



海岛综合能源储能系统设计 创新项目设计报告

专业：化学工程与工艺

成员：张子轩 邱珮茜 王家慧

胡欣怡 李一白 王晓凤 胡勇

2022年7月

1 系统总体设计

某海岛位于北纬 23°20′，东经 116°地区，面积 100 平方公里，岛上有 8 万人且配套设施齐全。负荷分为居住、工业及公共服务三种，其中居住和工业均为三级负荷，允许短时停电。公共服务除具有三级负荷外，还有一级负荷和直流负荷，应配置适当柴油发电机作应急备用，一级负荷中断供电将造成人身伤亡时，如医院。

该海岛地处辐射较丰富带，年总辐射量 1300~1650 k Wh/m²。图 1 为 2017 年平均最高最低气温，1~3 月份气温较低，最低约 12°C，其余月份均高于 15°C，最高约 33°C。适合建设较大规模的光伏电站。

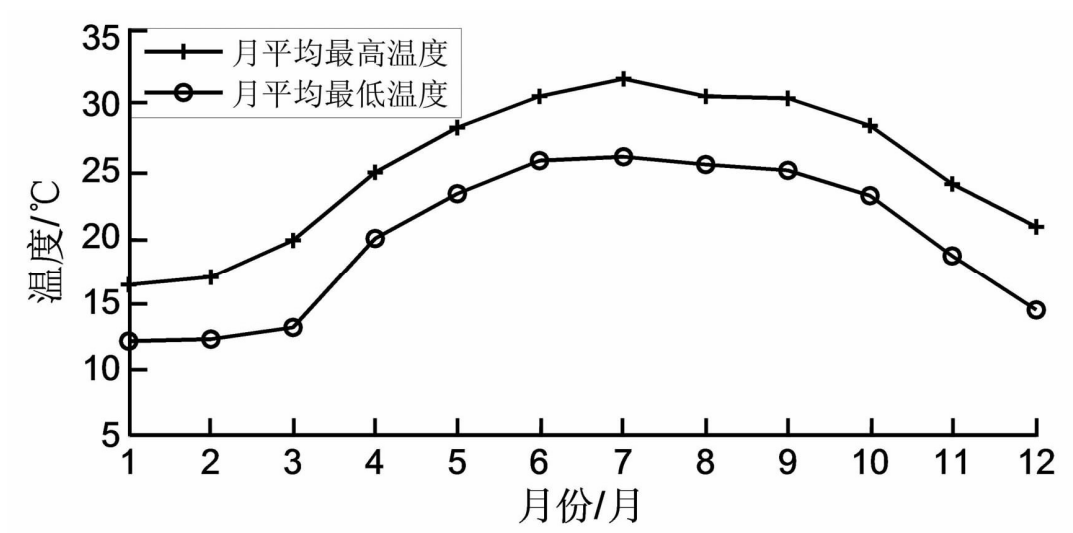


图 1 2017 年月平均最高最低气温

图 2 为 2017 年平均风速等级曲线，3 月份风速等级最低，约 3.5 级（5.5 m/s），其余月份均高于 4 级，最高等级约 5.5 级（10.5 m/s），平均风速约 9 m/s，全年风速波动小。气象统计数据表明 海岛主要风向为东北风和北风。由此可见，海岛全年风能资源充足且风向稳定，适宜建设大中型风电场。

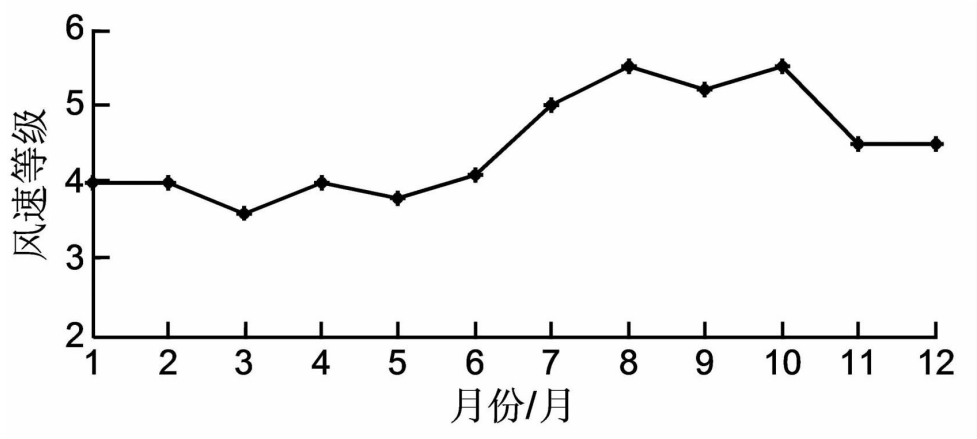


图2 2017年平均风速等级曲线

为了满足负荷需求且充分利用海岛风/光条件,采用风/光/沼气储互补微电网方案,系统结构如图3所示。系统主要由电源端、母线和负荷组成。电源端风电机组通过升压后连至高压交流母线(high voltage AC,HVAC);光伏阵列和储能单元先经过变流措施后汇集到低压交流母线(low voltage AC,LVAC),再通过升压与HVAC相连。考虑海岛的输电距离和输电容量等因素,HVAC电压等级设计为35kV。负荷端公共服务区的高等级负荷配置柴油发电机和变流器,其余负荷均直接挂接在LVAC。

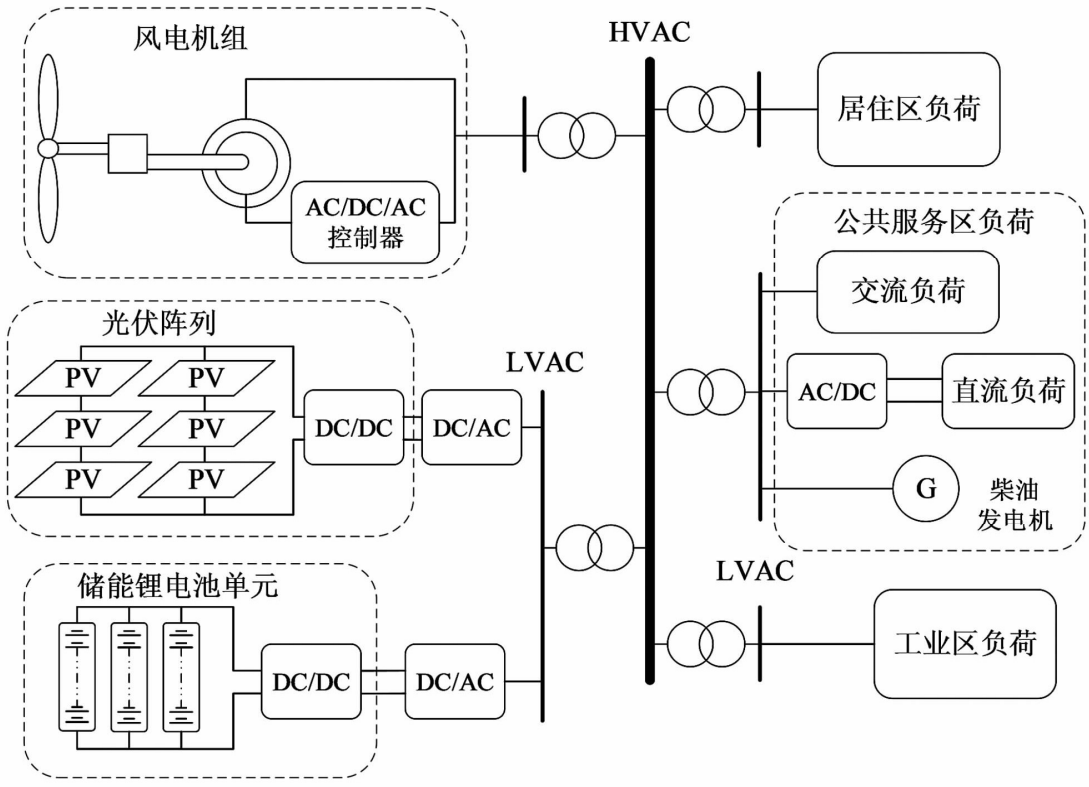


图3 微电网系统结构图

2 负荷估算

采用负荷密度法进行估算

$$P_c = \frac{\rho A}{1000} \quad (1)$$

式中：P_c为计算负荷，kW；ρ为负荷密度，W/m²；A为建筑面积，m²。

根据海岛自然条件与负荷需求状况，按照城市规划设计规范^[1]和各类建筑负荷密度指标要求，海岛负荷估算结果如表1～表3所示，统计得海岛总负荷约55.86MW。

表1 公共服务区负荷估算

负荷类型	建筑面积/m	负荷密度/(W*m)	总计/kw
教育	122000	15.0	1830.0
医疗卫生	17500	55.0	962.5
文化体育	5600	50.0	280.0
商业服务	26500	78.0	2065.0
金融邮电	2600	90.0	234.0
社区服务	1500	50.0	75.0
市政公用	7000	10.0	70.0
行政管理	2300	60.0	138.0
道路广场	80000	0.1	8.0
公共服务区负荷总计/kw			5662.5

表2 居住区负荷估算

用户类别	住宅面积/(m ² /户 ⁻¹)	负荷密度/(W*m ⁻²)	数量/套	总计/MW
中级住宅	120	60	200	14.4
普通住宅	60	40	8000	19.2
公寓住宅	40	40	10000	16.0
居住区负荷总计/MW				49.6

表3 工业区负荷估算

负荷类型	建筑面积/m	负荷密度/(W*m)	总计/kw
海水淡化	10000	60	600

场

考虑到海岛日出、日落时间与陆地的差异，海岛负荷峰值会比陆地约提前一小时到达，但两者负荷趋势基本一致，因此图 4 可以描述海岛日负荷情况。负荷按时段分为闲时（23:00~05:00）、早峰（05:00~09:00）、晚峰（18:00~23:00）和低负荷态（09:00~18:00）。

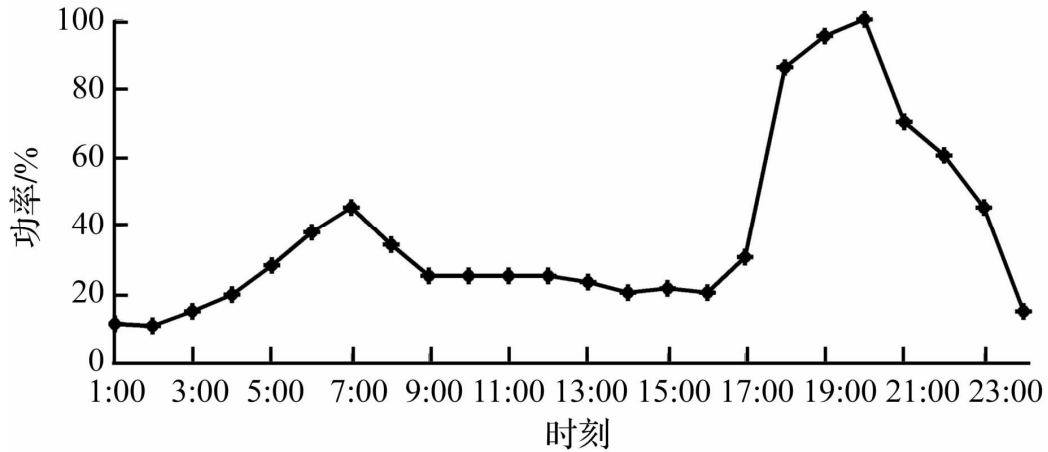


图 4 陆地居民用电日负荷曲线

图 4 所示负荷曲线可表示为：

$$P_0 = \eta_1 P_c (1 + \eta_2)$$

式中 η_1 为各时段功率占比； η_2 为传输损耗与无功消耗占比； P_0 为各时段负荷，MW。此处 η_2 取 10%~30%，闲时 η_1 取 10%~30%，早峰 η_1 取 30%~50%，晚峰 η_1 取 70%~95%，低负荷态 η_1 取 20%~40%。得各时段负荷约为闲时 15MW，早峰 30MW，晚峰 55MW，低负荷态 35MW。综上所述，可由风电场作主出力源，闲时可完全出力，早峰和低负荷态光伏发电作辅助且为储能充电，晚峰由储能辅助风电场出力。因此计划组建约 27MW 风力发电，20MW 集中光伏发电，2MW 沼气发电，28MWh 储能，因医疗卫生和金融邮电为一级负荷，同时配置 6 台 200 发电机。

3 风 / 光 / 沼气 / 储系统设计

3.1 风力发电场设计

1. 选址与布置

场址依据区域内风能、风向、湍流强度、风速变化、气候条件和交通等条件

选择【2】。

2017年统计数据表明海岛全年最低风速 5.5m/s，平均风速 9m /s。因此选用切入风速为 3 m/s，额定风速为 10m/s，额定功率为 1.5MW 的风机满足要求，27MW 风电场需 18 台该型风机。

2.风机选择

在已有产品中能够满足要求的 1.5MW 有以下三个型号:WTG1、WTG2、WTG3 三种机型均是较知名的厂商生产出来的大型机组，是目前较为流行的，而且已将现有的成熟技术应用于机组之中，其中主要是变速恒频技术、变桨控制技术还有最大功率跟踪技术，能量转化率相较于传统机组高出了 15%之多，机组类型主要是双馈异步机组。表 3 所列出的是三种机组的一些较为重要的指标，从表中可以看出，三种风力发电机组所用的电机都是双馈机组具有变流器容量小，节省投资的优势。机组采用先进的控制方法和结构，能够实现桨距角的变化以及变速恒频的运行方式。具体的实现方案分为两种情况来进行：首先在风的速度不算大的时候，一般认为是小于额定风速的时候，控制机组工作在最大功率跟踪的运行方式下，实现风能的最大利用，输出最大的功率。在风速超过额定风速的时候，这时可以将桨距角进行合适的变化，将风机的转速降至额定值，实现较大的风速利用范围。【3】

表 4 风力发电机机型技术指标

技术指标 \ 机型	WTG1-1500	WTG2-1500	WTG3-1500
结构形式	上风向三叶片	上风向三叶片	上风向三叶片
额定功率(kW)	1500	1500	1500
叶轮直径(m)	82.9	82.7	82
单位千瓦扫风面积 (m ² /kW)	3.599	3.586	3.583
额定风速(m/s)	10.5	10.5	10.3
切入风速(m/s)	3	3	3
切出风速(m/s)	20	20	20
轮毂高度(m)	70	65/80	70
功率调节	变桨变速	变桨变速	变桨变速
发电机	双馈异步发电机	双馈异步发电机	双馈异步发电机
出口电压(V)	690	690	690
气动刹车	三叶片顺桨	三叶片顺桨	三叶片顺桨
生存风速	59.5	59.5	52.5
IEC 等级	IIIA	IIIA	IIIA

考虑到海岛植被丰富，选用较高的轮毂，且 WTG3 的投资较小，采用 WTG3。由于海岛主要是东北风和北风，将 18 台机组安装至海岛北部和东北部。查找相

关文献，风力发电机组的效率约为 70%。

3. 风电场设计

35kV 集电线路采用架空接线的方式。（优点见文献【4】）

本风电场装机容量 27MW，单机容量 1.5MW。风电机出口电压 690V 经箱式变压器升高至 36kV。风机-箱变组合一般可以选用一机一变单元接线或二机一变扩大单元接线。

其中单元接线具有投资较低、电能损耗少、接线简单、操作方便、任一合箱式变或风电机故障不会影响其它风电机正常运行等诸至优点。而二机一交扩大单元接线，低压电缆线路太长，损耗大，不适合本工程选用。因此本工程风电机一箱式变组合采用一机一变联接方式。

风电机一箱式变单元接线在箱变高压 35kV 侧由临近区域风电配套箱交 35kV 出线联合后组成联合单元接线。根据本风电场风机布置情况，共设 4 组联合单元。

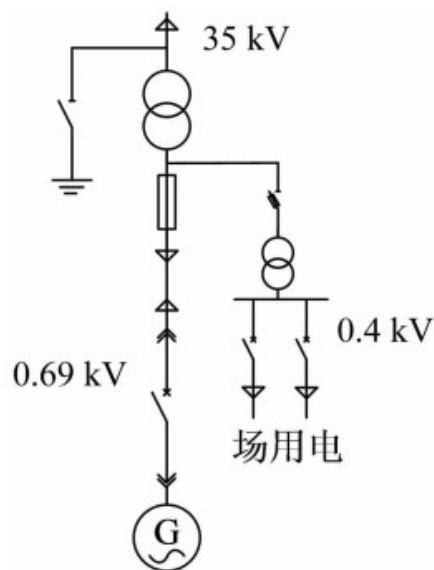


图 5 风力发电机及配套套箱变电器

前文所选的风机型号决定了其出口电压为 690V，将风电机组发出 690 电压经过一系列升压过程最终接到 220kV 变电站中。其中，主要是在每台风电机组出口处加装一个升压变压器，常用的方案有将 690V 升至 10kV，或者升至 35kV，在风机为兆瓦级的情况下，每回的 10kV 的汇流母线能连接 3-4 台风电机组，而 35kV 汇流母线将可以连接更多的机组。在两种方案中可以看出，若使 35kV 母线进行汇流，将能够节省线路规划，而且在功率一定的情况下，电压级越高在线路中的损耗越小，各方面比较，35kV 方案更加适合。因此，升压过程为风电机组出口的 690V 电压输入到机侧箱变将电压升至 35kV，然后通过汇流母线将风

电场的电能汇集到场内的 220kV 变电所。将 18 台风电机组分为三组，每组 6 台。

设计图如下：

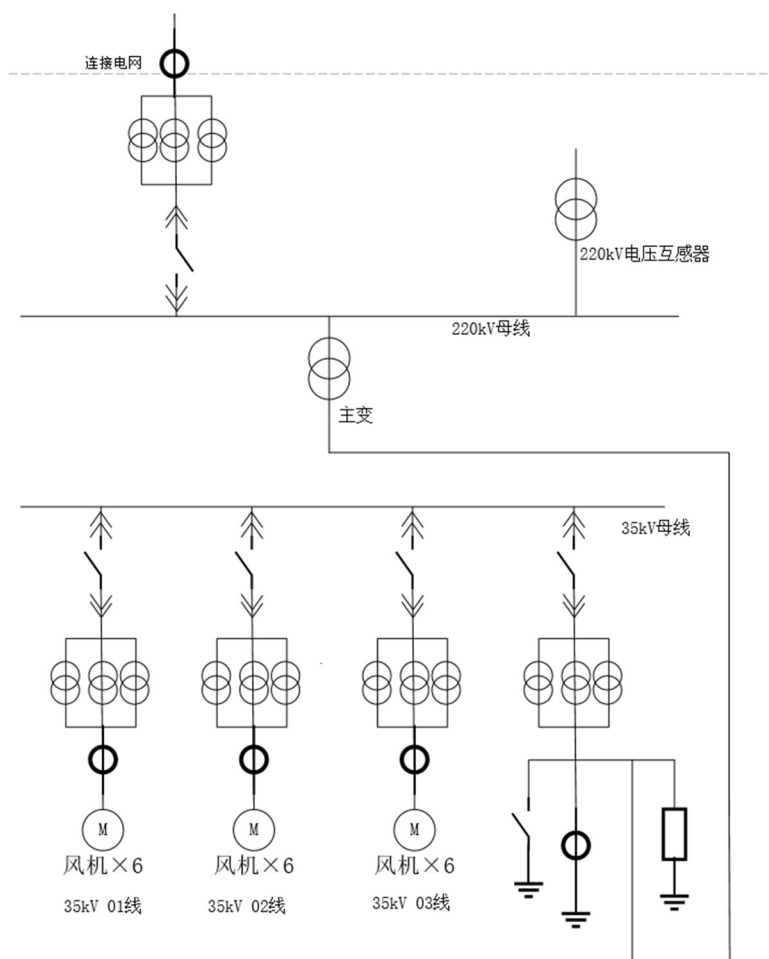


图 6 风电场设计图

3.2 光伏发电场设计

光伏发电是一种通过太阳能电池直接将太阳辐射能转换成直流电的发电方式。太阳能电池是利用在晶体硅中掺入某些元素，如磷、硼等，使材料内部分子电荷处于永久不平衡状态，形成具有光—电转换特性的半导体器件而制成。在太阳照射下，具有光—电转换特性的半导体内就会产生自由电荷，这些电荷定向移动并积累，从而在导体两端形成电动势，当导体两端闭合时便会产生电流，这就是太阳能电池发电的原理，也称为“光生伏打效应”。

1.设备选型：

光伏组件;选用江西瑞晶 RSM60—156P—255W 型号的多晶硅光伏组件,该组件采用高效多晶硅电池片,低封装损耗材料,性能标准符合 IEC61215:2005 标准。光伏控制器;选用阳光电源 SD220 / 300 型号的光伏控制器,具有蓄电池过放电,过充电保护功能;光伏逆变器;选用阳光电源 SC50 型号的光伏逆变器,具有效率高,高可靠性,对蓄电池组过放电保护功能。蓄电池;选用胶体电池,胶体电池具有循环寿命长,充放电能力强,衰减慢。

2.光伏组件的衰减(PID 效应)问题

随着光伏发电的迅速发展和普及,光伏组件的 PID 效应严重影响组件转换效率和使用寿命的问题频繁出现,尤其是在海岛环境下,PID 效应更为明显,使海岛环境下光伏发电效率降低和使用寿命缩短。

PID 现象表现为在高温高湿环境下,高电压流经太阳能电池单元便会导致其输出下降的现象,实质上是玻璃、封装材料之间存在漏电流,大量的电荷聚集在电池片表面,使得电池板表面的钝化效果恶化,导致光伏组件的 $F F$ 、 I_{sc} 、 V_{oc} 等参数值降低,使组件性能低于设计标准,PID 效应可能是组件严重退化的主要原因。虽然从外观上看不出任何与 PID 效应相关的问题,但是由此而引起的组件功率衰减却不容忽视,最大时超过 50%。

从目前来看,光伏组件的表面玻璃、EVA 和背板为 PID 效应提供了物质基础,这可以通过采用石英玻璃替换普通玻璃、严格控制 EVA 质量或替换 EVA、选择双面玻璃形式取代背板等方式抑制 PID 效应。

在系统设计时,可以采用串联光伏组件的负极接地,避免 PID 效应的发生。另外,在允许的条件下,在夜间强制给组件加入正偏置的电压,使 PID 效应可逆进行,对光伏组件进行修复。

在海岛环境下,光伏组件支架的腐蚀主要发生在支架主材、主材与连接件和连接件之间,表现为支架表面的锈、浮锈、氧化皮和螺丝螺母的锈蚀等。

措施:其中,是空气中的水份和盐份,特别是盐份中的氯离子有很强的渗透力,对铝金属作用效果最为明显。太阳能光伏组件的防护边框国家标准规定为铝合金材料即可,光伏支架采用 316L 以上等级的不锈钢材料,并做好组件边框和支架间的原电池腐蚀隔离。各种控制柜可以选用工程树脂材料的,电力电子线路板和裸露的接点处,应进行必要的防盐雾腐蚀处理:采用以玻璃纤维增强树脂的复合材料。

光伏组件在使用过程中如果受光面被局部遮挡,被遮挡的光伏电池部分因光生电流减少而相当于反向二极管,成为同一串列中其它未被遮挡光伏电池的负载,

并被施以了较高的反向偏置电压，并以热能的形式消耗掉部分功率，形成所谓的“热斑效应”，这种效应不但使光伏组件的性能和输出功率受到严重影响，还会将导致光伏电池本身受损，缩短组件使用寿命。在海岛环境下，众多因素会造成光伏组件的局部遮档，如鸟粪、盐雾的结晶、树叶、灰尘、建筑物和其它污渍等，从而使海岛光伏组件发电系统效应造成严重影响。

解决方法：及时清除。

3.光伏电站设计

$$N \leq \frac{V_0}{V_{oc} \times [1 + (t_l - 25) \times K_{uv}]} \\ \frac{V_1}{V_p \times [1 + (t_h - 25) \times K_{pv}]} \leq N \leq \\ \frac{V_2}{V_p \times [1 + (t_l - 25) \times K_{pv}]}$$

光伏组件选最大功率 350W， V_{oc} 为 46.9V， K_{uv} 为 -0.29% / °C， K_{pv} 为 -0.39% / °C， V_p 为 38.5V。逆变器 V_0 为 1500V， V_1 为 800V， V_2 为 1300V。

光伏阵列所需组件串联数：26；

$$D = L \cos \beta$$

$$L = \frac{L_{pv} \cos \theta}{\tan \alpha}$$

$$\beta = \arcsin \left(\frac{\cos \delta \sin \omega}{\cos \alpha} \right)$$

$$\alpha = \arcsin(\sin \varphi \sin \delta + \cos \varphi \cos \delta \cos \omega)$$

D 为光伏阵列前后排最小距离；L 为太阳射线在地面上的投影长； L_{pv} 为光伏阵列斜面长；H 为前排阵列最高点与后排阵列最可能被遮挡边高度差； β 为太阳方位角； α 为太阳高度角； φ 为当地纬度； δ 为赤纬角； ω 为时角； θ 为方阵倾角。该岛 φ 取 23° 20'，由方阵倾角与纬度关系 θ 取 25°，太阳赤纬角 δ 取 -23° 45' 9 时的时角 ω 为 45°。计算得最小间距为 1.214m，考虑检修通道等因素，设计间距 D 取 1.7m

$$\begin{cases} N_s = N \times m \times q \\ m = P_3 / P_2 \\ q = P_2 / 350 N \end{cases}$$

m为逆变器数；q为单台逆变器需配置阵列数；P₃为总光伏电站功率；P₂为单台逆变器功率。此处P₃为20MW，计算得光伏电站所需组件数N_s为59904，m为16，q为140，阵列数：2304

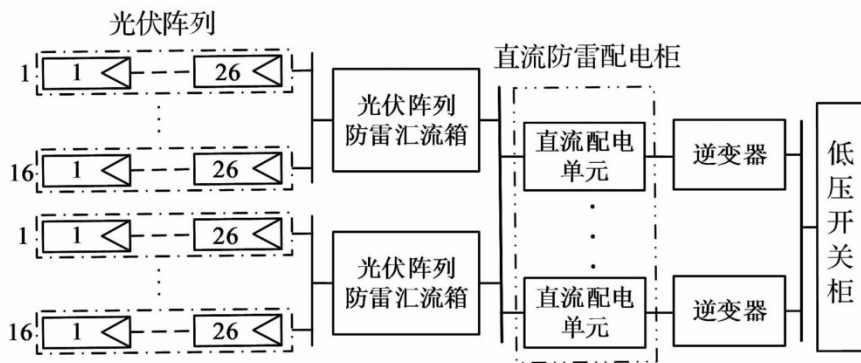
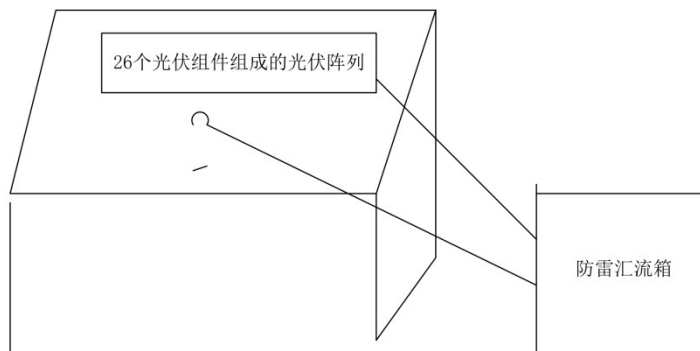


图 8 光伏电站设计原理图

光伏组件串联构成光伏阵列，直流汇流箱和直流配电柜分别进行一次、二次汇流，直流配电柜的输出经过逆变器逆变为0.4kV交流电进入低压开关柜。



鉴于海岛陆地面积小的情况，将光伏组件铺设在居住区的屋顶上，这样不仅解决了安装问题，也提高了房屋的保暖能力。

3.3 沼气发电设计

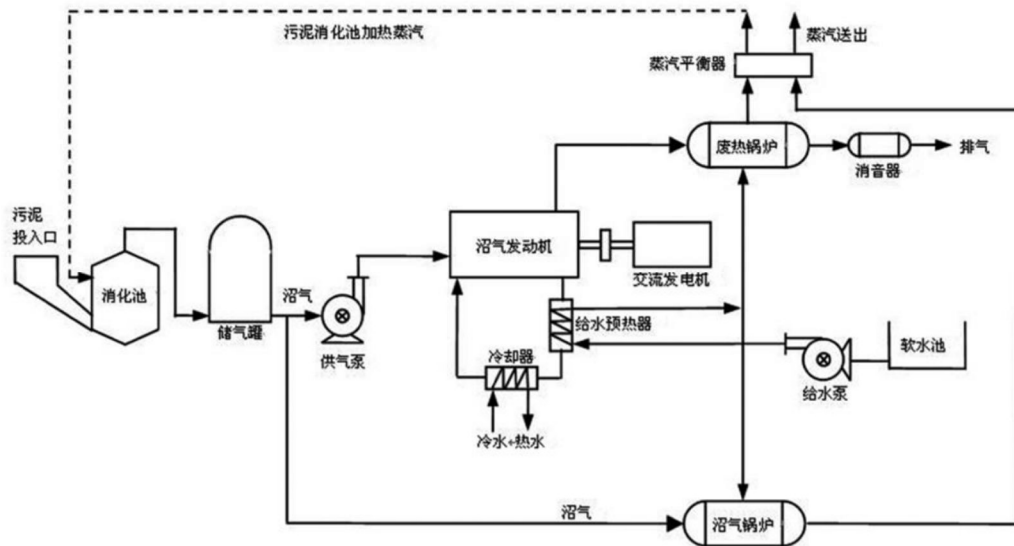
根据中国沼气网相关数据，在甲烷浓度50%-60%左右的情况下，单位立方

米沼气发电量为 2.2-2.6kw/h.

根据岛上 8 万人的规格， 大概为系统增加 2MW 的发电量。

沼气发动机一般分为压燃和点燃两种型式。压燃式发动机使用的是柴油、沼气两种燃料，发动机首先通过压燃少量的柴油从而将沼气点燃进行燃烧做功。

对于我们沼气供应量不稳定的情况，我们使用压燃式发动机。



典型沼气内燃机发电系统图

沼气发电系统主要由消化池、储气罐、供气泵、沼气发动机、交流发电机、沼气锅炉、废热回收装置（冷却器、给水预热器、热交换器、汽水分离器、废热锅炉等）以及脱硫化氢及二氧化碳塔、稳压箱、配电系统、并网输电控制系统等部分组成。

沼气内燃机必须适合于甲烷的燃烧特性而设计，一般具有较高的压缩比，点火期比汽、柴油机提前，必须采用耐腐蚀缸体和管道等。

沼气在进入内燃机之前必须经过净化处理，将硫化氢含量降到 500mg/m³ 以下。

将有机垃圾、餐厨垃圾和污水厂污泥等废弃废物经过厌氧消化反应全部转变成了沼气。垃圾填埋场沼气经收集后与厌氧沼气，经过净化后进入沼气发电机组进行燃烧发电，进气压力为 4000Pa，排烟温度为 550℃，给水温度 80℃，回水温度 70℃。

计算得发动机总功率为 10110kW，单台发动机总热能利用效率为：94.9%

3.4 储能系统设计

储能系统是海岛微电网中稳定性与可靠性至关重要的组成部分。系统稳定运行时，负荷减少，储能系统可以存储多余发电量，避免能源浪费。负荷增加，储能系统可以弥补不足的发电量，始终维持系统供需平衡。在光伏电站设计储能系统，夜晚或阴雨天时辅助系统供电。

1. 储能系统计算

根据海岛负荷等因素，海岛需设计 28MWh 的储能。

选用储能逆变器最大输入电流 I_m 为 1410A，锂离子电池模块额定电流为 94A，额定能量为 70kWh，因此将电池模块并联可与储能逆变器的输入电流匹配，电池并联数计算公式如下：

$$c = \alpha I_m / I_0$$

式中： c 为电池并联数； I_0 为锂离子电池额定电流； α 为估算系数。

设计中 α 取 0.9 计算得并联数为 14，并联电池阵列的能量为 980kWh。因此海岛储能系统需并联电池阵列约 30 组，需锂离子电池模块约 420 块。

4 微电网设计

输电系统结线方式主要有无备用链式网络、有备用链式网络、有备用环形网络和放射形网络等。为了提高海岛微电网系统的供电可靠性和供电质量，设计中采用有备用环形网络。微电网系统中光伏电站和风电场相互连后构成发电端，光伏

电站设置储能系统应对夜间负荷波动和阴雨天，负荷端将居住区 A、公共服务区、居住区 B 和工业区并联后与发电端相连，构成环形网络，系统输配电网络结构如图 9 所示。

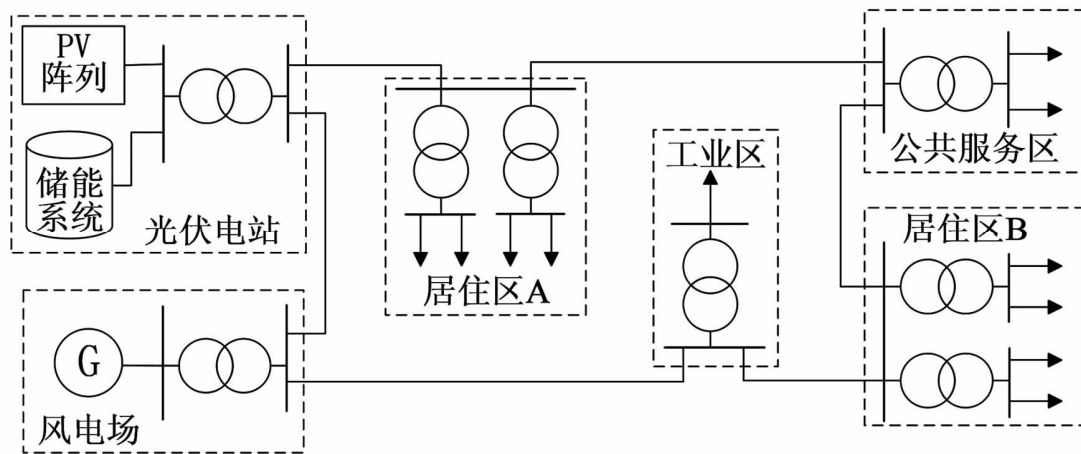


图 9 微电网输配电网结构

有备用链式微电网系统，通过风力发电、光伏发电和储能的互补为海岛提供了新的供电模式，相比传统供电模式，该模式可以充分利用海岛风 / 光资源，实现清洁能源的自给自足。

5 储能单元技术分析比较

5.1 储能单元技术简介

从能源转换角度而言，电能可以转换成多种形式的其他能量而得以储存，如：动能、势能、化学能等。因此可以将储能技术分为以下几类：物理储能、电化学储能、电磁储能以及相变储能四种。物理储能指的是将电能转化成势能、动能等能量形式，其中包括抽水蓄能、压缩空气储能和飞轮储能几种；电化学主要指的是电池储能，包括铅酸、锂离子、钠硫和液流电池等；电磁储能有超导电磁储能和超级电容储能等种类；相变储能利用材料的相变过程来进行能量的储存，如空调中使用的冰储冷储能技术等。

5.1.1 物理蓄能

1. 抽水蓄能

抽水蓄能电站是目前最成熟的储能技术，容量可达上万兆瓦时，以其运行方式灵活和反应快速的特点，在电力系统中发挥储能、调频、调相、紧急事故备用和黑启动等多种功能。抽水蓄能优势：一是抽水蓄能电站启停灵活、反应快速，具有在电力系统中担任紧急事故备用和黑启动等任务的良好动态性能，可有效提高电力系统安全稳定运行水平；二是抽水蓄能电站跟踪负荷迅速，能适应负荷的急剧变化，是电力系统中灵活可靠的调节频率和稳定电压的电源，可有效地保证和提高电网运行频率、电压质量的稳定性，更好地满足广大电力用户对供电质量和可靠性的更高要求；三是抽水蓄能电站利用其储能性能可以降低系统峰谷差，

提高电网运行的平稳性，有效地减少电网拉闸限电次数，减少对企业和居民等广大电力用户生产和生活的影响。

然而，它同时也存在着如下缺点：建造受到地理条件和生态环境的限制，必须有合适的上下两个水库和充足的水源；运行效益较低，一般为 75%左右；工期长，工程投资大。因此，建造需兼顾电站区域生态环境协调发展模式，涉及以建筑学科为主导的园林景区设计、恢复生态学、景观生态学、地理学、旅游经济学等相关学科，并要求逐步与电站工程设计无缝连接。

2. 压缩空气储能

压缩空气储能是一种基于燃气轮机的储能技术，其原理是将燃气轮机的压缩机和透平分开。在储能时，用电能驱动压缩机将空气压缩并存储于储气容器内；在释能时，高压空气从储气室释放，进入燃烧室助燃，燃气膨胀驱动涡轮做功发电。压缩空气储能的能源转化效率较高，一般在 75%左右。

压缩空气储能电站具有存储时间长、资本损耗较小、建设投资和发电成本均低于抽水蓄能电站的优势，并且可实现模块化组建，要用于峰谷电能回收调节、平衡负荷、频率调制、发电系统旋转备用等。特别适用于解决大规模集中新能源发电的平滑输出问题。压缩空气储能可在装机容量上可达上百兆瓦，规模仅次于抽水蓄能，便于开展大规模的商业化应用；压缩空气储能在技术上较为成熟。

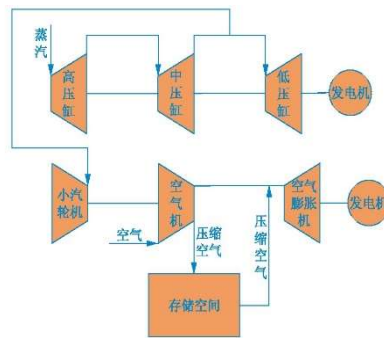


图 10 一种压缩空气储能与火电机组耦合利用的发电系统

3. 飞轮储能

飞轮是安装在机器回转轴上的具有较大转动惯量的轮状蓄能器。当机器转速增高时，飞轮的动能增加，把能量贮蓄起来；当机器转速降低时，飞轮动能减少，把能量释放出来。飞轮可以用来减少机械运转过程的速度波动。

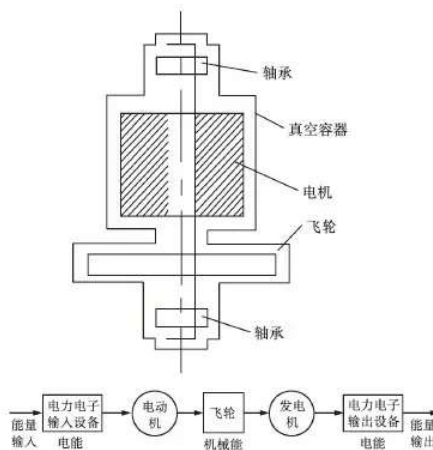


图 11 飞轮储能系统原理图

飞轮储能系统是一种机电能量转换的储能装置，突破了化学电池的局限，用物理方法实现储能。通过电动 / 发电互逆式双向电机，电能与高速运转飞轮的机械动能之间的相互转换与储存，并通过调频、整流、恒压与不同类型的负载接口。在储能时，电能通过电力转换器变换后驱动电机运行，电机带动飞轮加速转动，飞轮以动能的形式把能量储存起来，完成电能到机械能转换的储存能量过程，能量储存在高速旋转的飞轮体中；之后，电机维持一个恒定的转速，直到接收到一个能量释放的控制信号；释能时，高速旋转的飞轮拖动电机发电，经电力转换器输出适用于负载的电流与电压，完成机械能到电能转换的释放能量过程。整个储能系统实现了电能的输入、储存和输出过程。

飞轮储能特别适用于小容量、高频率充电—放电的操作环境。从整个系统的生命周期成本看，飞轮储能系统远低于电池储能系统。因此在航空航天、电力系统、电动汽车电池、不间断电源等多个场合中都有广泛的应用。其具有如下优点：有较快的充电、放电速度；使用寿命较长，相对整个使用周期来说价格较低；储能过程干净、清洁，对环境无任何不良影响；系统稳定，储能能力不因外界温度等因素的变化而波动；具有很高的效率，总效率达到 90%以上具有良好的发展前景。但是目前存在技术难点主要集中在转子强度设计、低功耗磁轴承、安全防护等方面，急需突破。

5.1.2 电化学储能

电化学储能指的就是电池储能技术。各类储能技术中，电池储能技术因其可控性高、模块化程度高等特点，通常被应用于对供电质量要求较高的负荷区域的配电网中。电池储能系统主要是利用电池正负极的氧化还原反应进行充放电。

随着近年来国内可再生能源大规模并网和火电机组调频辅助服务的需要，电化学储能迎来高速发展。风电资源的不稳定性导致风机出力具有随机性、波动性、间歇性等特点，有时甚至存在“反调峰特性”。而光伏发电尽管与负荷需求呈现一定的相关性，但无法有效满足夜间增大的负荷需求。图 12 和图 13 分别为某光伏并网项目配备储能装置前后的 24h 输出功率。由图可见，配备储能设备后，在白天上网电价较低时段，可有效降低项目输出功率；而在夜间上网电价较高时段，可有效提高项目输出功率。【8】

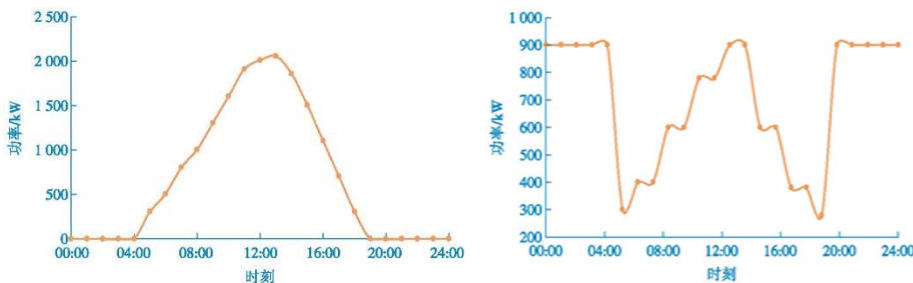


图 12 未配备储能装置的光伏并网项目 24h 输出功率 图 13 配备储能装置的光伏并网项目 24h 输出功率

1. 铅酸电池

铅酸电池是使用最成熟的蓄电池储能技术，目前储能容量已达 20MW。它属于可充电电池，阳极为二氧化铅，阴极为海绵状铅，电解质为硫酸溶液。铅酸电池在电力系统正常运行时为断路器提供合闸电源，在发电厂、变电所供电中断时发挥

独立电源的作用,为继保装置、拖动电机、通信、事故照明等提高动力。具有结构紧凑,抗震动,比容量高,大电流性能好,价格低廉;电池失效后回收利用率高,安全可靠等优点。但是铅酸电池依然存在众多技术问题:深度放电多、电池损伤非常大,循环寿命较短;铅酸电池的日常维护较为频繁;铅酸电池使用的铅是有毒的,铅酸电池能量和功率密度较低;不能满足功率和容量须同时兼顾的大规模储能市场,这些技术问题限制了其在调节能量平衡方面的应用。

2. 锂离子电池

锂电池是由锂金属或锂合金作为负极的电池,具有重量轻、安全、高效率等特点。由于锂氧化物和盐类可以回收,锂电池对环境影响较小。但锂电池的包装特殊,内部有过充保护电路,电池成本较高。液流电锂离子电池储能系统相对于其他电池储能系统,具有能量密度高、环境温度适应面较广且充放电效率高、响应速度快等特点,在分布式储能系统以及直流母线供电系统上面有较大的优势,随着锂离子电池的快速发展,其安全性以及循环次数将进一步提高,价格将进一步降低,锂离子电池储能系统也将随之在分布式储能系统、风电系统等微网系统中占据越来越重要的地位。

3. 钠硫电池

钠硫电池是以氧化铝(Al_2O_3)为电解质和隔膜,并分别以金属钠和多硫化钠为负极和正极的二次电池。通常被建在一个管状设计中,并结合钠硫等元素,钠与硫会通过化学反应将电能储存起来,当电网需要更多电能时,它又会将化学能转化为电能释放出去。钠硫电池用于储能具有独到的优势,主要体现在原材料和制备成本低、能量和功率密度大、效率高、不受场地限制、维护方便等方面。在国外已经有上百座钠硫电池储能电站在运行,是各种先进二次电池中最为成熟和最具潜力的一种。这种电池的缺点就是材料的成本高,运行时的温度很高,运行的可靠性曾受到质疑。

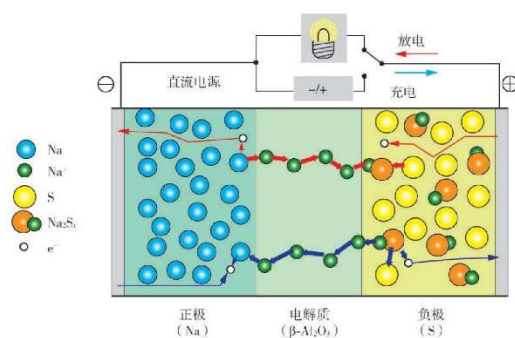


图 14 钠硫电池原理示意图

4. 液流电池

液流电池储能作为新兴发展的一种化学电池储能,已用于光伏电池、风力等不稳定性发电的蓄电。液流电池因其规模灵活、装置安全、响应迅速、循环寿命长等优点逐渐成为研究热点。

相比其他储能电池,钒液流电池有着很大的优越性,主要体现如下:(1)额定功率和额定能量是相互独立的,功率大小取决于电池堆,能量的大小取决于电解液。理论上可以通过随意增加电解液的量来达到增加电池容量的目的,能够做成兆瓦级的储能系统;(2)电池电解液是循环流动的,电池不存在热失控的问题,同时也减少电化学极化,使得电池能够大电流充放电;(3)可快速进行充放电转换,对功率波动迅速响应;(4)电池结构简单,材料价格便宜,更换

和维修费用低。

5.1.3 电磁储能

1. 超导电磁储能

超导电池储能系统 (SMES) 是利用超导线圈将电磁能直接储存起来, 需要时再将电磁能返回电网或其它负载的一种电力设施。它具有反应速度快、转换效率高的优点。不仅可用于降低甚至消除电网的低频功率振荡, 还可以调节无功功率和有功功率, 对于改善供电品质和提高电网的动态稳定性有巨大的作用。

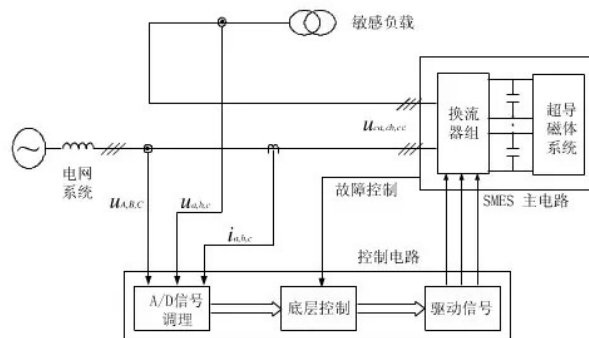


图 15 超导电磁储能系统的基本结构

由于超导电磁储能系统存储的是电磁能, 在应用时无需能源形式的转换。因此系统的响应速度极快, 这是其他储能形式所无法比拟的, 同时, 它的功率密度极高, 这就保证超导储能系统能够非常迅速以大功率形式与电力系统的能量交换。另外, 超导储能系统的功率规模和储能规模可以做的很大, 并具有系统效率高、技术较简单、没有旋转机械部分、没有动密封问题等优点。

然而, 超导电磁储能系统目前还面临很多问题, 导致无法开展商业化应用, 例如: 还需要找到好的高温超导体; 需要降低成本; 研究变流器; 研究控制策略; 降低损耗和调高稳定性; 研究失超保护技术等。

2. 超级电容储能

超级电容器, 也叫电化学电容器, 是 20 世纪 60 年代发展起来的一种新型储能元件。超级电容器按储能原理可分为双电层电容器和法拉第准电容器。

双电层电容器的基本原理是利用电极和电解质之间形成的界面双电层来存储能量的一种新型电子元件。当电极和电解液接触时, 由于库仑力、分子间力或者原子间力的作用, 使固液界面出现稳定的、符号相反的两层电荷, 称为界面双电层。这种电容器的储能是通过使电解质溶液进行电化学极化来实现的, 并没有产生电化学反应, 这种储能过程是可逆的。

超级电容器是介于传统物理电容器和电池之间的一种较佳的储能元件, 其巨大的优越性表现为: ①功率密度高。超级电容器的内阻很小, 而且在电极/溶液界面和电极材料本体内均能实现电荷的快速储存和释放。②充放电循环寿命长。超级电容器在充放电过程中没有发生电化学反应, 其循环寿命可达万次以上。③充电时间短。完全充电只需数分钟。④实现高比功率和高比能量输出。⑤储存寿命长。⑥可靠性高。超级电容器工作中没有运动部件, 维护工作极少。⑦环境温度对正常使用影响不大。超级电容器正常工作温度范围在 $-35\sim 75^{\circ}\text{C}$ 。⑧可以任意并联使用, 增加电容量; 若采取均压后, 还可串联使用, 提高电压等级。

5.1.4 相变储能

相变储能是利用相变材料吸、放热量从而存储和释放能量的储能技术,不仅能量密度高,且所用装置简单、设计灵活、使用方便且易于管理。主要分为电储热、熔融盐储热及冰蓄冷技术。【9】

电储热技术的方式是水储热和金属储热。水储热技术是以水为介质存储热能,具有维修方便、投资少等优点。高温金属储热技术是以金属为储热介质,通过金属固液变换实现热能的存储和释放,具有储热温度高、导热系数高等优点。熔融盐储热技术的基本原理是先将固态无机盐加热到熔融状态,再利用热循环实现传热储热。熔融盐具有腐蚀性低、使用温度范围广、传热性能高、价格低廉等优点,但导热系数较低直接导致其储热利用率低。冰蓄冷技术的基本原理通过蓄冷介质结冰融冰实现冷量的存储和释放。冰蓄冷技术能够减少制冷机组容量,提高制冷机组效率,满足空调等制冷设备的高峰负荷

5.2 不同储能技术的分析比较

每种储能技术的优缺点、成本、发展情况不尽相同,下表汇总了几种常见储能技术的特点和技术参数。【10】对于储能技术的选择,应针对应用场景或需求,一并考虑储能容量、功率、存储时间、效率、寿命及成本等因素,做出折中选择。

表 5 常见储能技术的特点和技术参数

储能技术	质量能量密度/ (W·h·kg ⁻¹)	质量功率密度/ (W·kg ⁻¹)	体积能量密度/ (W·h·L ⁻¹)	体积功率密度/ (W·L ⁻¹)	效率/%	成本 1/ (美元·kW ⁻¹ ·h ⁻¹)	成本 2/ (美元·kW ⁻¹)	一次循环成本/ (美元·kW ⁻¹ ·h ⁻¹)
抽水蓄能	0.5~1.5	—	0.5~1.5	—	65~85	5~100	600~2 000	0.1~1.4
压缩空气	30~60	—	3~6	0.5~2	70~89	2~50	400~800	2~4
液态空气储能	150~250	10~30	120~200	—	40~50	3~30	200~300	2~4
高温储热	80~200	—	120~500	—	—	—	30~60	—
钠硫电池	150~240	150~230	150~250	—	70~90	250~500	150~3 000	8~20
全钒液流电池	10~30	—	16~33	—	60~85	150~1 000	175~1 500	5~80
斑马电池	100~120	150~200	150~180	220~300	85~90	100~200	150~300	5~10
锌溴电池	30~60	—	30~60	—	60~85	150~1 000	175~2 500	5~80
镍镉电池	50~75	150~300	60~150	—	72	800~1 500	500~1 500	20~100
铅酸电池	30~50	75~300	50~80	10~400	70~90	200~400	300~600	20~100
锂离子电池	75~200	150~315	200~500	—	85~89	500~2 500	175~4 000	15~100
金属-空气电池	150~3 000	—	500~10 000	—	<50	10~60	100~250	—
超导磁储能	0.5~5	500~2 000	0.2~2.5	1 000~4 000	>95	1 000~10 000	200~300	—
飞轮储能	10~30	400~1 500	20~80	1 000~2 000	>80	1 000~5 000	250~350	3~25
超级电容	2~15	500~10 000	10~30	100 000+	<75 或 >95	300~2 000	100~300	2~20

储能技术	额定功率/MW	放电时间尺度	每日自放电率	适合储能周期	寿命/年
抽水蓄能	100~5 000	小时	非常小	数小时—数月	40~60
压缩空气	5~300	小时	小	数小时—数月	20~40
液态空气储能	0.1~300	小时	0.5%~1%	数秒—数天	20~40
高温储热	0~60	小时	0.05%~1%	数分—数月	5~15
钠硫电池	0.05~8	秒—小时	0~20%	数秒—数小时	10~15
全钒液流电池	0.03~3	秒—小时	小	数小时—数月	5~10
斑马电池	0~0.3	秒—小时	0~15%	数秒—数小时	10~14
锌溴电池	0.05~2	秒—小时	小	数小时—数月	5~10
镍镉电池	0~40	秒—小时	0.2%~0.6%	数分—数天	10~20
铅酸电池	0~20	秒—小时	0.1%~0.3%	数分—数天	5~15
锂离子电池	0~0.1	分—小时	0.1%~0.3%	数分—数天	5~15
金属-空气电池	0~0.01	秒—小时	小	数小时—数月	—
超导磁储能	0.1~10	毫秒—秒	10%~15%	数分—数小时	20+
飞轮储能	0~0.25	毫秒—分	100%	数秒—数分	0~15
超级电容	0~0.3	毫秒—分	20%~40%	数秒—数小时	20+

微网对于储能系统的要求主要有五个方面。需求不同,反映在储能方式的选择上也有不同的技术指标【11】:

- (1) 保障供电可靠性:可在大电网故障使得微网转入孤岛运行时作为紧急备用电源,如不间断电源(UPS)。供电可靠性的保障要求储能系统的响应足够快。
- (2) 保证电能质量:如电压补偿。电能质量的保证要求储能系统的容量足够大。
- (3) 配合可再生能源发电:如抑制风力发电输出的波动性和间歇性。配合可再生能源发电对储能系统的容量和响应速度均有要求。
- (4) 提高电能利用效率:如在用电低谷时存储电能,在用电高峰期放电以减少峰时电网压力。电能利用效率的提高对储能系统的容量有要求。
- (5) 寿命长且环保,便于维护。

为了选择适用于微网的储能装置,综合比较各技术性能之后发现:飞轮储能寿命长、效率高、无污染,但是放电深度低、价格高。电池储能技术中,铅酸电池储能技术发展最为成熟、价格低,但是寿命短、维护量大、污染环境;锂离子电池寿命长,效率高;钠硫电池比能量高,无污染,但是成本高,且工作温度有限制。因此在重点对比研究了各种储能技术后,我们认为锂离子电池储能系统是目前更有应用优势的储能方式,且随着锂离子电池技术的完善和成本下降,锂离子电池储能系统在微网及分布式发电应用优势将更为明显【12】。

5.3 复合储能技术

任何一种储能技术均存在一定的缺点和局限性,且由于本身固有特性对其进行改进存在技术和成本方面的困难。因此对不同性能的储能有机组合则可以规避单体储能不足,最大化发挥各种储能的优点,兼顾应用需求、成本和效率多个方面。因此,应用复合储能是有必要的。复合储能是能量型和功率型储能的组合,主要形式为超级电容结合电池类储能,利用超级电容允许频繁充放电的特性优化蓄电池的充放电过程,采用复合储能与分布式电源共同接入交流母线进行协调控制的具体结构如图 16 所示【13】。通过对 2 种储能方式的协调控制,使电网获得更优越的技术性能和更高的经济指标。另一类常用混合储能系统由飞轮储能或

SMES 与微型压缩空气储能联合使用, 以 ms 级响应能力应对紧急情况, 同时可提高电能储存量, 使系统具有很好的负载适应能力。在选择配合可再生能源发电的储能装置时, 可以选择使用混合储能方式, 如将超级电容器和蓄电池储能混合, 以满足大容量和高响应速度双方面的要求。因此本设计可以通过复合储能技术将超级电容和锂离子电池结合使用, 实现储能单元的优化配置。

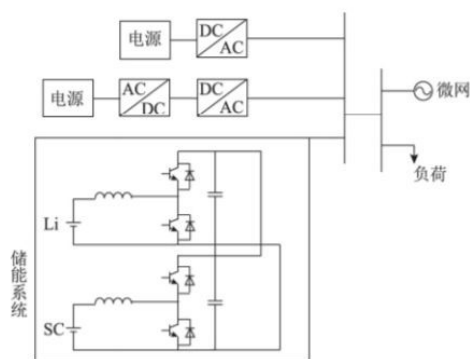


图 16 复合储能系统示意图

6 储能单元安全性与经济性分析

6.1 物理蓄能

6.1.1 抽水蓄能

安全性:

1、上库蓄水池可能有海水渗透地基腐蚀土木结构件、污染土壤及地下水、在机组各工况运行下或恶劣自然环境（强风暴雨）时海水吹散到周边导致破坏陆生生态系统的危险；

2、海水相比较于淡水，水中溶解有相当多的盐类，同时波、浪、潮、流又对金属构件产生低频往复应力和冲击，加上海洋微生物附着产生的直接或间接的加速腐蚀，因此海水是一种复杂的腐蚀环境。海水水路系统中从取水口经高压铁管、球阀、蜗壳、导叶、转轮至尾水等涉水部件及相关电气及辅机设备等都是由金属构成，可能被腐蚀。

3、海水水路系统中海生生物频繁附着使设备性能低下，水力器械上附着会导致水头损失使真机效率低下；上库蓄水池内面覆盖 EPDM 橡胶层上附着导致品质劣化；通海水辅机流路及管路中附着导致性能低下等。

4、海洋相比较于河流、湖泊是个复杂的环境，机组在运行时将受到台风、潮

汐、洋流等产生的波浪的影响。一方面直接导致机组有效落差改变、有效电力输出变化，水力机械受到影响；另一方面可能导致漂沙、漂浮物堆积，掩埋尾水口、阻塞尾水保护网等。抽水运行工况时，尾水口如有泥沙推挤，泥沙将被抽到上库蓄水池中，产生器械损害及器械性能低下。通海水辅机流路及管路中混入泥沙的状况下，使热交换性能下降，且易堵塞，易损。

经济性：

1、从电站投资水平看，抽水蓄能电站主要由上下水库、水泵和发电机等组成，工程造价受自然条件影响较大，综合近年来开工或投运项目，平均每千瓦投资在 5500~6500 元之间。而抽水蓄能规模效应显著，属于集中式储能，单体规模在百万千瓦以上，一般接入 500 kV 电压等级。

2、从配套电网投资看，抽水蓄能电站一般地处偏远，需架设长距离输电线路，配套电网投资较高。

3、从建设与使用周期看，抽水蓄能电站建设周期长达 7~10 年，可满足中长期应用需求；坝体使用寿命大于 50 年，机组大于 25 年。

4、从未来经济性看，抽水蓄能技术相对成熟，相关装备成本下降空间有限，受场地条件和生态环境影响，建设成本可能呈上升趋势。

6.1.2 压缩空气储能

安全性：

使用的原料是空气，不会燃烧，没有爆炸的危险存在，不产生任何有毒的气体，万一发生储气罐漏气事故，罐内压力会骤然降低，空气既不会爆炸也不会燃烧，安全系数高。

经济性：

1、场地限制少。虽然将压缩空气储存在合适的地下矿井或者熔岩下的洞穴中是最经济的方式，但是现代压缩空气储存的解决方法是可以用地面储气罐取代溶洞。

2、建造成本和运行成本比较低，低于钠硫电池或液流电池，而且也低于抽水蓄能电站，具有很好的经济性，随着绝热材料的应用使用少量或不使用天然气或石油等燃料加热压缩空气，燃料成本占比逐渐减少。

3、规模上仅次于抽水蓄能，适合建造大型电站，压缩空气储能系统可以持续工作数小时甚至数天，工作时间长。

4、寿命长，通过较好的维护可以达到 40-50 年，接近抽水蓄能的 50 年，并且效率可以达到 60%左右，接近抽水蓄能电站。

5、压缩空气储能技术是提高能源利用率、进一步扩大可再生能源入网比例的有力支撑和内在需求。压缩空气储能技术可以和多种能源形式的热力系统相耦合，减少了化石燃料的消耗量，通过压缩热回收利用、增设光伏蓄热装置等手段可有效提高系统运行效率，降低发电成本。基于压缩空气储能技术形成了“光火储”、“风光储”、海上风电站等新型储能发电集成系统，有着良好的发展前景和可实现性，可推动我国传统火电行业实现改造升级与转型，并为我国未来储能电站建设提供了思路。

6.1.3 飞轮储能

安全性：

1、飞轮的转速是影响飞轮储能系统储存能量上限的核心参数，飞轮转速越高，其可以储存的能量就越多。但是飞轮的极限转速又受到其本身材料的性能限制，故出于安全考虑，飞轮的转速应保持在一个安全的范围内。

2、目前采用多衬套结构是比较流行且成功的安全容器设置方案，具体设置为：一个采用石墨增强复合材料制成的圆筒(可以自由旋转)被安装在容器内部靠近飞轮转子的位置，由于旋转产生的能量可以通过摩擦被耗散掉，传给转子的支座和一些相关支承零件的力矩负载可大大降低，进而解除飞轮转子在发生意外时产生爆裂的危险。

经济性：

飞轮储能电站的成本分为：1) 投资成本，包括储能变流器 (PCS)、储能本体和辅助设施；2) 运行维护成本；3) 更换成本；4) 损耗成本 (本体和 PCS)。飞轮储能电站的经济性分析结果如表 6 所示。其中，电站容量取值包括 100 kW、85.7 kW 和 71.4 kW，分别代表了满功率运行、以 85.7%全功率运行和以 71.4%全功率运行 3 种模式。每种模式下，分别考虑了飞轮储能电站的实际利用率、不计通讯中断的利用率、不计研究中中断的利用率和商业化应用的利用率，共计 12 种情况。根据经济性分析流程和算法，可依次获得不同容量和利用率下，飞轮储能电站的年均收益、年均运行成本、年均净收益、生命周期内的净收益、生命周期内的收益投资比。由于飞轮储能电站能满足双向调频，通常可认为获得双倍收益，因此年均收益为实际收益的 2 倍。

表 6 飞轮储能电站的经济性分析结果

		利用率/%			年均收益(\$,1 a)			
电站功率 /kW	实际利用率	不计通讯中断的利用率	不计研究中中断的利用率	商业化应用的利用率	实际利用率	不计通讯中断的利用率	不计研究中中断的利用率	商业化应用的利用率
100	47.3%	47.3%	51.4%	95.0%	30 407	30 407	33 087	61 098
85.7	52.7%	52.7%	56.9%	95.0%	29 062	29 062	31 359	52 369
71.4	87.8%	87.8%	92.0%	95.0%	40 342	40 342	42 256	43 641
		年均运行成本(\$,1 a)			年均净收益(\$,1 a)			
电厂功率	实际利用率	不计通讯中断的利用率	不计研究中中断的利用率	商业化应用的利用率	实际利用率	不计通讯中断的利用率	不计研究中中断的利用率	商业化应用的利用率
100	3 383	3 383	3 579	5 627	27 024	27 024	29 508	55 470
85.7	3 119	3 119	3 287	4 823	25 943	25 943	28 072	47 546
71.4	3 778	3 778	3 918	4 020	36 564	36 564	38 338	39 622
		生命周期内的净收益(\$,10 a)			生命周期内的收益投资比(净收益/电厂建设成本)			
电厂功率	实际利用率	不计通讯中断的利用率	不计研究中中断的利用率	商业化应用的利用率	实际利用率	不计通讯中断的利用率	不计研究中中断的利用率	商业化应用的利用率
100	193 762	193 762	211 571	397 722	0.96	0.96	1.05	1.97
85.7	186 011	186 011	201 276	340 905	0.92	0.92	1.00	1.69
71.4	262 162	262 162	274 882	284 087	1.30	1.30	1.36	1.41

图 17 是飞轮储能电站在不同利用率下的收益投资比。飞轮储能电站的利用率越高,经济效益越显著,效益投资比 (B/C) 值越大。当飞轮储能电站满功率运行,利用率超过 50%左右时,飞轮储能电站可获得盈利。在飞轮储能电站获得商业化应用后,运行功率越大,生命周期内的收益投资比 (B/C) 越好,满功率运行时 B/C 值可达 1.97。

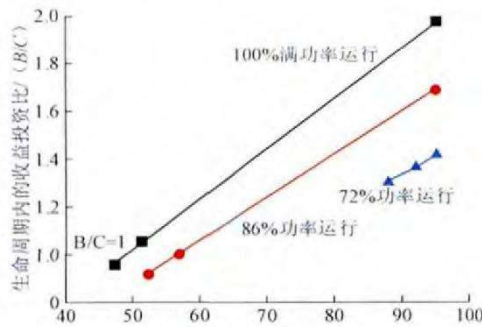


图 17 飞轮储能电站在不同利用率下的收益投资比

6.2 电化学储能

6.2.1 主流电化学电池技术性能对比

目前,市面上用于储能系统的主流电化学电池有铅炭电池、锂离子电池、液流电池等几种,其性能一览如表 8 所示。

表 8 主流储能电池性能一览表

性能指标	铅炭电池	锂离子电池		液流电池	
		三元锂电池	磷酸铁锂电池	全钒电池	锌溴电池
放电深度	0.60	0.80~1.00	1.50	1.82	—
能量密度/ (Wh·kg ⁻¹)	30~60	130~200	80~120	15~50	75~85
占地面积/ (m ² ·MWh ⁻¹)	32	10	16	38	28
循环寿命/次	2 000~4 000	3 000~12 000	5 000~10 000	2 000~5 000	—
充放电效率/%	80~90	90~98	60~75	65~75	—
安全性	铅污染	有火灾风险	有低概率火灾风险	比较安全	溴蒸气泄露危险
优点	一次投资低, 30%的可回收残值	电压高、比能量高、循环性能好、环保	一致性好、循环寿命长、规模大	低成本、寿命长, 大功率、深度放电	—
缺点	比能量低、占地面积大、放电深度低、充放电倍率低	成本较高、安全性较差	成本较高	能量密度低、维护成本高	维护成本高、自放电严重、有腐蚀

综合电池的各方面指标以及用户侧调峰电站的特性,整体对比如下:

(1)全钒电池循环次数较高,但能量密度较小、维护成本高;锌溴电池自身存在较多问题,暂时不适宜推广应用。

(2)目前铅炭电池初期成本相对较低,且可回收,有约 30%的折旧回收率,较具成本优势,但因充放电倍率较低,每天仅能充放一次,可应用于调峰储能项目,但需较大的占地面积。

(3)锂电池能量密度较高,随着电动汽车的快速发展,技术迅速成熟,未来成本下降空间较大,电池特性较适宜用于调峰储能项目。相对于磷酸铁锂电池、三元锂电池有一定的火灾风险,不适宜大规模调峰储能电站使用。

从技术性能对比,预计未来五年大型调峰储能电站推荐采用铅炭电池、磷酸铁锂电池,具体采用哪种电池根据项目的特点匹配。

6.2.2 “可再生能源+电化学储能”

“可再生能源+电化学储能”这个提法出现之前,实践中可再生能源的消纳方式主要依靠的是大电网消纳方式,即通过大电网覆盖范围内负荷的时间和空间变化,以及大量调节电源的随调度指令调节,平抑可再生能源的波动性和间歇性,实现可再生能源的消纳。

在经济性上来看,即使在可预见的未来,电化学储能技术与大电网技术在可再生能源消纳方面的经济性差距巨大。大电网技术和电化学储能的经济性非常容易比较,只要电化学电芯每公斤重量能够存储的电能超过 4 千瓦时,就相当于每公斤化学电芯能够承载的能量超过 1200 克标煤(大约 2000 克原煤),在经济性

上大电网就没有存在的必要，燃料输送将变化为电芯的输送。目前，主流电芯技术每公斤大约能存储经济性战胜大电网技术所需能量密度的十分之一到二十分之一左右，毫无竞争力。

现有主流电化学储能技术存放一千瓦时电的成本大约为 5 毛钱，任何电源与之配合产生的上网价格都是我国发电综合电价的 1.5 倍以上，所以电化学储能技术（电能量应用）暂时在大电网技术的经济性面前尚不构成本质挑战。因此，可再生能源的经济消纳，现阶段必须主要依靠大电网技术。“可再生能源+电化学储能”方式不具备批量发展的经济性条件。特别是我国还在坚持发展大电网、实现更大区域优化资源配置的原则，不宜同时大规模发展没有经济比较优势的技术种类。

6.2.3 电化学储能安全事故分析

通过对国内外电化学储能电站安全事故的分析，可以发现导致火灾的最根本原因是引发了电池温度不断上升的链式反应(热失控)，热失控的原因复杂多样，经梳理后总结如下：

- 1.电池本体安全方面：电池本体的安全隐患主要包括电池制造过程的瑕疵和电池的老化两个方面。电池生产过程存在金属污染物颗粒混入、正负极流体边缘毛刺等概率，这些杂质可能形成枝晶并逐渐演化成微内短路，刺破隔膜导致热失控的发生。电池老化可能使其内部阻抗增加，并发生不可逆的锂损失，最终造成容量衰减，其内部老化过程复杂多变，可逐步演变为安全问题。
- 2.外部刺激源方面：外部的刺激源包括电气拓扑设置不合理或者保护装置误动作等因素导致的外部短路电流冲击，或者电池外部高温产生的热冲击都可能引发电池单体的热失控，进而演变为储能电站的燃爆灾难。
- 3.管理系统方面：储能电站中的电池管理系统、电力转换系统和能量管理系统参数设定的不合理、对应的联动管控逻辑不正确和控制错误、监测误差等均可能导致电池的滥用和其本体的非正常老化。施工人员、消防人员专业培训管理的缺失，可能导致人为的错误处理，加剧事故损失。
- 4.外部环境方面：外部环境因素通常会影响到电池本身的安全运行，如水分、盐雾及粉尘等外部因素可能降低电池内模块绝缘性能，触发电池事故。低温、高温环境都有可能引发电池本体内部出现化学反应，进而引发电池的热失控。

6.2.4 电化学储能安全的影响因素

电化学储能电站的安全是一个系统性问题，涉及的影响因素较多，当前发展阶段主要影响因素包括：

1. 电池本体自身安全禀赋差：锂离子电池本体是围绕沸点低、易燃的有机电解液进行电化学反应而工作的，除正常的充放电反应外，还存在很多潜在的放热副反应，其不稳定性很难完全避免。

2. 安全标准、认证制度不完备：当前我国电化学储能安全标准尚不完备，虽然《电力储能用锂离子电池》(GB/T36276-2018)、《电化学储能电站用锂离子电池管理系统技术规范》(GB/T34131-2017)、《电化学储能电站设计规范》(GB50148-2014)明确了锂电池电芯、模块的安全性测试方法等内容，但均未形成覆盖项目准入、产品制造与质量、设计咨询、施工及验收、并网及调度、运行维护、退役管理、应急管理、事故处置等全过程的安全标准。近日，国家能源局起草了《电化学储能电站安全管理暂行办法》，正在征求意见，亟待发布实施。

3. 管理系统监测、预警功能不足：电化学储能发生火灾的本质原因是电池的热失控和热蔓延，可以通过安装监测传感器采集温度、电流、电压、电阻、荷电状态等信息，对电池本体的健康状态进行监测，从而对高风险的电池进行预警，并使用主动的电池热管理技术降低其热失控的风险。然而，当前电池管理系统的监测精度仍然有待提高，各类热失控预警、防护算法的有效性、正确性也有待验证、完善。

4. 多级联动的消防体系薄弱：锂电池火灾与普通火灾具有较大的区别，具有热蔓延迅速、燃烧激烈，危险性大、毒性强、烟尘大，扑救难度大、易复燃等特征。当前的电化学储能电站消防体系，依然遵照普通建筑物的消防标准设立，没有考虑到锂离子储能电站的电化学属性，也没有建立多级联动机制，应对其火灾的能力仍显薄弱。在电池单体发生热失控阶段，缺乏预警和阻止热失控蔓延的有效手段；热失控蔓延阶段，缺乏有效扑救的灭火介质；在消防人员处理阶段，缺乏专业的消防培训和应急预案，相关人员事故处理能力有待提高；在火灾发生后的调查阶段，缺乏对相关调查数据的建档、保存、总结机制。

6.3 电磁储能

6.3.1 超导电磁储能

经济性:

超导磁储能系统 (SMES) 利用超导体制成线圈储存磁场能量, 功率输送时无需能源形式的转换, 具有响应速度快 (ms 级), 转换效率高 ($\geq 96\%$)、比容量 (1-10 Wh/kg) /比功率 (104-105k W/kg) 大等优点, 可以实现与电力系统的实时大容量能量交换和功率补偿。目前, 世界上 1-5 MJ/MW 低温 SMES 装置已形成产品, 100 MJ SMES 已投入高压输电网中实际运行, 5 GWh SMES 已通过可行性分析和技术论证。SMES 可以充分满足输配电网电压支撑、功率补偿、频率调节、提高系统稳定性和功率输送能力的要求。和其他储能技术相比, 超导电磁储能仍很昂贵, 除了超导本身的费用外, 维持系统低温导致维修频率提高以及产生的费用也相当可观。目前, 在世界范围内有许多超导磁储能工程正在进行或者处于研制阶段。

6.3.2 超级电容储能

经济性:

与传统的电容器和二次电池相比, 超级电容器的比功率是电池的 10 倍以上, 储存电荷的能力比普通电容器高, 并具有充放电速度快、对环境无污染、循环寿命长、使用的温限范围宽等特点。超级电容器历经三代及数十年的发展, 已形成容量 0.5~1000F、工作电压 12~400 V、最大放电流 400~2000 A 系列产品, 储能系统最大储能量达 30 MJ。但超级电容器价格较为昂贵, 在电力系统中多用于短时间、大功率的负载平滑和电能质量峰值功率场合, 如大功率直流电机的启动支撑、态电压恢复器等, 在电压跌落和瞬态干扰期间提高供电水平。

6.4 相变储能

经济性与安全性——相变储能技术应用到产品具有以下几个优势:

- 1、储热密度大, 温度恒定, 储热容器体积小, 热效率高。与传统储能材料——水比, 储能密度最高可达水的 4 倍, 而空间却减少了三分之一, 同时比水的热流失低 80%;
- 2、适应性非常广泛, 能够针对不同的应用场所, 提供不同融点的相变储能产品, 不会产生如水所导致的细菌污染, 最大可用热量可达到 100 兆瓦每小时;
- 3、利用相变储能技术的产品在合成相变材料反复相变过程中, 无性能降级,

无挥发，无磨损，无污染，无腐蚀，安全高效；

4、结构安全可靠，模块化设计，可根据客户对热量的需求配置热储存能量，安装和搬运简单，还可以实现智能控制；

5、可以和不同热源配合使用，除了和太阳能热利用产品结合外，还可以和热泵、生物质能、热泵等产品结合使用，这将极大地提升新能源的有效利用，有效应用在工业余热的回收、移动供热、常规供热系统能效的改善等多个领域；

6、节能效果显著，据测算，该技术和常规锅炉配合使用，能减少 90%的锅炉系统启停次数，减低污染排放，为客户节省 30%以上的能源消耗；

7、相变储能技术是效率较高的储能技术，比传统的水储能高很多。但是，相变储能技术成本比水储能要高，这是限制相变储能技术不能大范围在采暖上应用的主要问题。

储能类型	功率等级	优势	劣势	应用方向	
机械储能	抽水储能	100-2000 MW	大功率，大容量，低成本	场地要求特殊	日负荷调节，频率控制和系统备用
	大型压缩空气储能	100MW级 ^[43]	大功率，大容量，低成本，长寿命	场地特殊，需化学燃料	调峰，备用电源
	小型压缩空气储能	10MW级	无场地要求，无污染，寿命长	效率较低	风电场配套，调峰
	微型压缩空气储能	10kW级	无污染，寿命长	效率较低	微网，分布式供能系统，混合动力汽车
	飞轮储能	5 kW-1.5 MW	功率密度高，寿命长	低能量密度，成本高	频率控制，UPS，电能质量调节
电磁储能	超导储能	10kW-1MW	功率密度高	成本高，能量密度低	UPS，电能质量调节，输配电系统稳定性
	超级电容	1-100 kW	长寿命，高效率	低能量密度，成本较高	电能质量调节，输电系统稳定性
化学储能	铅酸电池	1kW级-1MW级	成本低，技术成熟，效率较高	寿命短、二次污染	电能质量，频率控制，备用电源，UPS
	先进电池 ^[44]	1kW级-1MW级	大容量，高能量密度，高效率	成本高，安全顾虑	调峰，旋转备用

图 18 几种主流储能技术对比

7 孤岛储能系统运行优化调度

7.1 储能系统的数学模型

7.1.1 太阳能光伏发电机组

光伏电池的输出功率与光照强度有关，输出功率可以表示为【25】：

$$P_{PV} = \zeta \eta_m \eta_p A_p \cos \vartheta$$

其中， P_{pv} 为 PV 实际出力； ζ 为太阳光照强度； η_m 为最大功率点跟踪模式（MPPT）下的效率； A_p 为电池板的面积； η_p 为光伏电池的效率； θ 为光照的入射角度。

7.1.2 风力发电机组

风力发电机的输出功率与风速的大小有关，其功率输出模型可表示为：

$$P_{WT} = \begin{cases} 0 & v < v_{ci}, v > v_{co} \\ \frac{v^3 - v_{ci}^3}{v_r^3 - v_{ci}^3} P_r & v_{ci} \leq v \leq v_r \\ P_r & v_r \leq v \leq v_{co} \end{cases}$$

其中， P_{WT} 、 P_r 分别为 WT 的实际功率和额定功率； v_{ci} 、 v_{co} 、 v_r 分别为风机的切入风速、切出风速、额定风速。2017 年统计数据表明海岛全年最低风速 5.5m/s，平均风速 9m/s。因此选用切入风速为 3 m/s，切出风速 22m/s，额定风速为 10m/s。

7.1.3 沼气燃机发电机组

研究发现，当沼气发电处于稳定运行时，沼气发电的输出功率与压强、沼气耗量存在着很大关系，功率与压强、耗量的相关度分别为 0.72 和 0.75【26】，可以建立如下的数学模型【27】：

$$P_{BIG} = A_1 + A_2 F_P + A_3 F_{BIG} + A_4 F_P^2$$

式中： F_P 为压强； F_{BIG} 为沼气发电的沼气耗量； P_{BIG} 为发电的输出功率； A_1 、 A_2 、 A_3 、 A_4 ，为各项系数。

7.1.4 电池储能系统

电池储能系统能够跟踪风能和太阳能出力变化进行充放电，在电网中起到了缓冲风能和太阳能不确定出力，提高电网的供电可靠性和连续性。当系统的总输出功率大于总负荷时，ES 充电，否则，ES 放电。电池的充放电状态用数学模型表示为：

$$E_{SB}(t) = \begin{cases} E_{SB}(t-1) + \left(P_{total}(t) - \frac{P_{load}(t)}{\eta_{inv}} \right) \eta_{sb} \Delta t; & \text{充电} \\ E_{SB}(t-1) - \left(\frac{P_{load}(t)}{\eta_{inv}} - P_{total}(t) \right) \eta_{sb} \Delta t; & \text{放电} \end{cases}$$

其中， $E_{SB}(t)$ 、 $E_{SB}(t-1)$ 分别为电池 t 时刻、 $t-1$ 时刻的容量； $P_{total}(t)$ 为 t 时刻电池出力总和； $P_{load}(t)$ 为 t 时刻系统的总负荷； η_{inv} 、 η_{sb} 分别为逆变器的工作效率和 ES 的充放电效率。

7.2 系统运行优化的多目标数学模型

7.2.1 运行成本

7.2.1.1 发电成本

发电成本主要考虑机组的燃料成本、折旧成本、管理成本，由于光伏发电和风力发电为清洁能源，在运行过程中不会消耗化石燃料；且沼气发电为海岛垃圾产生，没有成本，故只考虑折旧和管理成本：

$$OP = \sum_i Price_i P_i$$

其中 $Price(i)$ 为机组 i 的折旧成本与管理成本总和。

表 9 各机组发电成本一览表

机组	折旧费用 yuan/MW	管理费用 yuan/MW
PV	0.8	0.0096
WT	0.6	0.0296
BIG	0.5	0.1
ES	0.5	0.026

7.2.1.2 可中断成本

储能系统孤岛运行时，可能会出现电能供电不足的情形，需要中断部分非重要负荷，以保证重要负荷的正常供电。当风电、光电、沼气发电以及储能装置的都已处于满发状态时，对供电不足的负荷采用中断部分负荷，同时需要对中断的负荷进行相应的经济补偿：

$$IR = \alpha + \beta P_{IL} + \gamma P_{IL}^2$$

其中， α 、 β 、 γ 为中断费用的系数，分别取为 6.14、1.2、 1.23×10^{-4} ； P_{IL} 为中断电量。【28】

7.2.2 环境成本

环境成本中主要考虑机组 CO₂、SO₂ 以及 NO_x 的排放处理成本，本系统中只有沼气燃烧发电机组产生环境成本：

$$Green = P_{BIG} \sum_i A_i B_i$$

其中，A_i、B_i 是沼气发电产生的各污染物的排放系数及治理成本。

表 10 各污染物排放系数及治理成本一览表
【27】

污染物	排放系数 kg/MW	治理成本 yuan/kg
SO ₂	0.000928	0.875
CO ₂	284	0.004121
CO	0.145	0.37
NO _x	0.819	1.25

7.2.3 约束条件

7.2.3.1 机组出力约束

各机组出力不得超过发电功率的上下限：

$$P_{i,min} \leq P_i \leq P_{i,max}$$

7.2.3.2 功率平衡约束

各机组出力应等于孤岛电量需求负荷：

$$\sum_i P_i + P_{IL} = P_{load}$$

7.2.3.3 储能约束

电池储存的能量总量不应超过电池组的总容量，放出的能量不应超过已储存的能量：

$$E_{BS,min} \leq E_{BS} \leq E_{BS,max}$$

7.2.4 多目标粒子群算法的参数设置

粒子群体规模为 100，最大迭代次数为 100，学习因子 c₁ 取 0.1，c₂ 取 0.2，最大速度 w_{max} 取为 0.5，最小速度 w_{min} 取为 0.01，外部存档集合规模为 100，变异概率为 10%。

7.3 优化调度

以 1 d 为一个计算周期，选取孤岛典型日 24 h 负荷数据进行计算。

7.3.1 数据

表 11 电网负荷数据

日期	电网需求负荷 (MW)	风电最大负荷 (MW)	光伏最大负荷 (MW)
2017/2/17 0:00	16	20.7	0
2017/2/17 1:00	15.7	23.5	0
2017/2/17 2:00	15.3	21.7	0
2017/2/17 3:00	14.4	18.6	0
2017/2/17 4:00	14.5	18.4	0
2017/2/17 5:00	20.3	18.8	0
2017/2/17 6:00	28.6	19.2	0
2017/2/17 7:00	37.6	19.1	6.1
2017/2/17 8:00	36.8	22.3	6.9
2017/2/17 9:00	35.7	24.6	8.9
2017/2/17 10:00	34.5	20.7	11.7
2017/2/17 11:00	37.1	20.6	14.2
2017/2/17 12:00	39.9	21.4	16.8
2017/2/17 13:00	36.7	24.5	17.9
2017/2/17 14:00	34.4	22.6	17.6
2017/2/17 15:00	33.6	18.9	16.8
2017/2/17 16:00	35.3	17.8	13.3
2017/2/17 17:00	40.4	16.9	11.9
2017/2/17 18:00	59.4	14.7	6.7
2017/2/17 19:00	62.8	16.8	0
2017/2/17 20:00	66.1	20.7	0
2017/2/17 21:00	45.5	24.9	0
2017/2/17 22:00	33.9	25.5	0
2017/2/17 23:00	20.7	25.3	0

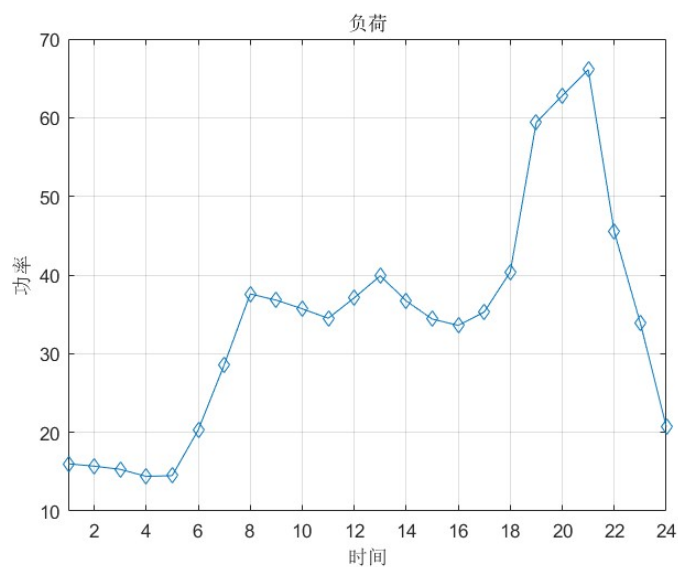


图 19 孤岛 24h 用电负荷曲线图

7.3.2 调度运行结果

7.3.2.1 多目标优化帕累托前沿

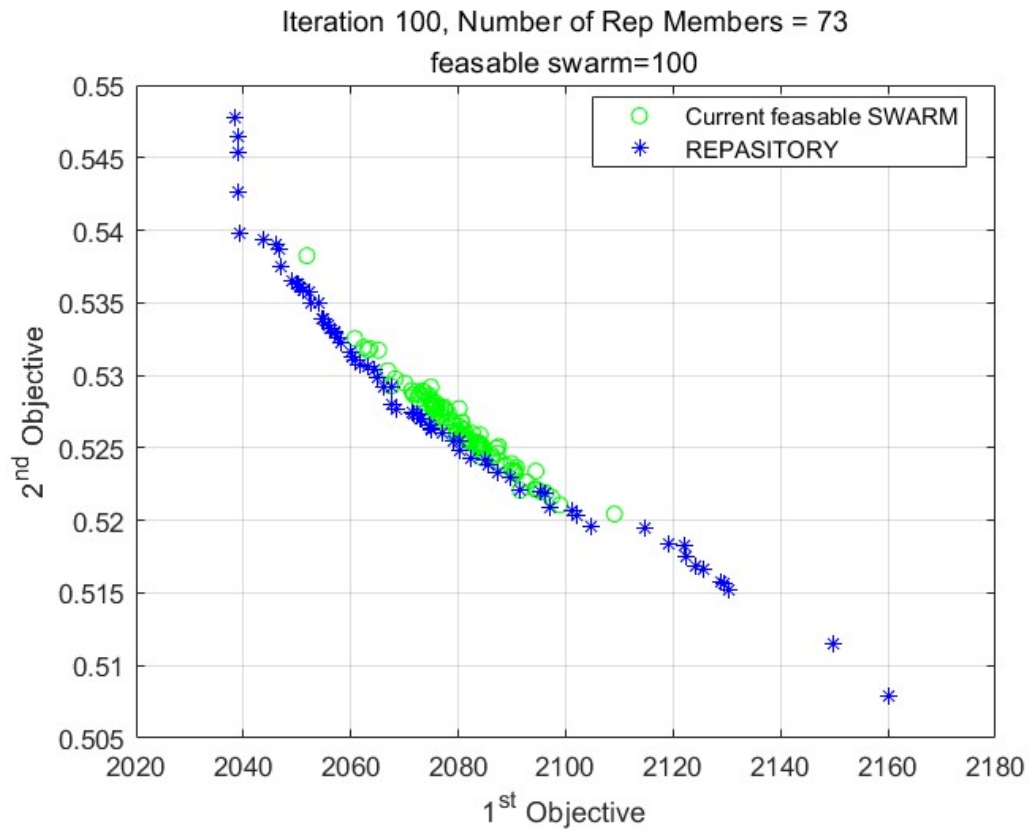
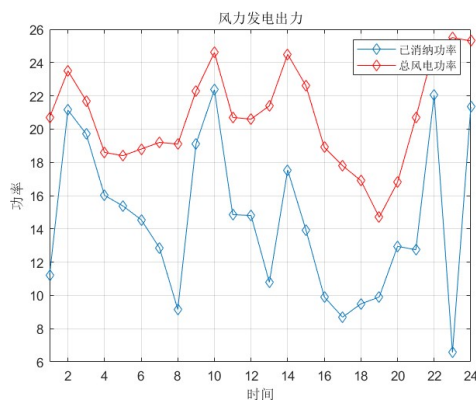


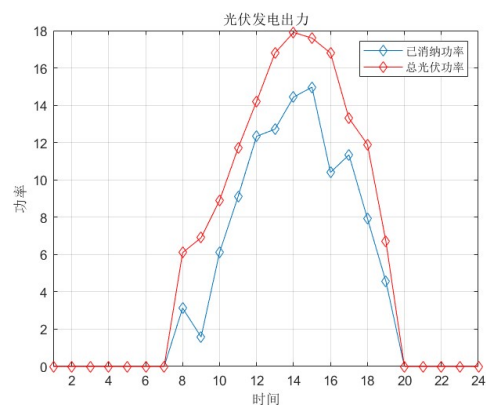
图 20 多目标调度结果

当进行经济调度时，系统增大了发电成本低而污染物排放高的沼气发电机组，导致环境成本费用增加。而另一方面，当采用环境调度时，增大了发电成本高而污染物排放低的 PV/MT 机组，导致了机组的运行成本相对增高。另外，采用多目标调度需权衡微电网经济和环境效益之间关系，用户可以根据实际需求选择合理的微电网调度方案

7.3.2.2 各机组出力



(a)



(b)

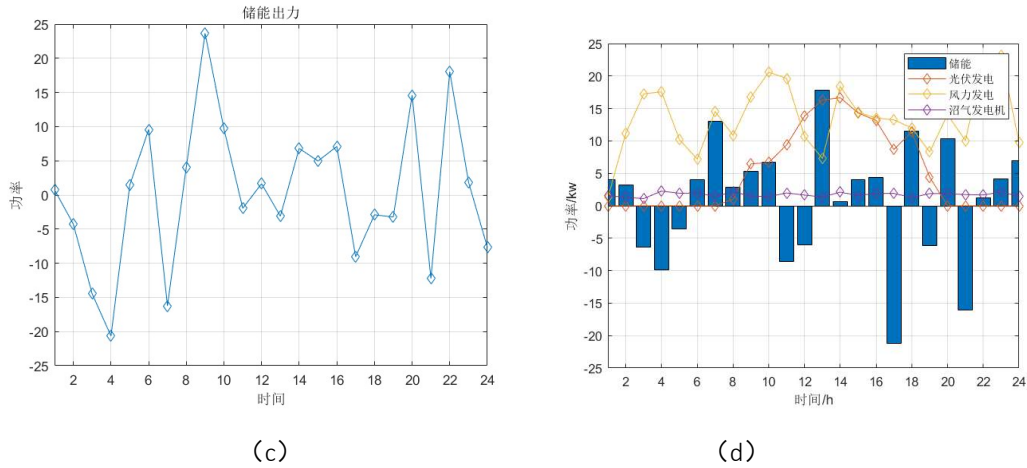


图 21 24h 各机组出力调度图

7.4 结论

本章研究了储能系统孤岛运行方式下的能量优化调度问题,在满足系统约束的前提下,考虑了系统的经济性、环保性以及可靠性,建立以微电网运行成本和环境成本相协调的多目标优化调度模型,并利用 MOPSO 算法求解孤岛运行方式下微电网多目标经济调度模型。

调度结果如下:

表 12 多目标优化调度结果

运行调度成本 yuan/MW·24h	环境调度成本 yuan/MW·24h	光伏消纳比例	风电消纳比例	单位发电成本 yuan/kW·h
[2040,2160]	[0.515,0.54]	0.8303	0.6966	[0.085,0.09]

8 参考文献

- [1]GB50180—1993, 城市居住区规划设计规范[S].
- [2]DL / T5383—2007, 风力发电场设计技术规范[S].
- [3]郭鸿铭. 风力发电场电气系统设计与应用[D]. 吉林建筑大学, 2018
- [4]周学民. 广东某沿海岛屿风电场一次系统设计及分析[D]. 华南理工大学, 2013
- [5]葛福余, 赵云鹏, 姜海波. 光伏发电技术在海岛供电中的应用探讨[J]. 智能建筑电气技术, 2011, 5(2):11-13. DOI:10.3969/j.issn.1729-1275.2011.02.003.
- [6]朱政国. 湛江工程户外电气箱防盐雾腐蚀技术方案[C]. //中国计量协会冶金分会 2017 年会暨 2017 年全国第二十二届自动化应用技术学术交流会论文集. 2017:60-62.
- [7]杨武. 光伏发电系统在海岛中的应用[J]. 中国水运(下半月), 2016, 16(3):120-121, 242.
- [8]童家麟, 洪庆, 吕洪坤, 吴瑞康, 应光耀. 电源侧储能技术发展现状及应用前景

- 综述[J]. 华电技术, 2021, 43(07):17-23.
- [9]丛晶, 宋坤, 鲁海威, 高晓峰, 肖白. 新能源电力系统中的储能技术研究综述[J]. 电工电能新技术, 2014, 33(03):53-59.
- [10]杜晨, 陶维青, 孙雯. 微网中储能技术比较及应用[J]. 电源技术, 2013, 37(04):703-706.
- [11]强占云, 鞠建永, 吴福保, 尹树刚, 张亚娟. 适用于分布式发电的储能技术比较[J]. 农村电气化, 2011(04):58-60. DOI:10.13882/j.cnki.ncdqh.2011.04.031.
- [12]苏小林, 李丹丹, 阎晓霞, 谭逸雪. 储能技术在电力系统中的应用分析[J]. 电力建设, 2016, 37(08):24-32.
- [13]顾煜炯, 谢典, 和学豪, 赵兴安, 耿直, 余裕璞. 海岛直流微网复合储能系统控制策略设计与实现[J]. 电力自动化设备, 2018, 38(06):1-6. DOI:10.16081/j.issn.1006-6047.2018.06.001.
- [14]熊伟平, 郑觉平, 吴金水. 冲绳海水抽水蓄能电站概况、技术特点及借鉴[J]. 水电与抽水蓄能, 2018, 4(06):56-66+12.
- [15]杨青. 抽水蓄能与电池储能技术经济比较及建议[J]. 电工技术, 2021, (12):35-36.
- [16]田崇翼. 压缩空气储能—风电系统的能量优化与控制策略研究[D]. 山东大学, 2015.
- [17]张松, 张维煜, 逯景涛. 飞轮储能技术及关键问题解决措施[J]. 能源研究与信息, 2012, 28(03):153-158.
- [18]韩越, 李睿, 孙世超, 李季, 朱学成, 凌晨. 压缩空气储能+的多能耦合技术研究进展[J]. 能源研究与利用, 2022, (03):25-29.
- [19]薛金花, 叶季蕾, 汪春, 杨波, 鄢盛驰. 飞轮储能在区域电网中的调频应用及经济性分析[J]. 电网与清洁能源, 2013, 29(12):113-118.
- [20]谷峰. “可再生能源+电化学储能”能否成为现阶段的新模式[J]. 中国电力企业管理, 2020, (19):32-35.
- [21]李达, 姜鹤, 翁军华, 郑海兴. 工业用户侧电化学储能应用及其经济性分析[J]. 电器与能效管理技术, 2019, (06):48-52.
- [22]张宗玟, 梁双, 严超. 碳达峰碳中和背景下电化学储能安全有序发展研究与建议[J]. 中国工程咨询, 2021, (10):41-45.
- [23]俞振华. 大容量储能技术的现状与发展[J]. 中国电力企业管理, 2009, (19):26-28.
- [24]戴丽. 相变储能技术将推动太阳能采暖发展[J]. 节能与环保, 2013, (04):50-51.
- [25]顾伟, 吴志, 王锐. 考虑污染气体排放的热电联供型微电网多目标运行优化[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(14):177-185.

- [26] 刘天琪, 江东林. 基于储能单元运行方式优化的微电网经济运行[J]. 电网技术, 2012, 36(1): 45—50.
- [27] 李珂明, 张靠社. 含生物质能的微电网多目标优化调度[J]. 电网与清洁能源, 2019, 第 35 卷(1): 49-53, 67
- [28] 王金全, 黄丽, 杨毅. 基于多目标粒子群算法的微电网优化调度[J]. 电网与清洁能源, 2014, (1): 49-54