

储能电站关键技术与应用



目录

CONTENTS

1

储能电站设计关键技术

2

政策与收益模式分析

3

工程案例分享

1

储能电站设计关键技术



储能电站设计关键技术

- 平面布置方案：储能电站的总平布置根据储能电池类型、站址条件、应用场景、建设工期等条件确定。
- 磷酸铁锂电池储能电站为例，一般宜采用预制舱**全户外布置或半户外布置**，部分电站也采用**全户内布置方式**。





储能电站设计关键技术

- 平面布置方案，全户外布置。
- ❑ 电池采用预制舱形式布置于室外，储能变流器及升压升压设备采用户外一体机形式布置于室外。
- ❑ 预制舱之间间隔 3m 作为防火间隔，并作为检修通道。





储能电站设计关键技术

- 平面布置方案，半户外布置。
- ❑ 电池采用预制舱形式布置于室外，储能变流器及升压升压设备布置于室内。
- ❑ 预制舱采用背靠背布置，中间采用防火墙间隔，防火墙应超出设备外轮廓 1m。
- ❑ 不同储能区域被升压楼及环形道路隔开。
- ❑ 综合楼位于场站中心。





储能电站设计关键技术

➤ 平面布置方案

表 12.2.3 储能电站内建、构筑物及设备的防火间距 (m)

建、构筑物名称 [□]			丙、丁、戊类 [□] 生产建筑 [□]			铅酸(铅炭)电 池厂房、液流电 池厂房 [□]		锂离子 电池厂 房 [□]	屋外电池预制舱(柜) [□]		屋外配电装 置 [□]		变压器 [□]		事故 油池 [□]	民用建筑 [□]			
			单、多层 [□]		高层 [□]	单、多 层 [□]	高层 [□]	单、多层 [□]	铅酸(铅 炭)电 池、液流 电池 [□]	锂离子电 池 [□]	每组断路器 油里 [□] (·t) [□]		单台设备油里(t) [□]			单、多层 [□]		高层 [□]	
			一、二 级 [□]	三级 [□]	一、二 级 [□]	一、二 级 [□]	一、二 级 [□]	一、二 级 [□]			≥5 t, < 10t [□]	≥1 0t, < 50t [□]	50t [□]	一、二 级 [□]		三级 [□]	一类 [□]	二类 [□]	
铅酸(铅 炭)电池 厂房、液 流电池厂 房 [□]	单、多 层 [□]	一、二 级 [□]	10 [□]	12 [□]	13 [□]	10 [□]	13 [□]	12 [□]	10 [□]	20 [□]	— [□]	10 [□]	10 [□]		5 [□]	10 [□]	12 [□]	15 [□]	13 [□]
	高层 [□]	一、二 级 [□]	13 [□]	15 [□]	13 [□]	13 [□]	13 [□]	13 [□]	10 [□]	20 [□]	— [□]	10 [□]	10 [□]		5 [□]	13 [□]	15 [□]	15 [□]	13 [□]
锂离子电 池厂房 [□]	单、多 层 [□]	一、二 级 [□]	12 [□]	14 [□]	13 [□]	12 [□]	13 [□]	12 [□]	25 [□]	25 [□]	10 [□]		25 [□]		10 [□]	25 [□]		50 [□]	
屋外电池 预制舱 (柜) [□]	铅酸电池(铅炭电 池)、液流电池 [□]		10 [□]			10 [□]	10 [□]	25 [□]	— [□]	15 [□]	5 [□]		10 [□]		5 [□]	15 [□]	20 [□]	20 [□]	
	锂离子电 池 [□]		20 [□]	25 [□]	20 [□]	20 [□]	20 [□]	25 [□]	15 [□]	同一分区内根 据工艺布置确 定,不同分区间 满足12.2.5要 求 [□]		10 [□]		25 [□]		5 [□]	25 [□]	30 [□]	30 [□]

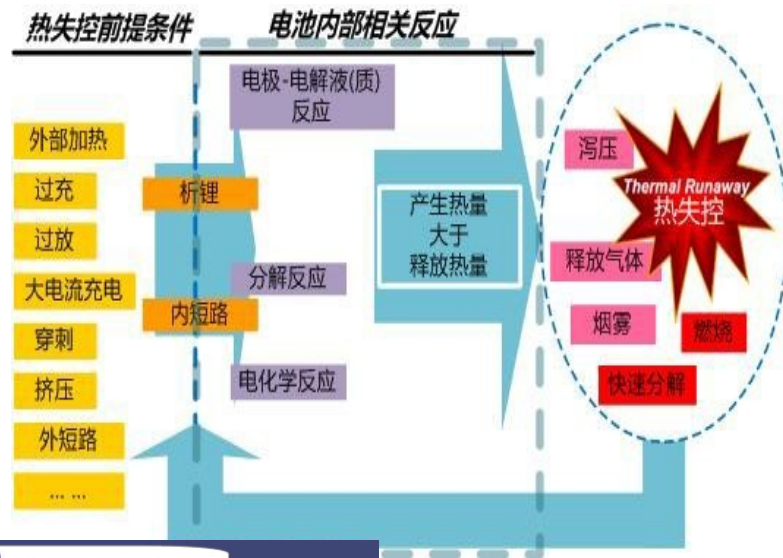
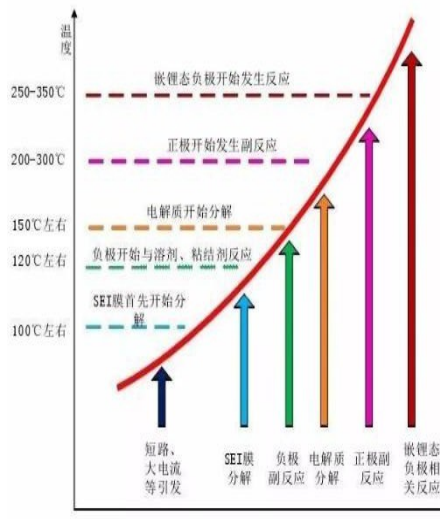
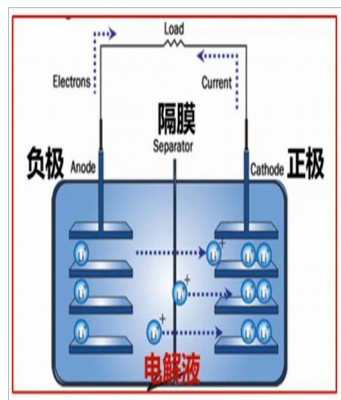
12.2.5 : 锂离子电池设备布置宜分区布置, 单层电池厂房单个电池室额定能量不宜超过 30MWh, 多层电池厂房单个电池室额定能量不宜超过 15MWh。屋外电池预制舱(柜)布置分区内储能系统额定能量不宜超过 50MWh, 相邻分区的间距不应小于 10m。当间距不能满足时, 应设置耐火极限不应低于 4.00h 的防火墙, 防火墙应超出设备外轮廓 1m。



储能电站设计关键技术

➤ 安全设计，热失控背景介绍

❑ 电池热失控都是由于电池的生热速率远高于散热速率，且热量大量累积而未及时散发出去所引起的。从本质上而言，“热失控”是一个能量正反馈循环过程：升高的温度会导致系统变热，系统变热后温度升高，又反过来让系统变得更热。



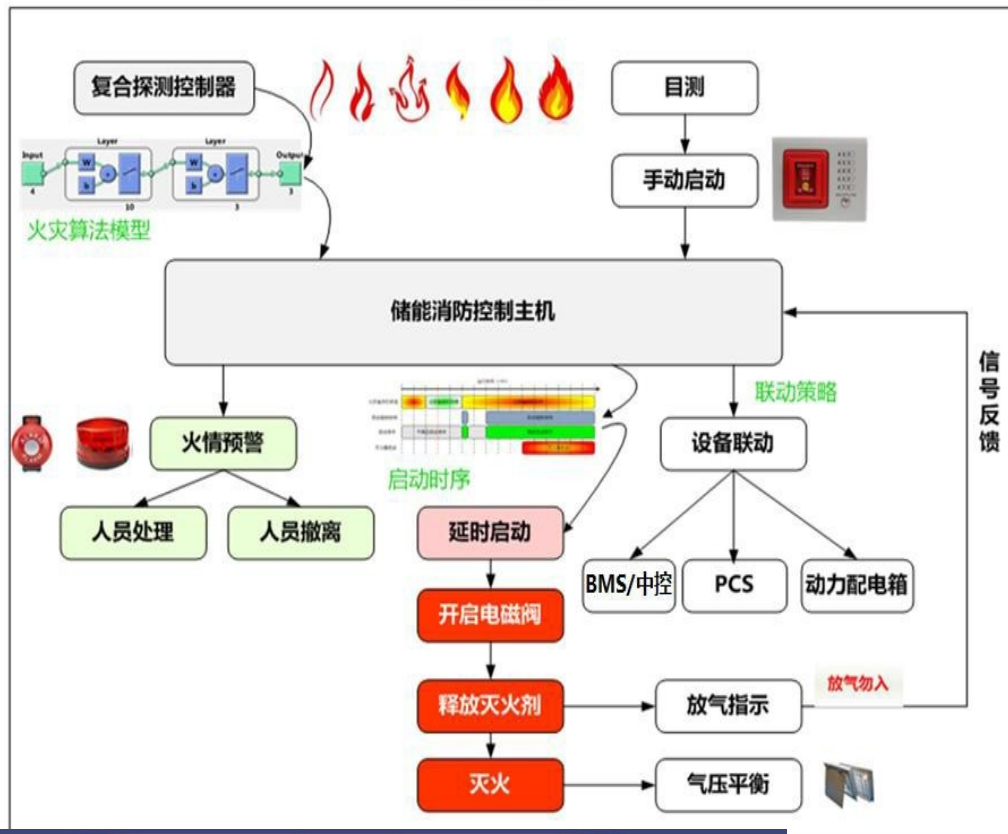


储能电站设计关键技术

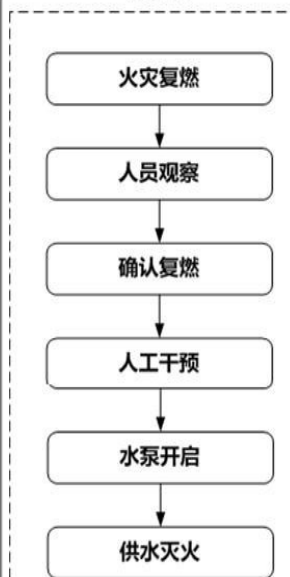
➤ 安全设计，预防为主，防消结合

灭火剂	灭火机理
七氟丙烷	隔绝氧气
全氟己酮	隔绝氧气、蒸发吸热
细水雾	隔绝氧气、蒸发吸热

气体灭火消防



水消防





储能电站设计关键技术

➤ 安全设计，消防技术

第一级

电池本体安全

- 选择性能良好具备认证产品，通过 GB/T 36276 认证

第二级

在线监测

- 电压、温度在线监测
- 烟感、温度感、可燃气体探测器。

第三级

热失控早期预警

- 故障告警
- 联动断开电气连接
- 启动事故风机

第四级

气体消防

- 气体消防装置启动

第五级

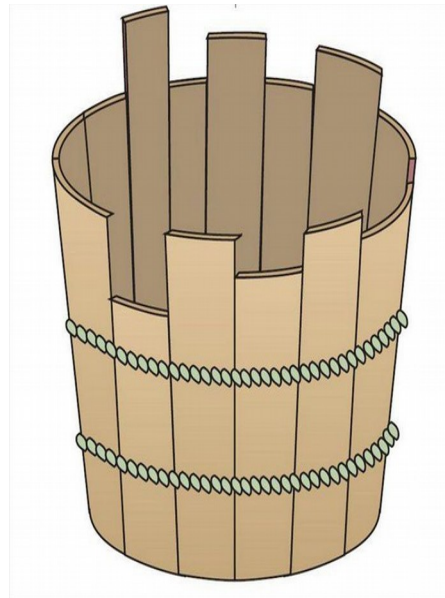
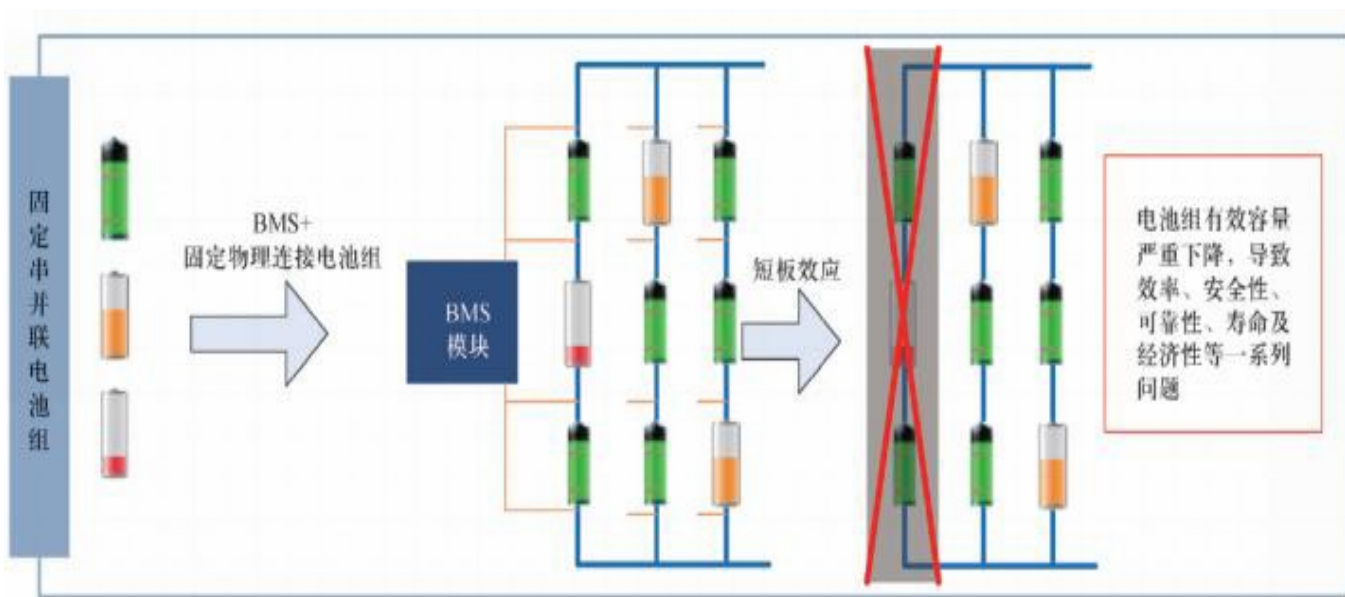
后备消防

- 水消防启动，舱体全浸没



储能电站设计关键技术

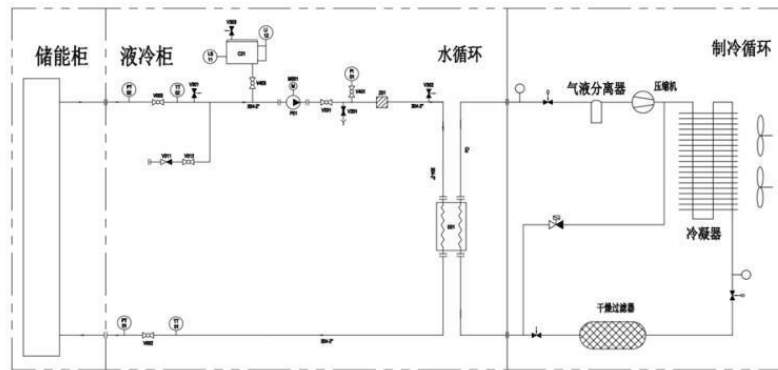
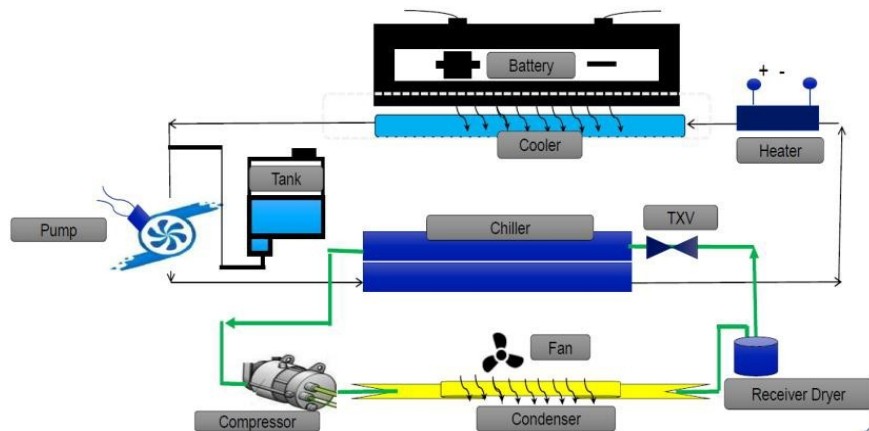
➤ 关键技术，电池一致性





储能电站设计关键技术

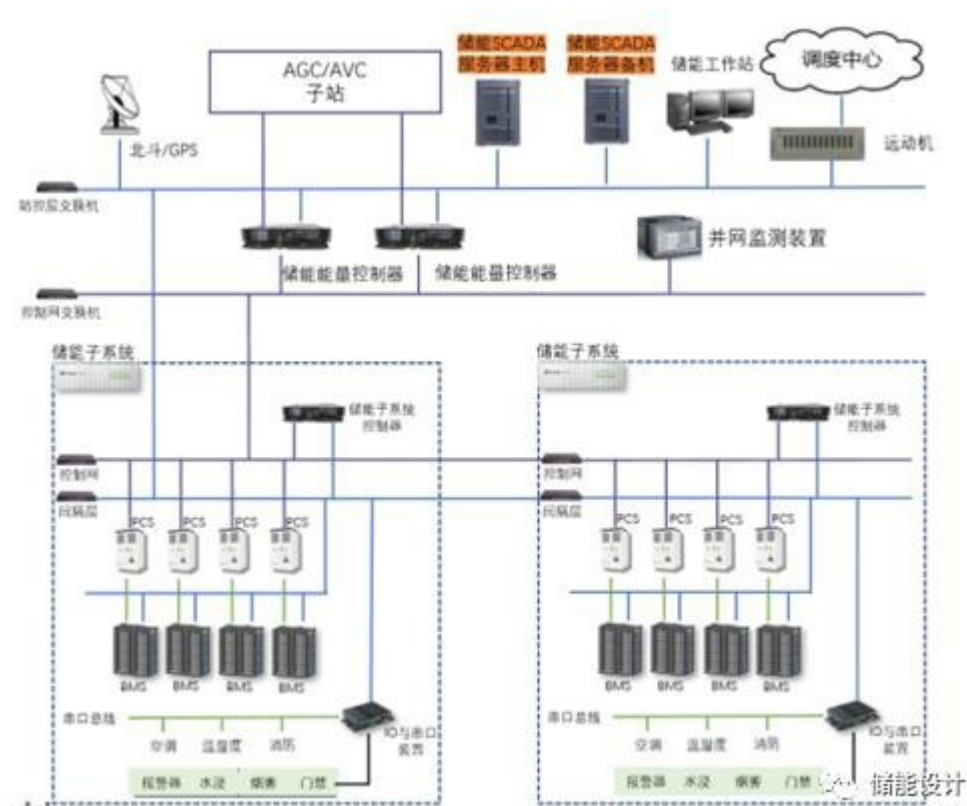
闭式循环系统，冷却媒介一般采用**乙二醇水溶液**，电池的热量通过冷却液带出，并通过换热器进行换热。液冷电池预制舱内最大温差 3°C 左右，保证电芯的一致性水平，液冷系统具有能量密度高、站用电损耗低、放电深度高、电池衰减减小等特点。





储能电站设计关键技术

大型储能电站数据量异常庞大，同时需满足多个管理单元数据传输需要。一般采取分层分区的监控结构，网络架构一般采用冗余配置，数据传输满足多通道数据传输要求。



2

政策及收益模式分析



政策发布机构

体系一：

国家能源局 (<http://sdb.nea.gov.cn/>)

1、国家能源局区域监管局

[华北能源监管局](#)/[东北能源监管局](#)/[西北能源监管局](#)/[华东能源监管局](#)/[华中能源监管局](#)/[南方能源监管局](#)

2、省级监管办公室

[山西能源监管办](#)/[山东能源监管办](#)/[甘肃能源监管办](#)/[新疆能源监管办](#)/[浙江能源监管办](#)/[江苏能源监管办](#)/[福建能源监管办](#)/[河南能源监管办](#)/[湖南能源监管办](#)/[四川能源监管办](#)/[云南能源监管办](#)/[贵州能源监管办](#)

体系二

省 (省级能源局)

职责分工：

原国家能源局与原国家电监会重新组建了国家能源局。在中央层面，重组后的国家能源局实现了政监合一，原来两个部委人员完全融合。

在地方层面，原来各省原主管部门，原来国家电监会在各省设有派出机构，负责电力行政执法工作。机构重组后，地方（省）层面两个机构并没有融合，基本保持了原来的管理方式。

省能源局对本省府负责，接受国家能源局业务指导，其人财物归省里管，主要负责省里能源项目的规划、计划，业务偏宏观。能源监管办为国家能源派出机构，直接对国家能源局负责，其人财物归国家能源局管，主要业务仍为电力，兼顾油气管网公平开放，业务偏微观。



强制配储政策

国家能源局：超过电网企业保障性并网以外的规模初期按照功率 15% 的挂钩比例（时长 4 小时以上，下同）配建调峰能力，按照 20% 以上挂钩比例进行配建的优先并网。配建比例 2022 年后根据情况适时调整，每年公布一次。

江苏：苏北不低于 10%，苏南不低于 8%，时长 2 小时。

青海：不低于新能源项目装机量的 10%，储能时长 2 小时以上。对储能配比高、时间长的一体化项目给予优先支持。新建、新投运水电站同步配置新能源和储能系统，使新增水电与新能源、储能容量配比达到 1 : 2 : 0.2，实现就地平衡。

陕西：关中、陕北新增 10 万千瓦（含）以上集中式风电、光伏发电项目按照不低于装机容量 10% 配置储能设施，其中榆林地区不低于 20%。

山东：原则上按照不低于 10% 比例配建或租赁储能设施，连续充电时间不低于 2 小时。福建：不低于开发规模的 10%。

河北：企业承诺按项目申报容量 15% 以上配置储能装置的，得 10 分，储能配置比例不低于 15% 按插值法得分。储能设置要求按连续储能时长 2 小时及以上，且须与发电项目同步投运。

宁夏：力争到 2025 年全区储能设施容量不低于新能源装机规模的 10%、连续储能时长 2 小时以上。

湖南：电、集中式光伏发电项目应分别按照不低于装机容量 15%、5% 比例（储能时长 2 小时）配建储能电站。



共享储能 / 独立储能

国家能源局：

- 新型储能可作为独立储能参与电力市场；配建形式存在的新型储能项目，可转为独立储能项目。
- 鼓励配建新型储能与所属电源联合参与电力市场。
- 加快推动独立储能参与电力市场配合电网调峰，参与中长期市场和现货市场。

河北：全省“十四五”期间电网侧独立储能总体需求规模约 1700 万千瓦，其中冀北电网需求 900 万千瓦，河北南网需求 800 万千瓦。

内蒙古：推广独立共享储能模式，独立共享式新型储能电站应集中建设，电站功率原则上不低于 5 万千瓦，时长不低于 4 小时。市场化并网消纳的新能源项目要通过自建、合建共享调峰资源或购买服务等

市场化方式落实并网条件，按照负荷需求增加并网规模。河南：容量租赁 200 元 /kwh 年。



容量补偿

山东：参与电力现货市场的独立储能容量补偿费用 = 机组月度可用容量 × 0.0991 元 /kwh

安徽芜湖：新建分布式光伏发电项目配套建设储能系统，项目投运次月起对储能系统按实际放电量给予 0.3 元 /kwh 补贴，同一项目年度最高补贴 100 万元。补贴项目为至 2023 年 12 月 31 日期间投产的项目， 单个项目补贴年限为 5 年。



共享储能案例分析

◆统一建设，新能源场站租赁费用低于自建，收取租金

◆参与调峰等辅助服务市场获取收益

◆容量补偿

根据建设投资、经营成本以及租金水平 200 元/kwh·年的条件，计算共享储能项目的资本金内部收益率为 6.01%。

序号	参数名	计列标准	工作内容
1	年维修费	第 1~3 年维修费率取 0.2%，第 4~8 年维修费率取 0.4%，第 9~14 年维修费率取 0.6%，之后维修费率取 1%。计费基数为除电池外的全部投资。	为保持固定资产的正常运转和使用，对其进行必要修理所发生的费用，修理费按计提的方法计算。
2	年保险费	按照初始投资的 0.05%计列	
3	运维人员工资	运营期人员工资 8 万/年·人，福利费率 60%	
4	运维人员配额	0-20MWh 配一人； 20-30MWh 配两人； 30-60MWh 配三人； 60-100MWh 配四人； 100-200MWh，配五人； 200MWh 以上配六人。	
5	材料费	8 元/kw	生产运行、维护和事故处理等所耗用的各种原料、材料、备品备件和低值易耗品等费用
6	其他成本	20 元/kw	不属于以上各项而应计入生产成本的其他成本，主要包括公司经费、工会经费、职工教育经费、劳动保险费、待业保险金、董事会费、咨询费、聘请中介机构费、诉讼费、业务招待费、房产税、车船使用税、土地使用税、印花税、研究与开发费等。
7	电池更换	运营期内考虑第 13 年更换一次电	单价为 0.6 元/wh



山东省辅助服务市场

1、政策依据

《山东电力辅助服务市场运营规则（试行）（2021 年修订版）（征求意见稿）》（山东能源监管办）

2、技术条件

储能设施：具备电力、电量数据分时计量与传输条件，数据准确性与可靠性满足要求，充电功率暂定为不低于 5 兆瓦，持续充电时间不低于 2 小时。

3、辅助服务交易品种

（1）发电侧有偿调峰

发电侧有偿调峰辅助服务是指市场主体按照电网调峰需求，通过平滑稳定地调整出力、改变运行状态等所提供的服务。

- 第三十七条 参与辅助服务的储能设施在日前申报次日最大充放电功率、可调用时段（调用持续时长不低于 1 小时）和交易价格，可根据不同调用时段申报不同交易价格，每日最多可申报 3 个调用时段。**试运行初期，储能设施有偿调峰报价上限暂按 400 元 / 兆瓦时执行。**
- 第三十八条 **储能示范应用项目参与有偿调峰交易时报量不报价，按照 200 元 / 兆瓦时给予补偿。**
- 第九十七条 储能设施获得的补偿费用根据储能设施充电电量所对应的出清价进行统计，计算公式如下：**储能设施有偿调峰补偿费用 = 充电电量 × 实际出清电价**
- 第九十九条 并网火电厂、储能设施、虚拟电厂有偿调峰辅助服务补偿费用由火电厂、集中式风电场、集中式光伏电站、核电厂、送入山东的跨省区联络线、地方公用电厂、分布式光伏（户用、扶贫项目除外）等共同分摊。



山东省辅助服务市场

3、辅助服务交易品种

(2) 调频(自动发电控制 AGC)

调频(自动发电控制 AGC)辅助服务是指发电机组或储能设施在规定的出力调整范围内,跟踪电力调度指令,按照一定调节速率实时调整出力,以满足电力系统频率和联络线功率控制要求的服务。

- 第五十四条 参与调频辅助服务市场的机组或储能设施须满足下述条件:
 - 1.按并网管理有关规程规定装设 AGC 装置;
 - 2.AGC 装置性能指标满足调度运行管理规定相关要求。电力调度机构按季度发布 AGC 装置的调节速率、调节性能综合指标及 AGC 建议投运方式。
- 第五十五条 调频辅助服务市场采用**日前申报、集中优化出清**的方式开展。电力调度机构负责根据电网运行情况确定次日电网调频 辅助服务总需求量,市场主体通过**竞价方式**提供调频辅助服务。
- 第五十六条 调频辅助服务交易根据日前市场出清价格结算,市场出清价格是指当日中标调频辅助服务的 AGC 装置(机组或储能设施)的最高报价。**试运行初期,设置调频辅助服务报价上、下限,上限暂按 8 元/兆瓦执行,下限为 0 元/兆瓦。**
- 第一百〇四条 调频辅助服务补偿费用由火电厂、风电场、光伏电站、核电厂以及送入山东的跨省区联络线按当日发和受电量比例分摊。



三、青海省

1、政策依据

《青海省电力辅助服务市场运营规则（征求意见稿）》（国家能源局西北监管局）

2、共享储能调峰

共享储能电站准入条件：

（一）发电企业、用户计量出口外并网或直接接入电网侧的储能电站，满足电力调度机构监控、记录其实时充放电状态要求，具备作为独立主体参与市场交易资质。

（二）充电功率在 10MW 及以上、持续充电时间在 2 小时及以上。

（三）具备自动发电控制（AGC）功能，能够可靠接收和执行调度机构 AGC 系统实时下达的充放电指令，其调节速率、调节范围、响应时间和调节精度等性能指标应满足相关要求。

第四十八条 共享储能调峰服务市场化交易模式分为双边协商交易和市场竞价交易。

第四十九条 双边协商交易指由储能电站与风电场、太阳能电站开展协商确定调峰交易时段、电价和交易电力、电量，并通过调度机构安全校核后执行的交易。双边协商交易主要适用于年度和月度中长期辅助服务交易。

第五十条 市场竞价交易指由储能电站与风电场、太阳能电站根据市场需求通过向辅助服务交易平台提交包含交易时段、交易电力、交易电量、交易价格等内容的交易意向，由调度机构进行安全校核后执行的交易。市场竞价交易主要适用于短期辅助服务交易。

第五十一条 市场竞价出清是将卖方报价从低到高排序，买方报价从高到低排序，报价最低的卖方和报价最高的买方优先成交，按照双方报价价差递减的原则依次出清，直至买方或卖方申报电力全部成交，或买卖双方价差为负，或输电通道无可用空间，交易结束。成交双方报价的平均值为出清电价，全部成交电量按照各自出清电价分别结算。

第五十二条 如双边协商交易和市场竞价交易后储能电站仍有剩余充电能力，在电网有调峰需求时，调度机构可按照电

第五十三条 共享储能调峰市场出清需要综合考虑发电约束、储能速率、储能容量等边界条件。共享储能调峰市场结算综合考虑日内市场出清结果及各市场成员实际执行情况进行事后结算。

第五十四条 目前已并网的共享储能项目，其电网调用调峰价格为 0.5 元/千瓦时。后期，电网调用储能调峰价格按照共享储能发展有关政策执行。

第五十五条 共享储能调峰辅助服务费用按月结算，由受益太阳能发电、风电共同分摊。



三、青海省

2、共享储能调峰

第五十八条 储能调峰结算费用

(一) 储能结算费用=双边结算费用+单边结算费用

(二) 双边结算费用=

$\sum$ 双边交易放电电量 $\times$ 风电、太阳能发电与储能电站双边成交价

(三) 单边结算费用=

$\sum$ (电网调峰调用放电电量 $\times$ 电网调峰服务价格

第五十九条 储能双边市场化交易分摊费用

各风电场、太阳能电站共享储能双边调峰支付费用=

$\sum$ 双边交易放电电量 $\times$ 双边成交价

+ (储能双边充电电量 $\times L \times$ 上网电价 $/ (1 - L)$)

+ (储能双边充电电量 - 储能双边放电电量) $\times$ 上网电价

第六十条 储能单边调用分摊费用

各风电场、太阳能电站共享储能单边调峰支付费用=

$\sum$ (储能单边调峰放电电量 $\times P \times$ 电网调峰服务价格 +

储能单边调峰充电电量 $\times P \times L \times$ 上网电价 $/ (1 - L)$

+ (储能单边充电电量 - 储能单边放电电量) $\times P \times$ 上网电价

第六十一条 计算公式中名词解释

(一) L 是全网上一年的综合线损率。

(二) 储能月度综合转换效率=本月放电电量/本月充电电量。

(三) 储能单边充电电量=储能充电电量-储能双边交易积分电量。

(四) 储能单边放电电量=储能单边充电电量 $\times$ 储能月度综合转换效率。

(五) P 是分摊系数=单边调用中标量/所有风电、太阳能发电单边市场中标电量总和。

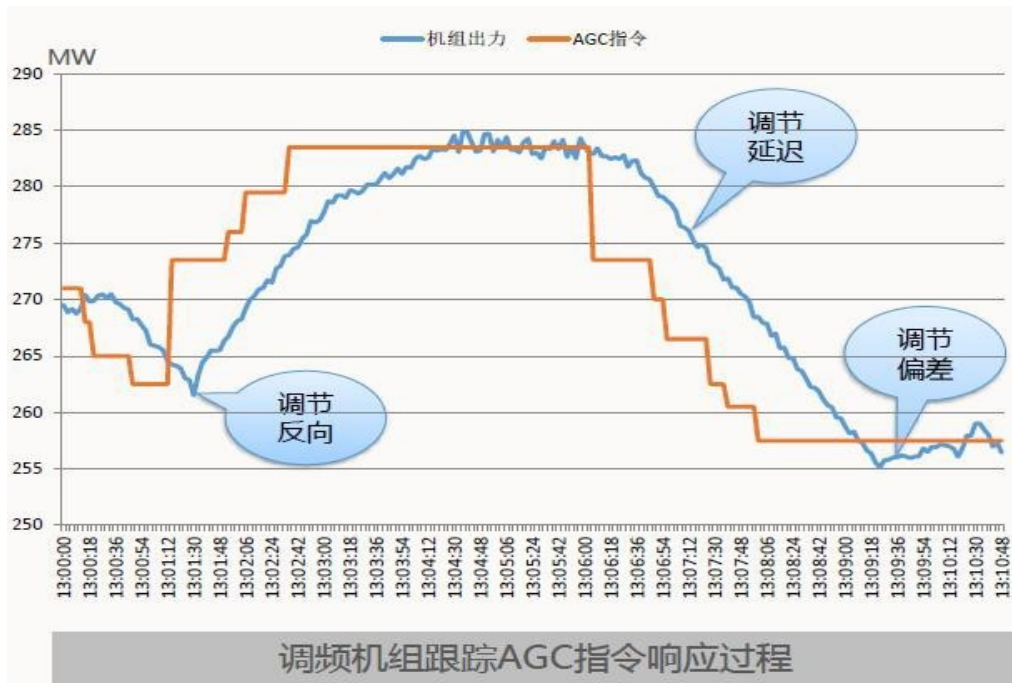
(六) 电网结算上网电价=0.2277 元/千瓦时。

(七) 电网调峰服务价格=0.5 元/千瓦时 (后期, 按照政府下发文件执行)。



火储联调案例分析

- * 调节反向
- * 调节偏差 (超调 / 欠调)
- * 调节延时
- * 机组节流, 牺牲机组性能。
- * 机组稳定性差。



——Kp 值 1.5~5 万等

火力发电的调节曲线



里程浮动	调频里程 (MW)	K 值	出清价格 (元)	日调频里程 (元)	年运行天数	调频补偿收益 / 年 (万元)	收益保底费用 (万元)	固定分担费用 (万元)	更换电池费用 (万元)	年运维费 (万元)	损耗电量 (万元)	项目净收益 / 年 (万元)	投资回收期 (年)
10%	16214	14	0.5	113498	300	3404.94	120	80	180	80	150	2794.94	2.06
5%	15477	14	0.5	108339	300	3250.17	120	80	180	80	150	2640.17	2.18
基准里程	14740	14	0.5	103180	300	3095.4	120	80	180	80	150	2485.4	2.32
-5%	14003	14	0.5	98021	300	2940.63	120	80	180	80	150	2330.63	2.47
-10%	13266	14	0.5	92862	300	2785.86	120	80	180	80	150	2175.86	2.64
调频里程 (MW)	K 值浮动	K 值	出清价格 (元)	日调频里程 (元)	年运行天数	调频补偿收益 / 年 (万元)	收益保底费用 (万元)	固定分担费用 (万元)	更换电池费用 (万元)	年运维费 (万元)	损耗电量 (万元)	项目净收益 / 年 (万元)	投资回收期 (年)
14740	20%	16.8	0.55	136197.6	300	4085.928	120	80	180	80	150	3475.928	1.66
14740	10%	15.4	0.52	118037.92	300	3541.1376	120	80	180	80	150	2931.1376	1.96
14740	基准 k 值	14	0.5	103180	300	3095.4	120	80	180	80	150	2485.4	2.32
14740	-10%	12.6				2507.2				80	150	1897.274	3.03



峰谷价差

国家：

要求**优化峰谷电价、尖峰电价、季节性电价等分时电价机制**，上年或当年预计最大系统峰谷差率超过 40% 的地方，峰谷电价价差原则上不低于 4:1，其他地方原则上不低于 3:1。

用电分类	电压等级	电度用电价格 (元/千瓦时)	其中			分时电度用电价格 (元/千瓦时)		
			代理购电价格	电度输配电价	政府性基金及附加	高峰时段	平时段	低谷时段
大工业用电	1-10千伏	0.6466	0.4408	0.1764	0.0294	1.1119	0.6466	0.2706
	20-35千伏以下	0.6366		0.1664	0.0294	1.0947	0.6366	0.2664
	35-110千伏以下	0.6216		0.1514	0.0294	1.0689	0.6216	0.2601
	110千伏	0.5966		0.1264	0.0294	1.0259	0.5966	0.2497
	220千伏及以上	0.5716		0.1014	0.0294	0.9829	0.5716	0.2392
一般工商业及其它用电	不满1千伏	0.7062		0.2360	0.0294	1.1807	0.7062	0.3191
	1-10千伏	0.6812		0.2110	0.0294	1.1389	0.6812	0.3078
	20-35千伏以下	0.6712		0.2010	0.0294	1.1222	0.6712	0.3032
	35-110千伏以下	0.6562		0.1860	0.0294	1.0971	0.6562	0.2965



用户侧储能案例

- ◆用户变压器低压侧建设储能设施；
- ◆且用户侧储能不可向电网倒送电力、不能向其它用户转供，否则违反相关法律法规；
- ◆储能建设容量不大于用户最大负荷或最大负荷一定比例分散建设到各用户专用变压器用户侧；
- ◆以 20 万千瓦 /60 万千瓦时为例，运行方式为每天两充两放，谷时和平时利用变压器剩余容量进行充电、峰时放电，储能可通过峰谷价差获利，且不额外增加用户容量电费。

序号	项目	单位	数值
1	装机容量	MW	600
2	年上网电量	MWh	0
3	项目总投资	万元	120710.95
4	静态投资	万元	120000
5	单位千瓦静态投资	元/kW	2000
6	建设期利息	万元	710.95
7	项目投资回收期（所得税前）	年	8.69
8	项目投资回收期（所得税后）	年	14.12
9	项目投资财务内部收益率（所得税前）	%	8.62
10	项目投资财务内部收益率（所得税后）	%	5.98
11	项目投资财务净现值（所得税前）	万元	33477.94
12	项目投资财务净现值（所得税后）	万元	8791.31
13	资本金财务内部收益率	%	12.81
14	资本金财务净现值	万元	12788.73
15	总投资收益率（ROI）	%	5.06
16	投资利税率	%	3.66
17	项目资本金净利润率（ROE）	%	13.1
18	资产负债率（最大值）	%	98.46
19	盈亏平衡点（生产能力利用率）	%	0
20	盈亏平衡点（年产量）	MWh	0
21	度电成本（LCOE）	元/kWh	7.6564

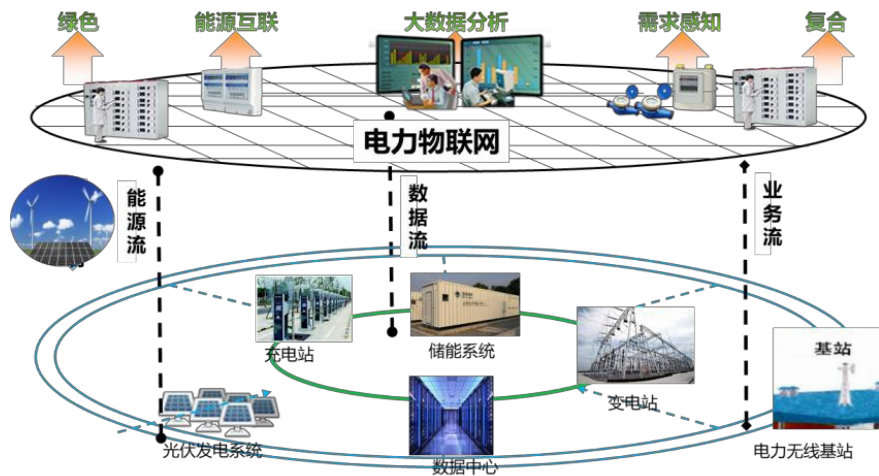
3

工程案例分享



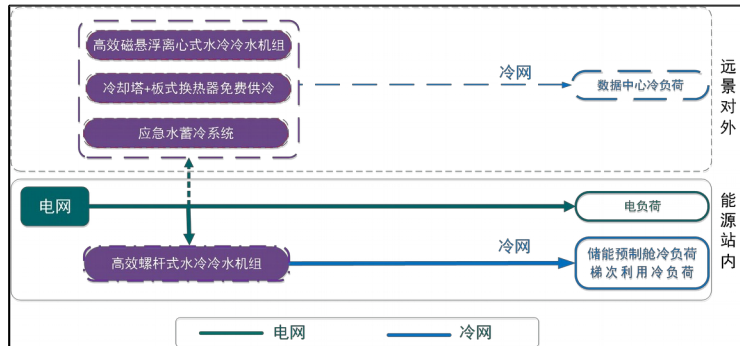
多站融合储能电站

总体建设目标是通过实施建设“四区、四融合”，打造“两枢纽、两平台”。通过能源站建设，在融合设计、商业模式等方面形成可复制、可推广的创新实践成果，打造功能多样、技术创新、模式创新的示范样本。





多站融合储能电站



基于能源综合服务站的建设思路，能源站由供电区、储能区、供冷区、数据中心区四大区域构成。同时，采用建筑融合、供电融合、通信融合、数据融合四融合设计，实现多站融合就地节能的综合效益。



共享储能电站

储能电站由升压区域和储能区域组成，其中储能区域全户外布置，采用模块化设计理念，电池采用磷酸铁锂电池，采用1500V液冷技术。





电网侧储能电站

一、二次设备高度集成，采用标准预制舱体布置形式，实现设计方案模块化、设备基础通用化、施工建设标准化，缩短建设周期，节约建设成本。

电池舱与 PCS 升压舱（2 台 PCS+1 台升压变）一一对应，采用七氟丙烷气体自动灭火系统（全淹没灭火方式），均装设红外测温装置探测





风光储一体化示范

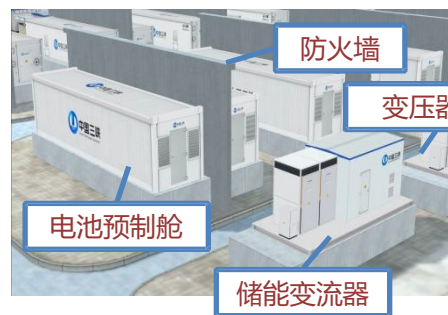
“三峡乌兰察布新一代电网友好绿色电站示范项目” 建设规模 200 万千瓦，其中风电 170 万千瓦、光伏 30 万千瓦，配套储能 55 万千瓦（2 小时）。

项目包含 4 个风光储单元，分三期建设，共建设 4 座 220kV 储能升压站，1 座智慧联合集控中心

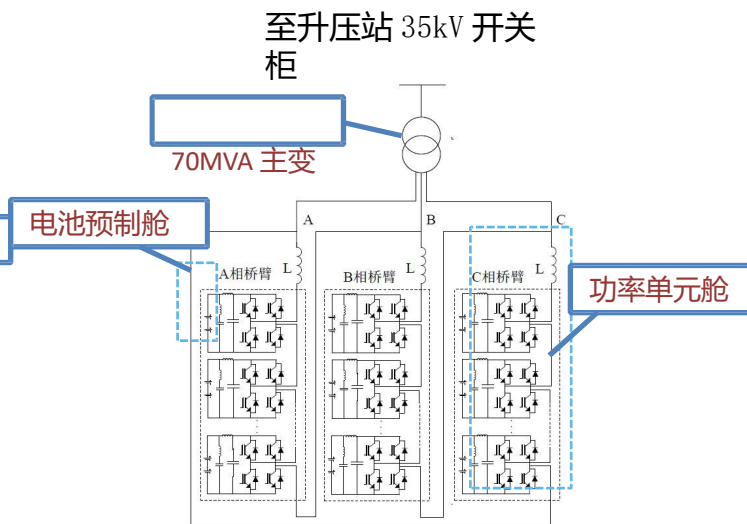
阶段	升压储能站	风光总量MW	风机MW		光伏MW	储能MW	
一期	#4站	500	425		75	直流储能140	
二期	#3站	475	二期275	三期150	50	直流储能90	STATCOM储能50
	#2站	425	350		75	直流储能80	数字储能50
三期	#1站	600	500		100	直流储能140	



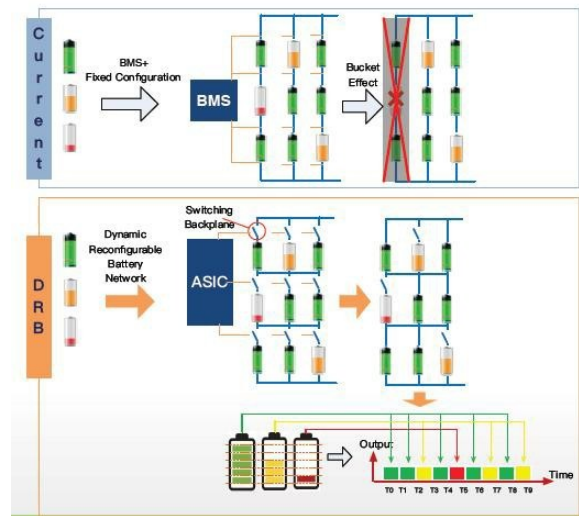
除采用磷酸铁锂电池 1500V 直流储能系统外，本项目还示范应用两种新型储能技术，分别是 STATCOM 储能和数字储能。



1500V 直流储能
440MW/880MWh



STATCOM 储能
50MW/100MWh



数字储能
50MW/100MWh



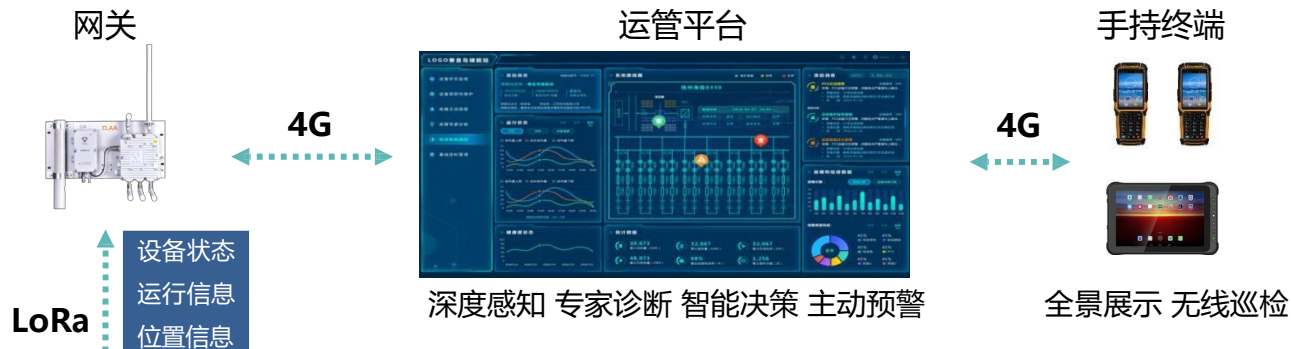
建设智慧运维系统，实现设备精细化管理，提出适用于**恶劣气候条件下绝缘状态高可靠感知方法**和**绝缘状态诊断方法**，研制高可靠传感器和智能就地监测装置。



绝缘状态感知与诊断系统软件画面



移动储能电站



移动储能车环境状态深度感知

通过多类型的无线传感器集中配置，实现储能舱环境状态的深度感知，能够为系统 / 状态监视、智能诊断、远程运维 / 提供有效保障。

