



Case Study

晶科SunGiga液冷微电网直流耦合系统解决方案

150kW / 430kWh 锂离子电池储能系统项目——肯尼亚

项目概述

该项目位于肯尼亚莫洛地区的一处花卉种植园，该地区电网供电通常不稳定。客户此前主要依赖柴油发电机（DG）作为备用电源运行，导致能源成本较高。

本项目重点部署直流耦合储能系统（DC-coupled Energy Storage System），并与现有的并网光伏系统（PV System）进行集成，同时实现电网与柴油发电机组（DG）的协同运行。该解决方案通过将电池储能与光伏系统（PV System）深度融合至现

有电力基础设施中，有效提升能源利用效率、降低电力成本，并显著提高供电可靠性。

在此基础上，系统采用多子系统协同架构，并由集中式能量管理系统（EMS）进行统一调度与控制，进而保障电站高效运行与智能化管理。

项目投运后，显著降低了电网购电费用及柴油燃料消耗，有效压降整体运营成本，进一步提升了农场的市场竞争力。

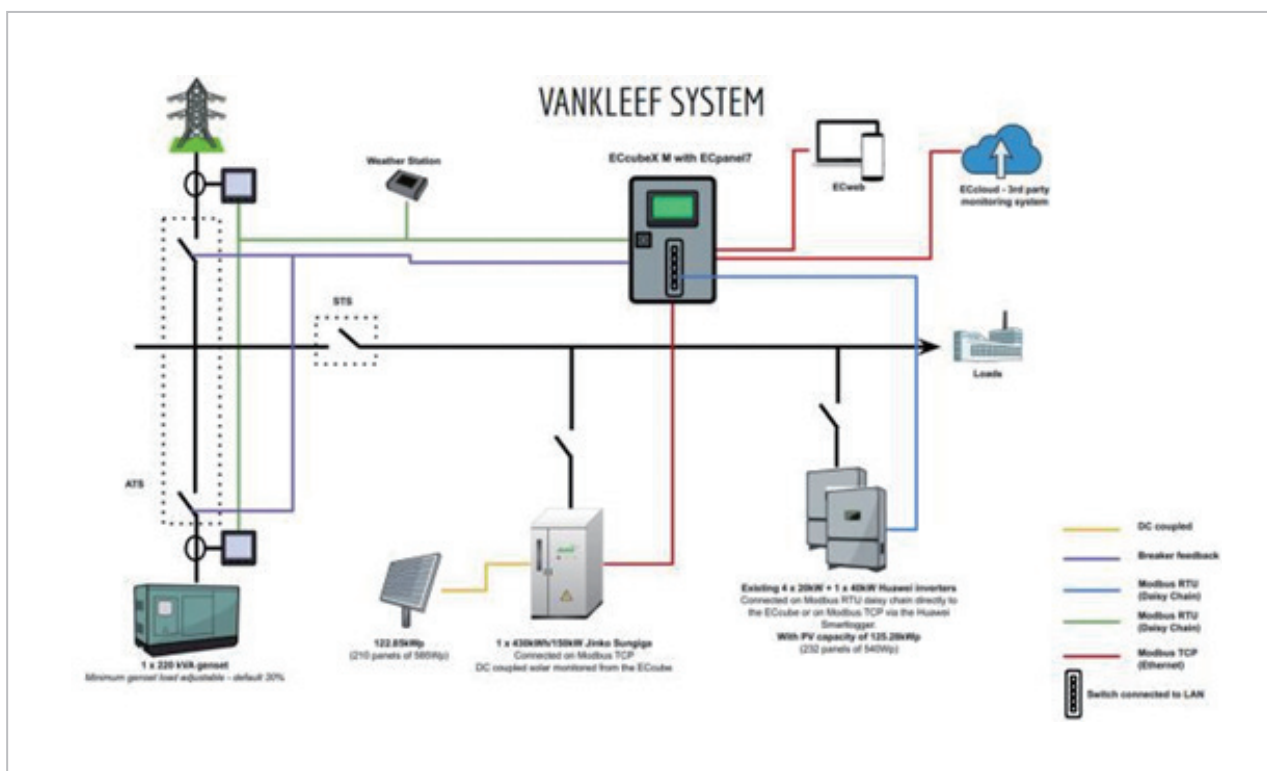


图1. 微电网直流耦合系统单线图

解决方案

通过采用 430kWh 晶科 SunGiga 储能柜系统，客户将受益于其一体化设计所带来的固有优势，包括简化安装流程及维护程序，同时实现较高水平的系统集成度。

该 430kWh 储能系统 (ESS) 采用机柜式设计，并集成多个子系统，以实现最优性能与安全性。这些子系统包括电池簇、电池管理系统 (BMS)、液冷系统、消防系统 (FSS)、储能变流器 (PCS) 以及能量管理系统 (EMS)。

电池簇

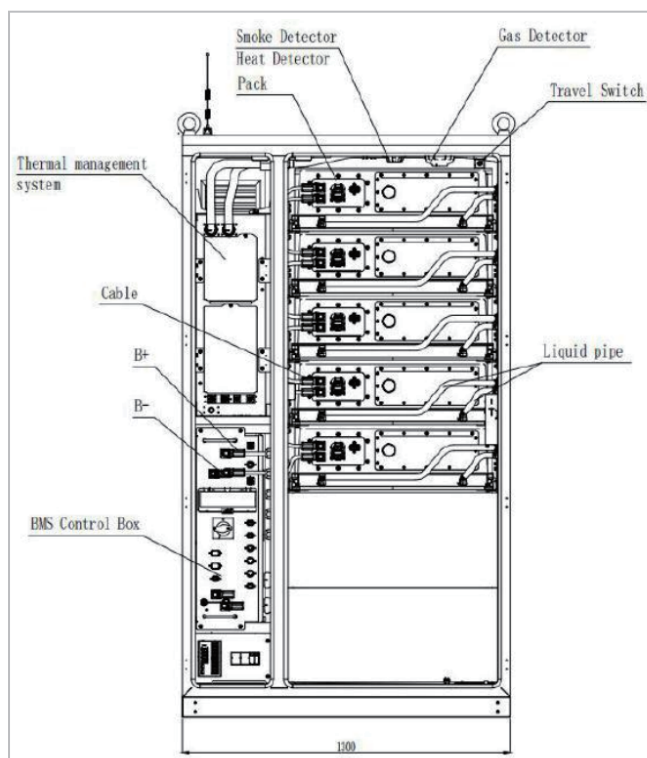
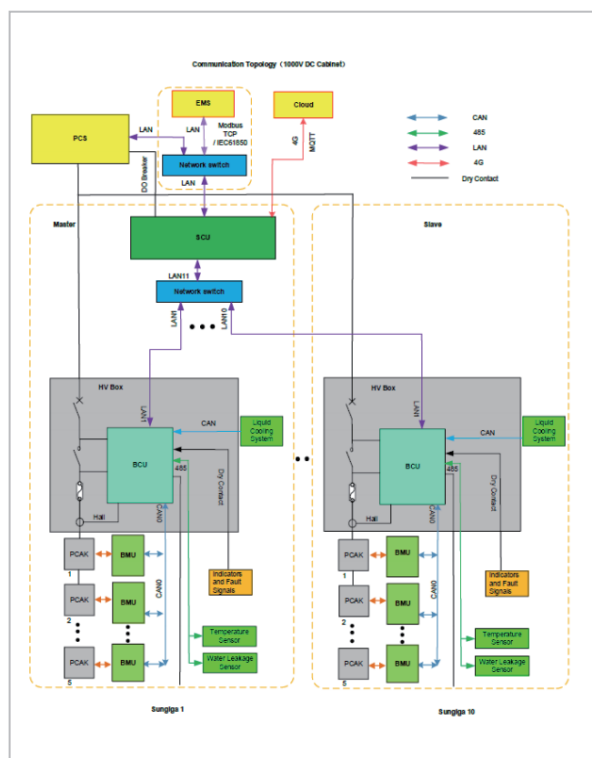
每个电池簇容量为 215kWh，由 5 个额定电压 153.6V 的电池包串联而成，总电压达到 768V。同时配备高压盒 (HVB)，集成高低压电路的电气保护功能，以及电池簇单元 (BCU)，后者负责接收并处理来自各电池包的数据。

电池管理系统 (BMS)

系统采用基于 CAN 总线通信的两级架构 BMS：电池管理单元 (BMU) 和电池簇单元 (BCU)。

电池管理单元 (BMU) 集成于每个电池包内，用于监测电芯电压、温度及电流。电池簇单元 (BCU) 集成于高压盒 (HVB) 内，汇总电池管理单元 (BMU) 上传的数据。

电池管理单元 (BMU) 负责实时检测热学与电气参数 (电压、电流、温度等)，精确估算电池荷电状态 (SOC) 与健康状态 (SOH) 并具备自动校准功能，同时支持过充电保护、过放电保护、短路保护、反接保护、过载保护及过温保护。电池管理系统 (BMS) 可快速隔离本地故障，上报故障信息并实时发出警告。



液冷系统

系统采用液冷方案,由液冷主机、输液管路及电池液冷板组成,并配备多模式精细化热管理控制逻辑,以维持正常运行温度,提升系统一致性与使用寿命。

消防系统 (FSS)

集成于储能系统 (ESS) 的消防系统 (FSS) 采用气溶胶灭火方式, 旨在确保安全并将火灾风险降至最低。消防系统 (FSS) 包含温度与烟雾探测器, 当被保护区达到温度阈值时, 灭火装置即被触发, 释放灭火剂进行灭火; 同时通过干接点信号反馈至上位控制系统, 提醒相关人员灭火气体已释放。

储能变流器 (PCS)

系统采用150kW混合型PCS, 内置隔离变压器, 具备高负载适应性, 支持同时接入负载、电池、柴油发电机 (DG) 及光伏逆变器。

PCS拓扑结构分为两部分:直流-交流(DC-AC)变换侧与直流母线侧(DC-BUS)。直流-直流(DC-DC)低压侧由多个独立模块组成,每个模块采用非隔离双向DC-DC变换拓扑,可直接连接光伏系统与储能单元,并根据需要进行恒压/恒流控制;DC-AC变换侧采用两电平三相全桥拓扑。

当系统并网运行时, DC-AC变换器交流侧接入电网进行功率控制;当系统离网运行时, DC-AC变换器采用恒压恒频控制, 为负载提供稳定的交流电源。值得关注的是, 本PCS支持在110%额定功率下长期过载运行, 确保在严苛工况下保持持续性能。

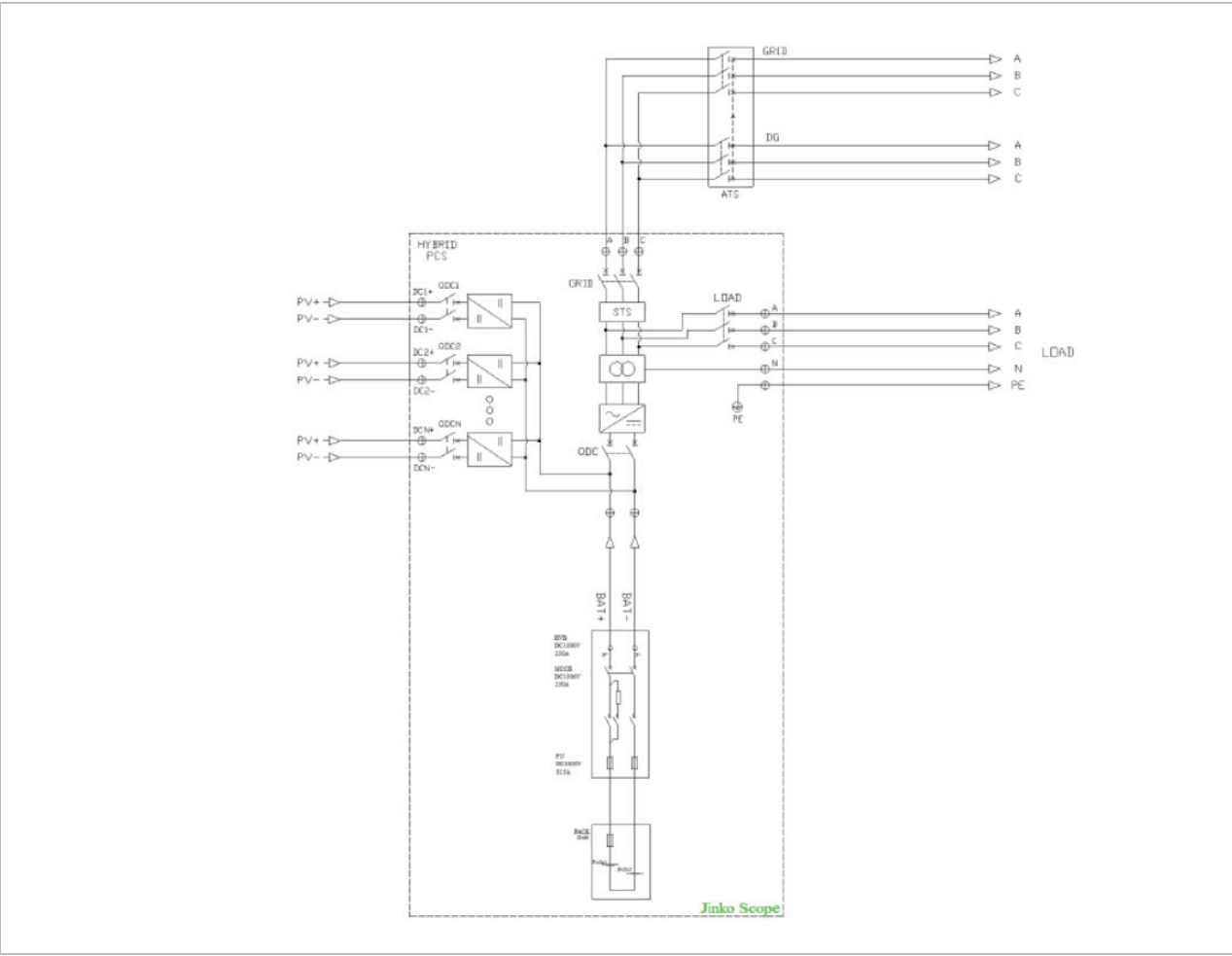


图4. 混合型PCS设置

能量管理系统（EMS）

电池储能系统中的能量管理系统(EMS) 提供全面的功能，确保高效可靠运行。EMS 作为中央控制单元，优化能量流动，提升系统性能,并实现与现有华为光伏逆变器的无缝集成。

EMS 提供系统的实时监测与控制，使用户能够监控关键参数，如荷电状态(SOC)、健康状态(SOH)及功率流向。通过用户友好的可视化界面,用户可直接管理与调整系统设置,确保最优性能并最大化能源利用率。

EMS 在优化电池储能系统运行中发挥关键作用，实现光伏逆变器、电池储能柜及柴油发电机（DG）之间的高效协调。电池管理系统（BMS）、储能变流器（PCS）及光伏逆变器通过 Modbus TCP/IP 协议接入 EMS。能量管理系统（EMS）通过基于电池荷电状态（SOC）的干预点控制方式，与柴油发电机（DG）实现通信。

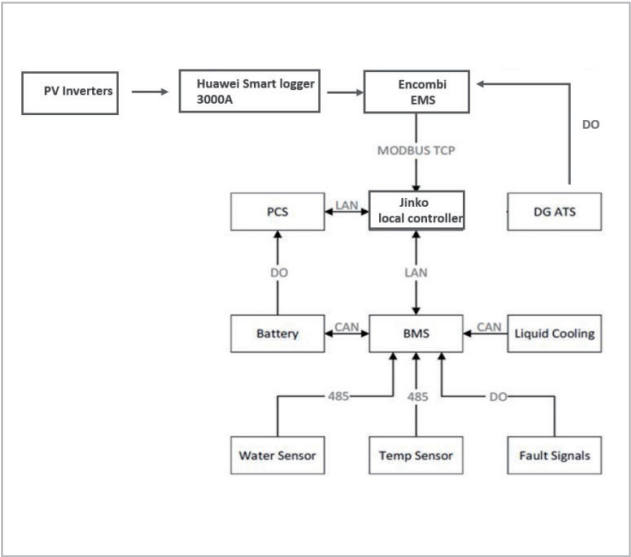


图5. EMS通信拓扑图

运行模式

白天运行：

运行优先级为：光伏（现有并网系统）>储能（ESS）>电网>柴油发电机。

白天，现有并网光伏系统与电网共同为负载供电。接入混合逆变器的光伏系统用于补充光伏波动，同时为电池充电。当电池充满后，并网系统与混合逆变器的光伏共同满足负载需求。当白天发生电网停电时，系统可实现无缝切换，光伏逆变器通过获取PCS输出的参考电压持续发电。

夜间运行：

运行优先级为：储能（ESS）>电网>柴油发电机。

电池中储存的电能优先用于向负载供电，当电池荷电状态（SOC）下降至40%时，由电网接入并承担负载供电。

在电网发生停电的情况下，电池储能系统（ESS）将继续放电至20% SOC，此时能量管理系统（EMS）将发出指令启动柴油发电机，由其为负载供电，并同时为电池充电至80% SOC，随后柴油发电机停止运行。

此后，由电池重新接管负载供电，直至SOC下降至40%的设定阈值（此时电网应恢复供电）；若电网仍未恢复，则电池继续放电至20% SOC，并再次启动柴油发电机投入运行。

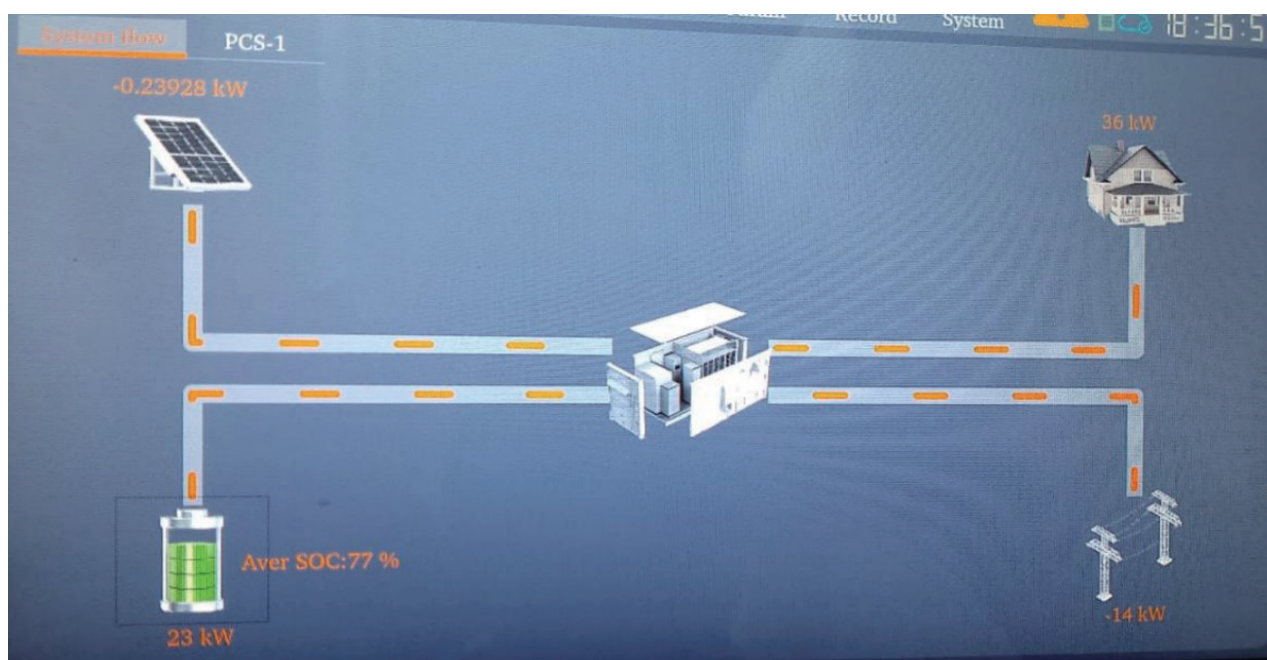


图6. EMS本地控制器设置

监控系统

SCU 监控

系统配备一台现场控制单元 (Site Control Unit, SCU), 连接 2 个电池柜, 用于监控和控制所有连接的子系统 (冷却系统、消防系统 FSS、电池管理单元 BMU、电池簇 BCU 等)。SCU 可提供电压、温度、电流实时数据, 以及告警日志和设备运行状态。SCU 通过网线连接客户路由器接入云端, 并通过虚拟专用网络 (VPN) 实现远程访问。

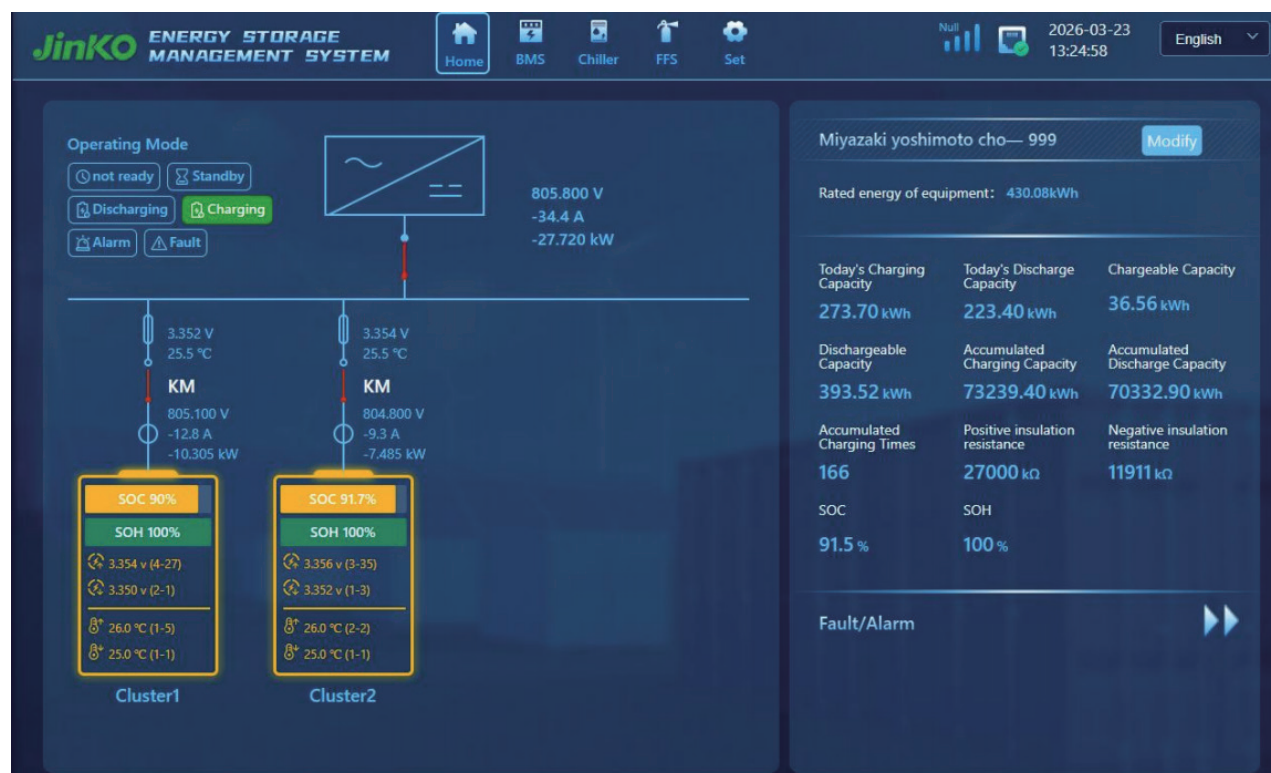


图7. SCU云监控界面

在线监控

本地EMS云平台是一套智能管理系统, 用于控制和监测储能电力系统运行, 并展示光伏发电、电池充放电、电网及负载消耗情况。电池管理系统 (BMS)、储能变流器 (PCS) 及EMS人机界面 (Human Machine Interface, HMI) 通过Modbus TCP/IP连接至物联网路由器 (IoT Router)。该路由器通过广域网 (Wide Area Network, WAN) 连接至云监控平台。

电站的整体EMS系统通过集中的在线仪表盘, 展示来自各类能源基础设施的数据。并网光伏、电池、电网/柴油发电机 (DG) 及负载之间的能量流均可实时捕获。相关的千瓦时数据可在此仪表盘上下载, 以便进行处理与分析。

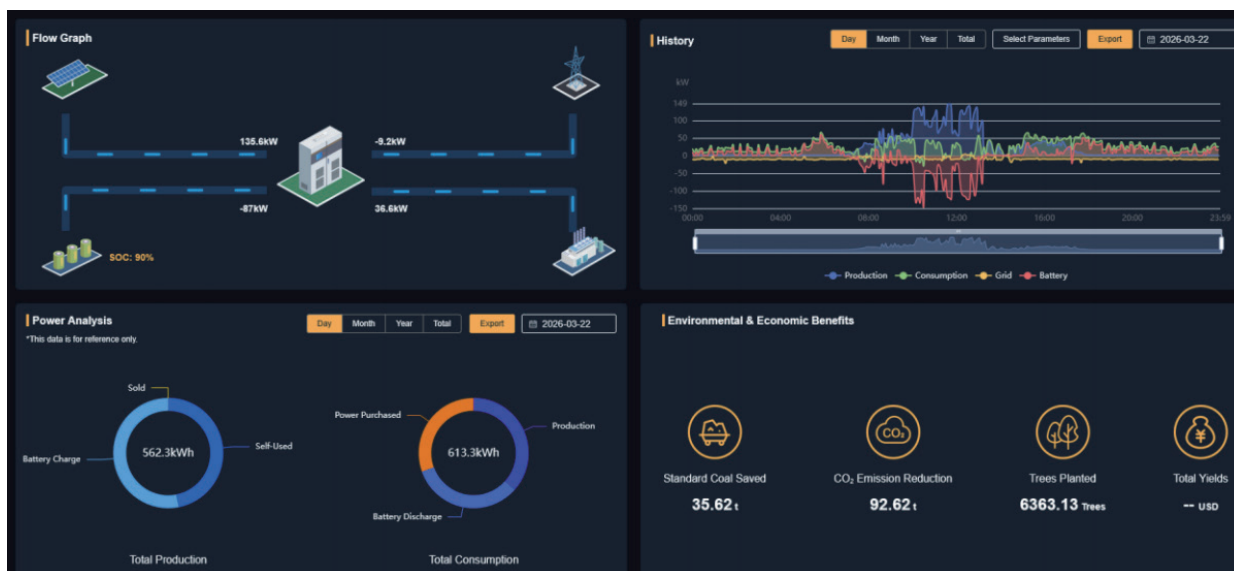


图8. 晶科本地控制器云平台

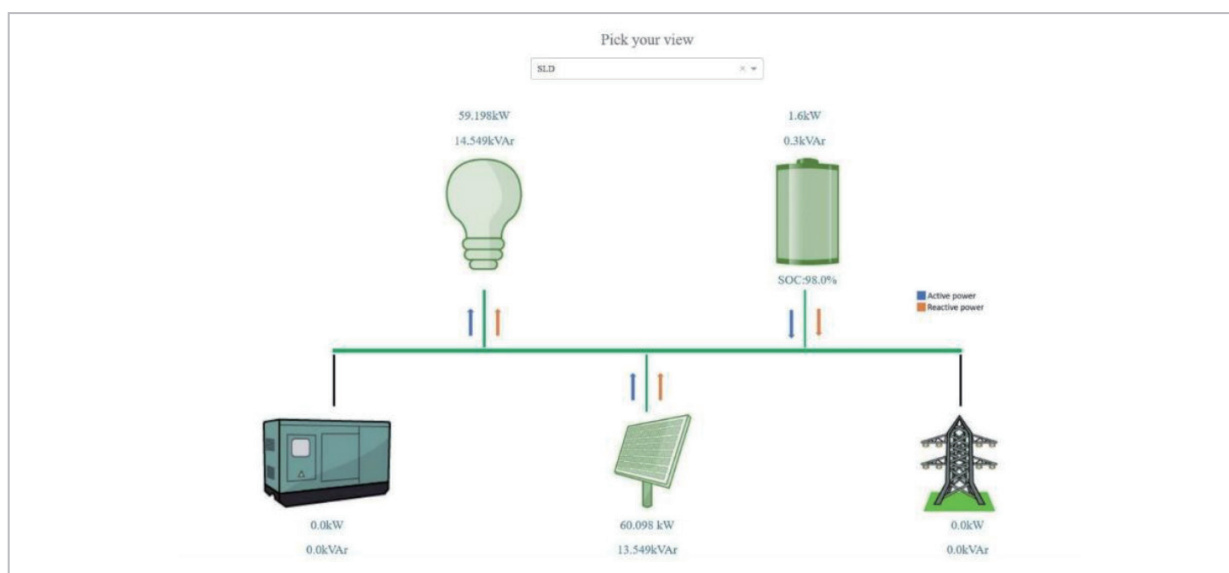


图9. EMS云监控平台

结论

该 430kWh 工商业储能系统直流耦合微电网解决方案在安装便捷性、成本节约及环境适应性(EMS)方面展现出显著优势。项目验证了储能系统与光伏系统、柴油发电机及第三方能量管理系统(EMS)的高度集成能力。运行数据表明系统具备高效率、高可靠性及良好的可扩展性，同时性能衰减较低。

本项目同时为混合光伏储能系统的电池管理与控制策略提供了重要参考。

未来,随着电池技术及电网接入技术的发展,该类储能系统的应用效果将进一步提升。

*本报告为概述文件，晶科储能保留内容更新及最终解释权。



浙江晶科储能有限公司

中国浙江省嘉兴市海宁市黄湾镇向心路8号

电话: +86 400 860 8878

Case Study

晶科SunGiga液冷微电网直流耦合系统解决方案