

ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN COMUNIDADES REMOTAS DEL ÁRTICO

LAS COMUNIDADES REMOTAS SIN CONEXIÓN A LA RED DEL NORTE DE CANADÁ Y ALASKA SUELEN DEPENDER DE GENERADORES DIÉSEL. EL SUMINISTRO DE COMBUSTIBLE, QUE A MENUDO SE REALIZA POR CARRETERAS HELADAS, PUEDE SER DIFÍCIL Y CARO. PARA EVITAR LA GENERACIÓN DIÉSEL SE PUEDEN INSTALAR AEROGENERADORES Y MÓDULOS FOTOVOLTAICOS, PERO SUPERAR CIERTOS NIVELES DE PENETRACIÓN PUEDE DESESTABILIZAR EL SISTEMA. EL ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO PUEDE CONTRIBUIR A QUE LAS RENOVABLES ALCANCEN NIVELES DE PENETRACIÓN MUCHO MAYORES PARA MAXIMIZAR EL AHORRO DE COMBUSTIBLE. EN ESTE ARTÍCULO SE EXPLICAN LAS ESTRATEGIAS DE CONTROL DE DICHS SISTEMAS Y LOS DESAFÍOS PARTICULARES QUE PRESENTAN LAS INSTALACIONES EN EL ÁRTICO.

El reto logístico del diésel

Cerca de 4 millones de personas viven al norte del círculo polar ártico, en comunidades que van desde unas pocas docenas a más de 100.000 habitantes. La mayoría viven completamente aislados de la red y dependen del diésel como principal fuente de electricidad y calor. Pero llevar el diésel donde hace falta, puede suponer un gran reto logístico. Las comunidades costeras solo pueden recibir suministros cuando no hay hielo en su puerto local, mientras que las del interior necesitan camiones cisterna que puedan transitar por carreteras heladas.

Superar estos retos logísticos conlleva un precio muy alto: la electricidad puede costar 3 \$/kWh frente a unos pocos céntimos para los consumidores conectados a red. El coste es más que solo económico, porque si bien la generación diésel es fiable, es ruidosa, contaminante y puede crear peligros ambientales como fugas y derrames. Además, requiere un mantenimiento caro.

La transición a microrredes

El coste de la generación diésel ha llevado a las comunidades del Ártico a adoptar renovables, como eólica y solar. La región ártica de Canadá es uno de los líderes mundiales en el aprovechamiento de energías alternativas, generando casi la mitad de su energía mediante renovables, más del doble de la media mundial. Sin embargo, dado el carácter imprevisible de las condiciones meteorológicas, la producción de los aerogeneradores y los módulos fotovoltaicos siempre será altamente variable e intermitente. Por tanto, para garantizar un suministro eléctrico estable y fiable se requiere un cierto nivel de generación diésel. En esencia, estas comunidades remotas están creando sus propias microrredes.

Si se usan controles estándar de red, las renovables pueden aportar hasta el 20%-30% de la energía total en cualquier momento. Si se añaden controles especiales se puede aumentar su penetración hasta aproximadamente un 50%. Al añadir almacenamiento energético, el operador puede maximizar la aportación de las renovables, aumentando la penetración y consiguiendo más de la energía disponible. Al prescindir de los generadores diésel, se puede ahorrar un 50-75% de combustible.

Almacenamiento energético en Li-ion

Las baterías de Li-ion son ahora la tecnología elegida



ENERGY STORAGE IN REMOTE ARCTIC COMMUNITIES

REMOTE OFF-GRID COMMUNITIES ACROSS NORTHERN CANADA AND ALASKA ARE TRADITIONALLY POWERED BY DIESEL GENERATORS. FUEL DELIVERY, OFTEN VIA ICE ROADS, CAN BE DIFFICULT AND EXPENSIVE. WIND TURBINES AND SOLAR PV ARRAYS CAN BE DEPLOYED TO OFFSET THE NEED FOR DIESEL GENERATION, BUT THEY CAN DESTABILISE THE SYSTEM AT ANYTHING MORE THAN MODEST PENETRATION LEVELS. USING ENERGY STORAGE CAN HELP RENEWABLES ACHIEVE MUCH HIGHER LEVELS OF PENETRATION TO MAXIMISE FUEL SAVINGS. THIS ARTICLE DESCRIBES THE CONTROL STRATEGIES FOR SUCH SYSTEMS AND THE CHALLENGES OF ARCTIC INSTALLATIONS.

The challenging logistics of diesel fuel

There are roughly 4 million people living north of the Arctic Circle, in communities ranging from a few dozen to more than 100,000 inhabitants. Most live completely off-grid and rely on diesel to provide their primary source of electricity and heat. But simply getting the diesel to where it is needed can involve a major logistical challenge. Communities on the coast can only receive deliveries when their local port is free of sea ice, while inland communities need tankers to run on the ice roads.

Meeting these logistical challenges comes at a premium: electricity can cost 3 US\$/kWh against a cost of just a few cents for on-grid consumers. The cost is more than just financial, because while diesel generation is reliable, it is noisy, causes air pollution and can create environmental hazards such as leaks and spillage. Diesel generators also require expensive regular maintenance.

Making the transition to microgrids

The cost of diesel generation has prompted Arctic communities to embrace renewable energy such as wind and solar power. The Arctic area of Canada is one of the world leaders in the uptake of alternative energy sources, providing almost half of its power from renewables, which is more than double the global average. However, the unpredictability of weather conditions means that the output of wind turbines and PV modules will always be highly variable and intermittent. Therefore, to ensure a stable and reliable supply of electricity, a certain level of diesel generation is still required. Essentially, these remote communities are creating their own microgrids.

Using standard grid controls, renewables can contribute up to 20–30% of the overall power at any time. Adding special controls can increase renewable penetration to approximately 50%. When an energy storage system (ESS) is added, an

operator can maximise the contribution of renewables, increasing penetration and harvesting more of the power available. With the ability to shut down diesel generators, it is possible to realise fuel savings of 50–75%.

Lithium-ion energy storage

Lithium-ion (li-ion) battery systems are now the technology of choice

para muchos sistemas de almacenamiento energético en todo el mundo, porque ofrecen ventajas importantes. Presentan una alta densidad de energía, lo que significa que las baterías son pequeñas y lo suficientemente ligeras como para almacenarlas en un contenedor estándar de 20 pies. Esos contenedores están totalmente equipados y se prueban en fábrica. También pueden transportarse conforme a los límites de peso para las carreteras normales y heladas, acelerando y facilitando su puesta en servicio en destino.

Además, requieren poco mantenimiento, tienen una excelente capacidad de ciclado y ofrecen un ciclo de vida natural de más de diez años en algunos diseños. Gracias a estos factores, son competitivas en coste durante su vida útil. Otras ventajas son: su alta eficacia, su capacidad de aceptar una carga rápida y su envejecimiento predecible, sin experimentar muerte súbita, que puede afectar a otras químicas.

Motivos para combinar renovables y almacenamiento energético

Hay dos motivos principales para usar el almacenamiento de energía en microrredes remotas, desde un punto de vista técnico y económico. Aumentar el uso de renovables reduce las horas de funcionamiento del generador. El almacenamiento energético puede resistir las variaciones de potencia de los módulos fotovoltaicos y/o los aerogeneradores, de forma que el generador tendrá que arrancar y detenerse con menos frecuencia.

Además, el generador diésel podrá funcionar en su nivel de máxima eficiencia, en lugar de aumentar y disminuir para cubrir los cambios de demanda. Esto reduce los costes operativos y de mantenimiento. Generar más del 30% de energía también evita un fenómeno conocido como acumulación de humedad, en el que los residuos sin quemar se acumulan en la vía de escape, reduciendo el rendimiento.

La necesidad de desarrollar una estrategia de gestión

Instalar sistemas de almacenamiento energético a gran escala en todo el mundo permite un importante nivel de experiencia. La conclusión clara que surge de estos proyectos es que el almacenamiento energético no debe considerarse como independiente, sino como parte integrante de toda la red. El coste del ciclo de vida de este sistema se determinará mediante una serie de factores físicos y operativos, que cubran su coste de capital, mantenimiento y costes operativos, así como el coste de restricciones y cortes.

Un paso crítico en la selección del sistema óptimo para una instalación de almacenamiento de energía es determinar la estrategia de gestión apropiada. Esta estrategia ayudará a determinar cuál es el tamaño adecuado del almacenamiento para conseguir el rendimiento operativo y económico necesario, y hay que considerar un gran número de datos.

Además de comprender las exigencias del operador, hay que tener en cuenta factores específicos del emplazamiento, como las limitaciones de la red eléctrica local y el perfil operativo de la planta renovable y los generadores diésel de la microrred. Es importante analizar el perfil solar o eólico real de la zona durante varios meses, para tener en cuenta la geografía y las variables locales.

El operador debe proporcionar información de la carga, incluida cualquier carga ajustable que puede incorporarse a la estrategia de gestión, y el proveedor del almacenamiento contribuirá a compren-



for many energy storage schemes worldwide, because they offer several major benefits. They have a high energy density, meaning that batteries are small and lightweight enough to be housed in a standard 20-ft container. Such containers are fully equipped and tested at the factory. They can also be transported

within the weight limits for regular and ice roads, offering quick and easy commissioning at their destination.

In addition, li-ion requires little maintenance, has excellent cycling capability, and offers a long calendar life of more than ten years for some designs. These factors mean that, over its operating life, it is cost competitive. Other advantages are high efficiency, the ability to accept fast charging, and predictable aging with no experience of the sudden death that can affect other battery chemistries.

Drivers for combining renewables with energy storage

There are two main drivers for using energy storage in remote microgrids from a technical and economic point of view. Firstly, increasing the usage of renewable energy reduces the running hours of the generator system (genset). The ESS can ride through variations in the power output of the PV panels and/or wind turbines so that the genset has to start and stop less often.

Secondly, the diesel genset will be able to run at its point of maximum efficiency, rather than ramping up and down to meet changing demand. This reduces O&M costs. Running above 30% output also avoids a phenomenon known as wet stacking, in which a build-up of residues of unburnt fuel occurs in the exhaust stack, resulting in a loss of performance.

The need to develop a dispatch strategy

A significant level of experience has now been obtained from the installation of large-scale ESSs at many locations worldwide. The clear understanding that has emerged from these projects is that the ESS should not be regarded as a standalone component, but as an integral part of the whole network. The lifecycle cost of this system will then be determined by a range of physical and operational factors, covering its capital cost, maintenance and operational costs and the cost of curtailments or outages.

A critical step in selecting the optimum ESS for an energy storage installation is to determine the appropriate dispatch strategy. This strategy will help to establish the best size of an ESS to achieve the required operational and economic performance. This requires a number of inputs.

As well as understanding the operator's requirements, there are site-specific factors to consider such as the limitations of the local electricity network and the operating profile of the microgrid's renewable energy plant and diesel generators. It is important to observe the actual solar or wind profile over several months at the site to take into account the local geography and variabilities.

The operator should provide load information, including any adjustable loads that can be incorporated in the dispatch

der los parámetros de la tecnología, incluida la capacidad de energía, carga y de potencia de descarga y el efecto de envejecimiento en la electroquímica. Combinada, esta información va a determinar cómo debe funcionar la planta para optimizar el funcionamiento y equilibrar los costes del sistema, la vida útil de los activos, los gastos de inversión y de funcionamiento.

Aprovechar las capacidades del *software* para modelar el rendimiento de las baterías y el retorno de la inversión

Un paso clave al planificar la implantación de una microrred consiste en evaluar el potencial de ahorro de costes que puede lograrse mediante diferentes configuraciones de almacenamiento. Para ayudar a predecir el rendimiento de la vida útil y el retorno de la inversión (ROI) de las distintas opciones, se puede usar un modelado avanzado de baterías, que determine las características de potencia y energía óptimas del sistema de almacenamiento.

El modelado de alto nivel, que tiene en cuenta la microrred completa, es un excelente enfoque para evaluar la viabilidad de diferentes implementaciones de sistemas renovables combinados con almacenamiento. Una de las herramientas de modelado más importantes es HOMER Pro, un paquete comercial de *software* basado en el trabajo de desarrollo inicial llevado a cabo por el NREL de EE.UU.

Incluso cuando solo se dispone de datos mínimos, se puede realizar un modelado HOMER de alto nivel. Por ejemplo, se puede construir un modelo inicial de microrred con entradas mínimas, como las coordenadas de una localidad en el norte de Canadá con una carga máxima de 130 kW en enero. Con esta información se crea un perfil de carga típico, con posibilidad de descargar recursos solares o eólicos específicos de la zona. A continuación, el *software* realiza rápidamente varias simulaciones para optimizar la potencia nominal renovable, junto con un nivel adecuado de almacenamiento. Los resultados indicarán el ahorro en combustible y, si se proporcionan suficientes datos, el ROI.

En general, el modelado HOMER utiliza datos horarios; por tanto, la granularidad de los datos predichos para la respuesta del sistema de almacenamiento es muy amplia. El modelado debe ser más preciso a la hora de investigar los detalles de los sistemas, como el acoplamiento entre varios generadores diésel en una microrred grande o la optimización de los puntos de ajuste para operar con los generadores en una microrred más pequeña. Los datos de mayor frecuencia, con intervalos inferiores a 10 s, son inestimables. Este modelado preciso proporciona información sobre el funcionamiento del sistema, incluida la sincronización de los generadores diésel y los tiempos de enfriamiento, para minimizar los arranques de los generadores, maximizar el ahorro de combustible y optimizar la duración de la batería.

Un modelado preciso, como el basado en el paquete MATLAB Simulink, requiere datos más detallados para optimizar la metodología de gestión del sistema de almacenamiento. La combinación de un modelado de alto nivel y preciso ayuda a tener una visión más coherente e informada de los requisitos de los sistemas de almacenamiento, lo que permite una evaluación precisa de la viabilidad del proyecto, así como el desarrollo de una estrategia de gestión detallada con el fin de asegurar el éxito del proyecto.

¿Qué datos se necesitan para modelar las baterías?

Los datos necesarios para modelar una microrred son relativamente simples. Esto incluye la carga, la potencia renovable, la configuración de los generadores diésel e información sobre cargas gestionables, como calentadores eléctricos de agua. Es

strategy, while the ESS supplier will contribute an understanding of the parameters of energy storage technology, including energy, charge and discharge power capacities, and the effect of aging on the electrochemistry. Combined, this information will determine how the plant should be operated to optimise operation and balance lifetime costs, asset lifetime, capital expenditure and operating expenditure.

Harnessing software capabilities to model battery performance and ROI

A key step when planning the deployment of a microgrid is to evaluate the potential cost savings that may be achieved through different ESS configurations. To help predict the lifetime performance and return on investment (ROI) offered by the various options, an advanced battery modelling can be used to determine the optimum power and energy characteristics of the ESS.

High-level modelling that considers the entire microgrid is an excellent approach to assess the viability of different deployments of renewable energy schemes combined with storage. One of the most important modelling tools available is HOMER Pro, a commercial suite of software based on the initial development work carried out by the National Renewable Energy Laboratory in the US.

Even when only minimal data is available, a high-level Homer modelling can be performed. For example, the initial model of a microgrid can be built with minimal inputs, such as the coordinates of a village in northern Canada with a peak load of 130 kW in January. With this information, high-level modelling builds a typical load profile and enables location-specific solar or wind data to be downloaded. The software will then perform multiple simulations to optimise the renewable power rating, along with an appropriate level of energy storage. The results will show the potential fuel savings and, if enough inputs are provided, the ROI.

Usually, HOMER modelling utilises hourly data, meaning that the granularity of predicted data for the ESS response is correspondingly coarse. More precise modelling is required when it comes to investigating the detail of these systems, such as bridging between multiple diesel generators in a large microgrid or optimising the set points for operating with diesel generators in a smaller microgrid. Higher frequency data, with intervals no greater than 10 s, are invaluable. This precise modelling provides insights into system operation, including diesel synchronisation and cool-down times, to minimise diesel starts, maximise fuel savings and optimise battery life.

Precise modelling, such as that based on the MATLAB Simulink package, requires more detailed inputs to optimise the ESS dispatch methodology. The combination of high-level and precise modelling offers a cohesive, informed insight into ESS requirements, which enables the viability of a project to be



importante modelar la estrategia de gestión adecuada, incluso si el sistema de almacenamiento formará parte de la red a tiempo completo o solo cuando no se use diésel. Si lo es a tiempo completo, el diésel puede usarse sin problemas y de manera eficiente en carga base, reduciendo el desgaste y los costes de mantenimiento.

Un sistema de almacenamiento también puede ser útil en redes débiles, como en islas, donde puede desempeñar un papel fundamental en la estabilización de la red, abordando tanto la variabilidad de las renovables, como otras interrupciones, como fallos de generador. El modelado de baterías para redes débiles suele basarse en la respuesta de frecuencia, donde la salida del almacenamiento varía de forma constante como una función de la frecuencia de red, se carga cuando la frecuencia es alta y se descarga cuando la frecuencia es baja. En este caso, el dato de entrada (la frecuencia de red) es sencillo, pero la elección de los parámetros es mucho más compleja (incluida la banda muerta de la frecuencia, la curva de caída y la importantísima función de gestión del estado de carga).

Es fundamental tener presente que los datos de la simulación (frecuencia) se modificarán por la generación del sistema de almacenamiento (potencia de carga o descarga). Asimismo, los datos disponibles pueden no reflejar el desarrollo previsto de la red, en especial el despliegue continuo de renovables. Es de vital importancia realizar un modelado adicional cuando el sistema está en funcionamiento y de forma periódica durante toda su vida, así como ajustar sus parámetros operativos en consecuencia. Incluso los ajustes más pequeños pueden ampliar considerablemente la duración de la batería.

Si se utilizan datos con altas tasas de muestras se pueden obtener modelos mucho más precisos y una mayor certeza del valor de la inversión en almacenamiento. Además, se recomienda realizar un muestreo de datos de la red al menos una semana durante cada temporada, a fin de tener en cuenta los efectos de la estacionalidad de forma apropiada. También puede resultar útil capturar datos durante un evento de gran frecuencia.

Funciones adicionales del modelado de baterías

Para las instalaciones remotas podría requerirse al sistema de almacenamiento capacidad de arranque en negro. Cuando se produce un apagón de todo el sistema, un sistema de almacenamiento bien diseñado puede activar una ruta a un generador y proporcionar energía de control para el arranque. Mientras que los transformadores, los alimentadores y las líneas de transmisión se reactivan, el sistema de almacenamiento puede responder a los cambios de frecuencia para mantener todo el sistema en correcto funcionamiento. En la fase de planificación del sistema de almacenamiento, el modelado puede contribuir a garantizar que las baterías siempre mantengan una reserva de energía para el arranque en negro.

Para ser efectivos, es importante que los modelos de baterías utilicen los mismos algoritmos que los sistemas de gestión de baterías para que imiten el comportamiento real de la batería. Deben incluirse las pérdidas de eficiencia y la gestión térmica, para garantizar que la refrigeración del sistema sea adecuada. Una batería pierde capacidad con el paso del tiempo. Por tanto, es vital que los modelos reflejen el rendimiento hasta la etapa final de su vida útil. Estos modelos deben aceptar datos de entrada para diferentes etapas de la vida de la batería e incluir salidas de envejecimiento, para tener certeza con respecto a la vida útil del sistema y sus características de final de vida útil.

Jim McDowall

ESS Business Development Manager, Saft Batteries

accurately evaluated, as well as the development of a detailed dispatch strategy to ensure project success.

Data required for battery modelling

The data required to model a microgrid is relatively simple. It includes load, renewable resource capability, diesel generator configuration and information on any dispatchable loads, such as electric water heaters. It is important to model the correct dispatch strategy, including whether the ESS will form the grid full-time or only when diesel is not being used. If the ESS forms part of the grid full-time, diesel can run smoothly and efficiently in baseload mode, reducing wear and tear and maintenance costs.

An ESS can also be useful in weak grids, such as islands, where it can play a critical role in grid stabilisation, addressing both the variability of renewables and other disruptions, such as generator trips. Here, battery modelling is typically based on frequency response, where the energy storage output varies constantly as a function of the network frequency: charging when the frequency is high and discharging when the frequency is low. In this case, the input (grid frequency) is simple, but the choice of parameters (including frequency deadband, droop slope and the all-important state-of-charge-management function) is much more complex.

It is important to remember as well that the simulation input (frequency) will be altered by the ESS output (charge or discharge power). Furthermore, currently available data may not necessarily be a true reflection of the grid's planned development, particularly the ongoing deployment of renewables. Performing additional modelling when the system is in operation, as well as periodically throughout its life, and adjusting operating parameters accordingly are crucial. Even minor adjustments can greatly extend a battery's life.

Using data with a high sampling rate ensures significantly more accurate modelling and offers a higher certainty for the value of an ESS investment. Moreover, a sampling of grid data over at least one week during each season is recommended to ensure that seasonality effects are properly considered. Capturing data during a major frequency event is also effective.

Supplementary battery modelling capabilities

For remote installations, an ESS might be called upon to provide black-start capabilities. Following a system-wide blackout, a well-designed ESS can energise a path to a generator and then provide control power for starting. As the transformers, feeders and transmission lines of the network are reenergised, the ESS can respond to frequency shifts to keep the entire system functioning properly. In the ESS planning phase, modelling can help ensure batteries always maintain a reserve of energy for black starting.

To be effective, it is important that any battery models should run the same algorithms as the battery management systems so that they mimic real battery behaviour. Efficiency losses and thermal management should be also included to ensure adequate system cooling. A battery loses capacity as it ages, therefore it is vital that models reflect performance through to their end-of-life point. These models must accept inputs for different stages of battery life as well as include aging outputs so that certainty regarding the lifetime of the system and its end-of-life characteristics can be achieved.