrecida por instalaciones existentes en el mundo. Los proyectos de AxB de gran escala se

caracterizan por su elevada relación energía-potencia, por ejemplo, la instalación de mayor envergadura en EEUU, Bath County (ciclo cerrado), con una capacidad de 3.060 MW/24.000 MWh. Los sistemas de ciclo abierto actuales pueden llegar hasta los 100 GWh en energía almacenada tales como el emprendimiento de Vilarinho das Furnas en Portugal. [20][21] La central de acumulación de 3.600 MW en construcción de Fengning en China será la más grande del mundo una vez completada en el año 2025.

Las baterías de litio y otros sistemas de rápida respuesta son empleados usualmente en redes de pequeña escala operando dentro del rango entre los kW y los MW. En términos de tiempo de descarga, haciendo referencia a cuánto tiempo puede ser mantenida la potencia de salida mientras se descarga, típicamente las centrales de AxB pueden generar hasta 12 horas (y hasta más en algunos casos) si está siendo cargada y descargada en un período de 24 horas. [22] En comparación, las baterías usualmente proveen un almacenamiento de corta duración, lo que significa que el ciclo de carga y descarga dura menos tiempo. Por ejemplo, la batería de 100 MW del sur de Australia puede almacenar 129 MWh de energía, de manera que, si es utilizada a capacidad nominal, solamente será capaz de aportar energía durante poco más de una hora. Mientras que una central de AxB puede tomar varios años en ser construida, son el tipo de tecnología de almacenamiento con la que se obtiene mayor vida útil, entre 60 y 100 años. Por ejemplo, la central de 360 MW de Festiniog de Reino Unido fue puesta en marcha en el año 1963 y está en proceso de repotenciación de dos de sus cuatro unidades generadoras, lo que extenderá su vida operacional por al menos 20 años más. Sumado a eso, la central de 324 MW Cabin Creek en EEUU, que entró en operación originalmente en 1967, ha lanzado recientemente la renovación de sus dos unidades, extendiendo la flexibilidad y capacidad del proyecto gracias al nuevo diseño de las turbinas. A pesar de que el montaje de un banco de baterías es mucho más rápido, tienen la limitante que se degradan también rápidamente (la eficiencia del ciclo entero puede caer hasta entre un 85 y 70%), con una vida útil de no más de 10 años, dependiendo de las condiciones de operación: tales como la frecuencia del ciclo, profundidad de descarga y temperatura.[23][24] Tanto en el costo de capital por unidad de energía almacenada como el costo LCOE (Levelized Cost of Energy: costo unitario de la energía durante la vida útil de un activo generador), la AxB permanece siendo una de las opciones más competitivas gracias a sus economías de escala y larga vida útil. Según Lazard, en una base de costo de capital por kilovatio hora la AxB puede llegar a caer dentro del rango de USD 200 a USD 300 mientras que en la misma base el rango de valores para las baterías de iones de litio es de USD 400 a USD 900.[25] En términos de LCOE, la AxB se ubica entre los USD 150 y USD 200 por MWh mientras que en el caso de las baterías de litio lo hacen entre USD 250 y USD 500 por MWh.[26] Esto refleja, por ejemplo, que las baterías poseen una vida mucho más corta como también la necesidad de un reemplazo regular. Sumado a eso, dada la habilidad de la AxB de almacenar energía durante días y hasta semanas a un muy bajo costo, incluso con el potencial que tienen hoy las baterías para reducir su costo, la AxB seguirá siendo por lejos la solución más efectiva desde el punto de vista del costo para grandes cantidades y períodos de almacenamiento.

Existen varias metodologías y suposiciones a la hora de calcular el costo LCOE. Por ejemplo, la metodología supone un ciclo de carga-descarga al día lo cual no siempre es el caso, en especial para baterías. Otro abordaje podría ser analizar el costo LCOE de acumulación en modelos de sistemas a escala, que considera cuanta energía debería almacenarse a lo largo de la red en diferentes escenarios.

Con respecto a la sostenibilidad de ambas tecnologías, existen muchas variables a considerar. En el caso de la AxB a menudo se trata de una propuesta específica del sitio mientras que las baterías pueden ser montadas modularmente cercanas al centro de consumo. Muchos de los impactos ambientales de construir y operar una central de acumulación por bombeo pueden ser mitigados, aunque suelen implicar costos asociados. Utilizando reservas existentes o sistemas de ciclo cerrado apartados del río, se pueden reducir los impactos así como también hacer uso de otras configuraciones innovadoras incluyendo la utilización de agua salada del océano como reserva inferior, o utilizar depósitos subterráneos.[27] El análisis detallado y comprensivo sobre la vida útil de las baterías aún se encuentra en una etapa temprana, pero estudios recientes indican que el potencial de calentamiento global de la acumulación en baterías sobre una vida de 100 años podría ser el doble que de la AxB.[28] Mucho de esto se debe a las emisiones asociadas con las vastas cantidades de materiales en bruto tales como el litio, grafito, cobalto y níquel (principalmente durante el minado, refinado y manufacturado), requeridos debido al deterioro en la performance de esta tecnología y corta vida útil.

Teóricamente, tanto la AxB como las baterías pueden ofrecer servicios secundarios y de balanceo similares, pero últimamente debido a sus características técnicas son aplicados y utilizados de manera diferente. Las ventajas de la AxB están es su efectiva relación costo de acumulación efectiva y su capacidad de descargar grandes cantidades de energía rápidamente mientras que las baterías suelen ser más apropiadas para balance incremental de corto plazo debido a su capacidad de liberar su energía almacenada en cuestión de milisegundos (la AxB puede llegar a demorar más de 60 segundos en entrar en régimen). Esto remarca su complementariedad y ambas tecnologías jugarán su papel con la demanda creciente de energía eléctrica y alcanzar la mejor solución para un sistema dependerá de sus circunstancias particulares.

Aparejando centrales de AxB con baterías es también una futura senda de potencial crecimiento. La utilidad multinacional, Engie, reveló un proyecto a comienzos del 2018 en Bavaria, Alemania.[29] Como parte de la repotenciación de una de sus facilidades de AxB, la cual ya juega un rol significativo en el balance de su red, Engie puso en marcha una instalación de baterías de iones de litio de 12,5 MW para utilizar su corto tiempo de reacción con el fin de apoyar la integración de las ERV en el país.

2 El nuevo contexto para la acumulación

A lo largo de la era moderna, la humanidad ha estado utilizando combustibles fósiles para satisfacer sus necesidades energéticas. El carbón, el petróleo y el gas natural han accionado hogares y maquinaria eléctrica durante siglos, impulsando la civilización. Pero a medida que el desarrollo humano se ha venido acelerando, la insostenibilidad de esa energía se hizo evidente. El suministro global de combustible se ha ido deteriorando y la atmósfera se ha contaminado cada vez más. La búsqueda de fuentes de energía renovables comenzó con el fin de garantizar un futuro más sustentable. En la figura 1.7 pueden observarse gráficos con la capacidad global neta instalada entre los años 2010 y 2016 según el tipo de energía, así como también una proyección realizada por la IEA para el período 2017-2040 según el tipo de energía.

2.1 Desarrollo y crecimiento de las energías renovables

Desde que las ERNC aparecieron por primera vez en el escenario global aportando cantidades significativas, surgieron preguntas acerca de cuán estable y escalable podría ser. A un nivel macro, las políticas inestables para impulsar el crecimiento futuro se vieron agravadas por la inmadurez tecnológica y la falta de fondos. Sin embargo, las instalaciones de energía limpia siguieron creciendo, aunque lentamente, hasta hace pocos años en donde dio un enorme salto.

Hoy, una quinta parte de la electricidad del mundo es producida por energías renovables. En el año 2016, hubo 160 GW de instalaciones de Energías Renovables No Contaminantes (ERNC) en todo el mundo. Esto es un 10% más que en 2015, pero su costo se ha reducido en un 25%. La energía solar es la que ha dado el mayor impulso, proporcionando la mitad de la nueva capacidad, seguida por la energía eólica, que proporcionó un tercio, y la energía hidroeléctrica, que lo hizo en un 15%. Fue el primer año en la historia que la capacidad solar añadida superó a cualquier otra tecnología de producción de electricidad. En la figura 2.1 pueden observarse gráficos con la capacidad global neta instalada entre los años 2010 y 2016 según el tipo de energía, así como también una proyección realizada por la IEA para el período 2017-2040 según el tipo de energía. [30]

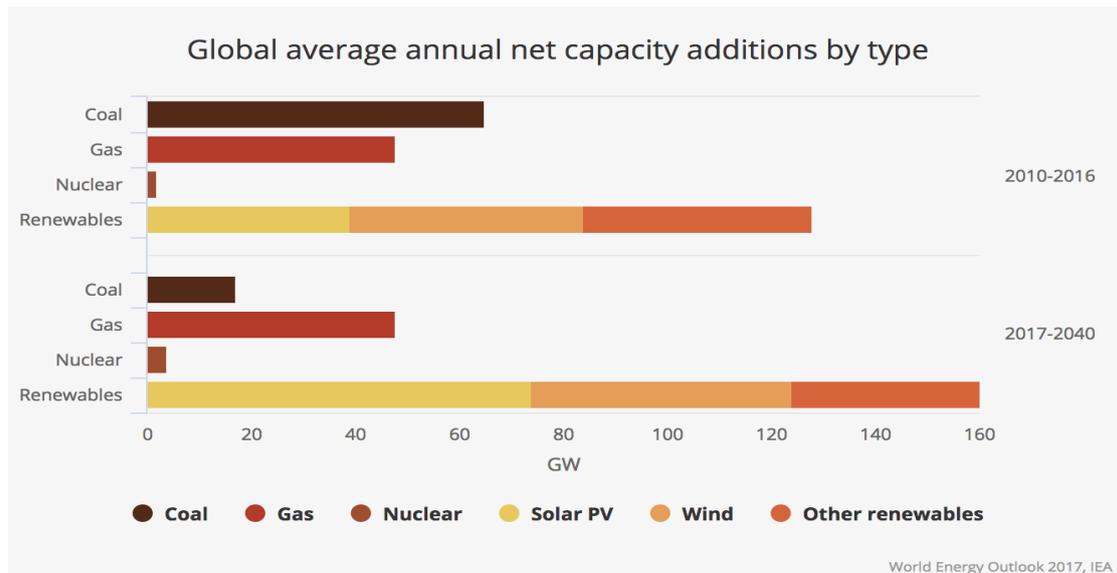


Fig. 2.1 Incorporación global anual por tipo de energía [31]

2.2 Reducción de costos de las ERNC

El informe de la consultora financiera Lazard del año 2017 muestra cómo los costos de producción de electricidad de diversas fuentes están cambiando. La energía de las plantas solares a gran escala (plantas que producen electricidad que alimenta la red) ha experimentado la mayor caída de precios: una disminución del 86% desde 2009.[32]

El costo de producir un megavatio-hora de electricidad, es ahora de alrededor de U\$S 50 (dólares americanos) para la energía solar, según los cálculos de Lazard. El costo de producir un megavatio-hora de electricidad a partir del carbón, en comparación, es de U\$S 102, más del doble del costo de la energía solar. [33]

El dramático cambio del costo de las ERNC puede apreciarse en la figura 2.2 que muestra el costo promedio de la energía eléctrica (megavatios-hora) desde el año 2009.

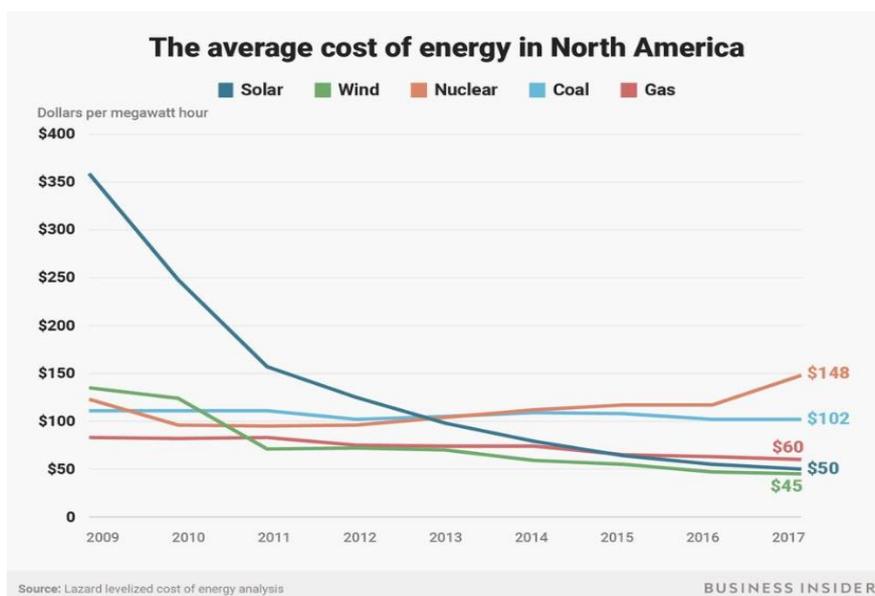


Fig 2.2 Costo promedio de la energía en EEUU por tipo.[34]

El análisis de Lazard se basa en la medición conocida como el costo LCOE que es una forma de calcular el costo total de producción teniendo en cuenta el costo de la construcción y operación de una planta generadora de electricidad.

El costo cada vez menor de la energía solar es una señal de que el mundo puede estar al borde de un cambio dramático en la forma en que la sociedad avanza. Es probable que la caída de los precios genere un cambio hacia fuentes de energía renovables como la eólica y la solar, alejándose de los combustibles fósiles como el petróleo y el carbón.

El crecimiento de las energías renovables es evidente cuando se observa qué tipos de nueva capacidad de generación de energía se están agregando en todo el mundo. Como se puede ver en la figura 2.3, la capacidad global instalada ha estado creciendo desde el año 2010 en el caso de la solar, mientras que en el caso de la eólica lo ha estado haciendo a excepción de los años 2016 y 2017.

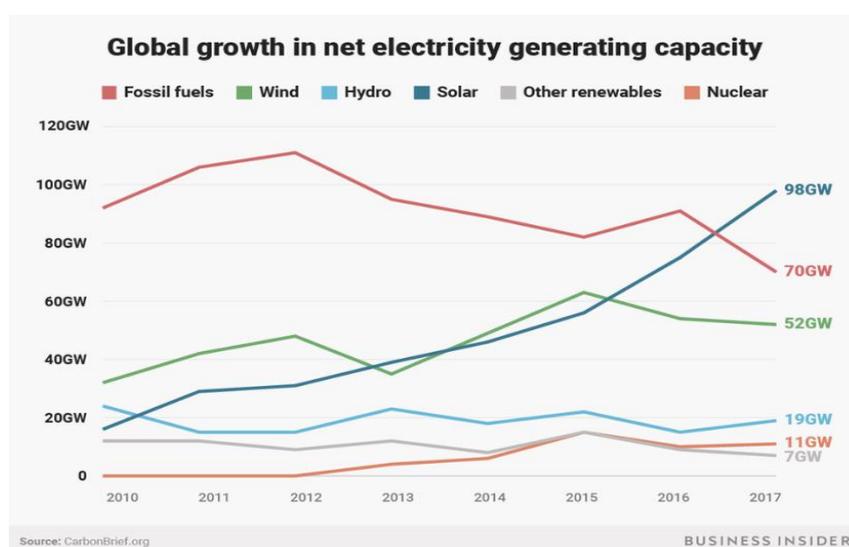


Fig. 2.3 Crecimiento global de capacidad de generación por tipo[34]

Las energías renovables, incluidas la eólica, la hidráulica y la solar, supusieron un récord al satisfacer el 12% de las necesidades energéticas del mundo en el año 2017. Solo en ese año, el sector solar atrajo una inversión de \$ 160.8 mil millones, un aumento del 18% con respecto a 2016, según el informe del PNUMA (Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente) 2017.[35]

En la medida en que la energía solar se vuelve más económica, Lazard señala que estas fuentes de electricidad no son ninguna panacea. El LCOE como medida no toma en cuenta algunos costos externos, como el almacenamiento de energía solar para días nublados, que es uno de los obstáculos persistentes que impiden su adopción generalizada. (Otras fuentes de electricidad como el carbón o el gas natural, si bien su costo es mayor, no tienen el mismo problema, por supuesto).

Ese problema de almacenamiento también dificulta que las economías en desarrollo adopten sistemas de energía totalmente renovables. Hasta que los sistemas de acumulación y las capacidades de almacenamiento mejoren, dice el informe, es probable que los países necesiten usar una combinación de fuentes de energía

tradicionales junto con fuentes renovables.

La importancia y el atractivo del almacenamiento de energía como parte integral de los sistemas de generación, transmisión y distribución está recibiendo cada vez más atención por parte de una amplia gama de partes interesadas, incluidos los servicios públicos, los usuarios finales, los operadores de sistemas de red y los reguladores. Eso está comenzando a generar diversas iniciativas a nivel de políticas energéticas en varios países del mundo.[35]

2.3 El rol de la acumulación por bombeo en el cambiante mercado de la electricidad

El auge de las fuentes de ERV está impulsando cambios en los sistemas de generación por todo el mundo. A bajos niveles de penetración de estas energías, las fluctuaciones en el suministro pueden ser manejadas con poco impacto, y generadores convencionales existentes son capaces de proveer el balance necesario al sistema. No obstante, a medida que las ERV continúan creciendo y en algunos sistemas desplazando a los generadores convencionales, los operadores de sistemas son enfrentados con el desafío de manejar la creciente incertidumbre y variabilidad de manera eficiente. Como resultado, la planificación y operación de los sistemas está siendo renovada para agregar flexibilidad al mismo.

La flexibilidad es uno de los términos utilizados para referirse a la capacidad de un sistema a mantener el servicio ininterrumpido cuando se dan rápidas y grandes variaciones tanto en la generación o demanda, cual sea la causa. La flexibilidad en los sistemas eléctricos puede ser suministrada por cuatro grandes pilares:

Suministro flexible: Tales como turbinas de gas e hidroeléctrica que son capaces de arranques rápidos y despacho ajustable.

Demanda flexible: donde los consumidores son incentivados a ajustar su demanda según los requerimientos del sistema.

Interconexiones a sistemas adyacentes: esencialmente expandiendo el área geográfica sobre la cual suministro y demanda pueden ser balanceados, mientras se vinculan generadores distantes flexibles.

Almacenamiento de energía: para balancear demanda y suministro.

Estas herramientas de flexibilización pueden proteger la red eléctrica asegurando que la demanda es alcanzada en todo momento.

Tradicionalmente, la hidroeléctrica convencional ha provisto generación flexible, así como también la amplia mayoría de la acumulación almacenando agua en reservorios. Las instalaciones hidroeléctricas que incorporan capacidad de reserva (sin capacidad de bombeo) han provisto siempre la flexibilidad significativa a la red modulando su potencia de salida en línea con fluctuaciones en la demanda y la generación. Cuando la potencia generada es reducida para adaptarse al excedente de las ERV, una reserva hidroeléctrica funciona como almacenamiento virtual, a medida que el agua fluye hacia la reserva aumenta su energía potencial en proporción a la reducción de potencia. Sobre todo, la hidroeléctrica tiene el gran potencial de proporcionar flexibilidad, con rápido potencial de aceleración a muy bajos niveles de operación.

La AxB tiene la habilidad adicional de absorber energía excedente. Mientras la AxB fue desarrollada inicialmente para balancear carga base térmica inflexible desde el 1960, la tecnología de AxB y su operación se están adaptando al sistema que evoluciona, ofreciendo un amplio rango de balanceo y servicios secundarios.

Los sistemas eléctricos son complejos y las dinámicas entre los varios componentes varían con el tiempo, desde microsegundos hasta la variación interanual de precipitaciones. Existen diferentes fuentes de variabilidad que afectan el balance entre suministro y demanda y diferentes opciones para paliar los desbalances. Tradicionalmente, cuando se balanceaba generación térmica inflexible, las instalaciones de AxB seguían un ciclo diurno muy simple que involucraba bombear durante la noche y generar durante horas pico diurnas. Con la creciente fracción de solar FV en las matrices energéticas, la demanda pico del día es disminuida, lo que mueve los requerimientos pico hacia el “cuello de cisne”, es decir, temprano en la mañana cuando la solar aún no ha despuntado y cuando el sol empieza a bajar. Además de este fenómeno, la variabilidad de corto plazo como la debida a ráfagas de viento o el pasaje de nubosidad, hacen que se aumente la necesidad de servicios secundarios flexibles. Como resultado, muchas centrales de AxB construidas 30 o 40 años atrás han ajustado sus operaciones de manera acorde, exhibiendo más ciclos, con tiempos de operación más cortos, pero rampas más altas e intensivas.

Asegurar una operación de la red confiable, estable y constante requiere mantener una estrecha banda de frecuencia de corriente alterna. En sistemas tradicionales centralizados, la frecuencia de la red era suministrada por la rotación sincronizada de turbinas térmicas e hidroeléctricas. La frecuencia de la red es una variable que cambia continuamente y es gobernada por el balance en tiempo real entre oferta y demanda, si la demanda excede la oferta la frecuencia cae y viceversa. Con respecto a escalas de tiempo muy cortas, una propiedad importante de las ERV es la manera en que se conectan a la red. Donde generadores síncronos están acoplados directa y electromecánicamente a la red, las fuentes de ERV modernas utilizan electrónica de potencia controlada por software para conectarse a ella. Las ERV generalmente son dotadas de generadores asíncronos, y el desplazo de generadores síncronos puede tener un impacto en la estabilidad de corto plazo (por debajo del segundo). Los generadores síncronos, por virtud de su masa giratoria, proveen una inercia natural mecánica que resiste repentinos cambios en la red. De ahí, que sistemas con menos inercia exhibirán ratios de cambio de frecuencia más veloces durante una perturbación. [36] Las unidades de AxB de velocidad fija y ternarias proveen una respuesta de inercia mecánica directamente a través de sus generadores.

La escala de corto plazo, entre milisegundos y minutos, incluye las acciones requeridas para compensar un desbalance del sistema y para retornar la frecuencia de la red a su rango óptimo. Esto puede incluir respuestas automatizadas a escala individual de la turbina, pero también incluye respuestas activas de generadores de despacho rápido ajustables. Unidades de velocidad variable y unidades ternarias ofrecen rangos de respuesta más rápidos y amplios en ambos modos de bombeo y generación y contribuyen a una mejor regulación de frecuencia.

La escala media va desde horas a días y refiere a la habilidad de utilizar modos alternativos de producción para responder a un shock transitorio como una baja inesperada en un generador. A menudo se lo refiere como soporte pico o reservas de sistema. Reserva se le llama una vez la respuesta automática de frecuencia ha sido utilizada, y cubre pérdidas inesperadas o errores de pronóstico en el sistema. Esta escala de tiempo a menudo es dependiente de la habilidad técnica y redundancia de alternativas, así como de tener las condiciones de mercado necesarias. Los sistemas de AxB tienden a retener grandes volúmenes de agua y tienen muy altas relaciones energía-potencia y son también adecuados para proveer servicios de largo plazo.

La escala a largo plazo se extiende desde días hasta semanas y es determinado principalmente por patrones climáticos. Por ejemplo, semanas de escaso viento o la

demanda para acondicionamiento térmico generada por el clima. Finalmente, la escala de tiempo de mayor duración comprende la variabilidad estacional tanto en demanda de energía como en disponibilidad del recurso. Tanto las ERV como la hidroeléctrica exhiben patrones que pueden resultar en un desbalance en la demanda. El desafío entonces es planificar los recursos energéticos que pueden cooperar con la variabilidad de largo plazo, como en prolongados períodos de poco viento, sequías de larga duración o simplemente estaciones secas. A su vez, estas formas de energía pueden tener variaciones interanuales significativas, por ejemplo, como resultado del fenómeno del niño. En Brasil, por ejemplo, la AxB estacional ha sido propuesta con el fin de balancear las variaciones estacionales y para aumentar la eficiencia total de acumulación trabajando en sintonía con sistemas en cascada convencionales. En casos donde la AxB estacional disminuye el vertido o la evaporación en sistemas en cascada, puede resultar en una ganancia energética más que en una pérdida del sistema.

Aparte de los aspectos técnicos, la creciente penetración de las ERNC en los sistemas de potencia también tiene el potencial de afectar significativamente los precios del mercado spot lo que puede reducir las oportunidades para centrales de AxB de acceder a su tradicional fuente de ingresos debido al arbitraje horario, y es por eso que nuevas formas de generación de ingresos comienzan a ser exploradas.

Arbitraje horario: es la principal fuente de ingresos para muchos emprendimientos de AxB e involucran la energía utilizada para bombear durante períodos de baja demanda a un bajo precio y generar cuando la misma crece y el precio spot aumenta. La diferencia entre el precio de bombear y generar también debe tomar en cuenta otros costos tales como los de transmisión. La predicción de ingresos en base al arbitraje puede resultar extremadamente difícil dada la alta vida útil del emprendimiento. Requiere de un modelado detallado el cual necesita contabilizar cambios potenciales en las dinámicas del mercado y el ambiente regulatorio, todo lo cual impacta los precios del mercado. Por ejemplo, las políticas energéticas alemanas en renovables han traído grandes cantidades de eólica y solar subsidiada lo que ha reducido los precios diferenciales significativamente. [37] En retorno, esto ha afectado negativamente la rentabilidad de plantas existentes, y disminuido el número de prospectos para nuevas inversiones. Desarrolladores de AxB deben también tener en cuenta hasta qué punto su propio proyecto puede llegar a reducir la diferencia de precios y así verse afectada su rentabilidad como causa del arbitraje.

En los mercados de hoy en día, el arbitraje horario por sí solo generalmente es considerado insuficiente para garantizar la inversión.

2.4 Desafíos, oportunidades emergentes y proyecciones a futuro

De manera similar que con el desarrollo de la hidroeléctrica tradicional, el financiamiento de la AxB presenta sus propios desafíos, y necesita ser confeccionado a la medida de cada proyecto. Mientras que se trata de una tecnología madura y probada, estos proyectos deben hacer frente a su larga gestación y período de repago con altos niveles de capital inicial. En el caso específico de la AxB los ingresos debido al arbitraje horario pueden ser difíciles de predecir acertadamente, y muchos de los servicios secundarios en muchos mercados ofrecidos aún no son remunerados adecuadamente. Esto puede restringir la habilidad de desarrolladores de asegurar fuentes de ingresos adicionales. La gran mayoría de proyectos de AxB en operación actualmente fueron puestos en marcha y financiados bajo iniciativas públicas, frecuentemente por empresas eléctricas integradas con esas estructuras que gozan del estatus del monopolio debido a poseer y operar todos los activos de generación, transmisión y distribución.[38] Bajo

esas condiciones de mercado, las empresas eléctricas integradas verticalmente han sido capaces de beneficiarse tanto de la capacidad de generación del proyecto como de sus servicios secundarios a través del aumento en la eficiencia y evitar costos a otras partes de su negocio. Muchos de los proyectos en desarrollo actualmente continúan siendo llevados a cabo bajo estructuras de mercado similares las cuales acusan deficiencias en como los mercados liberalizados incentivan el desarrollo y retribución de sus servicios. Su deficiencia a la hora de ofrecer certeza y claridad en políticas y regulaciones en los mercados puede aumentar los costos de financiamiento y diluir la inversión en nuevos proyectos. [39]

Contratos a largo plazo: los desarrolladores ingresan en Acuerdos de Compra de Energía (PPA's, por sus siglas en inglés: Power Purchase Agreements) o contratos similares y la naturaleza de estos acuerdos puede determinar el modelo de operación de la instalación. Por ejemplo, un proyecto podría actuar como una producto de seguro (conocido como contratos "cap") para intermediario financiero a modo de resguardarse en caso de eventos de altos precios que podrían reducir el factor de capacidad de la instalación.[40] Una extensión de esto es el mecanismo de capacidad de mercado que es diseñado para asegurar la confiabilidad del suministro a través de todo un mercado suministrando para alentar la inversión en nueva capacidad o para que la capacidad existente se mantenga operativa. Varios gobiernos en todo el mundo, incluyendo al Reino Unido, han establecido este mecanismo resultando en un éxito mixto para la AxB debido a la preferencia de las políticas por proyectos menos intensivos desde el punto de vista del capital y su inhabilidad de proveer contratos suficientemente a largo plazo.

Los mercados de capacidad también pueden minimizar la volatilidad del precio de la energía lo cual reduce a futuro la habilidad de la AxB de obtener ganancias del arbitraje. [41] Finalmente, productos innovadores en algunos mercados están viendo a las tecnologías de flexibilización generar ingresos debido a su capacidad de producir energía con capacidad firme de potencia. Esto podría involucrar generadores solares o eólicos adquiriendo los derechos de despacho a una instalación de AxB para afirmar su suministro de modo de siempre lograr sus obligaciones contractuales como con los PPA's.

Existen otras variaciones que también son posibles. [42] Asegurar tales acuerdos puede permitir a un proyecto acceder al apoyo de bancos y mayor proyección financiera, satisfaciendo así los requerimientos crediticios como consecuencia de la estabilidad y el flujo de caja a largo plazo.

Servicios secundarios: los servicios no energéticos tales como el control de frecuencia y arranque del sistema pueden ser provistos y contratados a los operadores de sistemas, comúnmente a través de un proceso de licitación. Mientras que algunos mercados de electricidad a lo largo del mundo están ofreciendo oportunidades para estos servicios debido a la necesidad de integrar ERV de manera creciente, se da que para algunos servicios como por ejemplo la inercia, su verdadero valor monetario y contribución al sistema aún no es completamente comprendido y remunerado. La inercia será vital para la estabilidad de la red de cara al futuro a medida que la cuota de generación a partir de carbón y gas disminuye en un número de mercados en donde estos servicios han sido ofrecidos gratuitamente. A pesar de eso debería ser notado que a medida que mayor AxB y otras formas de flexibilización se introducen en la red, todas ofreciendo servicios secundarios similares, se espera que la competencia en este mercado hará bajar los precios. [43]

La generación detrás del medidor es cuando una instalación está ubicada del lado del medidor del generador, consumidor o usuario final y es tomada por una variedad de razones tales como mejorar la confiabilidad de su suministro y evitar picos de precios y sobrecargos de la red. Un modelo híbrido puede involucrar a la AxB siendo usada para propósitos internos mientras también ofrecer servicios al competitivo mercado eléctrico para mejorar su viabilidad.

La propuesta de la central de AxB Kidston de 250 MW en el norte de Queensland, Australia está evaluando emplear un modelo similar debido a que va a ser ubicada junto a una instalación solar FV de 270 MW. [44] Considerado un proyecto solar con acumulación hidráulica integrado de punta a nivel mundial, el desarrollador Genex Power va a utilizar dos minas de oro abandonadas como las reservas superior e inferior lo cual suministrará hasta 2.000 MWh de energía almacenada (250 MW de energía pico durante un período de 8 horas).

El sistema de ciclo cerrado se beneficiará de ser capaz de utilizar la electricidad generada por un aprovechamiento solar cercano para bombear agua colina arriba durante el día antes de despachar energía firme y flexible en períodos de demanda pico como en horas de la tarde.

Si bien existen diferentes mecanismos de mercado para remunerar la acumulación, son escasos los mercados que ofrecen una remuneración directa. Las formas más comunes de ingreso son el arbitraje horario, la regulación de frecuencia, la capacidad de almacenamiento, la reserva rotante, y el control de la facturación. En la figura 2.4, puede observarse como se remunera cada una de estas en diferentes mercados como Estados Unidos, Reino Unido, Australia y Canadá. [26] En el caso de PJM, RU y NYISO, la regulación es el factor ampliamente mejor pago, mientras que en Canadá y CAISO, el factor de mayor peso es el manejo de la factura. Como en Uruguay por el momento no se remunera la regulación de la frecuencia, ni la reserva rotante, al menos de una manera directa, la formas de ingresos de una central reversible serían por arbitraje horario.

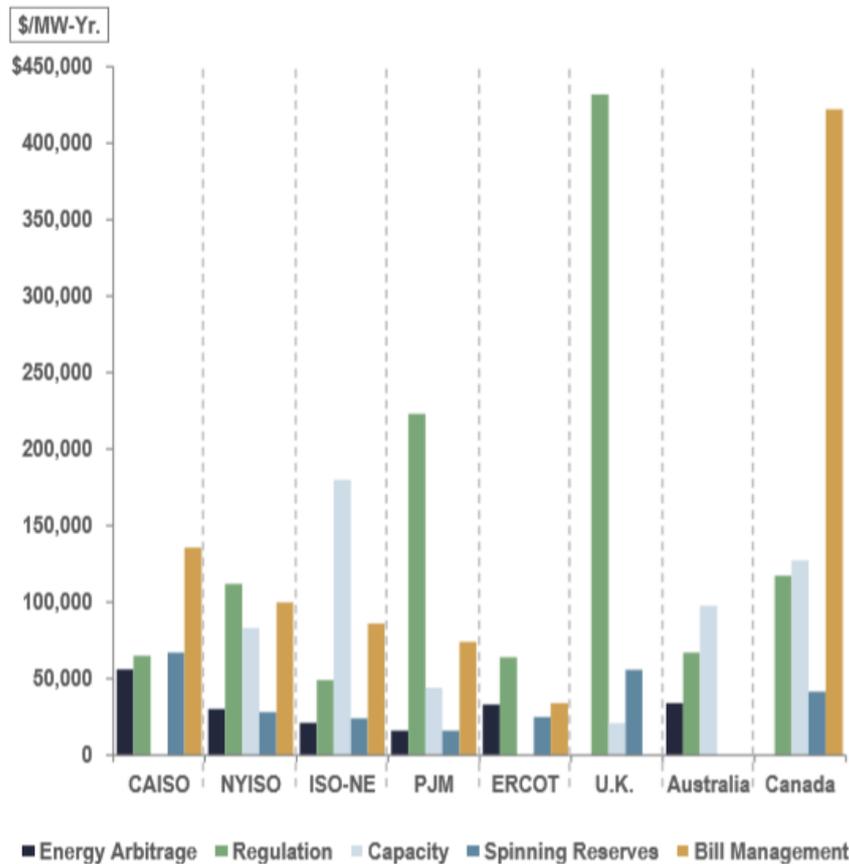


Fig 2.4 Mecanismos de mercado para la acumulación según los diferentes mercados: arbitraje, regulación de frecuencia, capacidad, reserva rotante y reducción de la factura.

Proyecciones globales a futuro

De cara al 2030, se estima que la capacidad de AxB instalada aumentará en unos 78.000 MW, con gran parte de la expansión tomando lugar en China (hasta 50.000 MW, ver figura 1.12). El principal motivo de la expansión de la AxB en ese país es la creciente necesidad de flexibilidad en el sistema, particularmente la necesidad de incorporar solar y eólica. Cambios regulatorios llevados a cabo en 2015 han ubicado la responsabilidad de aumentar la AxB en operadores de transmisión antes que en compañías generadoras. De tal modo, el crecimiento de la AxB será ejecutado por las dos más grandes compañías de red de China, State Grid Corporation of China y China Southern Grid.

En Europa, se espera que la capacidad de AxB aumente modestamente, entre 8.000 y 11.000 MW hacia el 2030, motivado por la necesidad de aumentar la flexibilidad debido al crecimiento de las ERV.

No obstante, en muchas regiones las barreras a la AxB son las inciertas fuentes de generación de ingresos. Esto se debe principalmente a que el modelo de negocio a largo plazo basado en el arbitraje horario es poco cierto mientras que las fuentes de ingresos alternativas debido a capacidad, balanceo y servicios auxiliares aún están desarrollándose en los mercados y de manera lenta. La mayor cantidad de nuevas instalaciones en Europa se espera que se ubiquen dentro de Suiza, Austria, Reino Unido, Portugal y Francia, mientras que algunos posibles proyectos en Rumania, Irlanda y Ucrania puedan terminar llevándose a cabo.

Fuera de China y Europa, la mayor cantidad de nuevas instalaciones se espera estén en la región de Asia-Pacífico, con algunas nuevas centrales en mercados hidroeléctricos no tradicionales como Medio Oriente. India, Indonesia, las Filipinas y Tailandia todos tienen proyectos en camino. Estos proyectos no solamente son motivados por el aumento de las ERV, sino también por la optimización de la expansión de los sistemas en general. En Australia, el gobierno federal ha anunciado el apoyo a numerosos proyectos de AxB, con el remarcable proyecto Snowy 2.0 de 2GW de manera de balancear mayores niveles de ERV y el esperado retiro del carbón.[45]

Proyectos en construcción en Israel, Marruecos e Irán tienen previsto agregar 1.000 MW, mientras que los EAU y Egipto también han anunciado recientemente planes de agregar AxB a sus sistemas. En la figura 2.5 puede observarse una proyección realizada por la IHA de capacidad de acumulación instalada según país o región de cara al 2030. Más información acerca de centrales existentes y planificadas a futuro puede encontrarse en el portal de la IHA en su Hydropower Pumped Storage Tracking Tool lanzada en noviembre de 2017. Existe un vasto potencial para el desarrollo futuro de AxB, especialmente dada su habilidad de construir aprovechamientos de ciclo cerrado apartados del río. Un número de países tienen relevado este potencial, más notablemente en Australia donde un estudio reciente identificó 22,000 sitios posibles con un potencial de acumulación de 67 TWh. La vasta mayoría de estos sitios son separados del río y el estudio concluye que para que el país pueda transitar a una red 100% renovable, alcanzaría con desarrollar solamente los 20 mejores de estos sitios.[47]

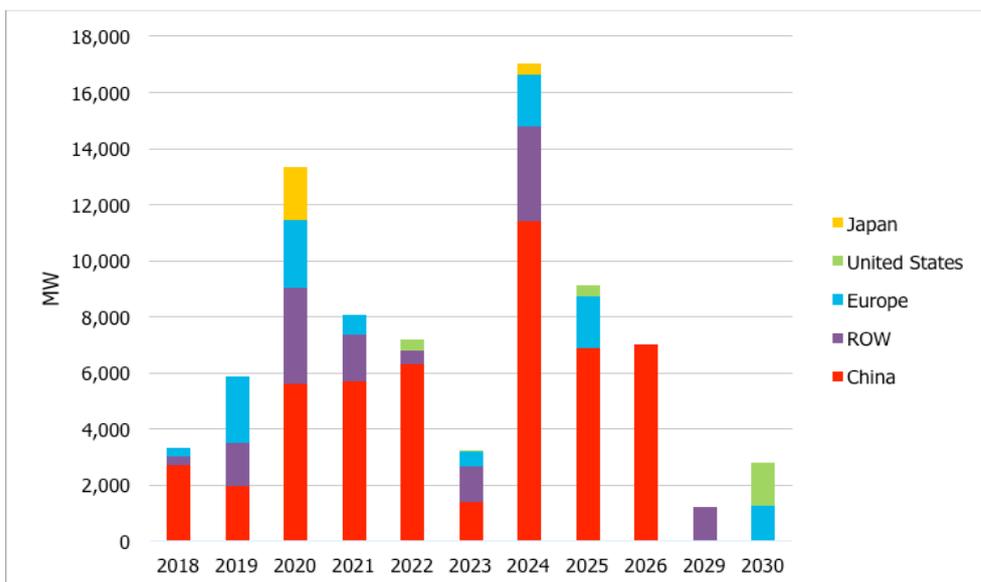


Fig 2.5 Capacidad instalada proyectada adicional 2018-2030 según país.[46]

Las presas no turbinadas también representan un gran potencial sin explotar: se estima que 12.000 MW de capacidad puedan ser agregados en EEUU, algunas de las cuales podrían utilizarse para AxB. Eso permitiría desarrollar proyectos a menor costo, con menor riesgo, y en menos tiempo. Este tipo de conversión también trabaja con centrales hidroeléctricas tradicionales. El Departamento de Agua y Potencia de Los Ángeles por ejemplo, está considerando equipar la presa Hoover con una cañería y una estación de bombeo que podría ayudar a regular el caudal de agua a través de sus generadores, enviando agua devuelta hacia arriba para ayudar a manejar la electricidad en tiempos de picos de demanda.[48]

3 Generación hidroeléctrica

Existen dos tipos de centrales de acumulación, las que utilizan turbomáquinas reversibles y las que utilizan bombas y turbinas por separado. Según las características del sitio seleccionado la conveniencia.

Si bien la mayoría de centrales de acumulación están ubicadas en sitios de saltos elevados y medios (mayores a 130 m aproximadamente), en la actualidad también se están realizando aprovechamientos de saltos bajos con máquinas axiales como las mostradas en la fig. 3.1.

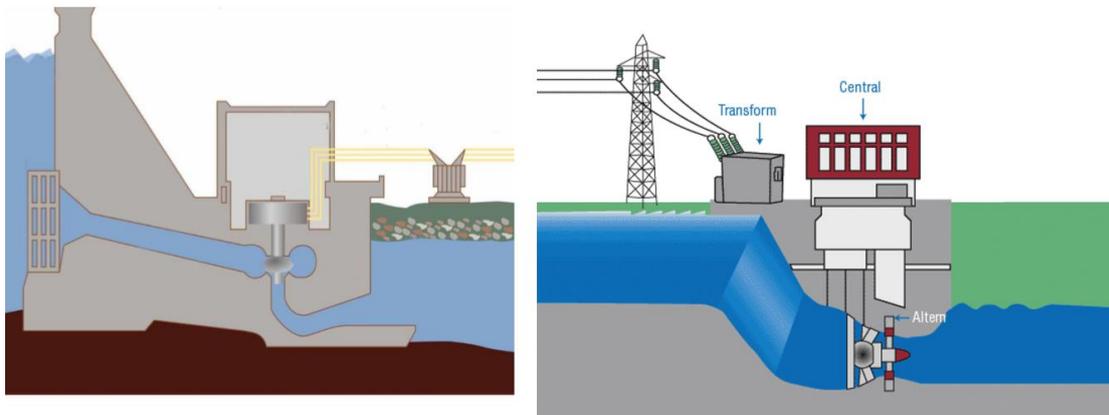


Fig. 3.1. Esquemas de centrales reversibles con máquinas axiales. [52]



Fig. 3.2 Central de acumulación Ludington, Michigan, EEUU.[49]

Actualmente existen varias centrales de acumulación funcionando en diversas condiciones. En la tabla 3.1. se muestran algunas de las más conocidas a nivel mundial. Una de las de mayor porte es Bath County ubicada en EEUU capaz de generar 3000 MW contra un salto de 380 m mediante 6 turbinas de 500 MW cada una. Por otra parte, con un salto de 110 m, el caso de Ludington, Michigan (figura 3.2), con 1872 MW nominales es un ejemplo de bajo salto; similar a lo que se podría llegar a implementar en el Uruguay. En la tabla 3.1 se muestran las especificaciones de algunas de las centrales más conocidas en el mundo.

Algunas estaciones de bombeo/turbinado

(pumped storage)

Nombre	País	Potencia (MW)	Salto Bruto (m)	Nº turbinas
Bath County	USA	3000	380	6 * 500
Guangdong	China	2400	535	8*300
Okutataragi	Japón	1932	416	6*332
Ludington	USA	1872	110	6*312
Grand Maison	Francia	1800	955	4*150 P +8*150 Fr
Turlough	Irlanda	292	549	4*73
En construcción				
Fengning	China	3600		12*300
Kannagawa	Japón	2820	653	6*470
Dniester	Ucrania	2268	38,7	7*324

Más de 1000 MW: unas 60, unas 10 en construcción

Tabla 3.1. Algunas de las estaciones de acumulación más conocidas en el mundo. [52]

3.1 Identificación preliminar del sitio

De la misma manera que en una hidroeléctrica convencional la selección del sitio es clave, también lo es en aprovechamientos de acumulación por bombeo, donde se buscan sitios en que sea posible construir dos reservas de agua a diferente nivel. El mejor sitio será aquel que presente el mayor salto con la menor distancia entre reservas, es decir lugares con desniveles abruptos. Para los casos de ciclo cerrado, es necesario tener en cuenta que la reserva inferior debe ser capaz de embalsar al menos lo necesario para reponer las pérdidas por evaporación (ver 2.4).

En la figura 3.3 puede verse un posible sitio en Uruguay en donde el vaso superior está ubicado en la cima de un cerro. En este caso la longitud del dique a construir sería igual al perímetro cerrado sobre el cerro para formar la reserva. A modo de ejemplo en la figura 3.3 se muestra un posible sitio en Uruguay para una central hipotética de 220 MW de bombeo por 6 horas. Si bien el conducto de aspiración tendría poca longitud el dique superior tendría una longitud de entre 850 y 950 m. Podrían buscarse opciones en donde la distribución de altura del cerro permita reducir la longitud del dique.

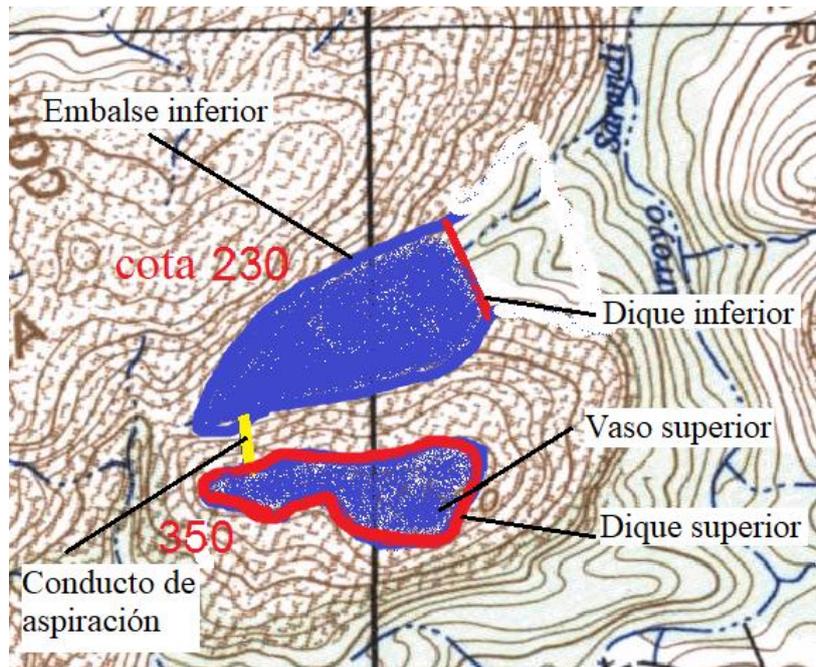


Fig. 3.3. Posible sitio en Arroyo Sarandí Grande, Sierras de las Ánimas (Mapa E26 del SGM), salto de 120 m.

En otras configuraciones, el sitio seleccionado permite minimizar la longitud de dique para formar el vaso superior. Esto si bien puede sacrificar algo de altura, permite reducir significativamente los costos civiles que suelen acaparar la mayor parte del costo de construcción. En este caso el conducto de aspiración tendría una longitud aproximada mayor a 120 m lo cual podría ser excesivo.

Es posible realizar una selección preliminar rápida del sitio estudiando las cartas de nivel de la zona, las cuales en Uruguay pueden ser adquiridas en el Servicio Geográfico Militar (SGM). [50]

A la hora de seleccionar el sitio también es necesario tener en cuenta factores como cercanía a centros poblados y facilidad de acceso además del impacto social y ambiental. Por ejemplo, zonas a inundar si las hubiera, poblaciones afectadas y vías cortadas ya que cualquiera de estos factores de estos podría llegar a cancelar un sitio por completo. En Uruguay se encontró que algunos de los sitios más propicios son áreas protegidas, sitios de valor histórico o turísticos. Ejemplo de ello son el Valle del Lunarejo, Cerro Pan de Azúcar, Cerro Catedral e incluso el Cerro de Montevideo son sitios que podrían ofrecer buenas condiciones técnicas pero quedan descartados al comenzar. De esta forma fue posible identificar áreas favorables en donde se podrían alcanzar desniveles de hasta 140 m, como por ejemplo la Sierra de la Coronilla, Sierras de Rocha y en los alrededores de Masoller y Rivera. En algunas de estas zonas podrían existir sitios con buenas condiciones naturales que minimicen los diques.

3.2 Estimación preliminar de potencia, caudal y eficiencia

Una vez seleccionado el sitio, para realizar una estimación preliminar de la potencia a generar es necesario determinar el caudal total y el rendimiento de las máquinas. Si V_e es la capacidad efectiva del vaso superior, y t_v el tiempo que toma en descargarse, el caudal total Q_t a turbinar diariamente puede ser obtenido como:

$$Q_t = V_e / t_v \quad (\text{Ec. 3.1})$$

Para aprovechar la diferencia tarifaria, t_v puede ser igual a la duración del pico de consumo, que en Uruguay es de 6 horas (de 17:00 a 23:00).[51]

Si η_h es el rendimiento hidráulico promedio de las máquinas debido a pérdidas de carga al turbinar, η_e el rendimiento debido a pérdidas eléctricas en transformadores, alternadores y bombas, g la aceleración de la gravedad, Q el caudal turbinado por cada máquina y H la diferencia de cotas entre la entrada y la salida; la potencia total generada por el conjunto de N máquinas puede ser estimada como:

$$P=N \cdot \eta_h \cdot \eta_e \cdot \rho \cdot g \cdot Q \cdot H \quad (\text{Ec. 3.2})$$

Transformador, motor, bomba	0,86
Pérdidas de carga en el bombeo	0,97
Fugas, evaporación, otras pérdidas en reservorios y tuberías	0,96
Pérdidas de carga al turbinar	0,97
Turbina, alternador, transformador	0,89
Rendimiento global del ciclo bomba-turbina	0,70

Tabla 3.2. Rendimientos típicos para una central de acumulación. [52]

En la tabla 3.2 se muestran algunos rendimientos considerados típicos con lo que es posible realizar una primer estimación de potencia.

Por ejemplo, para un reservorio de 450 m de diámetro y 25 m de altura, se puede tener una capacidad aproximada de 3.375.000 m³. En 6 horas, se obtiene un caudal de 156,3 m³/s. Considerando por ejemplo $\eta_h=0,97$ y $\eta_e=0,89$, si el salto medio es de 150 m, la estimación preliminar de potencia resulta 198,23 MW.

La energía anual generada puede ser estimada multiplicando esta potencia por el número de horas de trabajo en un año promedio (N):

$$E_t=P \cdot N_t, \quad (\text{Ec. 3.3})$$

Si por ejemplo para el caso anterior se consideran 340 días operativos al año se tiene 404.389,2 MWh

Si N_b es la cantidad de horas de bombeo durante un año y P_b la potencia consumida durante el bombeo, el consumo de la bomba puede ser obtenido como

$$E_b=P_b \cdot N_b \quad (\text{Ec. 3.4})$$

Siendo Q_b es el caudal bombeado,

$$P_b= \eta_h \cdot \eta_e \cdot \rho \cdot g \cdot Q_b \cdot H \quad (\text{Ec. 3.5})$$

Si por ejemplo se considera que cuando la instalación no está generando, está recargando, la duración del bombeo sería $T_b=24-t_v$, que para el caso del ejemplo serían 18 horas. El caudal Q_b puede obtenerse mediante el cociente entre la capacidad y el tiempo:

$$Q_b= V_e/T_b \quad (\text{Ec. 3.6})$$

Que para el caso del ejemplo resulta en $52,1 \text{ m}^3/\text{s}$.

Si se considera por ejemplo que durante el bombeo $\eta_h=0,9$ y $\eta_e=0,89$, se obtiene que la potencia es de $61,4 \text{ MW}$.

La energía anual consumida resulta= $375.821,2 \text{ MWh}$.

El rendimiento del ciclo η_c completo, puede ser estimada mediante el cociente entre generación y consumo, que para el caso del ejemplo sería:

$\eta_c=E_b/E_t$ siendo en este caso $0,929$.

3.3 Pérdidas por evaporación

Debido a la evaporación de una parte de la masa de agua almacenada, se perderá a la atmósfera por lo que se debe reponer. El caudal evaporado (Q_{ev}) puede ser obtenido como el producto entre la evaporación (E_v) y el área de los espejos de agua (S_{EA}).

$$Q_{ev}=S_{EA}\cdot E_v \quad (\text{Ec. 3.7})$$

A su vez, la evaporación puede ser aproximada por medio de la evapotranspiración, que para el caso del Uruguay existen datos disponibles para todo el territorio.[53] Por ejemplo, en Rocha la evapotranspiración promedio anual es de $68,2 \text{ mm/mes}$. Si se tiene un espejo de $450\text{m} \times 300\text{m}$, el caudal evaporado sería $306,9 \text{ m}^3/\text{día}$.

El caudal recolectado se obtiene como el producto entre la superficie de cuenca y la escorrentía (E). En cuencas pequeñas como suelen ser las centrales de acumulación, se puede asumir que tanto las infiltraciones como el flujo de base son nulos. La escorrentía se puede obtener como la diferencia entre las precipitaciones (P) y la evapotranspiración (ETP).

Por el ejemplo en Rocha, la precipitación anual media es de 1267 mm/año , y la escorrentía vale $42,7 \text{ mm/mes}$.

Por lo que la superficie de esa cuenca deberá cumplir:

$$S_{cuenca}>Q_{ev}/E, \text{ es decir } 239,6 \text{ m}^2 \quad (\text{Ec. 3.8})$$

La cual es casi insignificante comparado a la superficie de los espejos.

La reposición también podría verificarse en mayor detalle realizando una estimación para estaciones poco húmedas, solo hay que realizar el cálculo con las medias mensuales en lugar de las anuales.

3.4 Turbinas

Con el sitio seleccionado y la estimación preliminar de potencia y caudal es posible pasar a realizar una pre-selección de las máquinas y definir el tipo de turbinas y bombas a utilizar.

Las turbinas hidráulicas pueden ser clasificadas según dos categorías: de acción y de reacción. Dentro de las de acción se encuentran las tipo Pelton y Michel-Banki, que son caracterizadas por su bajo costo de fabricación. Este tipo de turbinas generalmente son utilizadas en aplicaciones de saltos elevados (mayores a 200 m) y caudales bajos. En el caso de las turbinas de acción, se encuentran las tipo Francis, las de flujo mixto y las Kaplan. Las Francis son utilizadas en aplicaciones de mayores saltos que las Kaplan, mientras que las de flujo mixto suelen utilizarse en casos intermedios. El tipo de turbina a utilizar puede ser determinado por medio de la velocidad específica. Esta es una

magnitud adimensionada que clasifica a los diferentes tipos de turbinas y permite realizar una selección rápida y primaria que ofrezca buen rendimiento.

La velocidad específica Ω puede ser calculada de la siguiente manera:

$$\Omega = N \cdot \sqrt{P/\rho^{1/2}} \cdot (g \cdot H)^{5/4} \quad (\text{Ec. 3.9})$$

En donde H es el salto neto visto por la turbina, es decir teniendo en cuenta el rendimiento debido a las pérdidas por fricción en las cañerías, N la velocidad de rotación, y P la potencia de diseño. En la fig. 3.4 puede observarse un diagrama de selección según la velocidad específica si se busca un buen rendimiento.

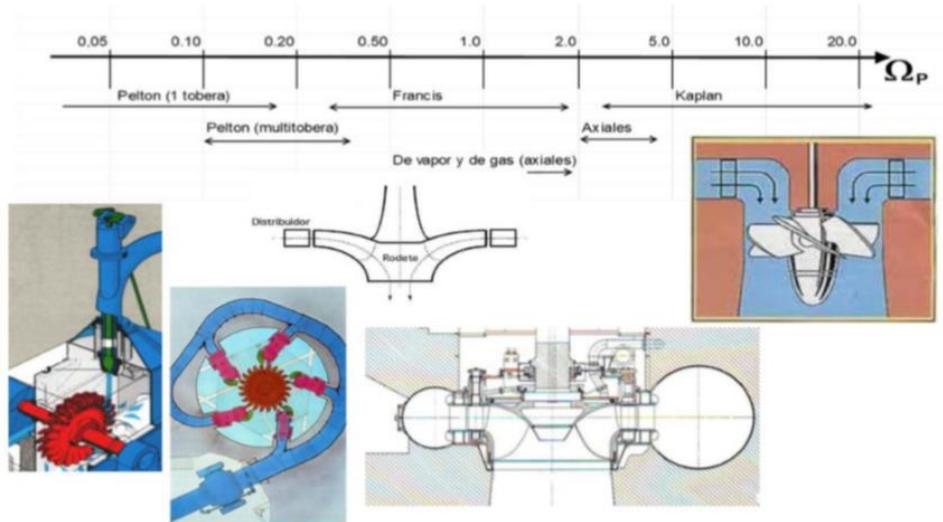


Fig. 3.4. Diagrama de selección preliminar de turbinas según velocidad específica.[52]

Como se puede observar, las turbinas Pelton son recomendadas para $\Omega < 0.3$. Las Francis para $0.3 < \Omega < 1.9$ y las Kaplan para $\Omega > 2.5$.

En la figura 2.5, se muestra otro diagrama de selección primaria de turbinas equivalente al método de la velocidad específica. Como se observa, las ruedas Pelton se recomiendan para saltos elevados, las Francis para saltos intermedios y las Kaplan para saltos bajos.

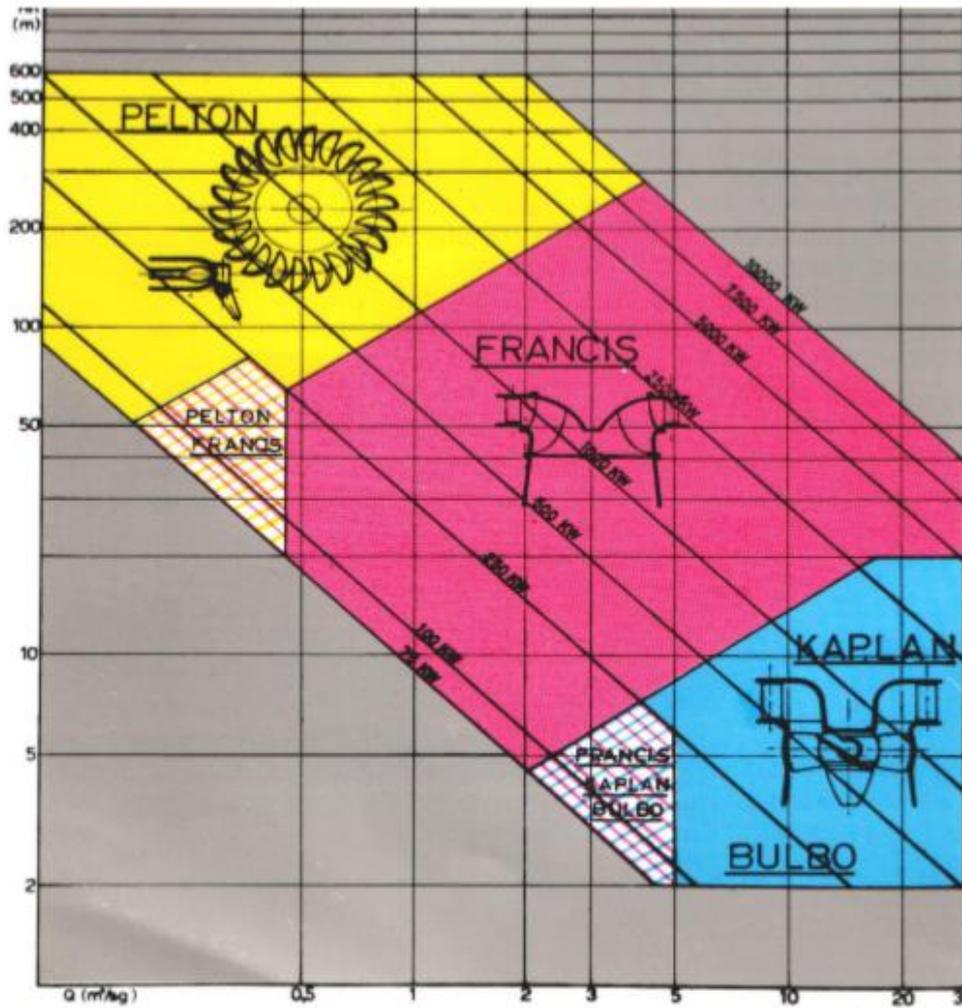


Figura 3.5. Diagrama de selección preliminar de turbina equivalente. [52]

Las bombas pueden ser de tipo axial, centrífugo o mixto y también es posible realizar una selección preliminar calculando el número específico. En la figura 3.6 se muestra un diagrama de preselección por número específico para bombas.

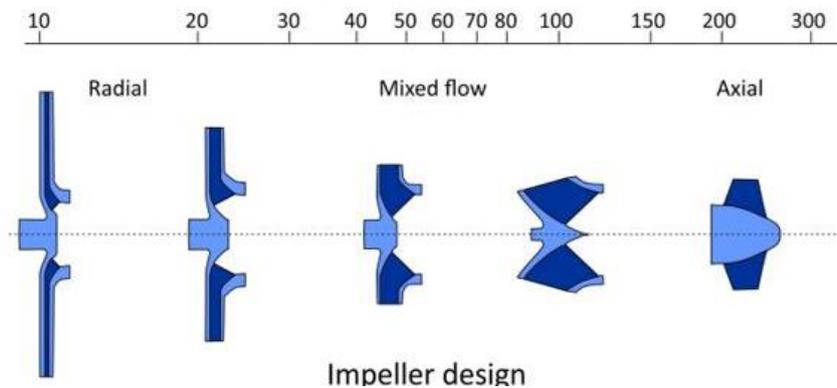


Fig. 3.6 Diagrama de selección preliminar de bombas según número específico (N_s). [54]

Donde N_s se obtiene como:

$$N_s = \frac{n \cdot Q^{0.5}}{H_{BEP}^{0.75}}$$

Siendo n la velocidad de giro en rpm, Q el caudal en m^3 , y H_{BEP} la diferencia de altura en el punto de máximo rendimiento en metros.

Como puede observarse, para $N < 22$, se recomiendan las centrífugas, axiales para $N > 200$ y de flujo mixto para los casos entre medio.

Si se instalan el mismo número de bombas que de turbinas, en lugar de utilizar un motor para cada bomba y un generador para cada turbina es posible utilizar un moto-generador que a través de un mismo eje se acople a ambos. Por medio de un embrague es posible seleccionar si opera la turbina o la bomba. Estos son conocidos como sistemas ternarios y es posible encontrarlos en el mercado. Debido a que también pueden operar como generador, es posible utilizar un motor síncrono con excitación para esta aplicación. En la figura 3.7 puede verse esquemáticamente uno de estos sistemas.

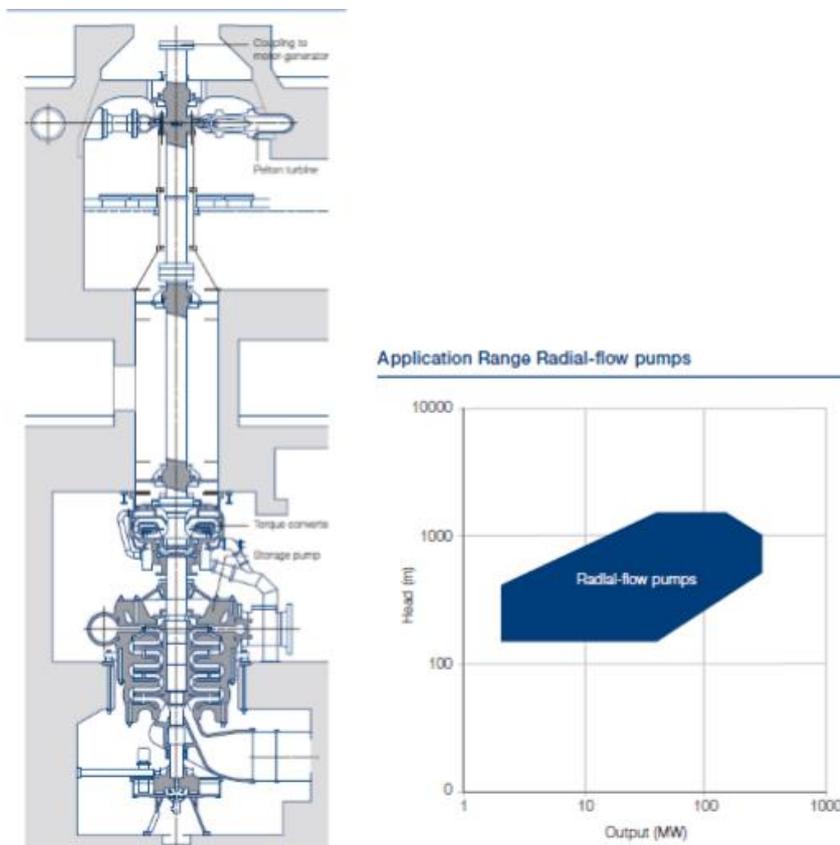


Fig 3.7. Izquierda: Vista lateral de sistema ternario compuesto por bomba centrífuga de varias etapas y turbina Pelton. Derecha: Rango de aplicación de sistemas ternarios de Voith: Salto en función de potencia.[55]

3.5 Máquinas reversibles: turbinas-bomba

Las turbinas-bomba de velocidad variable y los sistemas ternarios (definidos a continuación) ofrecen flexibilidad adicional a la red permitiendo la regulación de potencia y seguimiento de carga cuando se bombea en contraposición a unidades más convencionales de velocidad fija, que operan a velocidad y consumo de energía

constante durante el bombeo.[55] La ventaja de las turbinas-bomba de velocidad variable sobre de velocidad fija es que las instalaciones de AxB de velocidad variable pueden operar en un rango más amplio, mayor eficiencia y más rápidos tiempos de respuesta. Incluso, la AxB de velocidad variable también puede ajustar su consumo de potencia mientras bombea, permitiendo un mejor control de frecuencia. Las turbinas-bomba de velocidad variable han venido siendo utilizadas desde principios del 1990 en Japón, donde fueron implementadas para reducir el consumo de combustible fósil cambiando la responsabilidad de regulación de frecuencia a las instalaciones de AxB.[55]

Las turbinas-bomba de velocidad variable son adecuadas para la integración de ERV en los sistemas, pero no necesariamente suplantán las turbinas de velocidad fija, ya que ambos tipos ofrecen servicios únicos a la red.

Las máquinas reversibles son diseñadas para operar como turbina en un sentido y como bomba en el otro. Utilizar una sola máquina en lugar de dos además de simplificar el montaje, permite lograr una sala de máquinas más compacta ya que también se reducen el número de codos, conexiones y válvulas necesarias.

En el mercado es posible encontrar turbinas-bomba del tipo Francis-centrífuga (de una o varias etapas). Pero debido a ser unidades tan específicas, su costo suele ser ampliamente superior al de una turbina convencional y debido a la complejidad de su modelado, la información ofrecida por los fabricantes no es tan precisa y detallada como en el caso de turbinas convencionales por lo que se tiene una incertidumbre adicional en parámetros fundamentales como el rendimiento.

Si bien sería posible construir máquinas reversibles de tipo axial-Kaplan, por el momento no son ofrecidas comercialmente al menos para instalaciones a partir de cierto porte. En las figuras 3.8 y 3.9 se muestran máquinas reversibles como las que es posible encontrar en el mercado. Las centrales de Grand Maison (Francia, 955 m) y Lunersee (1000 m, Austria) son ejemplos que utilizan esta tecnología reversible.

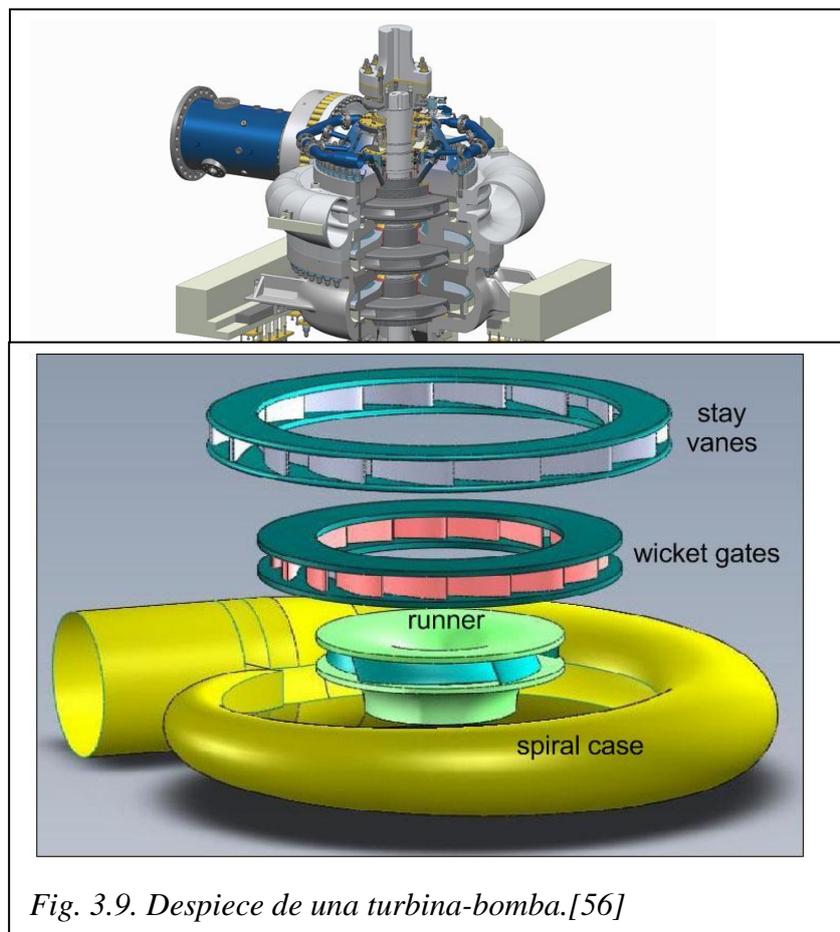


Fig. 3.9. Despiece de una turbina-bomba.[56]

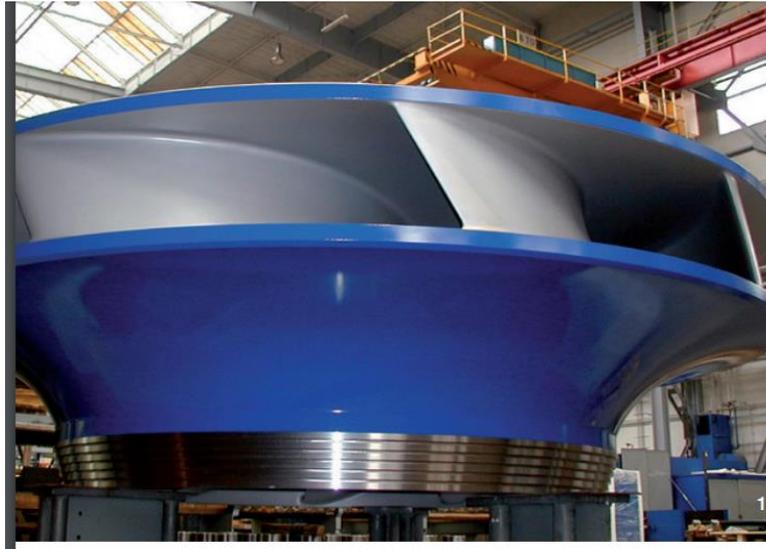


Fig. 3.10. Turbina-bomba francis-centrífuga.[55]

3.6 Sistemas ternarios

Se conoce como sistema ternario aquel provisto de 3 componentes principales: una turbina, una bomba y un moto-generator. Esta configuración permite utilizar turbinas y bombas convencionales que son ofrecidas en el mercado acopladas a un motor que también puede operar como generador. Por medio de un embrague es posible seleccionar si este se acopla a bomba o a turbina. Debido a que pueden operar como generadores, es posible utilizar un motor sincrónico convencional. En la figura 3.11 se muestra una configuración típica de este sistema. Si bien tiene la desventaja de requerir mayor espacio y un montaje más complejo, tiene la ventaja que es posible utilizar máquinas ampliamente ofrecidas en el mercado, de fácil reemplazo, mantenimiento simple y predecible. A su vez, esto permite optimizar el costo y operación de las unidades debido a que es posible utilizar por ejemplo ruedas Pelton como turbinas y bombas centrífugas multi-etapa para el bombeo. Un ejemplo de esta configuración puede encontrarse en la central de Ottenstein, Austria de 48 MW y 60 m[55] (fig. 3.12).

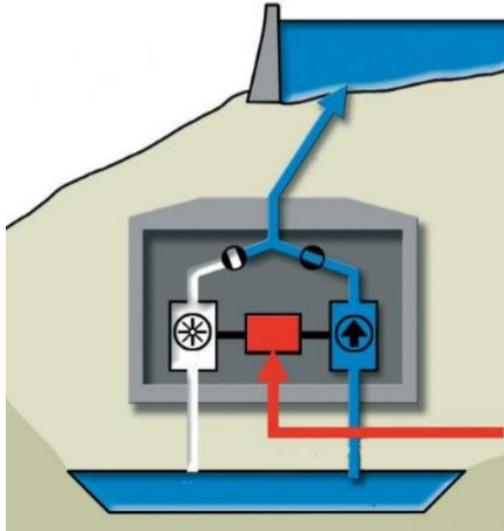


Fig. 3.11. Representación esquemática de un sistema ternario.[53]

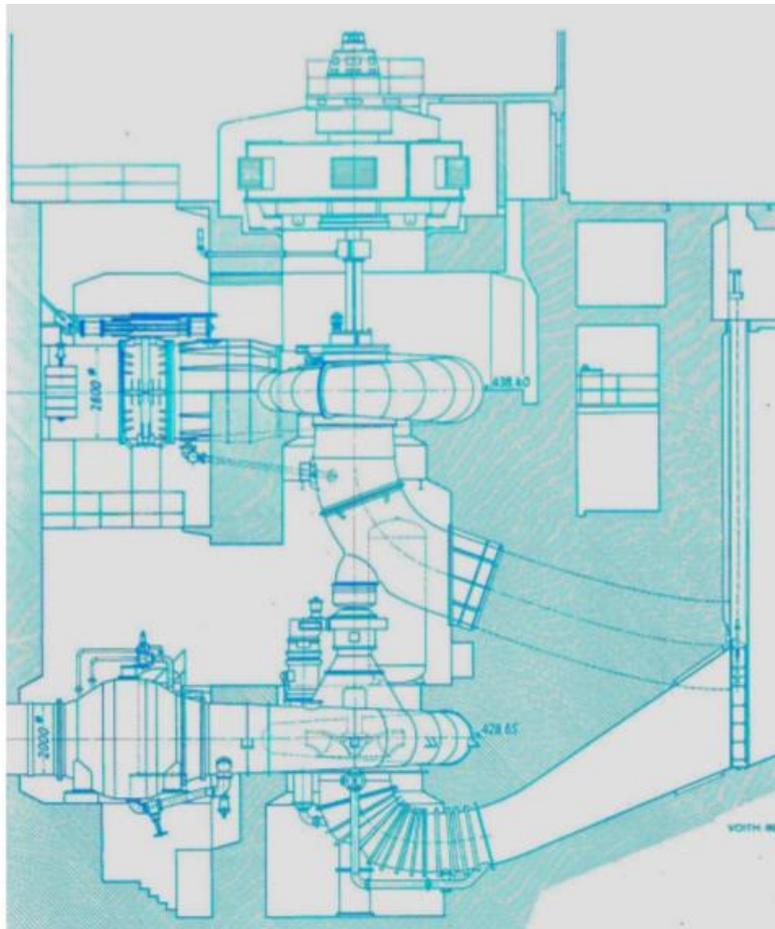


Fig. 3.12. Sistema ternario. Ottenstein, Austria, 1956. [52]

3.7 Bombas como turbina

En aprovechamientos hidroeléctricos de gran porte las obras civiles representan entre 70 y 75% del costo mientras que la parte electromecánica aproximadamente 20%. [57] En aplicaciones micro (menores a 1 MW) esta relación cambia, el costo electromecánico

puede llegar a representar entre 35 % y 40% del total, como se puede ver en la figura 3.13. En estas condiciones más pequeñas la utilización de una bomba como turbina puede contribuir a bajar este costo de manera significativa. Esta aplicación consiste en utilizar como turbina una máquina diseñada como bomba, y como generador una máquina diseñada como motor.

Como ventajas se tiene que existe una amplia disponibilidad de opciones y fabricantes que diseñan para amplios intervalos de caudales y alturas. Las bombas son máquinas de fabricación en serie con modelos ensayados de bajo costo. El mantenimiento es sencillo y existe amplia disponibilidad de repuestos. Como desventaja se tiene que su desempeño como turbina es desconocido y carente de regulación. En la figura 3.14 se muestra la instalación de una bomba operando como turbina en una aplicación micro (menor a 1MW).

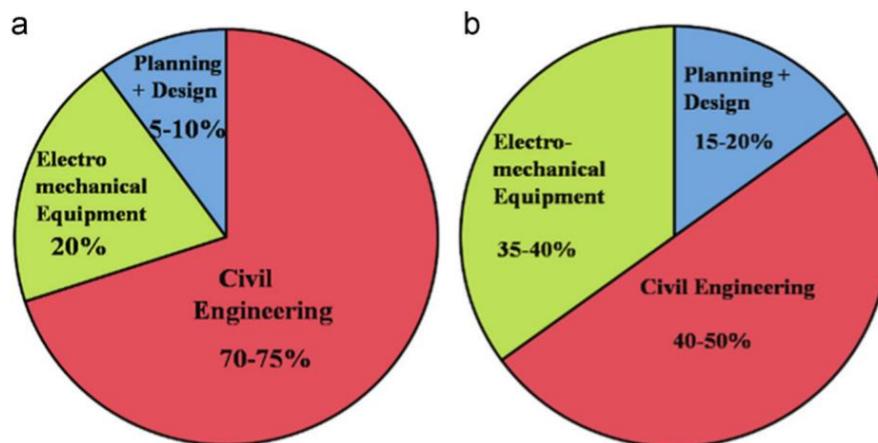


Figura 3.13. Distribución de costos (a) para grandes aplicaciones (b) para aplicaciones micro.



Fig. 3.14. Bomba operando como turbina en aplicación micro.[57]

Cuando una bomba opera como turbina, el sentido del caudal, el de giro y la

transmisión de potencia se invierten respecto al funcionamiento como bomba. En la figura 3.15 se muestra esquemáticamente las curvas de altura y potencia para una bomba dada. Al invertirse el sentido de giro, se está en la zona de caudales negativos. En esta región la altura crece con el valor absoluto del caudal. En cuanto a la potencia, a partir de cierto caudal se vuelve negativa, lo que quiere decir que la máquina aporta potencia.

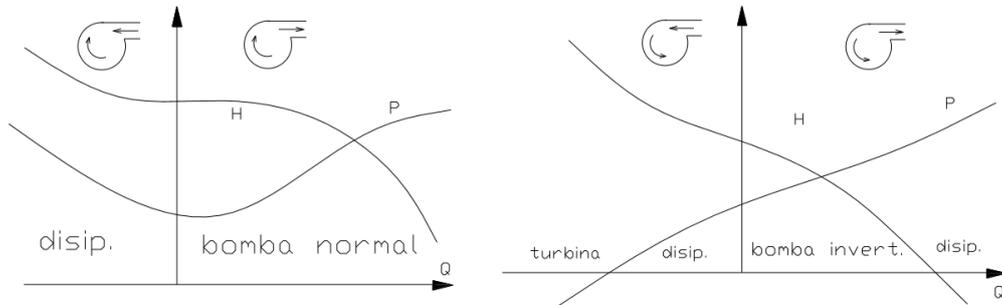


Fig. 3.15. Esquema de curvas características para una bomba dada operando en ambos sentidos de giro. [52]

3.7.1 Diferencias entre bombas y turbinas

Si bien bombas y turbinas pueden tener apariencias similares, existe un número de características que las diferencian. Por ejemplo, mientras que una turbina tiene un efecto de contracción, una bomba tiene un efecto difusor. Esto genera una diferencia en donde se generan las pérdidas y por consiguiente afecta los rendimientos. Mientras que las turbinas poseen distribuidores regulables, las bombas no (si lo traen por lo general es fijo), lo que hace que el flujo esté mejor guiado en una turbina en especial cuando tienen álabes reguladores.

En cuanto a los álabes, la diferencia está en los ángulos y los bordes de ataque, los bordes de fuga, la curvatura y la cantidad. En cuanto al comportamiento a la cavitación, la entrada a una bomba requiere mayor sumergencia que la salida de turbina. Las recirculaciones internas son diferentes y en las turbinas se producen fenómenos localizados como la cavitación en lengüeta y flujos recirculantes a la entrada.[58]

3.7.2 Selección de bombas para ser utilizadas como turbina

La selección del tipo apropiado de bomba depende de la altura y el caudal disponible en el sitio, del costo inicial y de mantenimiento y disponibilidad comercial, entre otros. Lueneburgand Nelson[59] reporta que toda bomba centrífuga sea de baja o alta velocidad específica, de una o multi-etapa, horizontal o vertical, puede ser usada en reversa para operar entregando potencia. El tipo de bomba a ser utilizada como turbina puede ser pre-seleccionada basándose en la altura y caudal como se muestra en la figura 3.16 Puede verse que las bombas radiales multi-etapa son apropiadas para aplicaciones de gran altura y bajo caudal; mientras que las bombas axiales son apropiadas en aplicaciones de baja altura y alto rango de caudales. Un gráfico similar fue también presentado por Orchardand Klos[60] para rangos de entre 5 y 750 kW.

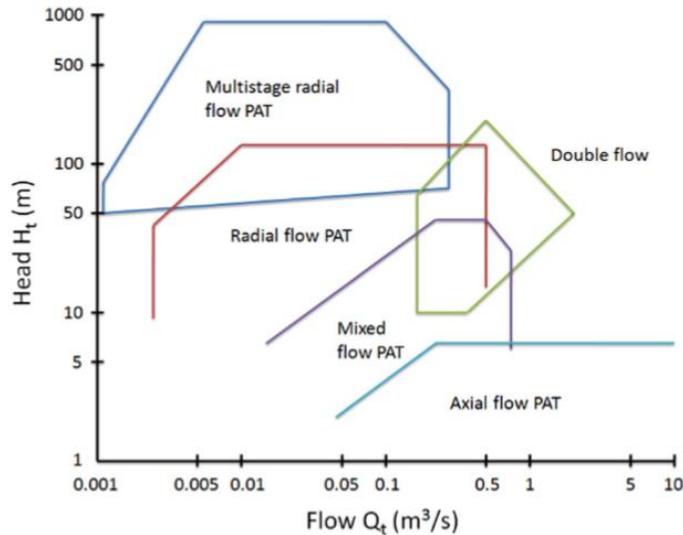


Fig. 3.16. Ábaco para selección preliminar de bomba como turbina. [65]

La aplicación en campo de bombas multi-etapa, de una etapa y axiales pueden ser comparadas con turbinas Pelton, Francis y Kaplan respectivamente. [61] Si bien es posible utilizar bombas en línea y de doble succión en modo turbina son menos eficientes. Las bombas auto-cebantes no pueden ser utilizadas en reversa debido a la presencia de la válvula anti-retorno. Las bombas sumergibles de motor seco refrigerado por aletas tampoco son apropiadas para ser usadas como turbina debido a problemas de sobre calentamiento. Las bombas sumergibles de pozo usualmente contienen válvulas anti-retorno y rodamientos de empuje por lo tanto normalmente tampoco son adecuadas para generación. [62] Una bomba opera de manera más eficiente como turbina en el rango de alturas entre 13 y 75 m. A su vez, a medida que la altura aumenta el costo por kW disminuye. [63] El principio de funcionamiento de una bomba centrífuga de una etapa en ambos modos se muestra en la fig. 3.17 donde se puede muestra como el sentido del flujo se revierte al pasar al modo turbina.

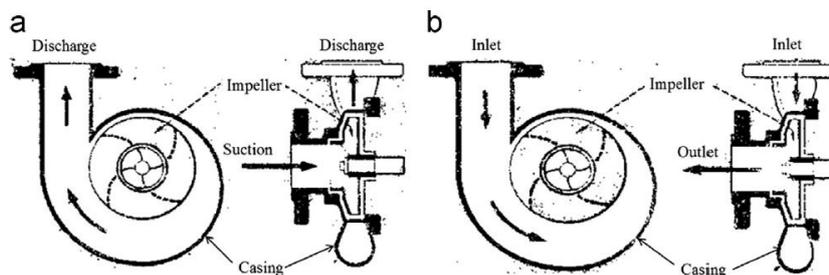


Fig. 3.17. Bomba centrífuga (a) en modo bomba y (b) en modo turbina. [59]

El funcionamiento en modo turbina puede ser graficado en un mismo diagrama extendiendo el eje del caudal (Q) hacia valores negativos los cuales representan la operación en reversa de la bomba para obtener la curva característica del modo turbina. Estos diagramas se conocen como la característica completa o total de una turbomáquina. La fig. 3.18 muestra la característica total altura-carga de una bomba para la misma velocidad en ambos modos.

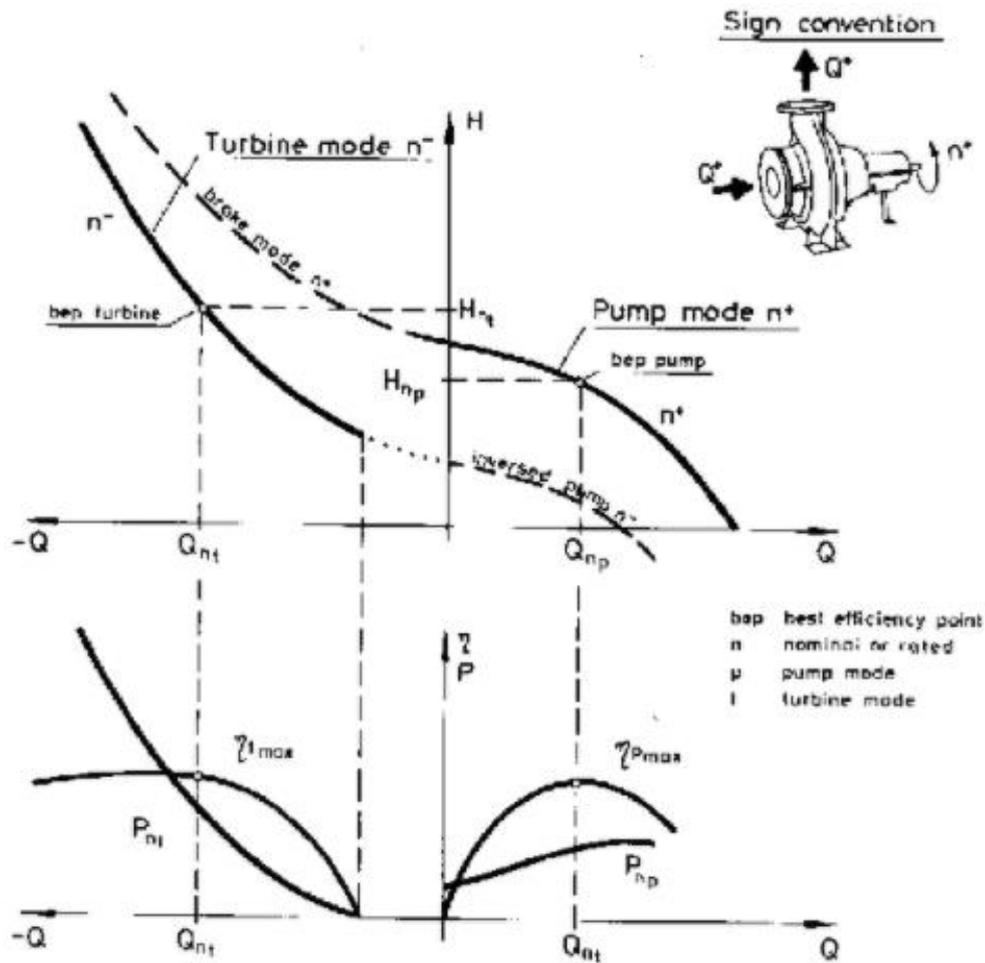


Fig. 3.18 Característica total altura-carga de una bomba en modo bomba y turbina. [59]

Como se puede apreciar, el mejor rendimiento en bomba no se da para los mismos valores de altura y caudal que para turbina. La relación entre los modos bomba y turbina varía con el tipo y las dimensiones de la bomba (expresadas a través de la velocidad específica); ya que depende del patrón de flujo a través de la máquina y de las pérdidas las cuales son expresadas por el rendimiento. El problema es que las pérdidas en modo bomba son diferentes que en reversa (modo turbina).

Dependiendo del diseño de la bomba (número de álabes, ángulo de álabe, carcasa o álabes distribuidores) la relación entre el rendimiento en modo turbina y bomba puede diferir considerablemente de una máquina a la otra a pesar de que su velocidad específica (y rendimiento como bomba) pueda ser la misma. En la figura 3.19 se muestra la caracterización completa de una bomba, lo cual se conoce también como el diagrama de los 4 cuadrantes. Este se obtiene a partir del ensayo en condiciones anormales de funcionamiento. Para los diferentes modos operacionales, se muestran curvas de altura y torque según caudal para revoluciones positivas y negativas, es decir modos bomba y turbina. Al invertir el sentido del flujo, para caudales bajos se tiene una región disipadora en donde la máquina consume potencia en lugar de aportar. Para que la máquina comience a entregar potencia y a funcionar como turbina es necesario superar cierto valor de caudal (en valor absoluto). Los diferentes modos operacionales

presentes en el diagrama son: bomba normal, disipación, turbina normal, bomba girando en sentido inverso, y turbina. Para analizar cómo funcionaría una bomba en modo turbina utilizando este diagrama, solo hay que ingresar diagrama por el modo turbina normal (C). En el cuadrante superior derecho se puede analizar el torque (curvas con rpm negativas), y en el inferior izquierdo la altura para las diferentes velocidades de giro.

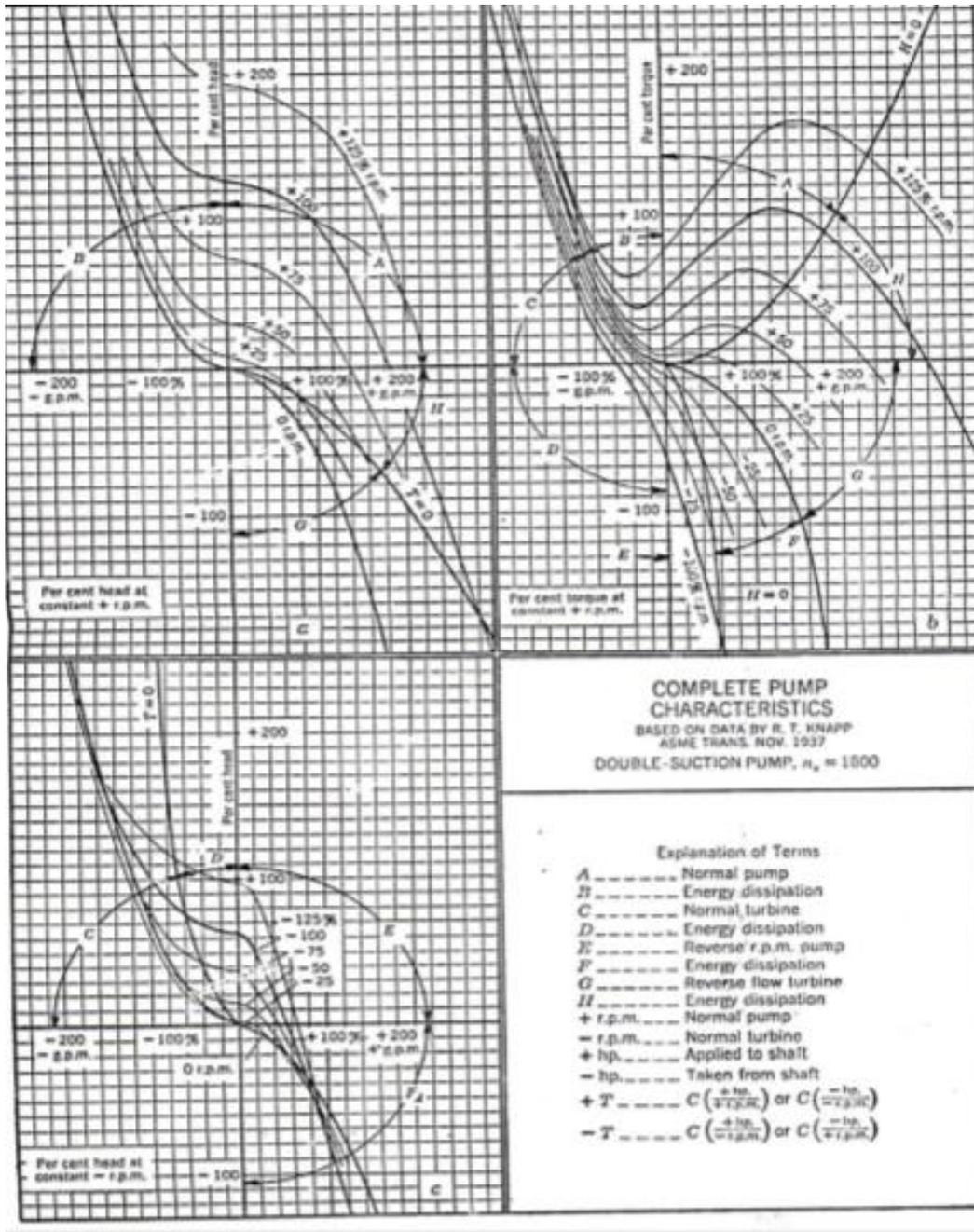


Fig. 3.19. Diagrama de los 4 cuadrantes para una bomba.[64]

3.7.3 Predicción del comportamiento de bombas como turbina

Las bombas como turbina pueden resultar una alternativa de bajo costo a las turbinas tradicionales siempre y cuando pueda predecirse su desempeño antes de ser instalada.⁶⁵ Normalmente, los fabricantes de bombas no suelen ofrecer las curvas características de

sus bombas operando en modo turbina; lo cual lo hace difícil seleccionar una bomba adecuada para operar en reversa a una cierta condición de operación particular. Uno de los principales objetivos de los investigadores de bombas como turbina en todo el mundo ha sido construir un método que permita realizar predicciones con precisión acerca de la operación de bombas como turbina. Un vasto número de estudios teóricos y experimentales acerca de esto han sido encontrados que relacionan las condiciones el punto de máximo rendimiento en modo bomba y turbina con el rendimiento o la velocidad específica de la bomba.

Los parámetros, del punto de máximo rendimiento en modo turbina, son diferentes que en la bomba. Es así que la relación entre estos parámetros es derivada por los investigadores en términos de factores de corrección de altura y de gasto (h y q), los cuales se definen de la siguiente manera:

$$h = H_{turbina}/H_{bomba} > 1 \quad (\text{Ec. 3.10})$$

$$q = Q_{turbina}/Q_{bomba} > 1 \quad (\text{Ec. 3.11})$$

Estos coeficientes, que son mayores a uno, son función del rendimiento máximo como bomba y/o de la velocidad específica y tienen un error de $\pm 20\%$ y hasta mayor.

En la tabla 3.2 se muestran diferentes maneras de calcular estos coeficientes según los diferentes investigadores. Algunos de ellos los calculan en función del rendimiento máximo como bomba, otros según el rendimiento como turbina y otros los determinan en función de las velocidades específicas.

Year	Name of investigator	Criteria	Head correction factor (h)	Discharge correction factor (q)	Remarks
1957	Stepanoff	BEP	$\frac{1}{\eta_p}$	$\frac{1}{\sqrt{\eta_p}}$	Accurate for N_s : 40–60
1962	Childs	BEP	$\frac{1}{\eta_p}$	$\frac{1}{\eta_p}$	–
1963	Hancock	BEP	$\frac{1}{\eta_t}$	$\frac{1}{\eta_t}$	–
1980	Grover	Specific speed	$2.693 - 0.0229N_{st}$	$2.379 - 0.0264N_{st}$	Applied for N_s : 10–50
1982	Hergt	Specific speed	$1.3 - \frac{6}{N_{st} - 3}$	$1.3 - \frac{1.6}{N_{st} - 5}$	–
1985	Sharma	BEP	$\frac{1}{\eta_p^{1.2}}$	$\frac{1}{\eta_p^{0.8}}$	Accurate for N_s : 40–60
1988	Schmiedl	BEP	$-1.4 + \frac{2.5}{\eta_p}$	$-1.5 + \frac{2.4}{\eta_p^2}$	–
1994	Alatorre-Frenk	BEP	$\frac{1}{0.85\eta_p^5 + 0.385}$	$\frac{0.85\eta_p^5 + 0.385}{2\eta_p^{0.5} + 0.205}$	–
1998	Sharma	BEP	$\left[\frac{N_s}{N_m}\right]^2 \times \frac{1.1}{\eta_p^{1.2}}$	$\frac{N_s}{N_m} \times \frac{1.1}{\eta_p^{0.8}}$	$N_g = 240 \times \frac{f}{p} - N$

Tabla 3.2. Coeficientes de corrección para predicción de bomba operando como turbina.[57]

El desarrollo histórico de los métodos de predicción del funcionamiento de bombas como turbina (hasta fines de los 90) se presenta en la tabla 3.2, que muestra las ecuaciones para h y q derivadas por diferentes investigadores. Estos métodos producen un amplio rango de resultados y las desviaciones entre la predicción del método y los resultados experimentales se ha encontrado ser alrededor de 720% y hasta mayor.[59] Por eso, estos métodos están confinados a la selección preliminar de bombas para ser usadas como turbina cuando es importante obtener una estimación grosera de las características del modo turbina a partir de las características de la bomba.[66] Unos pocos de estos métodos pueden no incluir predicción del desempeño en condiciones de operación sin carga, con carga parcial y con sobrecarga. A parte de ello, estos métodos no han sido evaluados en diferentes formas de bomba para obtener mayor claridad acerca de sus características como confiabilidad, precisión y robustez. Unos pocos

investigadores como Knapp[67], Wong[68], Cohrs[69] y Amelio y Barbareli[70] también han desarrollado métodos de predicción de bombas como turbina basados en el diseño, su geometría y suposiciones respecto de algunos fenómenos hidráulicos como pérdidas y efectos de deslizamiento que resultan de una mayor precisión. Estos métodos son lo suficientemente comprensivos pero son difíciles de poner en práctica y están fuera del alcance de los proyectistas, ya que necesitan información muy detallada, la cual algunas veces se encuentra patentada o disponible solo para los fabricantes.[71] En los últimos pocos años, muchos investigadores han utilizado diferentes técnicas teóricas y experimentales para predecir el desempeño de bombas como turbina a partir de las características de la bomba descritas en esta sección.

Estudios teóricos

Diferentes métodos para predecir el desempeño de bombas como turbina han sido propuestos en la literatura disponible; algunos de ellos están basados en el rendimiento de la bomba y otros dependen de la geometría de la máquina. La precisión de estos métodos ha sido evaluada por Alatorre-Frenk.[72] Un nuevo método basado en el rendimiento de la bomba y tipo de carcasa fue desarrollado como se ilustra en la tabla 2.2. Se encontró que la imprecisión del método de predicción reduce la relación beneficio-costos del método en menos de 1% lo cual puede considerarse despreciable en vistas del alto costo de los ensayos de laboratorio que de otra manera serían necesarios.

Sharma[62] discutió la conveniencia de diferentes bombas que pueden ser utilizadas como turbina. El análisis de las curvas de rendimiento en modo turbina y bomba graficado por Grant y Bayn[73] revelan que el punto de máximo rendimiento (PMR) en modo turbina se ubica a mayor caudal y altura que en modo bomba. Las ecuaciones para h y q fueron presentadas para predecir el rendimiento a partir de datos de la bomba, como se ilustra en la tabla 2.2, donde N_m y N_g son las velocidades del motor y generador en rpm; η_p y η_t son las eficiencias en modo bomba y turbina respectivamente; f es la frecuencia y p el número de polos. Ha sido señalado que las ecuaciones propuestas son aproximadas y los valores actuales de Q_t y H_t pueden variar 20% del valor del PMR predicho. Por eso después de una selección inicial, fue recomendado ensayar la bomba en reversa para averiguar la potencia a la altura disponible. Los avances tecnológicos en la fabricación de bombas y otras formas de reducir el costo de las bombas como turbina en aplicaciones hidroeléctricas también fueron discutidas en su trabajo.

Williams[74] comparó ocho diferentes métodos de predicción del rendimiento en bombas como turbina basándose en ensayos de turbina en 35 bombas en el rango de número específico entre 12,7 y 183,3 y estudió los efectos de una pobre predicción en la operación de bombas en reversa. La diferencia entre el PMR predicho y el relevado para una bomba en reversa fue estudiado utilizando el coeficiente de predicción C . El criterio para una predicción aceptable fue $C \leq 1$. El valor medio de C y el número de bombas para las cuales el valor de C fue mayor que 1 (p.ej. si el error es mayor al aceptable) para diferentes métodos están listados en la tabla 3.3. Ninguno de los ocho métodos ha dado una predicción precisa para todas las bombas, pero el método de Sharma fue encontrado ser mejor que el resto; por lo que es recomendado como una primera estimación para la predicción del desempeño de la turbina. Fue sugerido que cuando sea posible; una vez que una bomba es seleccionada para un micro-aprovechamiento

hidroeléctrico (menor a 1MW), debería ser ensayada en modo turbina antes de su instalación en sitio.

Prediction method	Mean value of C	No. of pumps for which $C > 1$	Pumps out of range (%)
Schmiedl	1.173	13	40
Stepanoff	0.847	12	34
Childs	0.921	14	40
Hancock	0.906	10	32
Sharma	0.733	7	20
Alatorre-Frenk	0.852	10	29
Grover	1.333	22	81
Hergt	0.865	11	32

Tabla 3.3 Valor medio de C (coeficiente de predicción) para 8 métodos diferentes.

Saini[75] desarrolló un nomograma basado en la velocidad específica de la bomba la cual puede ser utilizada para determinar los factores de corrección o coeficientes de conversión para altura y gasto. Utilizando estos factores, los valores del PMR en modo reverso pueden ser directamente obtenidos del nomograma el cual reduce tediosos cálculos involucrados en la selección.

Fernandez et al.[76] enfatizó que la mayoría del análisis realizado para la predicción del rendimiento fue basado en la hipótesis de la similitud entre el máximo rendimiento en modos bomba y turbina (lo cual no es sencillo de sostener), y otros estudios se basaron en las relaciones algebraicas como función del rendimiento. A su vez, todos estos estudios fueron realizados considerando igual velocidad de rotación en ambos modos. En este estudio, se presentaron las características de bomba operando en reversa a diferentes velocidades. Los experimentos fueron realizados en una instalación hidráulica según ISO 3555:1977 en los modos bomba y turbina; manteniendo la misma velocidad de rotación y altura para ensayar ambos modos. La ecuación fundamental para la altura de Euler fue modificada aplicando las características hidráulicas de bomba y turbina como el rendimiento hidráulico, factor de deslizamiento, etc. y se derivó una ecuación para la predicción del rendimiento en reversa. Los triángulos de velocidad a la salida de bomba y a la entrada de turbina se muestran en la fig. 3.20.

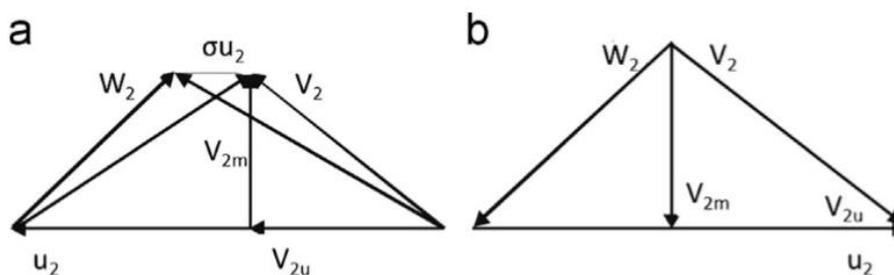


Fig. 3.20 Triángulos de velocidades (a) a la salida de bomba, (b) a la entrada de turbina. [59]

Joshi et al.[77] estableció la relación entre las velocidades específicas de bomba y turbina (N_{sp} y N_{st}), como se muestra a debajo, para selección de bombas como turbina para sitios de baja altura. Las curvas características para velocidad constante y altura

constante para bomba y turbina fueron graficadas en términos de altura normalizada, potencia y rendimiento como función de gasto normalizado para una bomba axial utilizando datos de Stepanoff.[78] Para seleccionar la bomba que puede ser utilizada en reversa, el valor de velocidad específica en modo turbina puede ser obtenido y basándose en que la velocidad específica de bomba puede ser leída del gráfico N_{st} - N_{sp} . El abordaje tiene la ventaja de la simplicidad y generalidad, pero fue basado en datos experimentales tomados de solamente tres bombas y el efecto del rendimiento no fue considerado; por ello, el método se recomienda para el análisis aproximado solamente.

$$\frac{N_{st}}{N_{sp}} = \frac{(\text{rpm} \times \sqrt{\text{bhp}/\text{ft}^{5/4}})_t}{(\text{rpm} \times \sqrt{\text{usgpm}/\text{ft}^{3/4}})_p} \quad (\text{Ec. 3.12})$$

Isbasoiu et al.[79] mencionaron que la selección de bombas como turbina debe ser realizada basada en la altura y caudal disponibles para un sitio específico. Usualmente, el gasto es seleccionado sobre la base del mínimo caudal y la altura es evaluada luego de sustraer la pérdida de carga en la succión. La bomba elegida debería tener la altura y caudal del PMR, lo más cercano posible a los valores requeridos por del sitio. A pesar de que el rendimiento de bomba como turbina será aproximadamente el mismo en modo turbina, en el PMR los valores de altura y gasto son diferentes en modo directo (bomba) y reverso (turbina). Para lograr el desempeño confiable de una bomba como turbina, fue recomendado ensayarla en el amplio rango de altura y caudal. Adicionalmente, para la selección de una bomba de alimentación, fue señalado que esta debe ser capaz de generar mayor altura y caudal que la requerida en el PMR en modo reverso y que su potencia nominal debe ser alrededor de cuatro veces la de la bomba como turbina.

Yang et al.[80] desarrolló un método para prever el rendimiento de una bomba en reversa basado en resultados de estudios previos, la correlación empírica se da debajo.

$$h = \frac{1.2}{\eta_p^{1.1}} \quad (\text{Ec. 3.13})$$

$$q = \frac{1.2}{\eta_p^{0.55}} \quad (\text{Ec. 3.14})$$

Los efectos de las variaciones de la velocidad específica y máximo rendimiento de bomba sobre h y q fueron estudiados y encontraron que dos bombas con la misma velocidad específica pueden tener diferentes valores de h y q.

Estudios experimentales

Derakhshan y Nourbakhsh[61] derivaron algunas relaciones para predecir el PMR de bombas en reversa basados en el trabajo experimental realizado en cuatro bombas centrífugas con diferentes velocidades específicas de 14,6; 23; 37,6 y 55,6 (m,m³/s) Para una misma velocidad de giro, se encontró que la altura y el gasto fueron mayores en modo turbina que en bomba; y a pesar de ello se observó que los rendimientos fueron casi iguales en ambos modos. Bombas con elevadas velocidades específicas fueron sometidas a menores valores de h y q. Un nuevo método fue propuesto para predecir el

PMR de una bomba como turbina basado en especificaciones hidráulicas de bomba, particularmente la velocidad específica, que representa el tipo de rodete y consecuentemente su comportamiento hidráulico. Fue mostrado que entre dos bombas (que tengan la misma velocidad específica), la que tenga el rodete de mayores dimensiones trabaja con mayor rendimiento. A su vez, la bomba trabaja con mayor rendimiento para mayores valores de h y q . Los h y q predichos por este método fueron encontrados en buen acuerdo con los resultados experimentales. Un procedimiento para seleccionar una bomba centrífuga apropiada para ser utilizada como turbina en un pequeño aprovechamiento hidroeléctrico con $N_{st} < 150$ (m,kW) basado en h y q fue presentado como:

$$h_{new} = h(0.25/D)^{1/4} \quad (\text{Ec. 3.15})$$

$$q_{new} = q(0.25/D)^{1/6} \quad (\text{Ec. 3.16})$$

Derakhshan and Nourbakhsh[81] predijeron que el PMR de una bomba centrífuga en reversa utilizando análisis teórico basado en el método de la “relación de área” propuesto por Williams[74] y Anderson[82]. El máximo rendimiento de una bomba en reversa fue calculado como la relación de potencia neta de salida de turbina y la potencia hidráulica suministrada a la entrada. La potencia neta de salida fue obtenida sustrayendo varias pérdidas en turbina (p.ej. pérdidas de potencia en voluta, pérdidas volumétricas, pérdidas hidráulicas, pérdidas cinéticas a la salida y pérdidas mecánicas) de la potencia bruta. La ecuación para el máximo rendimiento en una bomba en reversa fue derivada como:

$$\eta_t = \frac{P_{nt}}{\gamma \times Q_t \times H_t} = \frac{(\gamma \times Q_t \times H_t) - P_{vt} - P_{lt} - P_{et} - P_{it} - P_{mt}}{\gamma \times Q_t \times H_t} \quad (\text{Ec. 3.17})$$

Agarwal[83] reportó que los factores de conversión para bombas en reversa pueden ser obtenidos sobre la base de estudios teóricos y numéricos pero el rendimiento de bombas como turbina no puede ser anticipado con exactitud. La necesidad de mayor investigación para desarrollar un modelo común para derivar factores de conversión fue enfatizada.

Williams[84] reportó que las bombas pueden ser usadas como turbina sobre el rango normalmente cubierto por turbinas Pelton de chorro múltiple, turbinas axiales y pequeñas turbinas Francis. Como sea, para aplicaciones de alturas elevadas y bajo caudal, una turbina Pelton posiblemente tenga mayor rendimiento que una bomba en reversa y no sea más costosa. Las bombas como turbina son más convenientes para sitios de altura media donde ventajas prácticas y de costo las favorecen en comparación con turbinas convencionales. Requieren descarga continua y por eso son adecuadas para regiones donde existe un continuo suministro de agua disponible a lo largo de todo el año. También, el almacenamiento de agua a largo plazo usualmente no es lo preferido para micro aprovechamientos debido al alto costo de construcción de la reserva. La relación entre el máximo rendimiento en modos bomba y turbina propuesta por diferentes investigadores se muestra en la tabla 3.4.

Name of investigators	Relation between pump and PAT BEP
Hancock	$\eta_t = \eta_p \pm 2\%$
Derakhshan and Nourbakhsh	$\eta_t \approx \eta_p$
Williams , Agostenelli and Shafer Childs , Isbasoiu et al.	
Morros et al. , Gantar	
Chapallaz et al.	$\eta_t = \eta_p - (3\% \text{ to } 5\%)$
Nautiyal et al.	$\eta_t = \eta_p - 8.53\%$

Tabla 3.4 Relaciones entre máximos rendimientos en modos turbina y bomba.[57]

Hasta aquí se presentaron las correlaciones teóricas y empíricas para la predicción del desempeño de bombas como turbina según varios investigadores; se ha encontrado que los resultados obtenidos con estos métodos no son confiables en el amplio rango de velocidades específicas y capacidades para todas las bombas.

3.7.4 Pérdidas hidráulicas

A medida que el fluido pasa a través del rodete, está sujeto a pérdidas por fricción e impacto. Debido a estas pérdidas, la transferencia de energía ideal desde el rodete al fluido como lo expresa la ecuación de Euler no es alcanzada. La carga dinámica total generada por la bomba es siempre menor que la ideal, en condiciones libres de fricción. Esta reducción de la altura es expresada por el rendimiento energético de la bomba.

En modo turbina la transferencia de energía es a la inversa. Para que la bomba como turbina pueda operar en condiciones óptimas de caudal, una presión adicional debe actuar sobre la turbina. Por eso, las pérdidas por fricción e impacto deben sumarse a la altura ideal de Euler (ver fig. 3.21).

En una bomba ocurren pérdidas hidráulicas adicionales debido a la recirculación del fluido del lado de alta presión hacia el lado de baja presión lo que reduce el caudal total bombeado; lo que se conoce como pérdidas volumétricas, y el rendimiento asociado a estas es el rendimiento volumétrico. Pérdidas similares existen en modo turbina, p.ej. pequeñas cantidades de fluido “bypasean” el rodete de la bomba como turbina y no aportan a la transferencia energética.

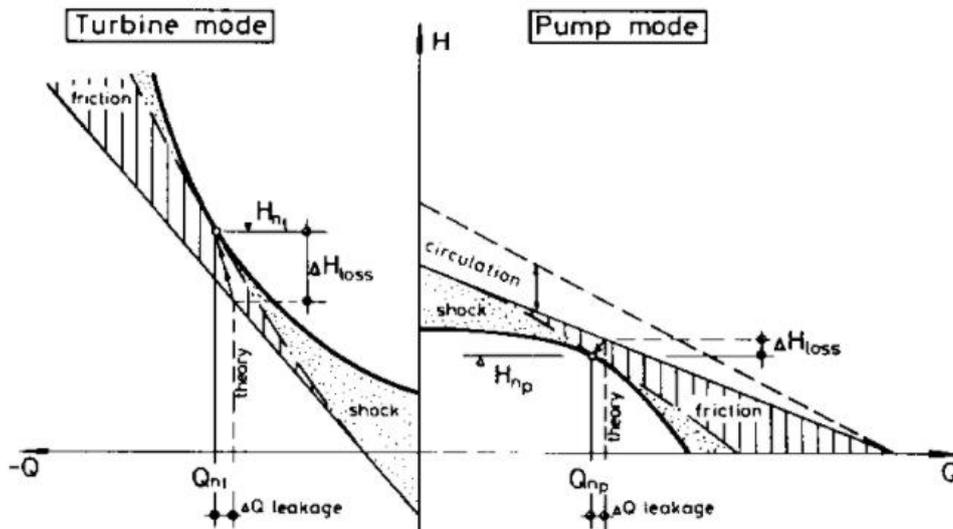


Fig. 3.21 Diferencias en las curvas características entre modo bomba y turbina incluyendo pérdidas hidráulicas.[84]

Según Williams[84], las bombas operadas como turbina para operar en su punto de máximo rendimiento requieren una altura neta que es entre 30 y 150% mayor que en modo bomba. En otras palabras, para utilizar una bomba como turbina en un sitio dado (condiciones de altura-caudal) se debe seleccionar una bomba más pequeña que para las mismas condiciones en modo bomba.

3.7.5 Mejora del rendimiento

Muchos investigadores han intentado diferentes técnicas para mejorar el rendimiento de las bombas como turbina. Fue revelado que, entre las diferentes modificaciones posibles a la geometría de la bomba, el redondeo de borde de álabe fue la más beneficiosa. Redondeando los bordes como se muestra en las figuras 3.22 y 3.23 se pueden lograr mejoras en el rendimiento de entre 1 y 2,5%.[85]

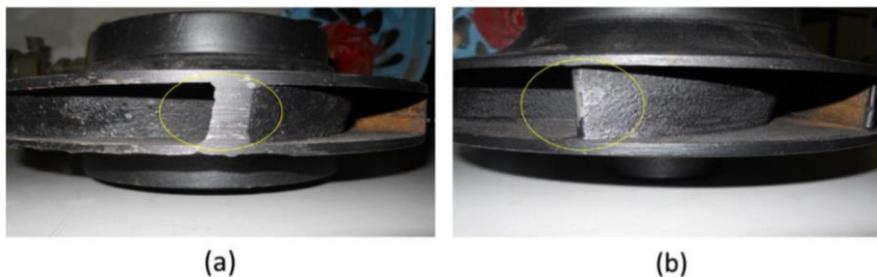


Fig. 3.22. Rodete de bomba (a) de fábrica (b) con bordes de álabes redondeados. [57]

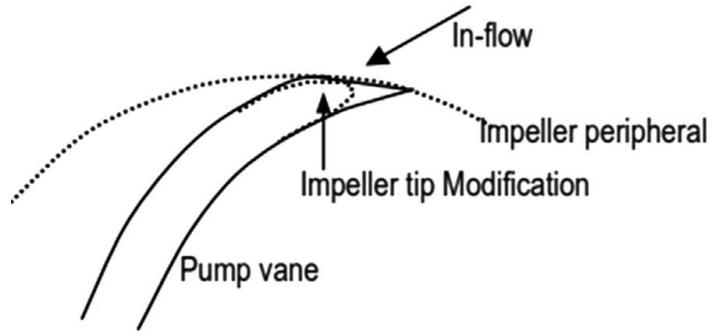


Fig. 3.23. Vista lateral de un álabe redondeado (esquemmatización). [57]

En una turbina, el difusor tiene un efecto considerable en el rendimiento, pero la boca de entrada de una bomba no es un buen difusor, especialmente para el caso de axiales. Las bombas suelen fabricarse con entradas cónicas circulares y con codos, como se muestra en la figura 3.24, mientras que los difusores de turbina suelen ser de salida rectangular. Sustituyendo el ducto convergente de entrada a bomba por un difusor específicamente diseñado también es posible mejorar el rendimiento considerablemente.[64]

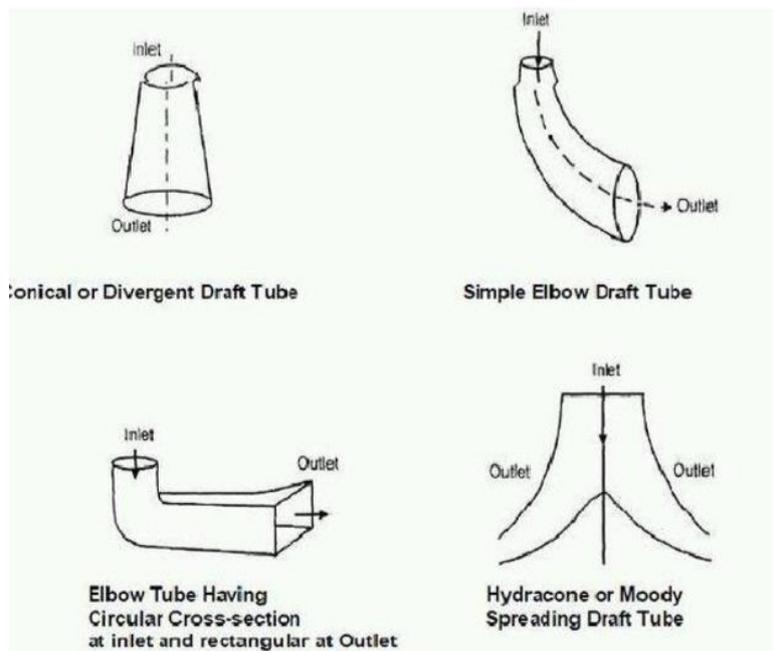


Fig. 3.24. Arriba: entradas cónicas a bomba. Abajo: Difusores de sección rectangular. [57]

3.7.6 Aplicaciones

Es común encontrar bombas operando como turbina en embalses existentes para riego por gravedad, donde se turbinan en temporada de riego. También en líneas de distribución de agua potable reemplazando válvulas reductoras de presión, donde las potencias suelen ser de decenas de kilovatios. También en plantas de tratamiento de aguas residuales, en centrales de acumulación para operar como bomba y turbina y en

nuevos micro aprovechamientos hidroeléctricos. De todos modos, la información disponible es limitada y se requiere investigación en mayor detalle para la implementación de bombas como turbina en estas aplicaciones.

3.7.7 Tipo de generador, número de fases y velocidad

Existen varias opciones para el diseño del sistema eléctrico a instalar con una bomba como turbina. Lo principal es elegir el tipo de generador, el número de fases y el tipo de control a utilizarse. El generador puede ser un generador sincrónico convencional o un generador de inducción. Muchas bombas se ofrecen con un motor de inducción directamente acoplado, el cual puede ser utilizado como un generador auto-excitado. Este tipo de unidad es probable que sea menos costosa que una bomba como turbina y un generador sincrónico por separados. Los motores de inducción son más fáciles de conseguir, especialmente en países menos industrializados. El rotor es más robusto que en un generador sincrónico, y no pueden dañarse aun cuando la carga del generador se desconecte y la turbina se embale. Otra ventaja del generador de inducción es que no puede ser quemado en caso de sobrecarga, dado que simplemente pierde excitación y deja de generar bajo esas condiciones.

Para sistemas más pequeños (menos de 15 kW), Williams recomienda utilizar un sistema de distribución monofásico, a menos que se requiera corriente trifásica para motores. De todos modos, para largas líneas de transmisión, utilizar distribución trifásica puede bajar el costo del cable hasta en 70%. Si el generador está a más de 500 metros de las cargas principales, debería considerarse transmisión trifásica.

La transmisión monofásica tiene la ventaja de que no es necesario dividir las cargas en tres partes iguales, lo cual puede ser difícil de lograr. Los generadores sincrónicos monofásicos se encuentran disponibles hasta los 15 kW, pero las máquinas de inducción monofásicas normalmente no se encuentran disponibles para generación mayor a 4 kW. Una alternativa es utilizar generadores de inducción trifásicos con una salida monofásica, utilizando la conexión "C-2C" como se muestra en la fig. 3.25.

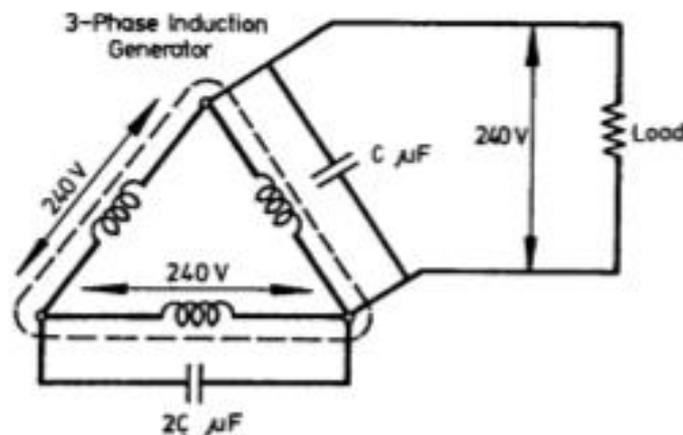


Fig. 3.25 Salida monofásica de un generador de inducción trifásico.[86] (N. Smith, *Motors as generators for micro-hydropower handbook*)

La velocidad de un motor de inducción está levemente retrasada de la velocidad sincrónica y viene dada por la ecuación

$$N_m = \frac{120}{p} \times f(1-s) \quad (\text{Ec. 3.18})$$

En donde p es el número de polos, f la frecuencia (usualmente 50 o 60 Hz) y s es el retraso respecto a la velocidad sincrónica conocido como deslizamiento.

Cuando un motor de inducción es convertido para funcionar como generador, gira con una velocidad levemente mayor a la sincrónica, y Ngen, la velocidad del generador es:

$$N_{gen} = \frac{120}{p} \times f(1+s) \quad (\text{Ec. 3.19})$$

Combinando estas últimas dos ecuaciones, se puede despejar la velocidad del generador en función de la del motor:

$$N_{gen} = \frac{240f}{p} - N_m \quad (\text{Ec. 3.20})$$

Las bombas centrífugas con motores de inducción normalmente son ofrecidas en opciones de 2 o 4 polos. En la tabla 3.4 se puede ver las velocidades típicas para generadores y motores de inducción para 50 y 60 Hz.

Poles	50 Hz motor	50 Hz generator	60 Hz motor	60 Hz generator
2	2900	3100	3500	3700
4	1450	1550	1750	1850
6	950	1050	1150	1250

Tabla 3.4 Velocidades típicas para motores y generadores de inducción (rpm). [86]

3.7.8 Alternativas por falta de regulación y limitaciones.

En turbinas convencionales, la velocidad de rotación es mantenida constante contra variaciones en la demanda controlando el gasto regulando el distribuidor; las bombas como turbina carecen de este mecanismo por lo que es necesario hacer uso de otras formas de regulación. Existen diversas maneras de control alternativas; una posibilidad es instalar varias máquinas en paralelo, si bien esto solo permite una regulación escalonada, tiene la ventaja de poder sacar de operación una máquina para realizarle mantenimiento mientras las otras siguen operando. También es posible realizar una operación intermitente, seleccionar para caudal mínimo, el by-pass, la estrangulación y la variación de velocidad de rotación por medio de poleas o control electrónico. Como se puede ver en la fig. 3.26 una turbina bomba (curva roja) tiene un estrecho margen de operación con buen rendimiento y esto debe ser tenido en cuenta a la hora de seleccionar el mecanismo de regulación.

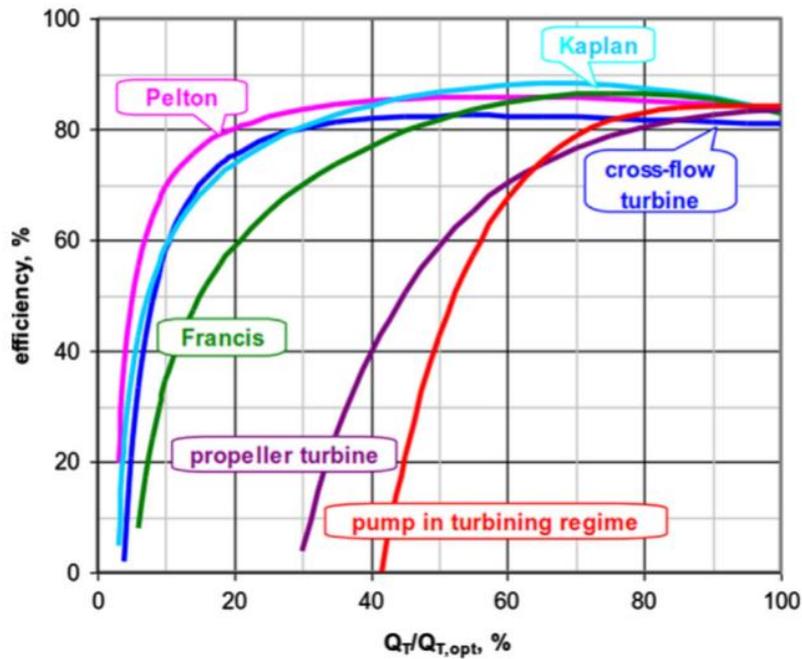


Fig. 3.26. Gráfico de rendimiento en función de caudal para diferentes clases de turbina. [52]

Algunos investigadores sugirieron que el límite superior de aplicación de bombas como turbina está establecido por su disponibilidad comercial “sobre el mostrador”. Por ejemplo, Schmiedl [87] lo establece en alrededor de 100 kW mientras que Engeda y Rautenberg [88] en 250 kW. De todos modos, otros autores afirmaron que incluso aunque las bombas como turbina tengan que ser fabricadas para una cierta aplicación típica, continúan siendo más económicas que las turbinas convencionales hasta niveles mucho mayores. Por ejemplo Lawrence[89] mencionó 1,5 MW y Garay[90] 2 MW.

3.7.9 Comentarios

Las bombas como turbina son extensamente aplicadas en saltos medios donde es posible utilizar máquinas radiales. No lo es así para el caso de saltos bajos donde se podría utilizar máquinas axiales donde existe escasa investigación al respecto.

Las bombas como turbina están sujetas a diversas ventajas comparado al uso convencional de turbinas, por ejemplo, bajo costo, menor complejidad, producción en masa, disponibilidad para un amplio rango de alturas y caudales, entre otras. Técnicamente cualquier tipo de bomba puede ser utilizada como turbina para generación. Sin embargo, desde un punto de vista tecno-económico la mayoría de investigadores coinciden en que las más recomendables son las bombas de centrífugas de una etapa, en el rango de alturas bajas a medias. [91], [76], [92], [93]

En cuanto a los rendimientos máximos, se tiene que al pasar de bomba a turbina casi no varían. Es decir, el rendimiento máximo de la bomba como turbina es casi igual al de la bomba. Y con respecto al comportamiento a la cavitación, es algo mejor en el caso bomba que turbina.

Las bombas como turbina para generación han sido utilizadas en varias partes del mundo en líneas de suministro de agua potable, en sistemas de osmosis inversa, y para

proveer suministro a comunidades rurales alejadas donde no la red no llega (clientes de última milla). En la tabla 3.5 se detallan ejemplos de aplicación el Laos, India, Tanzania, Brasil, Canadá, Alemania y República Checa con rango de 2 a 332 kW.

Location	Capacity of plant	Year of installation
Laos, Xiagnabouli province, South East Asia	2 kW	2008
Thima, Kenya	2.2 kW	2001
Mae Wei village, Thailand	3 kW	2008
Barnacre, North-west of England	3.5 kW	1996
West Java, Indonesia	4.5 kW	1992
Kinko village, Lushoto District, Tanzania	10 kW	2006
Fazenda Boa Esperanca, Brazil	45 kW	2007
Ambootia Micro-Hydro Project, Darjeeling, India	50 kW	2004
British Columbia, Canada	200 kW	-
Breech, Germany	300 kW (8 units)	2006
Vysni Lhoty power station, Czech Republic	332 kW (1 × 90 + 1 × 110 + 1 × 132)	2008

Tabla 3.5 Casos de utilización de bombas como turbina. [57]

4 Efectos de la acumulación por bombeo en el sistema de energía eléctrica

La generación está sujeta a diversas variables difíciles de predecir como por ejemplo el clima y el precio del crudo. Esto hace que sea difícil de predecir la energía generada de un proyecto, la cantidad de horas operativas o su rentabilidad. Una forma de enfrentar este problema es mediante la simulación y el modelado. Un modelo es una representación por lo general simplificada de lo que sucede en el mundo real. Un simulador es un sistema que utiliza un modelo preestablecido para estimar su desempeño de manera estadística. Existen diversos simuladores con los cuales es posible estudiar la incorporación de una central de bombeo, según cual sea el objetivo específico y el presupuesto.

Con el objetivo de mejorar el modelado de centrales de acumulación, Koritarov [94] realizó un estudio de alta resolución con pasos de simulación sub-horarios. Para ello utilizó un conjunto de cuatro modelos computacionales (PSSE®, FESTIV, CHEERS, y PLEXOS) para simular la operación del sistema y analizar diversos problemas operacionales que ocurren en diferentes escalas de tiempo. En la fig. 4.1 se muestra la escala de operación de los diferentes simuladores. Mientras que algunos como PLEXOS y CHEERS pueden ser más aplicados para el largo plazo, donde el objetivo podría ser por ejemplo la programación del despacho, otros como FESTIV y PSSE pueden ser utilizados en el corto plazo en la escala de los segundos en donde el análisis podría centrarse en la calidad del suministro, los arranques y la regulación. Ubicada principalmente entre las escalas minutal y horarias, también se muestra la zona en donde se produce la variabilidad solar y eólica. Esto muestra cómo según el objetivo del análisis, cuál puede ser el simulador más adecuado.

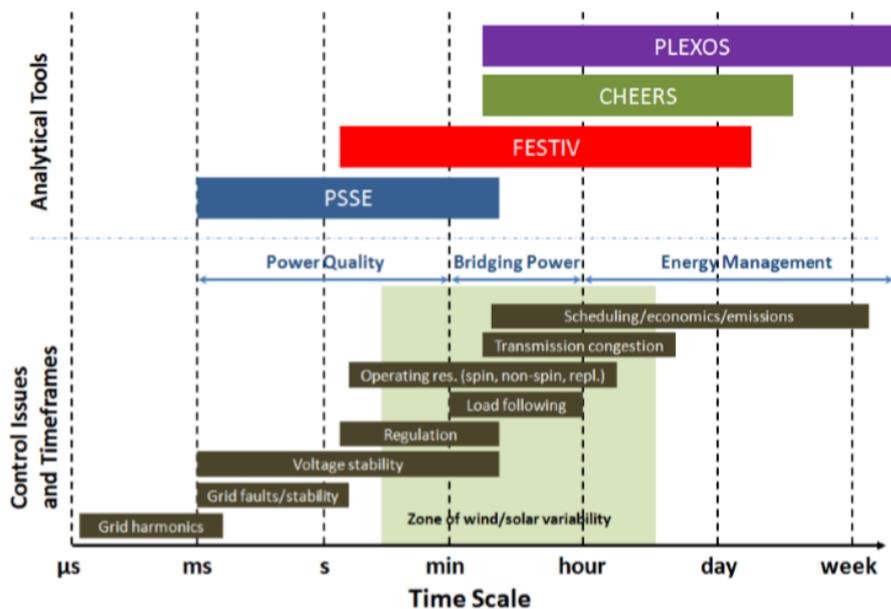


Fig. 4.1 Modelos de simulación y problemas operacionales para diferentes escalas de tiempo. [94]

Este estudio también muestra que la valorización de una central de acumulación de energía aumenta al aumentar la penetración de renovables en el sistema. También concluye que la acumulación por bombeo puede ayudar a reducir los cortes por exceso de generación, reduce el costo de generación, aporta flexibilidad y reserva operativa para la operación del sistema y mejora la confiabilidad del sistema entre otras ventajas más.

Otro simulador disponible es HOMER (Hybrid Optimization Model for Electric Renewables). Este modelo de optimización para renovables es ampliamente utilizado alrededor del mundo para diseñar, comparar o evaluar el desempeño de sistemas de generación híbridos (p. ej. hidráulico-eólico). Pero este modelo no incluye un componente explícito para modelar la acumulación por bombeo. Canales [95] describe un método para representar una central de acumulación creando una batería equivalente en HOMER. El procedimiento realizado está acompañado de un ejemplo detallado para validar el método.

Dong [96] presenta un modelo dinámico comprensivo para sistemas ternarios utilizando el software comercial PSLF de GE. Este modelo está diseñado para simular la transición entre los tres diferentes modos de operación: generación, bombeo y cortocircuito hidráulico.

Li [97] presenta un estudio de viabilidad económica de una central de acumulación utilizada para regular la frecuencia de la red en respuesta a la generación variable de las fuentes renovables. El estudio fue realizado utilizando modelos dinámicos eléctricos e hidráulicos

Karaagac [98] presenta un estudio de simulación y modelado del arranque de una máquina sincrónica de 250 MVA en una central de acumulación por bombeo utilizando un nuevo módulo para máquinas sincrónicas del simulador EMTP-RV. Con el objetivo de validar el módulo comparó la simulación con los datos relevados de una central existente y se encontraron resultados satisfactorios.

SimSEE es otro software disponible, que es una plataforma de Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica. Como tal, permite crear simuladores a medida de un

sistema de generación, para su aplicación tanto en el largo plazo (planificación de inversiones) como en el corto plazo (operación del sistema y simulación del mercado). SimSEE permite a los diferentes participantes del mercado (o Sistema Eléctrico) simular la operación futura del sistema incorporando distintos tipos de pronósticos, como ser generación de energías renovables, demanda eléctrica, precios futuros de tecnologías y combustibles, intercambios internacionales, etc. [99]

Los distintos usuarios pueden así analizar, con información estadística detallada, la evolución de variables de interés, como ser los volúmenes de energía y dinero intercambiados de cada participante con el mercado, la rentabilidad de proyectos específicos y cálculo de precios y riesgos para el diseño de contratos. Este sistema cuenta con un módulo específico de hidroeléctrica con bombeo el cual permite simular la operación de una central de acumulación en los diferentes horizontes. En lo que sigue se dará una breve síntesis de cómo funciona el software y se realizará a modo de ejemplo la simulación de una central de bombeo incorporada al sistema nacional, principalmente a los efectos comprobar su uso.

Simulación de sistemas dinámicos

Un modelo es un sistema de ecuaciones que representan el comportamiento del sistema. Para simular un sistema es necesaria la construcción de un modelo que permita estimar el comportamiento de las variables que interesan del mismo.

Se entiende que un sistema es dinámico cuando “el pasado” es relevante, es decir, cuando el estado inicial de sus variables afecta en el futuro. Por ejemplo, en el caso de un sistema eléctrico, podría importar el estado inicial de sus reservas (hidráulicas, de combustible, etc...) De manera contraria, un sistema no-dinámico es uno en el que lo sucedido en el pasado no tiene consecuencias sobre el futuro. En términos físicos los sistemas dinámicos tienen elementos capaces de acumular energía, como por ejemplo baterías, volantes o reservas de agua, entre otros, que hace que lo ocurrido en tiempos anteriores impacte sobre el futuro del sistema. SimSEE es considerado un sistema dinámico. Los detalles del modelado en SimSEE pueden ser consultados en la documentación del curso y los manuales que están disponibles en su sitio web. [99]

4.1 Ejemplo en Uruguay

Con el objetivo de comprobar la utilidad y eficacia de SimSEE en el modelado y simulado de aprovechamientos de acumulación por bombeo se realizará el modelado y la simulación de incorporar una central de acumulación al sistema eléctrico nacional. En este caso, se considera una central de acumulación por bombeo hipotética de 220 MW de potencia máxima generable, con capacidad para 6 horas. La potencia máxima consumida por el bombeo: 250 MW, y se considera que se incorporaría a partir del 2025. El caudal máximo turbinable: 140 m³/s y el caudal máximo de bombeo: 100 m³/s. El salto con respecto a la cota de la descarga varía entre 150 y 176 m. Se considera un pago por energía de 30 U\$S/MWh. En la tabla 4.2 pueden encontrarse estas especificaciones listadas.

Max. output	220 MW
Max. input	250 MW
Max. head	175 m
Min. head.	150
Max. Flow	140 m ³ /s
Discharge time	6 hs.
Lifespan	30 years
Investment	U\$D 2000/ MW
Incorporation	2025

Tabla 4.2. Especificaciones de la central de acumulación hipotética considerada.

A la generación eólica se la representa como si fueran varios generadores de 1 MW cada uno con un pago por energía disponible de 69 U\$S/MWh. Por un lado se considera a la infraestructura inicial de 1500 generadores en 2018, que van saliendo de servicio a medida que culmina su vida útil hasta hacerse cero en 2038. Por otro lado, se considera la expansión de la capacidad eólica instalada que reemplazaría los generadores que salen de servicio hasta llegar a una capacidad instalada de 4500 MW en el año 2043.

Lo mismo se hace con el parque solar, el cual que se lo representa con 229 generadores solares fotovoltaicos de 1 MW, a un pago por energía disponible de 94 U\$S/MWh que van saliendo de servicio con el correr de los años a medida culmina su vida útil, y una expansión que llegaría a 2280 MW en 2046. Se consideran también a las centrales térmicas y de biomasa presentes en el sistema actual.

Dentro de la generación hidroeléctrica se considera a Salto Grande, Palmar, Baygorria y Rincón del Bonete. En el modelo las únicas centrales consideradas con embalse son Salto Grande y Rincón del Bonete. Baygorria y Palmar son consideradas solamente como centrales de pasada. Esta consideración puede ser realizada en SimSEE dentro del actor “hidráulica”. La central de acumulación por bombeo hipotética es agregada con el modelo específico de SimSEE “hidroeléctrica con bombeo”. Con este módulo es posible definir todos los parámetros y características específicas de una central de acumulación por bombeo como, por ejemplo, salto máximo y mínimo, capacidad de las reservas, potencia consumida y generada, caudales de turbinado y de bombeo, evaporación, valor del agua, inicio de operaciones y rendimientos, entre otros .[105]

A la demanda se la modela con un crecimiento anual medio de 3,2% desde 11.178 GWh en 2016 a 22.437 GWh en 2047.

Tanto el precio del crudo, como los recursos climáticos son modeladas mediante fuentes aleatorias CEGH. En el caso del crudo, se lo modela según la tendencia brent, más una fuente aleatoria de este tipo.

El recurso eólico y solar también son modelados con sintetizador CEGH. A los aportes hidráulicos se los modela por medio de sintetizadores CEGH correlacionados

con la temperatura superficial del océano Pacífico en la región 3.4. Para las estimaciones financieras se utiliza una tasa de actualización considerada de 5%.

Una vez cargados todos los actores, fuentes y demandas al simulador, es posible realizar la optimización y simulación del sistema eléctrico. En el caso del ejemplo, el horizonte para la optimización va desde el 1/1/2018 al 1/1/2049, mientras que el horizonte para la simulación va desde el 1/1/2019 hasta el 1/1/2040. Se utiliza un paso de tiempo semanal (168 horas), diferenciado en 4 postes monótonos de 5, 30, 41 y 92 horas cada uno. Para la optimización se utilizan 1617 pasos mientras que para la simulación 1095. Las optimizaciones se realizan para 5 crónicas.

Para comprender mejor el contexto y tener una representación de la generación a futuro, en la figura 4.11 se muestra el gráfico de generación por fuente anual hasta el año 2038 obtenido. Como se puede apreciar, se proyecta un crecimiento significativo de la eólica, la solar y la biomasa. La hidráulica y la térmica se mantienen constantes. También es posible apreciar la proyección de la demanda. Como se observa, las renovables variables irán teniendo cada vez mayor participación en la matriz lo cual sugiere un buen contexto para la acumulación en general.

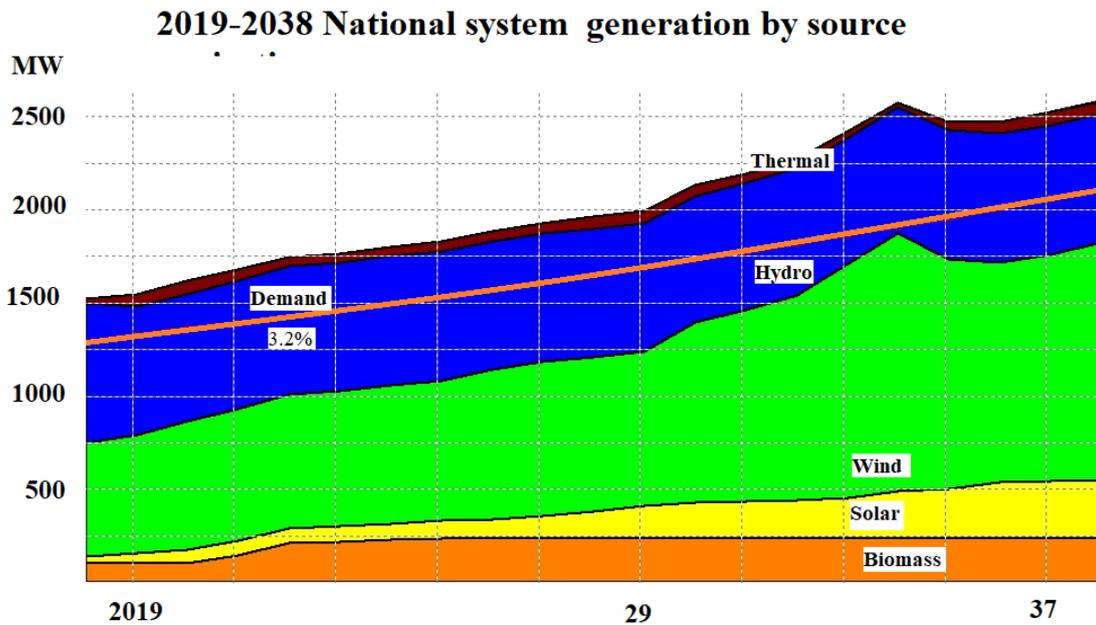


Fig. 4.11 Generación por fuente proyección 2019-2039.

Al introducir un nuevo activo generador al sistema, el plan de inversión óptimo original puede verse afectado; y por eso es necesario re-optimizarlo. SimSEE tiene un complemento llamado OddFace, con el cual es posible realizar optimizaciones del plan de inversión. Pero también existe otra forma de realizar una optimización rápida simplemente analizando los gradientes de inversión. El plan óptimo es aquel que mejor acompaña el crecimiento de la demanda, la cual en el caso del ejemplo es aproximadamente lineal. Para que el plan vuelva a ser óptimo, al introducir una nueva inversión es necesario al menos retrasar otras inversiones. Para el caso del ejemplo, se analiza como el bombeo podría retrasar la expansión térmica. Esto se hizo retrasando manualmente la expansión térmica de manera iterativa. En este caso, se probó para retrasos de 1, 2, 3 y 4 años. Como se puede ver en la fig. 4.12, con retraso de un año el gradiente de inversión acumulado queda constante por un tiempo mayor que en el caso

original (sin bombeo), por lo que se asume que este retraso hace que se mantenga el plan de inversión original sin bombeo y se lo considerará para las simulaciones con el nuevo actor (el bombeo).

Accumulated investment gradient for thermal expansion

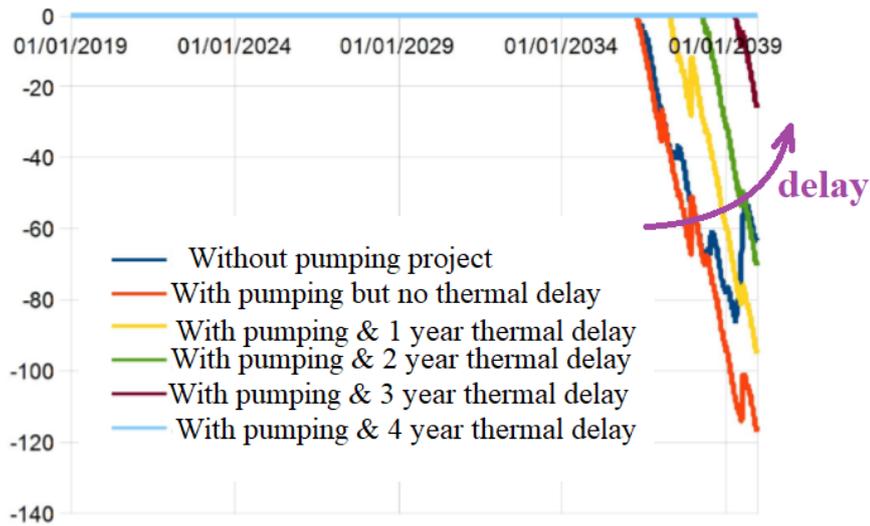


Figura 4.12 Gradientes de inversión acumulados para expansión térmica retrasada 1, 2, 3 y 4 años.

4.1.1 Fallas

Para el caso del ejemplo se consideran cuatro escalones de falla de 2, 5, 7.5 y 85.5% a un costo de 167, 600, 2400 y 4000 U\$S/MWh respectivamente. Si la incorporación de la central de bombeo reduce el costo de falla, el efecto en la confiabilidad es positivo. En la tabla 4.3 se resumen los diferentes escalones de falla con sus costos respectivos.

Escalón	1	2	3	4
Profundidad (%)	2	5	7,5	85,5
Costo (U\$S/MWh)	167	600	2400	4000

Tabla 4.3 Escalones de falla con sus costos respectivos.

En el escenario sin bombeo, la falla acumulada a lo largo del tiempo estimada por la simulación resulta en 16,73 GWh con probabilidad de excedencia de 1%, mientras que en el escenario filtrado (con acumulación), las fallas serían de 14,24 GWh, 14,9% menores (tabla 4.4). Esto muestra como la acumulación puede reducir costos no solo por arbitraje, sino por una reducción en las fallas.

	Falla (GWh)
Sin filtrado	16.7321
Con filtrado	14.2431

Tabla 4.4 Fallas totales con y sin filtrado para el período 1/1/2018 a 31/12/2038.

4.1.2 Costo de abastecimiento de la demanda

La rentabilidad de un proyecto está determinada por el efecto en el costo de abastecimiento del sistema. Con SimSEE es posible simular la operación del sistema a lo largo de un período y en base a eso estimar el costo de suministro total. Para el caso del ejemplo, resulta que el bombeo generaría un ahorro de aproximadamente U\$S 94 millones, un 1.11% del costo total de operación en el período. Los montos son en dólares de 2019 actualizados al 1/1/2018 con una tasa de descuento anual de 12% y corresponden al período de 1/1/2018 a 31/12/2038.

A su vez, es posible analizar el efecto de la valorización del agua en el costo de abastecimiento. Como se muestra en la tabla 4.5, si bien el resultado es casi insignificante, el CAD aumenta con la valorización del agua.

Valorización del agua	U\$S/MWh	2	12	25
CAD 1 % ries. exc.	U\$S	8445,93	8446,03	8446,05
CAD 5% ries. exc.	U\$S	8992,6	8992,5	8992,5

Tabla 4.5 Efecto de la valorización del agua en el CAD.

4.1.3 Operación en el corto plazo

Cambiando el horizonte de tiempo es posible analizar el despacho en las diferentes escalas de tiempo. En particular, el ciclo de operación diario de la acumulación puede ser apreciado en la escala semanal. A modo de ejemplo, en la fig. 4.13 se muestran los resultados de la planificación del despacho para una semana de mayo 2020 tanto para el escenario actual como para el escenario si hubiera estado la central de acumulación operativa.

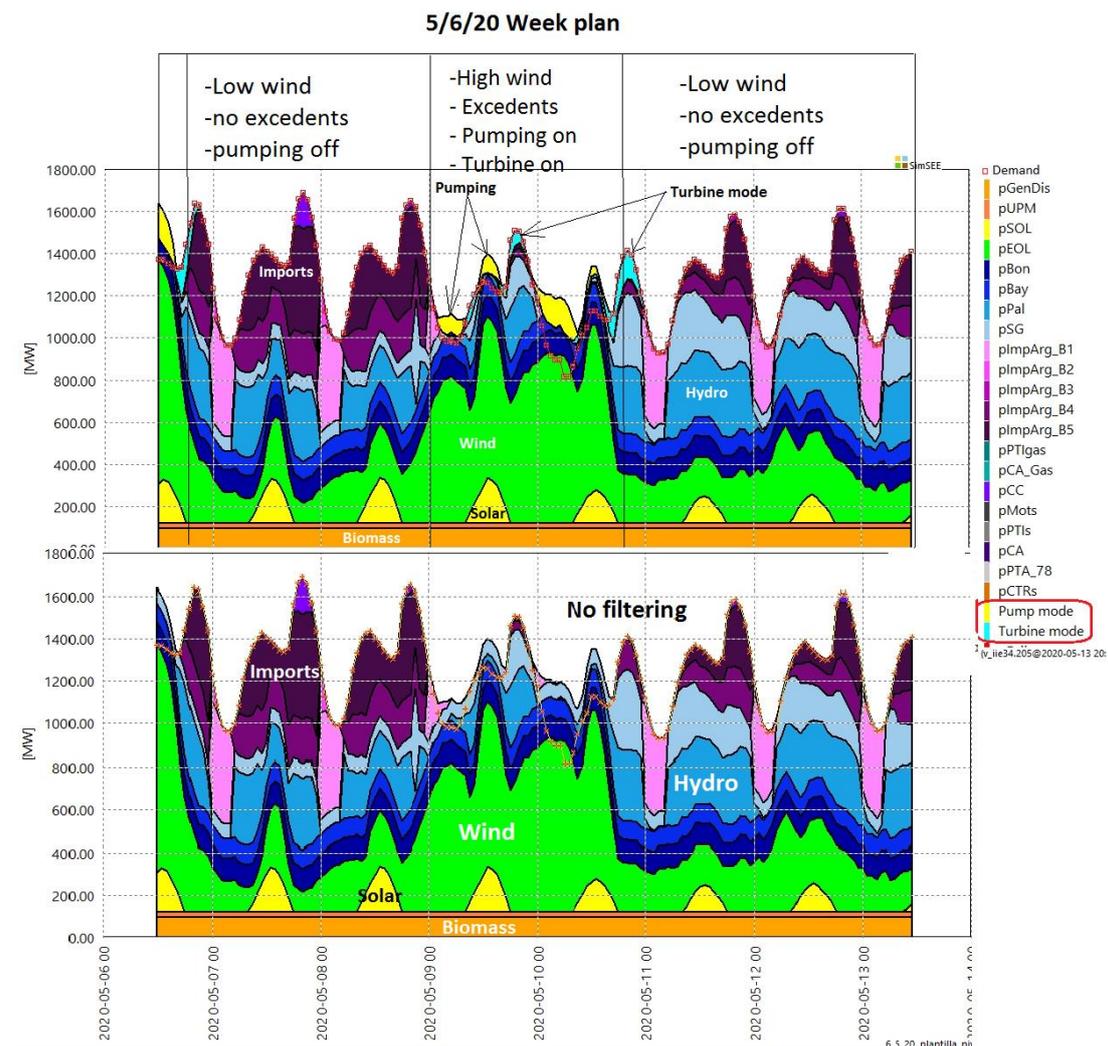


Fig 4.13 Planificación del despacho semanal. Arriba: sin filtrado, abajo: con filtrado.

Como se aprecia, cuando la generación supera la demanda (principalmente en los valles) se activa el bombeo (en amarillo). De esta manera es posible apreciar claramente el efecto de “rasurado de picos” del filtrado. En la fig. 4.14 se puede ver un acercamiento.

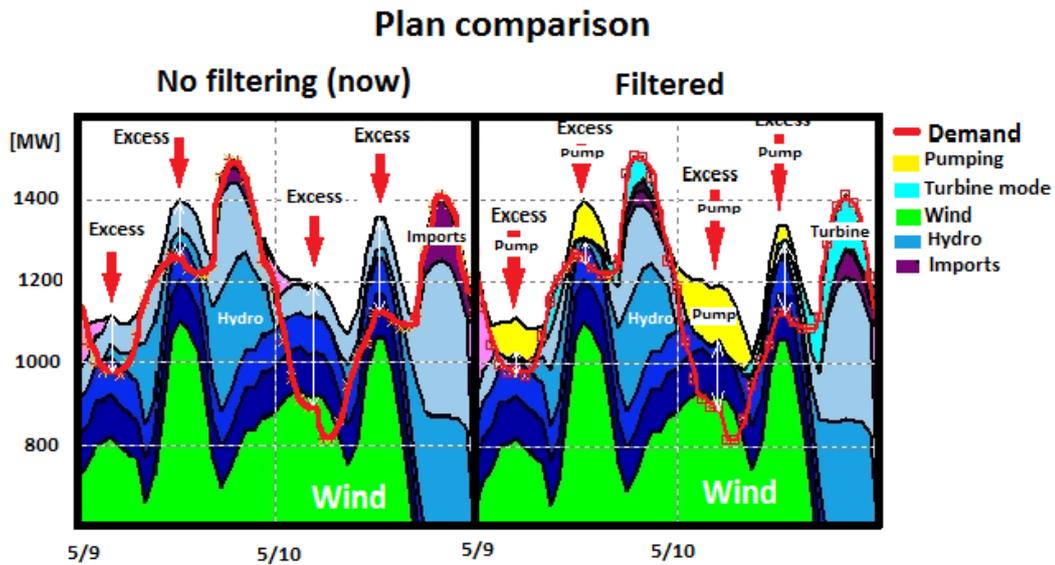


Fig. 4.14 Planificación del despacho para semana del 9/5 (acercamiento)

Como se puede observar, el excedente que hubiera sido desperdiciado por falta de demanda, es desfasado hacia el siguiente pico. Como resultado se reemplazan las importaciones. Esto muestra que aún en períodos de baja demanda promedio como lo fue durante la emergencia sanitaria, la acumulación operaría debido a que sigue habiendo excedentes.

4.1.4 Valorización del filtrado

Como se mencionó inicialmente, la acumulación por bombeo suele ser aplicada en las escalas mayores (220 MW a 6000 MW aprox.), en donde las economías de escala la hacen más rentable. Y como se vio en la sección anterior, aún en épocas de bajo consumo como lo fue durante la emergencia sanitaria, la acumulación igual hubiera sido utilizada. Pero los grandes bancos de acumulación tienen un inconveniente; y es que a medida que se instalen bancos de pequeño porte (1 a 10 MW aprox.), debido a su menor costo de operación, tendrían la tendencia a ser despachados primero, secuestrando horas de operación a los bancos mayores (bombeo), reduciendo su rentabilidad y valorización.

Si bien estas simulaciones pueden ser realizadas con el módulo hidroeólica con bombeo de SimSEE, como el análisis interesa más que nada a efectos comparativos (entre niveles de acumulación), se consideraron baterías sin degradación en lugar de hidroeléctricas con bombeo. Esto puede ser realizado con otro módulo de SimSEE específico para baterías. Con este módulo es posible definir la degradación de la batería, que en este caso por tratarse de bombeo se la consideró nula. Esta es otra manera alternativa de modelar una central de bombeo con SimSEE, la diferencia con el módulo específico para bombeo es que con el es posible ingresar directamente los datos físicos de la central como ser alturas, volúmenes de agua, valorización del agua, caudales y evaporación.

Para analizar el efecto de la escala del banco de acumulación, se realizaron simulaciones para diferentes escenarios con diferentes niveles de acumulación. En la fig. 4.15 se muestra el gráfico de la valorización en el largo plazo en base a capacidad

de acumulación instalada (USD/W) para bancos de acumulación de diferentes potencias nominales. La potencia nominal del banco no sería otra cosa que la potencia nominal del inversor en el caso de baterías, o la potencia nominal del generador para el caso de acumulación por bombeo y por valorización se refiere al beneficio económico neto para el sistema eléctrico, lo cual representa el ahorro total generado.

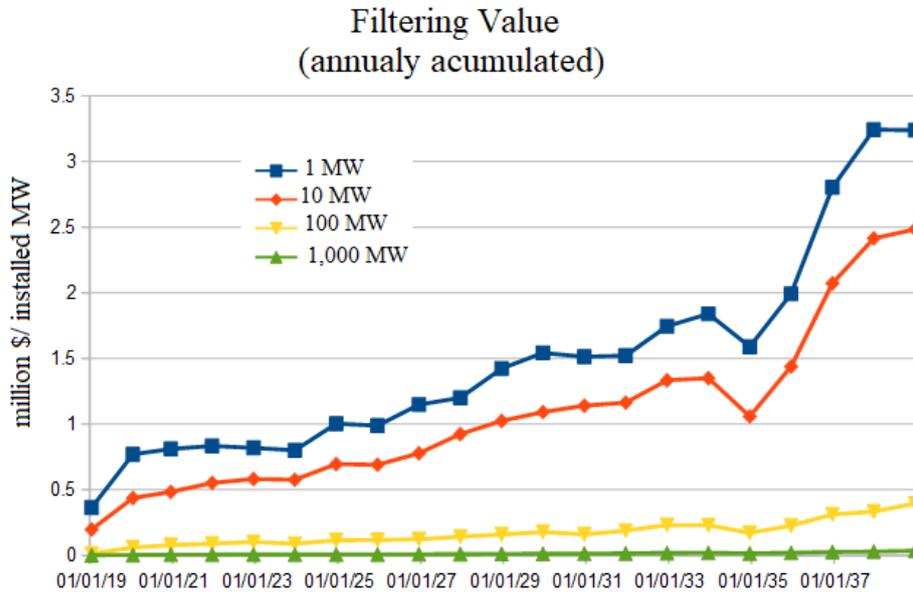


Fig. 4.15 Valorización del filtrado para diferentes niveles de acumulación.

Como se puede ver, los bancos menores (1 a 10 MW) logran tener mayor valor que los de mayor porte (mayor a 100 MW), que tendrían valor casi nulo. Esto muestra que la valorización de la acumulación disminuye al aumentar su nivel y que a partir de un cierto nivel, la acumulación deja de ofrecer beneficio económico significativo para el sistema y no se justifica su crecimiento. Este es un resultado esperable ya que evidentemente el valor de un bien o servicio (acumulación) disminuye en la medida que aumenta su oferta. De este modo se podría concluir que para un sistema de generación dado, existe un límite para el cual seguir aumentando la capacidad de acumulación dejaría de ser justificable. Para el caso del sistema nacional, una central de bombeo de 220 MW parecería “quedar un poco grande”, al menos para ofrecer un beneficio económico que la justifique; y quizás sea más conveniente un banco menor a 10 MW que es donde las baterías tienden a ser más aplicadas. En este rango también se podrían manejar otras modalidades de acumulación como ser volantes o incluso podría llegar a ser competitiva la utilización de bombas como turbina que como se vió en la sección 2, estas son recomendadas para capacidades menores a 2,5 MW.

Para este análisis uninodal, es indistinto si el banco de acumulación es uno solo o si se trata de varios bancos dispersos. Es decir, a los efectos del análisis, un banco de 10 MW es equivalente a 10 bancos de 1 MW.

5 Conclusiones

La expansión de la generación renovable variable ha generado la necesidad de aumentar la flexibilidad de los sistemas de energía eléctrica y la acumulación de energía es una forma de lograrlo. Existen en la actualidad diversos sistemas de acumulación energética, algunos en etapas de desarrollo avanzadas, otros aún en etapa de investigación. Existe una diversa variedad de tecnologías de acumulación, como por ejemplo sistemas químicos, eléctricos, térmicos y mecánicos. Dentro de los sistemas químicos, se encuentran las baterías. Las baterías a su vez pueden ser clasificadas como de estado sólido o de flujo. Ejemplos de las de estado sólido son las baterías de iones de litio, que son una de las formas de acumulación de mayor crecimiento en el mundo. Esta forma de acumulación tiene la ventaja de ser de muy rápida implementación, su costo muestra una tendencia a la baja. Dentro de las limitantes principales de las baterías, se tiene que sufren de degradación, su disposición final puede resultar compleja, lo cual puede implicar un relativamente alto costo de mantenimiento. A su vez, el litio es un mineral de limitada oferta por el cual se compite con la industria de la telefonía y la electrónica por lo cual su costo podría llegar a estar sujeto a fluctuaciones difíciles de predecir. De manera alternativa, las baterías de flujo utilizan una bomba para mover un electrolito que circula entre dos cubas. Este tipo de tecnología está aún siendo desarrollada y se considera que podría tratarse de una muy buena alternativa a las baterías de iones de litio en un futuro no muy distante REF. Dentro de los sistemas eléctricos se tiene por ejemplo a los super-condensadores, en etapa de desarrollo. Dentro de los sistemas térmicos, las sales disueltas son una de las formas más utilizadas actualmente, con un uso particular en sistemas de concentración solar. Dentro de los sistemas mecánicos, se tiene a los volantes, los sistemas neumáticos, y gravitacionales, entre otros. La acumulación por bombeo es una forma de almacenamiento gravitacional hidráulica. Esta forma de acumulación, es la tecnología más utilizada en todo el mundo en términos de energía y potencia; se trata de una tecnología ampliamente comprobada, y tiene la ventaja de no sufrir degradación, y evita el inconveniente de la disposición química. Como principales limitantes, se tiene que requiere una condición geográfica muy específica: desnivel abrupto y fuente de agua. A su vez, en general para ser rentable requiere aplicar economías de escala lo que conlleva a proyectos de gran porte, que pueden resultar de prolongada ejecución y compleja financiación.

La acumulación de energía, especialmente por bombeo, tiene un rol crucial a la hora de permitir un mayor nivel de penetración de renovables variables ya que puede aportar un amplio rango de flexibilidad en las diferentes escalas de tiempo. El nivel de generación libre de carbono requerida para alcanzar los ambiciosos objetivos climáticos significa que la acumulación por bombeo será necesaria para trabajar en conjunto con otras tecnologías de acumulación. Mientras que los sistemas eléctricos del futuro requerirán mayor flexibilidad, muchos mercados han sido lentos para reaccionar y aportar las señales de precio necesarias para asegurar la inversión privada a medida que las dinámicas del arbitraje horario cambian[18]. El desafío para la industria y los creadores de política es desarrollar el marco regulatorio y de mercado que ayude a asegurar su contribución plena a la transición energética.

Dentro de las tecnologías más utilizadas en la acumulación hidráulica, se encuentran a su vez diferentes tecnologías. Se tiene a los sistemas que utilizan turbinas y bombas por separado, a los sistemas ternarios, las turbinas-bomba y las bombas como turbina. La utilización de turbinas y bombas por separado tiene la ventaja de que su funcionamiento resulta sencillo de predecir, trabajar a buenos rendimientos, es fácil de regular, se encuentra una amplia oferta en el mercado, y los fabricantes ofrecen buena información, como desventaja se tiene que pueden ocupar demasiado espacio. Esta configuración suele ser empleada para aplicaciones de gran porte y gran altura donde es posible utilizar turbinas Pelton que en general tienen bajo costo. Como alternativa, están los sistemas ternarios, que utilizan una bomba y una turbina por separado pero que comparten un mismo motor/generador el cual se acopla a turbina o bomba mediante un embrague. Esto tiene la sencillez de utilizar máquinas predecibles y de amplia oferta comercial, y es más compacto. Otra alternativa ofrecida son las máquinas diseñadas para trabajar como turbina en un sentido y como bomba en el otro, lo que se conoce como turbina-bomba. Este esquema suele utilizarse en aplicaciones de alturas medias, donde son recomendadas las máquinas radiales. Actualmente los fabricantes ofrecen una amplia disponibilidad de información sobre la operación en ambos modos. Si bien con esta configuración se simplifica el transporte y montaje, se suele tratar de máquinas costosas que en ocasiones pueden llegar a ser más caras que utilizar turbinas y bombas por separado. Otra alternativa disponible en acumulación por bombeo son las bombas convencionales operando en ambos sentidos. Las bombas se encuentran disponibles en el amplio rango de alturas y caudales y son ampliamente utilizadas en la industria, así como también en el sector comercial y doméstico. En comparación con las turbinas convencionales presentan varias ventajas como ser bajo costo, menor complejidad, producción en masa, disponibilidad en un amplio rango de alturas y caudales, cortos plazos de entrega, disponibilidad en un amplio número de tamaños estandarizados, disponibilidad de repuestos, fácil instalación, etc. Ha sido encontrado que técnicamente cualquier tipo de bomba como ser axial, de flujo mixto, radial, de doble succión o multietapa pueden ser utilizadas en reversa operando como generador. Desde un punto de vista técnico-económico la mayoría de los investigadores [91][76] [92][93] recomiendan la utilización de bombas centrífugas de una etapa operando en el rango de baja a media altura. En cuanto a capacidad, algunos investigadores recomiendan utilizar bombas como turbina hasta 1 MW [89], mientras que otros lo hacen hasta los 2 MW[90]. La revisión de la literatura revela que existe un gran número de estudios teóricos, experimentales y numéricos que han sido realizados por muchos investigadores sobre selección de bombas como turbina y sobre mejora del rendimiento. Varios investigadores han presentado correlaciones teóricas y empíricas para predecir el rendimiento de bombas en reversa a partir de las características de la bomba. A pesar de ello, los resultados obtenidos con estos métodos no son confiables para todas las bombas sujetas al amplio rango de velocidades específicas y potencias[57]. El máximo rendimiento en modo turbina fue reportado ser igual o algo menor que el de bomba. Entre las varias técnicas intentadas por diferentes investigadores sobre la mejora del rendimiento de bombas en reversa, el redondeo de punta de álabe se encontró ser el más prometedor por lo que se recomienda estandarizar el redondeo de álabe sobre el amplio rango de bombas como turbina.

En cuanto a la simulación y modelado de la acumulación por bombeo, existen diferentes sistemas con los cuales es posible modelar y simular el efecto en el sistema

de energía eléctrica de incorporar acumulación por bombeo que han sido utilizados de manera satisfactoria por diferentes investigadores en diferentes escalas de tiempo. Mientras que algunos simuladores vienen dotados de módulos específicos de acumulación por bombeo, en otros es necesario modelarla como si fueran baterías. En el caso de SimSEE, ya viene dotado de un módulo de bombeo el cual fue posible probar satisfactoriamente.

SimSEE es un sistema lineal que utiliza el modelado orientado por objetos lo cual facilita la creación de nuevos actores y escenarios en las diferentes escalas de tiempo. Se trata de un modelo dinámico en donde la optimización es realizada mediante algoritmo simplex. En este software, las variables estocásticas consideradas como ser los aportes hidráulicos, velocidad del viento, irradiación solar, precio del crudo y roturas son aproximadas mediante fuentes CEGH, lo cual permite representar los diferentes procesos estocásticos con el fin de incorporarlos al sistema dinámico.

Con este software, fue posible realizar un ejemplo de aplicación en Uruguay en donde se modeló y simuló la incorporación de una central de acumulación por bombeo de 220 MW al sistema nacional. Mediante el módulo “hidroeléctrica con bombeo” fue posible definir todos los parámetros específicos de la central como por ejemplo, alturas máximas y mínimas de las reservas, caudales de turbinado y bombeo, evaporación, infiltraciones, costo de operación, vida útil, etc., lo cual simplificó el armado del problema. Se realizaron simulaciones tanto en el largo como en el corto plazo. Con las simulaciones a largo plazo se pudo estimar el costo de abastecimiento de la demanda con el nuevo actor, lo cual permite estimar la rentabilidad del proyecto así como también las fallas totales en el sistema de energía y se encontró que para el caso estudiado tanto el costo de abastecimiento como las fallas se verían reducidas al incorporar acumulación por bombeo. A través de las simulaciones a corto plazo fue posible visualizar el filtrado de los picos de generación producidos por la generación variable. Para el caso del ejemplo, se encontró que el proyecto permitiría balancear altos niveles de carga logrando aprovechar excedentes de fuentes renovables variables, disminuyendo la necesidad de importar o recurrir a la generación térmica. A su vez, fue posible realizar una comparación de la valorización del filtrado para diferentes niveles de acumulación y se encontró que al menos para el caso del sistema nacional, y se encontró que existe un nivel sobre el cual deja de producir beneficio económico. Es así que en sistemas de alta componente variable como el nacional donde es necesario balancear grandes niveles de carga, quizás la combinación de bancos pequeños con bancos de gran porte (sistemas de acumulación híbridos) podría resultar conveniente de considerar. Esta comparación entre diferentes niveles de acumulación, fue realizada con el módulo específico para baterías de SimSEE, por lo que esta resulta una segunda alternativa para modelar la acumulación de energía en caso que no se contara con el módulo de bombeo.

Con respecto al Uruguay, el crecimiento de la demanda está planificado ser abastecido con una capacidad de renovables variables creciente. Esto significa que una mayor flexibilidad será requerida por el sistema lo cual muestra un escenario favorable para proyectos de acumulación. El desafío estaría en localizar un sitio con el desnivel suficiente que a su vez presente una morfología que permita minimizar el costo de los diques. Teniendo en cuenta que investigadores recomiendan la utilización de bombas en reversa menores a 2 MW aproximadamente, podrían existir oportunidades

económicamente viables utilizando bombas como turbina a esas escalas, en particular si se dispone del sitio adecuado. Mientras que con un sistema ternario se podría cubrir la acumulación a gran escala, utilizando bombas como turbina, se podría cubrir el rango de pequeña escala (menor a 10 MW) donde está el mayor valor. En los casos donde los costos civiles sean reducidos, una configuración de bombas como turbina podría llegar a ser más conveniente que un banco de baterías.

Algunas áreas que se podrían beneficiar con mayor estudio son: desarrollar casos de estudio que remarquen los roles complementarios que la acumulación por bombeo y las baterías pueden aportar en la transición energética. Como las baterías y la acumulación por bombeo pueden trabajar mejor en sintonía para asegurar un servicio eléctrico estable, confiable y económico, evaluar el efecto en las emisiones al incorporar acumulación por bombeo a diferentes niveles de penetración renovable variable y como sería en comparación con otras opciones de acumulación. En cuanto a la utilización de bombas como turbina, los próximos trabajos podrían enfocarse en encontrar criterios generalizados de selección, análisis de cavitación, modificaciones en el tubo de aspiración y modificaciones de bajo costo en el impelente. Podría también ser interesante de estudiar a futuro como la acumulación por bombeo podría contribuir a aumentar el factor de utilización eólico y solar. A su vez, en un escenario hipotético donde no existieran restricciones para instalar mayor capacidad eólica, estudiar cual sería la acumulación requerida para balancear el sistema.

Lo encontrado en este trabajo aportará detalles comprensivos de la investigación realizada hasta el momento, las tendencias actuales y el alcance a futuro para el desarrollo de la acumulación por bombeo en la transición energética que ya se está llevando a cabo.

6 Referencias

1 IPCC, 2018, ‘Summary for Policymakers. In: Global warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty’, [V. Masson-Delmotte, P. Zhai, H. O. Pörtner, D. Roberts, J. Skea, P. R. Shukla,

A. Pirani, W. Moufouma-Okia, C. Péan, R. Pidcock, S. Connors, J. B. R. Matthews, Y. Chen, X. Zhou, M. I. Gomis, E. Lonnoy, T. Maycock, M. Tignor, T.

Waterfield (eds.)]. World Meteorological Organization, Geneva, Switzerland.

2 IEA, 2018, ‘Renewables 2018’, International Energy Agency of the Organisation for Economic Cooperation and Development, Paris, France.

3 REN21, 2018, ‘Renewables 2018 – Global Status Report,’ REN21 Secretariat, Paris, France.

4 IHA <http://www.hydropower.org/hydropower-pumped-storage-tool>

5 <https://www.theguardian.com/big-energy-debate/2014/dec/10/energy-storage-intermittent-generation-grid-problems>

6 <http://energystorage.org/energy-storage-0>

7 <https://blogs.scientificamerican.com/plugged-in/renewable-energy-intermittency-explained-challenges-solutions-and-opportunities/>

8 https://www.iiconsortium.org/pdf/Synchronized_and_Business-Ready_Microgrid_20180426.pdf

9 N. Altin, “Energy storage systems and power stability”, 3rd International Smart Grid Workshop and Certificate Program (ISGWCP) conference paper, Marzo 2016,

10 F. Díaz-González, A. Sumper, O. Gomis-Bellmunt, R. Villafafila-Robles, “A review of energy storage technologies for wind power applications”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 16, 4, 2154–2171, Mayo 2012.

11 Lead Acid Battery, Wikipedia,
https://en.wikipedia.org/wiki/Lead%E2%80%93acid_battery

12 A. Poullikkas, “A comparative overview of large-scale battery systems for electricity storage”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 27, 778–788, November 2013.

13 D. Yogi-Goswami, F. Kreith, “Energy Conversion”, CRC Press Taylor & Francis Group; 2007.

14 David M. Hart, George, William B. Bonvillian, Nathaniel Austin. Energy Storage for the Grid: Policy Options for Sustaining Innovation. 2018.

- 15 P. Li, “Energy storage is the core of renewable energy technologies”, IEEE Nanotechnology Magazine, 2, 13–21, 2008.
- 16 Williams, R. The missing link: Why Australia needs energy storage. <https://reneweconomy.com.au/the-missing-link-why-australia-needs-energy-storage-46236/>
- 17 Feltes, J., Kazachkov, Y., Gong, B., et al.: 'Modeling Ternary Pumped Storage Units', (Argonne National Laboratory (ANL), 2013)
- 18 The worlds water battery, IHA working paper, diciembre 2018.
- 19 INE, 2018, ‘Energía, Gas y Agua’ Base de datos estadística, Instituto Nacional de Estadística, Montevideo, Uruguay. Disponible en: <http://www.ine.gub.uy/energia-gas-y-agua> (acceso 15 November 2018).
- 20 ‘ASCE, 1993, ‘Compendium of Pumped Storage in the United States,’ Task Committee on Pumped Storage of the Hydropower Committee of the Energy Division, American Society of Civil Engineers, New York, USA.
- 21 EDP, ‘Vilarinho das Furnas – Technical Information,’ Energias de Portugal, disponible en: https://a-nossa-energia.edp.pt/centros_produtores/info_tecnica.php?item_id=63&cp_type=§ion_ty pe=info_tecnica (acceso 15 November 2018).
- 22 EASE, 2016. ‘Pumped Hydro Storage,’ Energy Storage Technology Descriptions, European Association for Storage of Energy, Brussels, Belgium. http://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2016/07/EASE_TD_Mechanical_PHS.pdf
- 23 Vaughan D. and N. West, ‘Batteries vs Pumped Hydro – Are they sustainable?’ Entura (11 de Agosto 2017). <http://www.entura.com.au/batteries-vspumped-storage-hydropower-are-they-sustainable/>
- 24 Newbery, D., 2016. ‘A simple introduction to the economics of storage: shifting demand and supply over time and space,’ Working Paper, Energy Policy Research Group, University of Cambridge, Cambridge, UK.
- 25 The worlds water battery, IHA working paper, diciembre 2018. p.8.
- 26 Lazard, 2016. ‘Lazard’s levelised cost of storage – Version 2.0’. <https://www.lazard.com/media/438042/lazard-levelized-cost-of-storage-v20.pdf>
- 27 Vaughan D. and N. West, ‘Batteries vs Pumped Hydro – Are they sustainable?’ Entura (11 de Agosto 2017). p.11.
- 28 Kruger et al. 2018. ‘Li-Ion Battery versus Pumped Storage for Bulk Energy Storage – A comparison of Raw Material, Investment Costs and CO₂-Footprints,’ Hydrovision 2018, Gdansk, Poland.
- 29 Colthorpe, A., ‘Pumped hydro and batteries combine at Engie’s new Bavaria project,’ Energy Storage News (31 May 2018). <https://www.energystorage.news/news/pumped-hydro-and-batteries-combine-at-engies-new-bavaria-project>

30 <https://www.weforum.org/agenda/2018/05/one-simple-chart-shows-why-an-energy-revolution-is-coming-and-who-is-likely-to-come-out-on-top>

31 <https://www.weforum.org/agenda/2018/01/clean-energy-renewable-growth-sustainable-key-trends/>

32 Levelized Cost of Energy 2017 <https://www.lazard.com/perspective/levelized-cost-of-energy-2017>

33 NHA, 2012, 'Challenges and Opportunities For New Pumped Storage Development,' Pumped Storage Development Council, National Hydropower Association, Washington D.C., USA.

34 Renewable energy is getting cheaper and it's going to change everything. <https://www.weforum.org/agenda/2018/05/one-simple-chart-shows-why-an-energy-revolution-is-coming-and-who-is-likely-to-come-out-on-top>

35 Informe del PNUMA 2017 (Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente) <https://news.un.org/es/story/2017/04/1376431>

36 National Grid, 2017, 'System Needs and Product Strategy,' National Grid Plc., Warwick, United Kingdom.

37 Hunt, J., Freitas, M. & Pereira Júnior, A., 2014. 'Enhanced-Pumped-Storage: Combining pumped-storage in a yearly storage cycle with dams in cascade in Brazil'. *Energy*, 78, 513-523.

38 Hunt J., Byers E, Riahi K, & Langan S, 2018. 'Comparison between seasonal pumped-storage and conventional reservoir dams from the water, energy and land nexus perspective. *Energy Conversion and Management*, 166: 385-401.

39 Barrett A. and A. Pai, 'Is there an economic case for pumped hydro?' *Entura* (8 January 2018). <http://www.entura.com.au/is-there-an-economiccase-for-pumped-storage-hydropower/>

40 Barbour E. et al., 2016., 'A review of pumped hydro energy storage development in significant international electricity markets' *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 61,) 421–432.

41 Tan, J. and Zhang, Y., 'Coordinated Control Strategy of a Battery Energy Storage System to Support a Wind Power Plant Providing Multi-Timescale Frequency Ancillary Services', *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2017, 8, (3), pp. 1140-1153.

42 Warren, M. 2018. 'Firming renewables: The market delivers,' June 2018. <https://www.energycouncil.com.au/analysis/firming-renewables-the-market-delivers/>

43 Perez-Diaz et al., 2014, 'Contribution of a hydraulic short-circuit pumped-storage power plant to the load–frequency regulation of an isolated

44 ARENA, 2017., 'Cultana Pumped Hydro Project – Knowledge Sharing Report,' ARENA, ARUP, University of Melbourne and Energy Australia. https://www.energyaustralia.com.au/sites/default/files/2017-09/Cultana%20Pumped%20Hydro%20Project%20_Public%20FINAL.pdf

- 45 Genex Power, '250 MW Kidston Pumped Storage Hydro Project (K2H)', Genex Power, Sydney, Australia, Available at: <http://www.genexpower.com.au/project-details.html> (acceso 15 November 2018).
- 46 Blakers, A., et al, 2017. 'An atlas of pumped hydro energy storage,' Australian National University, Canberra, Australia. <http://re100.eng.anu.edu.au/research/phes/>
- 47 IHA's hydropower database and includes projects which are either under construction or approved for development with a high degree of confidence.
- 48 Gimeno-Gutierrez, M. and R. Lacal-Arategui, 2013. 'Assessment of the European potential for pumped hydropower energy storage', Joint Research Centre of the European Commission, Petten, NL.
- 49 Sylvia, T. 2 GW pumped storage project proposed on Navajo Nation lands Rec. 17/11/2020 <https://pv-magazine-usa.com/2020/01/22/2-gw-pumped-storage-project-proposed-on-navajo-nation-lands/>
- 50 Instituto Geográfico Militar, Geoportal, <http://www.igm.gub.uy/geoportal/>
- 51 Decreto 8/019, Ajuste de tarifas de UTE.
- 52 Fundamentos de Generación Hidroeléctrica 2018, R. Pienika, D. Schenzer, Facultad de Ingeniería, Universidad de la República
- 53 Estadísticas hidrométricas regionalizadas, 2019, Dinagua , MVOTMA, www.mvotma.gub.uy
- 54 Michael Smith Engineers Ltd. <https://www.michael-smith-engineers.co.uk/resources/useful-info/specific-speed>
- 55 Pumped storage machines Reversible pump turbines, Ternary sets and Motor-generators, http://voith.com/ca-fr/11_06_Broschuere-Pumped-storage_einzeln.pdf
- 56 Gravity Power <http://www.gravitypower.net/>
- 57 Investigations on pump running in turbine mode: A review of the state-of-the-art Sanjay V. Jainn, Rajesh N. Pate, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 30, Febrero 2014.
- 58 Lueneburg R, Nelson RM. Hydraulic power recovery turbines. In: Lobanoff VS, Ross RR, editors. Centrifugal pumps: design and applications. Texas: Gulf Publishing Company; 1985. p. 246–82.
- 59 Williams, A., "Pumps as Turbines- A user's guide", Intermediate Technology Publications, Londres, 1995.
- 60 Orchard B, Klos S. Pumps as turbines for water industry. WorldPumps 2009;8:22–3.
- 61 Derakhshan S, Nourbakhsh A. Experimental study of characteristic curves of centrifugal pumps working as turbines indifferent specific speeds. Exp Therm Fluid Sci 2008;32:800–7.

- 62 Sharma R.L. Pumps as turbines (PAT) for small hydro. In: Proceedings of the international conference on hydro power development in Himalayas; 1998. p. 137–46
- 63 Small Pumped Hydro Storage. (<http://www.hawaiiirenewable.com/wp-content/uploads/2009/12/5.-Small-Pumped-Hydro.pdf>) [accessed 22.09.20].
- 64 Chapallaz, J.M., Eichenberger, P., Fischer, G., “Manual on Pumps Used as Turbines”, MHPG Series, Harnessing Water Power on a Small Scale, Vol. 11, 1992.
- 65 Teuteberg BH. Design of a pump-as-turbine microhydro system for an Abalone farm, Project report. Stellenbosch University; 2010.
- 66 Nautiyal H, Varun, Kumar A, Yadav S. Experimental investigation of cen trifugal pump working as turbine for small hydropower systems.Energy Sci Technol 2011;1(1):79–86.
- 67 Knapp R T. Centrifugal pump performance as affected by design features. Trans ASME 1941;63:251–60.
- 68 Wong, W. Application of centrifugal pumps for power generation. World Pump 1987:348–81.
- 69 Cohrs D. Investigations of a multistage pump operated as aturbine, Untersuchungen an einer mehrstufigen ruckwartslaufenden kreiselpumpe im turbinenbetrieb, verlag und bildarchiv. German:W.H.Faragallah:1977. p. 8–41.
- 70 Amelio M., Barbarelli S. Aone dimensional numerical model for calculating the efficiency of pumps as turbines for implementation in micro hydro powerplants. In: Proceedings of the ASME seventh biennial conference on engineering system design and analysis;2004.p.65–77.
- 71 Singh P, NestmannF. An optimization routine on a prediction and selection model for the turbine operation of centrifugal pumps. Exp Therm Fluid Sci 2010;34:152–64.
- 72 Alatorre-Frenk C. Cost minimization in micro hydro systems using pumps- as-turbines [PhDME thesis]. University of Warwick; 1994.
- 73 Grant A, Bain JM. Pump turbine–the economic answer.In: Proceedings of the international conference on small hydropower – a developing asset;1985.
- 74 Williams AA.The turbine performance of centrifugal pumps: a comparison of prediction methods. Proc IMechE Part A J Power Energy 1994;208:59–66.
- 75 Saini RP. Selection procedure of centrifugal pump to use as turbine for small hydro power stations. In: Proceedings of national seminar on small hydro power projects; 1998.
- 76 Fernandez J, Blanco E, Parrondo J, Stickland MT, Scanlon TJ. Performance of a centrifugal pump running in inverse mode.Proc IMechE Part A J Power Energy 2004;218(4):265–71.
- 77 Joshi S, Holloway AGL, Chang L. Selecting a high specific speed pump for low head hydro-electric power generation. IEEE Trans 2005:603–6.

- 78 Stepanoff AJ. Centrifugal and axial flow pumps. New York: John Wiley; 1957.
- 79 Isbasoiu EC, Bucur DM, Ghergu CM, Dunca G. Using standard pumps as turbines. In: Proceedings of the CEEEX 2007 conference; 2007. p. 1–5.
- 80 Yang SS, Derakhshan S, Kong FY. Theoretical, numerical and experimental prediction of pump as turbine performance. *Renew Energy* 2012;48:507–13.
- 81 Derakhshan S, Nourbakhsh A. Theoretical, numerical and experimental investigation of centrifugal pumps in reverse operation. *Exp Therm Fluid Sci* 2008;32:1620–7.
- 82 Anderson HH. Modern developments in the use of large single entry centrifugal pumps. *Proc. IMechE* 1955;169:141–61.
- 83 Agarwal T. Review of pump as turbine (PAT) for micro-hydropower. *Int J Emerg Technol Adv Eng* 2012;2(11):163–9.
- 84 Williams A. Pumps as turbines – a user's guide. 1st ed.. London: Intermediate Technology; 1995.
- 85 Suarda M, Suarnadwipa N, Adnyana WB. Experimental work on the modification of impeller tips of a centrifugal pump as a turbine. In: Proceedings of the 2nd joint international conference on sustainable energy and environment; 2006.
- 86 Smith, N. Motors for generators for micro-hydro power.
- 87 Schmiedl E. Serien-Kreiselpumpen im Turbinenbetrieb. Pumpentagung Karlsruhe October 1988 [Section A6].
- 88 Engeda A, Rautenberg M. Comparisons of the performance of hydraulic turbines and reversible pumps for small-hydro applications. In: 5th international symposium on hydro power fluid machinery; 1988.
- 89 Lawrence JD. Small-scale hydro: the use of pumps as turbines. In: *Waterpower*; 1979.
- 90 Garay PN. Using pumps as hydro turbines. *Hydro Rev* 1990;9(5):52–61.
- 91 L Shafer. Pumps as turbines: systems and applications. 14–8. (<http://www.pumpfundamentals.com/pumpworld/pumps%20as%20turbines%201.pdf>). [accessed 22.09.20].
- 92 Derakhshan S, Nourbakhsh A. Theoretical, numerical and experimental investigation of centrifugal pumps in reverse operation. *Exp Therm Fluid Sci* 2008;32:1620–7.
- 93 Barrio R, Fernandez J, Parrondo J, Blanco E. Performance prediction of a centrifugal pump working in direct and reverse mode using computational fluid dynamics. In: Proceedings of the international conference on renewable energies and power quality; 2010.
- 94 Vladimir Koritarov, Argonne National Laboratory, U.S.A. Tao Guo, Energy Exemplar, LLC, U.S.A. Erik Ela, National Renewable Energy Laboratory, U.S.A. Bruno Trouille, MWH Americas, Inc., U.S.A. James Feltes, Siemens PTI, Inc., U.S.A. Michael Reed. Modeling and Simulation of Advanced Pumped-Storage Hydropower

Technologies and their Contributions to the Power System, U.S. Department of Energy, U.S.A

95 Fausto A. Canales and Alexandre Beluco, Modeling pumped hydro storage with the micropower optimization model (HOMER), *Journal of Renewable and Sustainable Energy* 6, 043131 (2014)

96 Dong, Zerui, Tan, Jin, St-Hilaire, Antoine, Muljadi, Eduard, Corbus, David A, Nelms, Robert, & Jacobson, Mark D. Modeling and Simulation of Ternary Pumped Storage Hydropower for Power System Studies. United States. doi:10.1049/iet-gtd.2018.5749.

97 Hang Li; Gregory Parker; Brian K. Johnson; Joseph D. Law; Kyle Morse; Donald F. Elger. Modeling and simulation of a high-head pumped hydro system. IEEE.

98 U. Karaagac, J. Mahseredjian, I S. Denetière. Modeling and Simulation of the Startup of a Pumped Storage Power Plant Unit. IPST - International Conference on Power Systems Transients, Perpignan, France, June 16-20, 2019.

99 <https://simsee.org/>