






# 储能可以缺席新型电力系统建设吗？

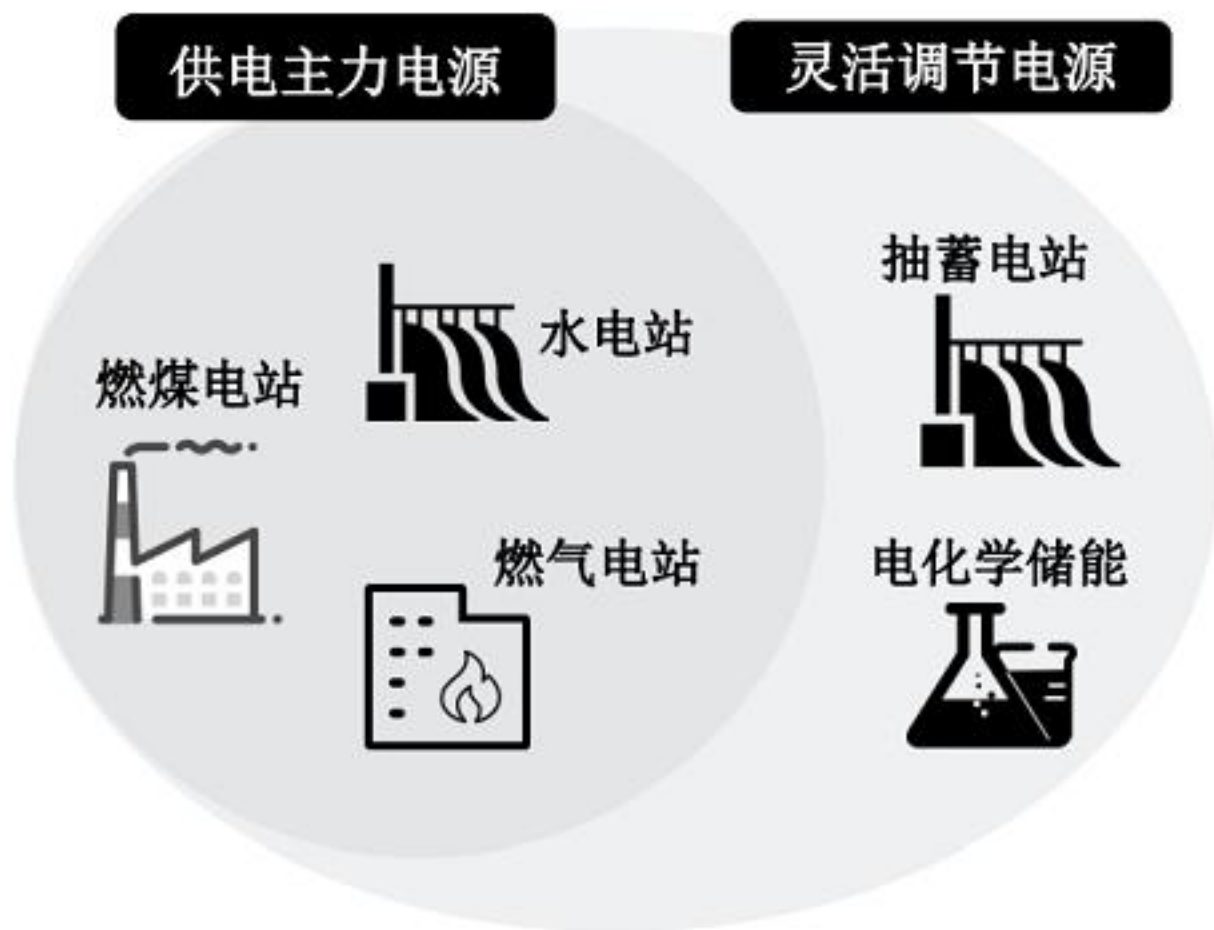
2022年11月



-  **储能与电网均是平衡电力供需时空不平衡的重要手段。**在波动性可再生能源占比比较低时，广泛、坚强的电网连接是实现新能源消纳、保证供电安全的高“性价比”选择；随着新能源占比不断提高，将进入大电网与分布式微电网有机结合的交直流混联电网形态，储能进行本地调节的优势将越发明显，也将成为电网稳定运行的关键调节资源。
-  **多种储能技术百花齐放，电化学储能目前仍是新型储能的主体。**加强电池一致性管理，提高储能寿命，提升能量利用率，保证储能安全性，降低成本是电化学储能技术的改进目标。储能定位调整，并网储能技术要求提高，初始建造成本不再是唯一考量因素，调节性能、响应能力、全生命周期运行成本等质量要求提高，“电网系”储能系统集成商优势突显。
-  **储能与新型电力系统的健康发展有赖于电力市场机制的建立健全。**新能源不确定性、随机性、波动性带来的系统调节成本增加与新能源制造降本空间不匹配，而新型储能不同于抽水蓄能，商业模式更多强调市场化运营，储能的盈利能力改善仍需关注电价政策的区域性变化，电价结构性、整体性调整压力较大。

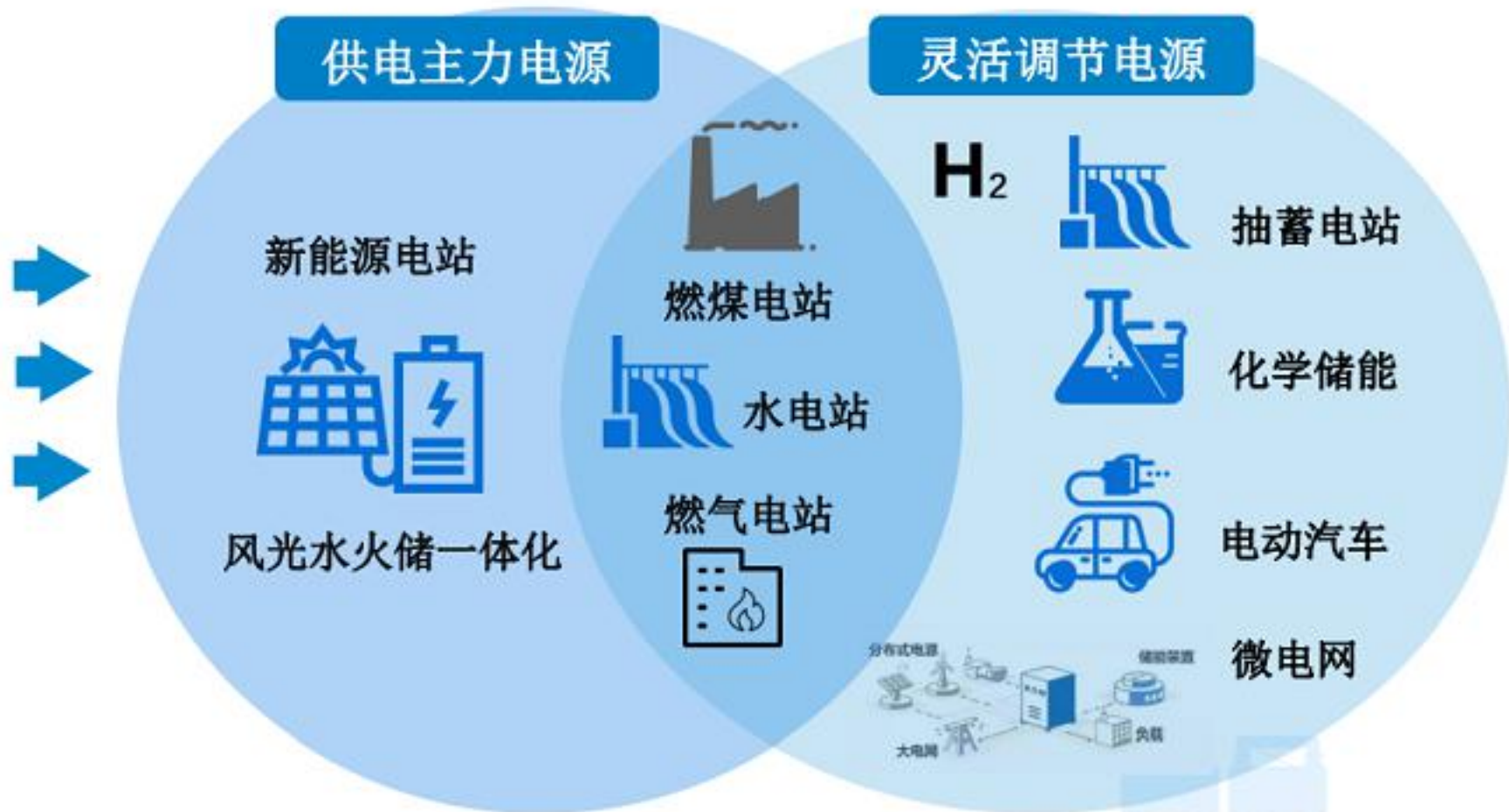
- ❑ 电力平衡与灵活性挑战
- ❑ 储能并网技术比较
- ❑ 储能市场模式分析

## 传统电力系统



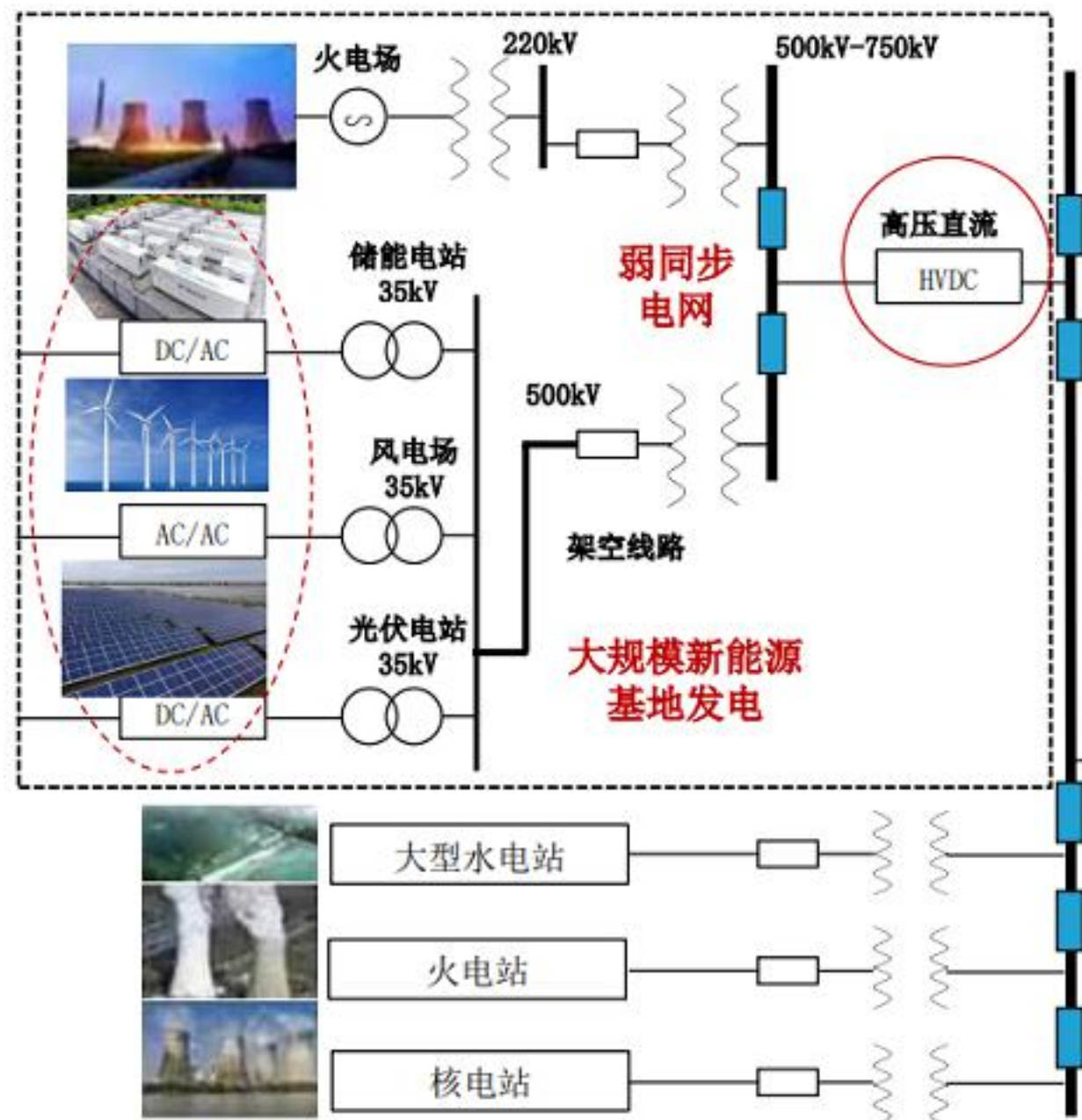
**传统电力系统 (发电机主导)**  
高惯量、强阻尼  
源随荷动

## 新型电力系统



**新型电力系统 (变流器主导)**  
低惯量、弱阻尼  
源荷互动

图：新型电力系统的特征



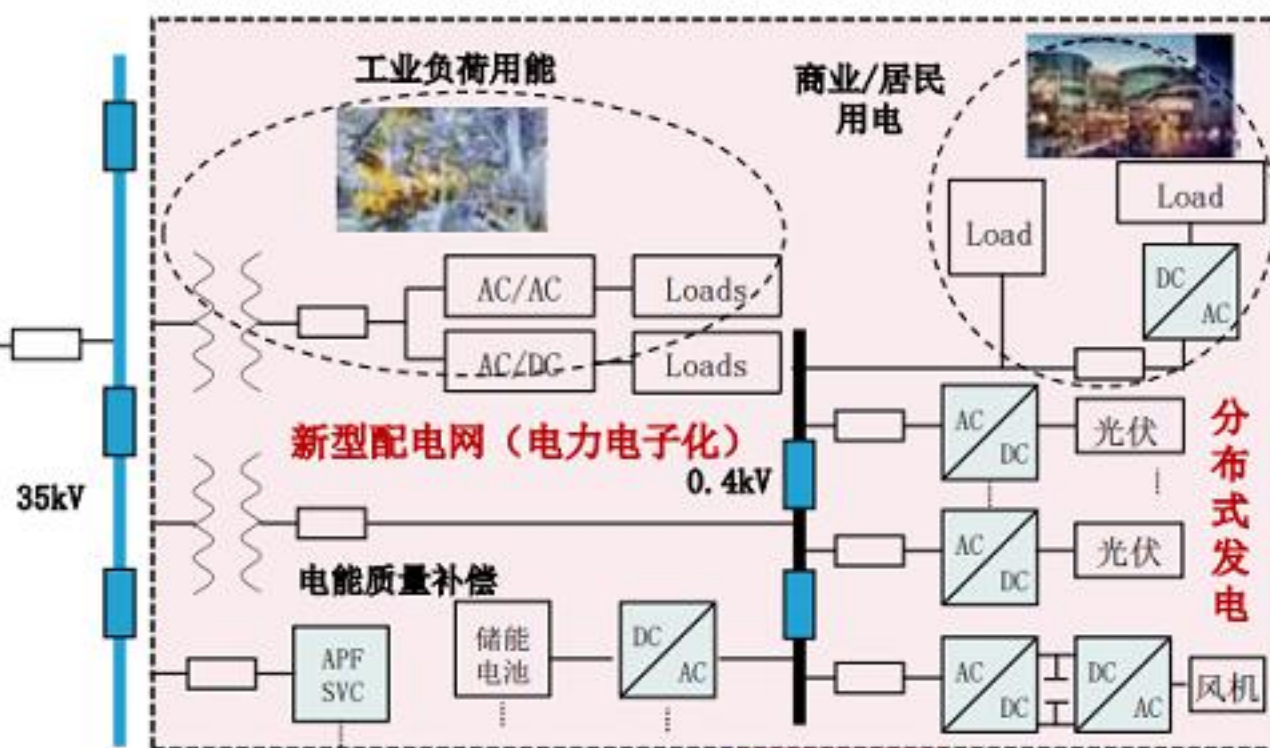
## 新型电力系统特征

- (1) “两化”，电源清洁化、终端电气化。
- (2) “双高”，高比例可再生能源，高比例电力电子设备。



## 新型电力系统挑战

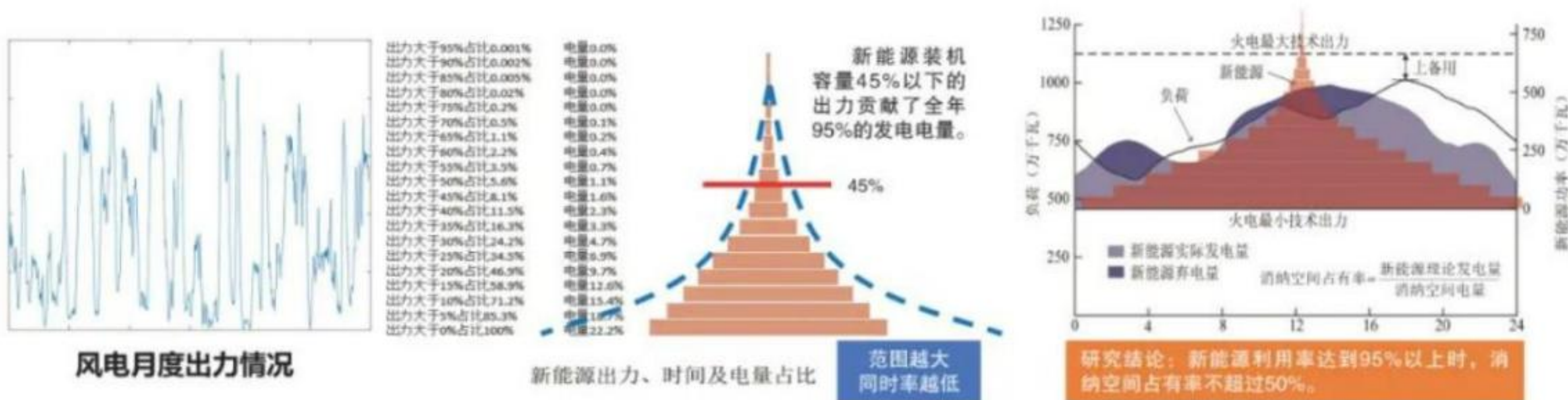
- (1) 安全稳定，稳定特性认知难度加大、电力系统稳定呈现新形态新特征、系统控制难度持续增加。
- (2) 平衡保障，保供应与保消纳之间的矛盾、发电占比与利用率之间的矛盾、调节能力与运行成本之间的矛盾。



资料来源：中国西电，《构网型高压直挂大容量储能并网技术》，光大证券研究所整理

- 保供应与保消纳之间的矛盾。** 新能源资源与用电需求在不同时间尺度上的“错配”给电网供需平衡带来挑战。以西北为例，新能源晚高峰最小出力不到装机的1%，日内波动4700万千瓦，相邻日电量最大相差超4亿千瓦时，**午间新能源调峰弃电与晚间供电不足情况并存**，运行方式安排难以兼顾“保消纳”与“保供应”需求。
- 发电占比与利用率之间的矛盾。** 为提升新能源发电量占比，新能源装机规模进一步增加，午间调峰困难时段新能源消纳矛盾将更加突出，进而导致新能源利用率下降。为保障新能源利用率指标达到要求，新能源装机规模将受制约，新能源利用率与发电占比难以兼顾。

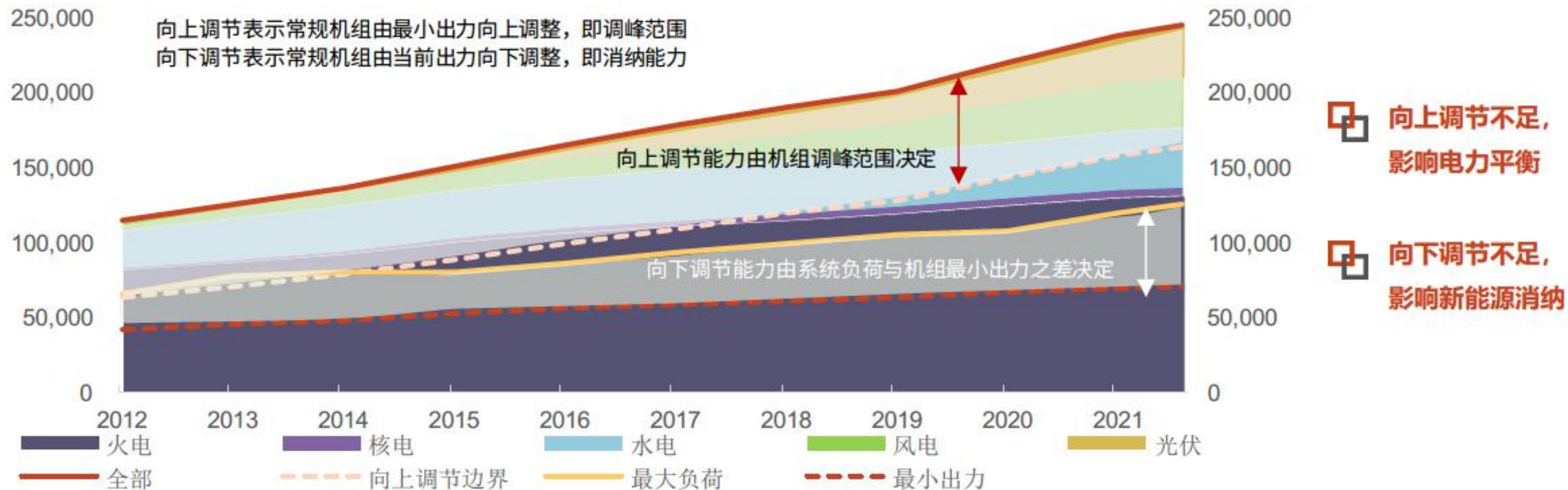
图：新能源利用率与电力电量平衡



资料来源：国家电网，《新型电力系统调度体系及实现路径》，光大证券研究所整理

我国将建设以大型风光电基地为基础、以其周边清洁高效先进节能的煤电为支撑、以稳定安全可靠的特高压输变电线路为载体的新能源供给消纳体系。影响消纳能力主要有三个因素：（1）负荷大小；（2）电源结构；（3）区域联络情况。系统中某一时刻理论可以接受的新能源大小由系统的向下调节能力决定，即系统最大负荷与常规机组最小出力之差；而系统的向上调节能力指常规机组的调峰范围，表明系统平衡新能源出力波动大小的能力。

图：中国逐年装机构成及调峰能力（2012-2021）



资料来源：Wind，光大证券研究所整理；单位：万千瓦

图：2021年各地区发电量构成



**多重因素叠加造成局部地区电力供需偏紧。**

(1) 2021年，需求侧工业生产快速恢复、夏季持续高温天气带动负荷快速增长，供给侧能耗双控、煤炭价格上涨、来水偏枯等多重因素叠加，“拉闸限电”现象波及黑龙江、吉林、辽宁、广东、江苏等10余个省份。

(2) 2022年8月，受高温导致用电负荷激增、干旱导致水电资源锐减、本地电源支撑不足等因素影响，四川省出现严重电力短缺。

**新能源比例提高对灵活性调节能力依赖加大。**

表：2020年西北电网与德国电网调节能力比较

	西北	德国
最大负荷	1.06亿千瓦	0.79亿千瓦
常规电源深调能力	30万以上主力火电36%	硬煤电厂19.5% 褐煤电厂35.4%
储能装机	20万千瓦	942万千瓦（总装机4%）
负荷侧响应	311万千瓦	1000万千瓦

资料来源：国家电网，《新型电力系统调度体系及实现路径》，光大证券研究所整理



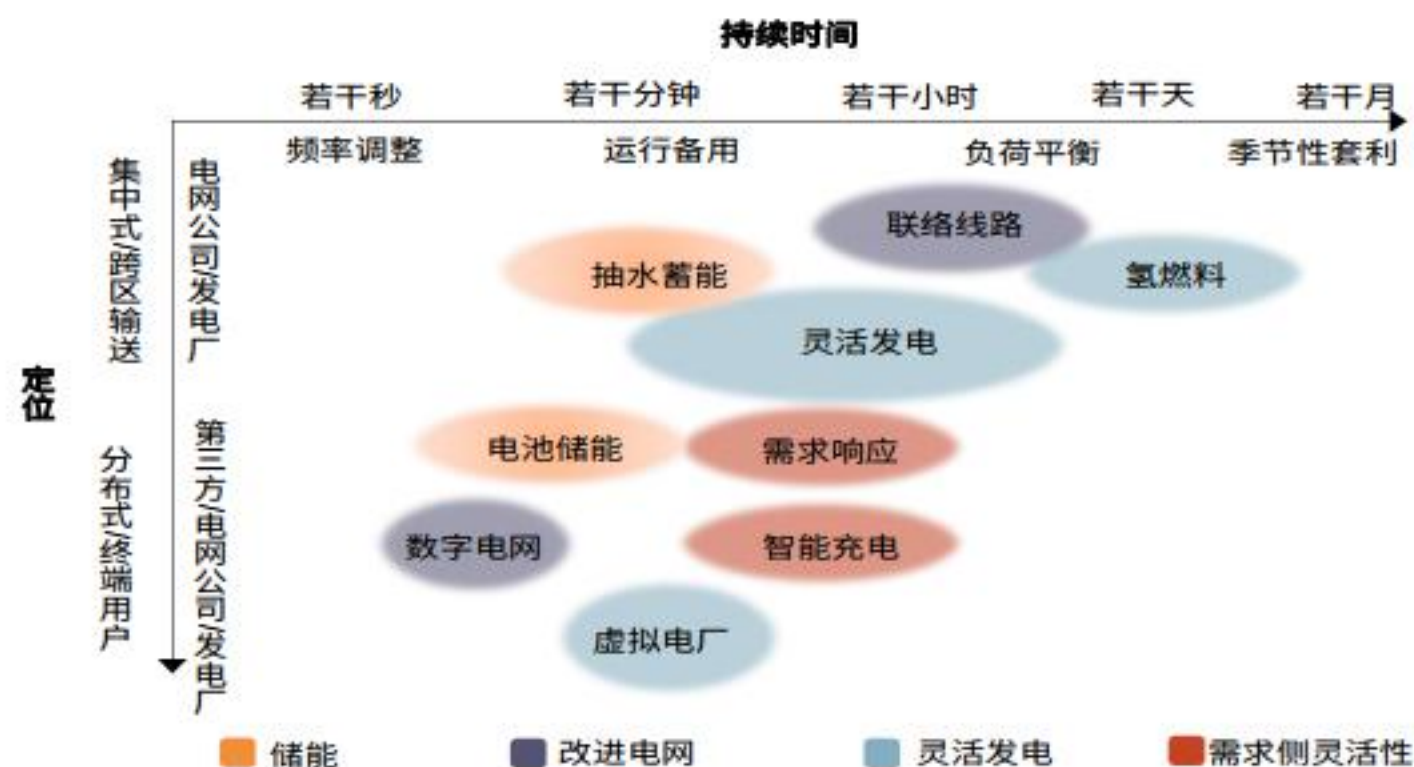
**系统能否在高比例波动可再生能源的情况下灵活运行，是电力系统转型的核心，且对于确保现代电力系统的安全性至关重要。火电厂灵活性改造不是对储能的替代，而是过渡期灵活性资源建设的行政抓手。**

电力系统灵活运行能力主要是指电力系统能够可靠且经济有效地应对全时间尺度的供需平衡变化和不确定性，从而确保电力系统瞬时稳定性、并支持长期供电安全。系统调节能力不足会降低电力系统的稳定性，或产生大量的弃电。电力系统灵活运行能力既来自电力供给侧，还可以通过电网基础设施，需求侧响应和电力存储来提供系统运行调节能力。**在具有较高波动性可再生能源占比的电力系统中，发电侧以外的其他系统组成提供的系统灵活性极为关键。**

表：灵活性提升手段比较

提升手段	优势	不足
火电灵活性改造	<ul style="list-style-type: none"> <li>单位调节容量投资小，调峰能力提升显著</li> <li>配合检修同步进行，周期短见效快</li> <li>改造的技术方案成熟，提升空间大</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>配套政策与机制依赖性较高</li> <li>响应调节速度慢，冷启动需5小时</li> </ul>
抽水蓄能电站	<ul style="list-style-type: none"> <li>启动速度快</li> <li>不仅提升灵活性，还能作为事故备用和黑启动电源</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>抽发损失 25%，使用成本高</li> <li>地理条件受限</li> </ul>
电化学储能站	<ul style="list-style-type: none"> <li>全自动化控制，响应快速</li> <li>控制精度高，可全容量调节</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>缺乏转动惯量，不利于控制电网频率</li> <li>前期投资高，性价比较低</li> <li>目前尚不具备大规模建设条件</li> </ul>
需求侧响应	<ul style="list-style-type: none"> <li>潜力大</li> <li>前景好</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>价格信号传导机制形成需要较长时间</li> <li>提升效果存在不确定性</li> <li>需求侧资源可控性相对较差</li> <li>响应效果难以精确计量，有争议</li> </ul>

图：系统灵活性运行资源



资料来源：《火电机组灵活性改造的激励机制研究》张晶等，《中国电力系统灵活性的多元提升路径研究》袁家海教授课题组，光大证券研究所

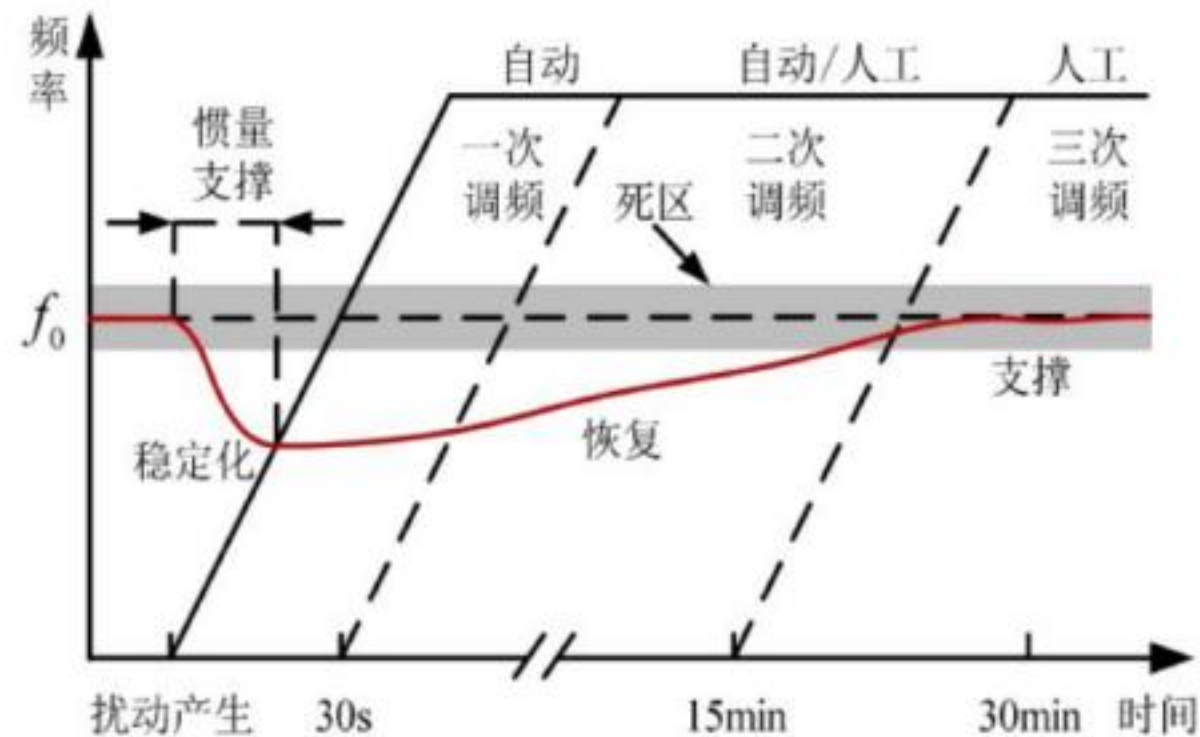
资料来源：IEA，《中国电力系统转型》

## 系统中频率的稳定主要取决于发电侧与需求侧间有功功率的平衡

第一种功率波动的产生频率较高、幅值较小且难以预见，主要由小型机组或负荷的投切造成，其调节尺度对应于一次调频；第二种功率波动的产生频率有所降低且幅值较大，主要由大型机组或设备的启停造成，对应于二次调频；第三种负荷变动则是反应了长时间尺度下负荷跟随时间变化的整体趋势，需要对各电厂的功率进行调度调整，即三次调频。

当系统产生不平衡功率后，需经惯量支撑、一次调频以及二次调频等过程建立新的平衡状态。

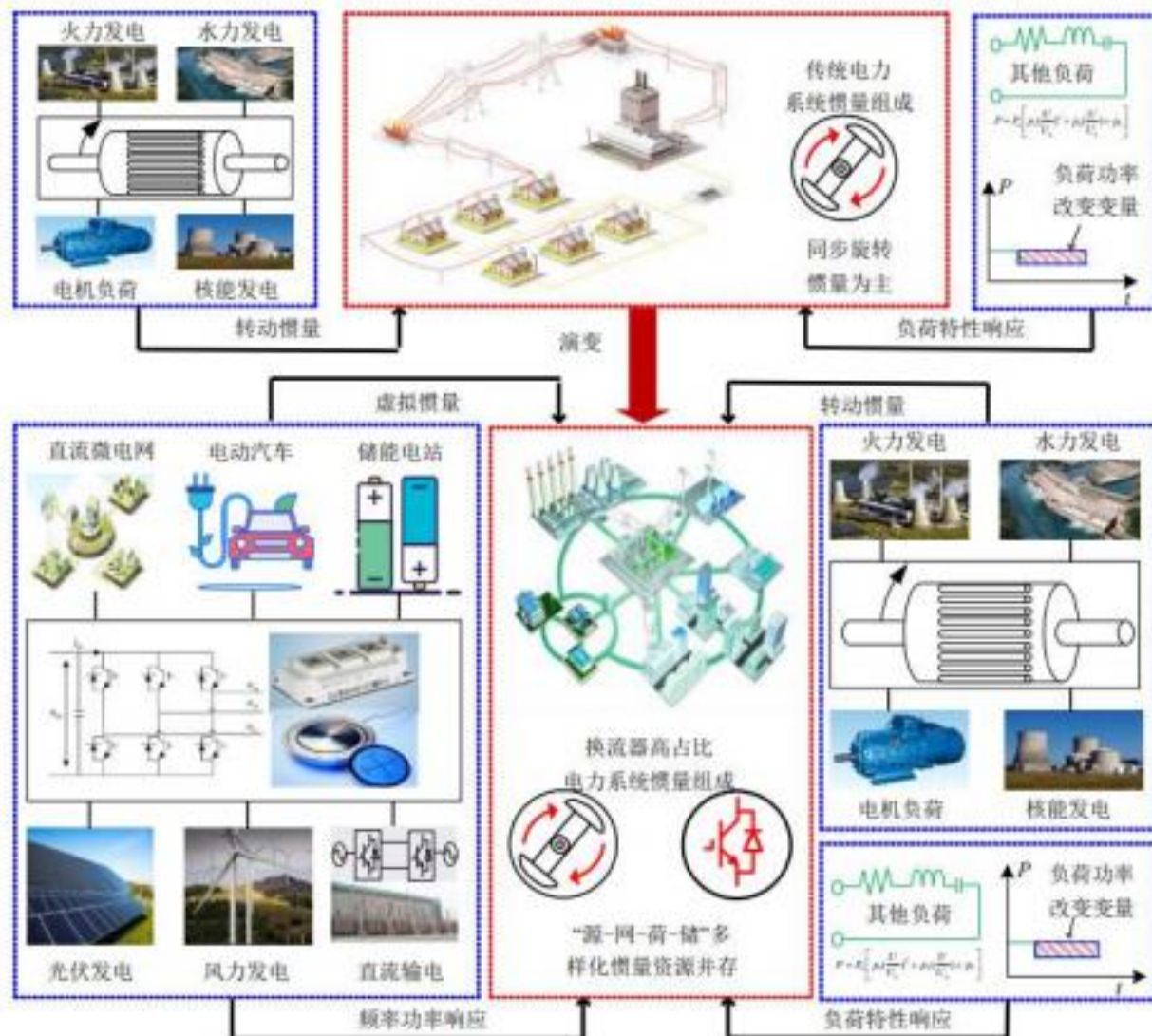
图：电力系统频率调节阶段示意图



资料来源：张崇，《可再生能源高占比系统中考虑频率响应需求的储能配置研究》

请务必参阅正文之后的重要声明

图：换流器高占比电力系统有效惯量组成

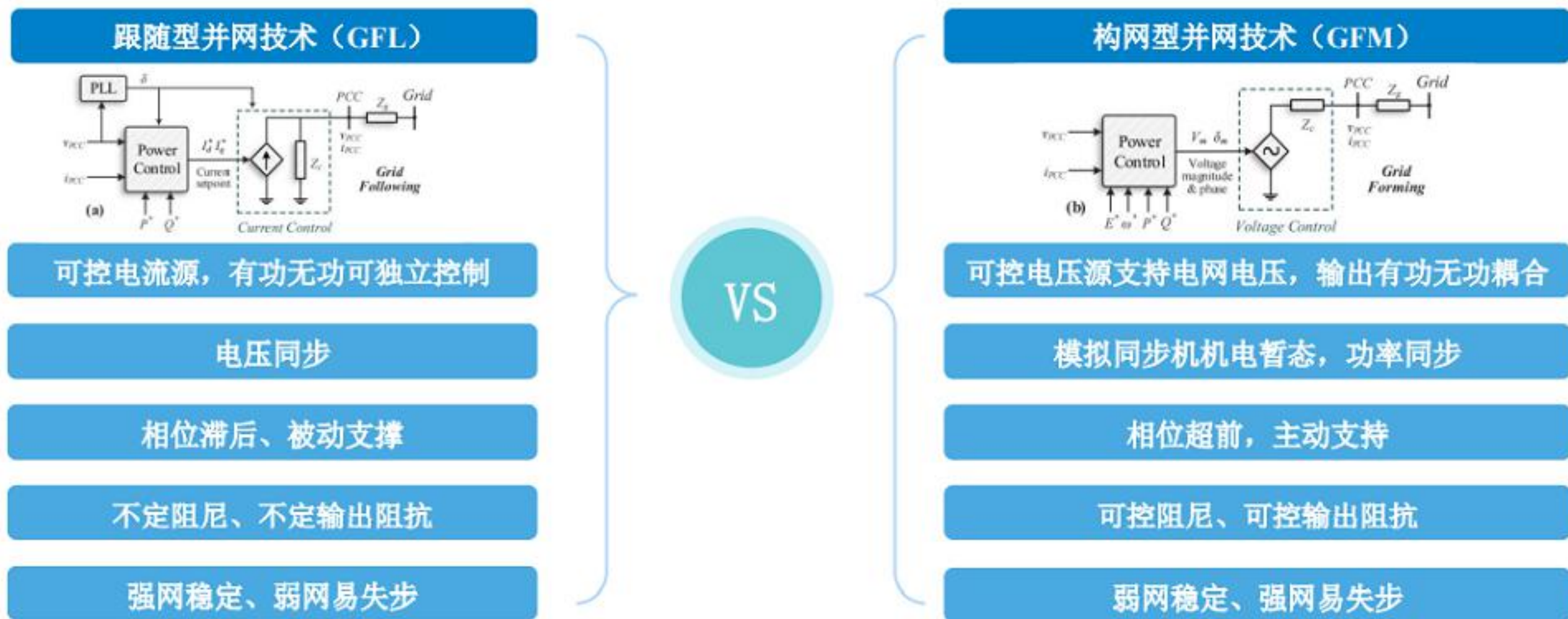


资料来源：张武其等，《电力系统惯量评估研究框架与展望》

## 构网型并网技术+大容量储能为系统提供稳定支撑

构网型电力电子变流器（Grid-forming）通过控制使变流器对外表现为受控电压源特性，能够类似“同步机”给系统提供惯量支撑，提高系统强度，可为新型电力系统提供电网电压支撑、电网惯量支持、故障穿越能力、阻尼可控能力。

图：跟随型并网技术与构网型并网技术比较



资料来源：许诒翊等，《电力系统变流器构网控制技术的现状与发展趋势》，光大证券研究所绘制

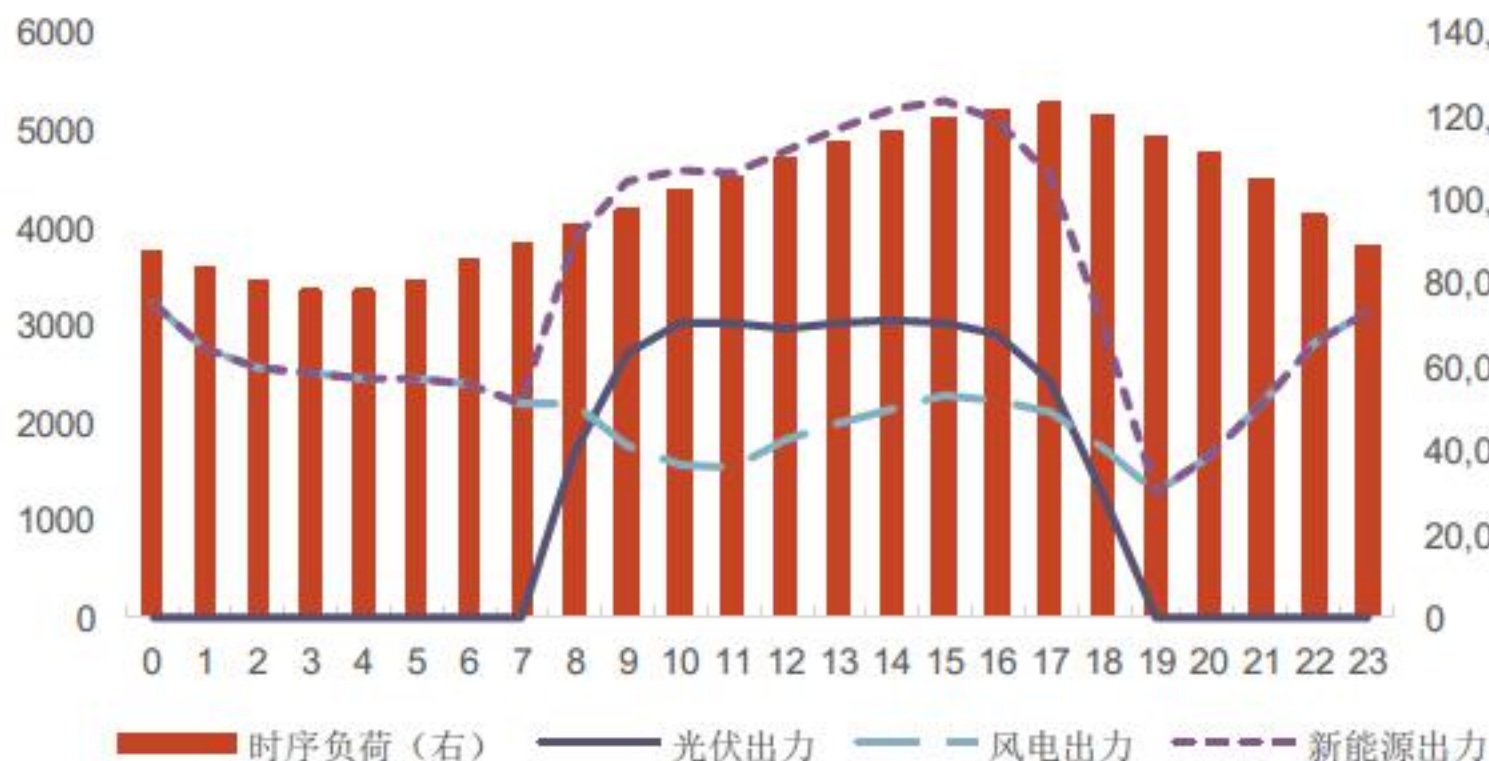
请务必参阅正文之后的重要声明

资料来源：张武其等，《电力系统惯量评估研究框架与展望》

**储能作为灵活的电力电量平衡技术，在高比例可再生能源电力系统中将发挥越来越大的作用。**

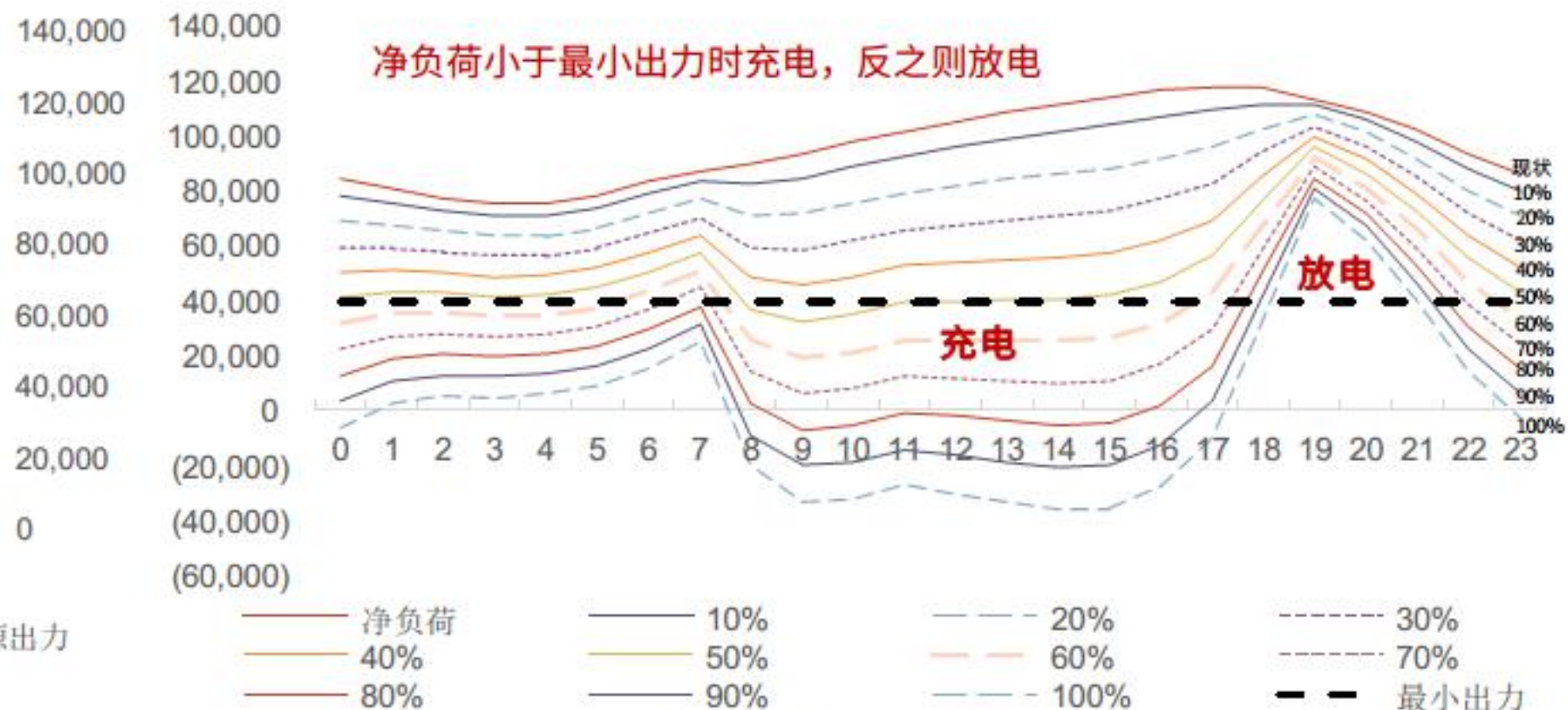
新能源出力超出系统需求的部分，若没有发电侧可向下调节能力协调、需求侧用电向上调节或电网侧削峰填谷平抑，便只能选择弃风、弃光。随着风光发电量占比不断提高，系统净负荷（系统负荷减去风光出力）呈“鸭型”曲线，即新能源出力较高时，系统净负荷较小，随着新能源比例不断提高，会出现净负荷为负的情况，表现为储能充电需求增加；而早晚时刻新能源出力较小，系统净负荷较大，表现为储能放电需求。

图：美国PJM24小时负荷及风光出力变化（2022年8月31日）



资料来源：PJM官网，光大证券研究所整理；单位：MW

图：美国PJM24小时净负荷随风光比例变化（基于2022年8月31日实际数据）

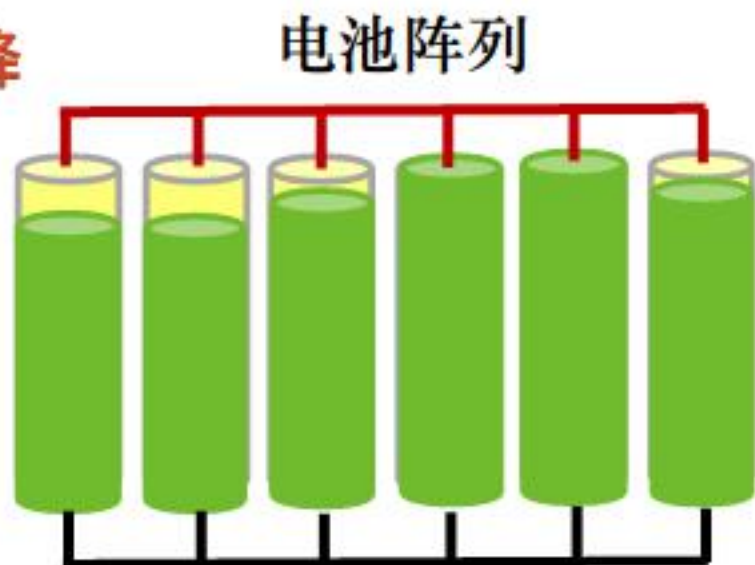


资料来源：PJM官网，光大证券研究所整理；单位：MW

- ▣ 电力平衡与灵活性挑战
- ▣ 储能并网技术比较
- ▣ 储能市场模式分析

**加强电池一致性管理，提高储能寿命，提升能量利用率，保证储能安全性，降低成本是储能技术的改进目标。**

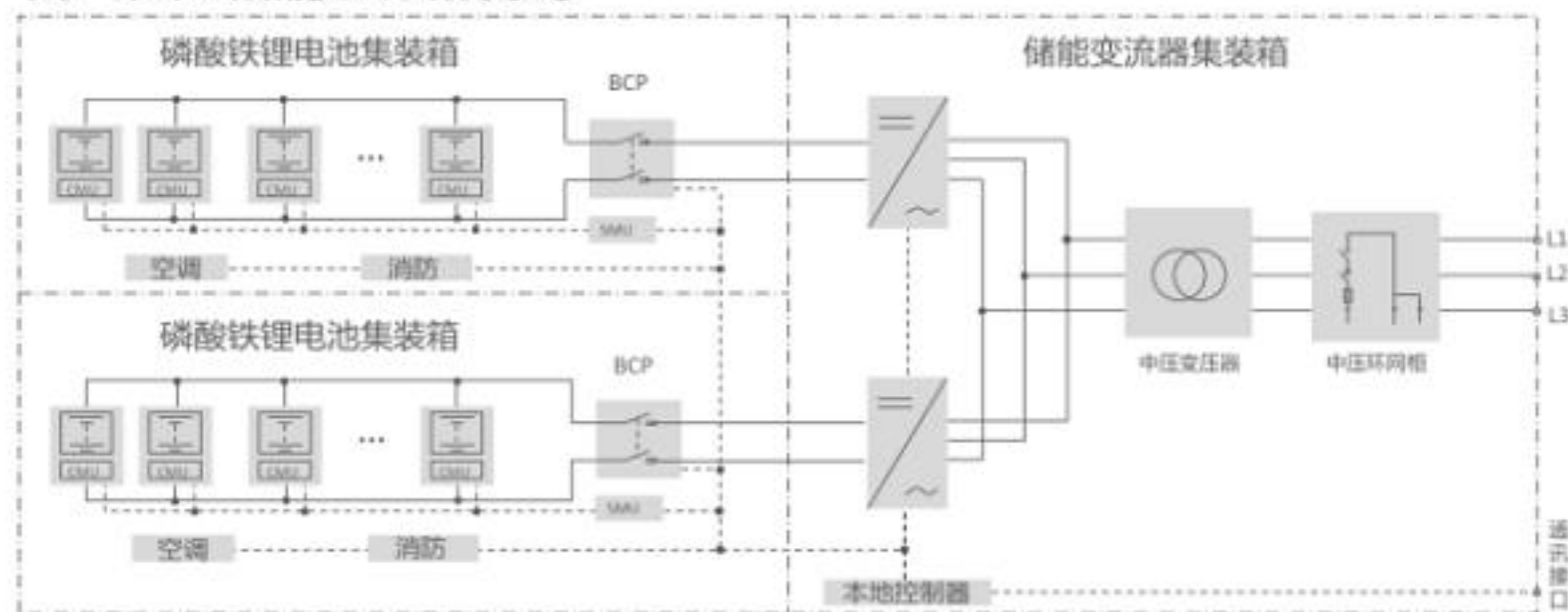
**1** 由于单体电池本身差异、温度差异等不一致性会造成每个单体电池的可用容量不同，容量小的单体电池充电时先充满、放电时先放空，制约电池系统的其他单体电池的充放电能力，造成电池系统可用容量下降。



**2** 常规集中式储能单元由大量的单体电芯串并联而成，簇内电池的一致性和簇间环流影响储能电站全寿命周期成本，影响储能系统安全、寿命等指标。

**3** 温度影响电池的活性，温差过高或过低影响储能系统的**可用率、寿命和效率**等性能，甚至带来安全隐患，同时温度的不均衡加深电池长期运行的一致性差异。

图：集中式储能系统结构示意图



表：集中式储能系统模块构成

序号	接线拓扑	额定电压 (V)	额定容量 (Ah)	额定能量 (kWh)	电芯数量
单体电芯	\	3.2	280	0.9	4320
电池模块	24S1P	76.8	280	21.5	180
电池簇	360S1P	1152	280	322.6	12
电池阵列	360S12P	1152	3360	3870.7	1

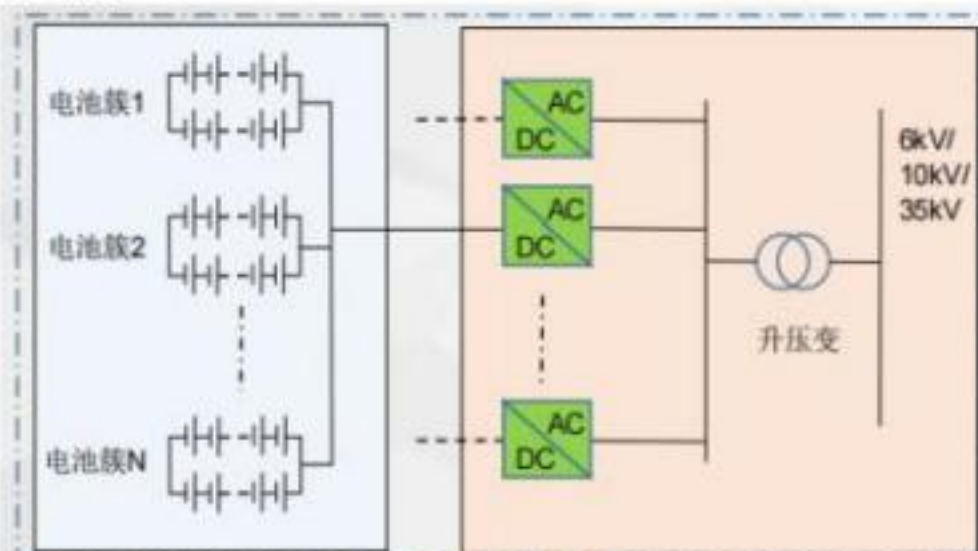
资料来源：姜华等，储能技术经济说明  
请务必参阅正文之后的重要声明

资料来源：姜华等，储能技术经济说明

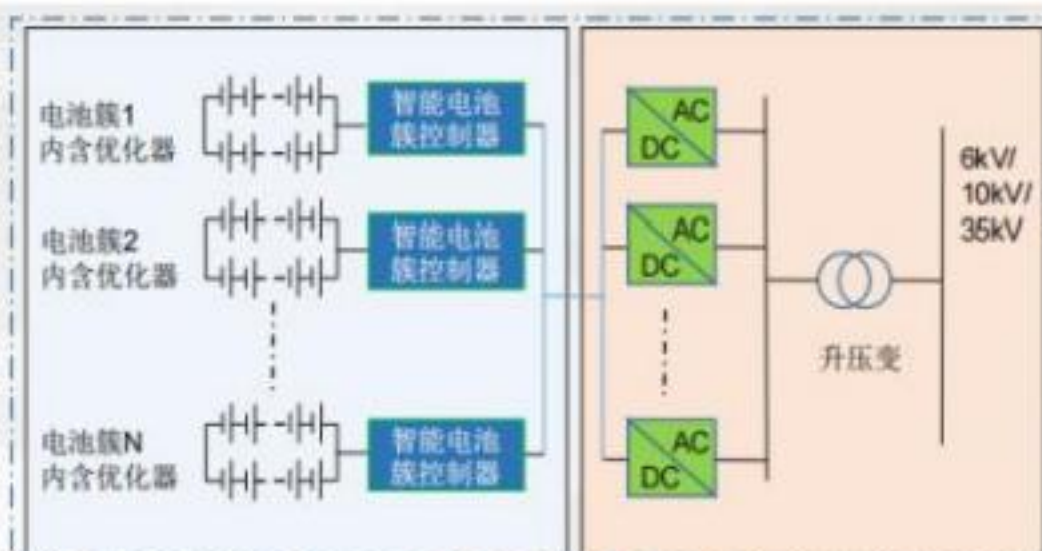
# 电化学储能并网技术

图：不同储能PCS技术拓扑结构

优点：系统简单，安装设计方便；  
缺点：并联簇数不易过多，有环流，不安全。



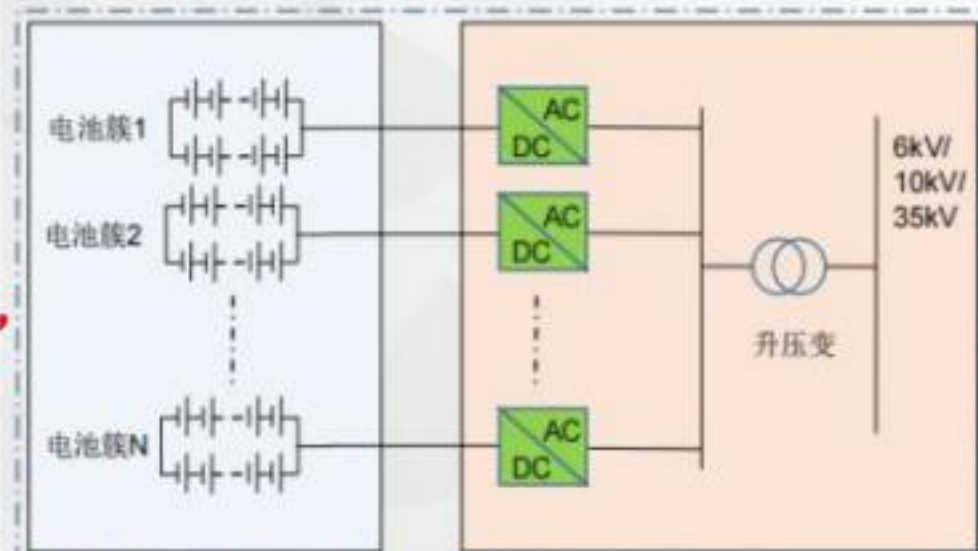
集中式



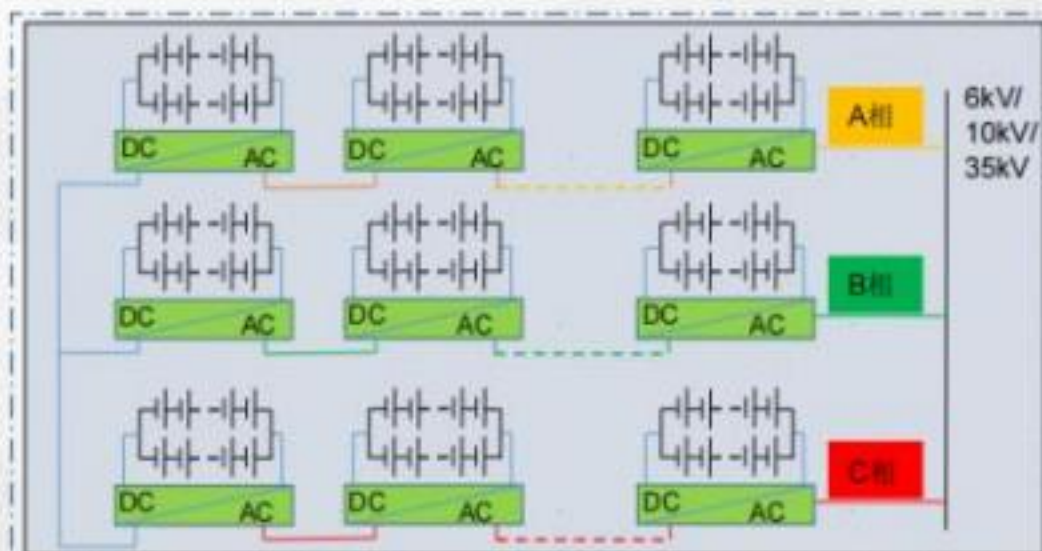
组串式

优点：一簇一管理，安全系数高，系统维护方便；  
缺点：效率低，价格贵。

优点：一簇一管理，安全系数高，避免环流；  
缺点：效率低，交流侧易产生谐振。



分布式

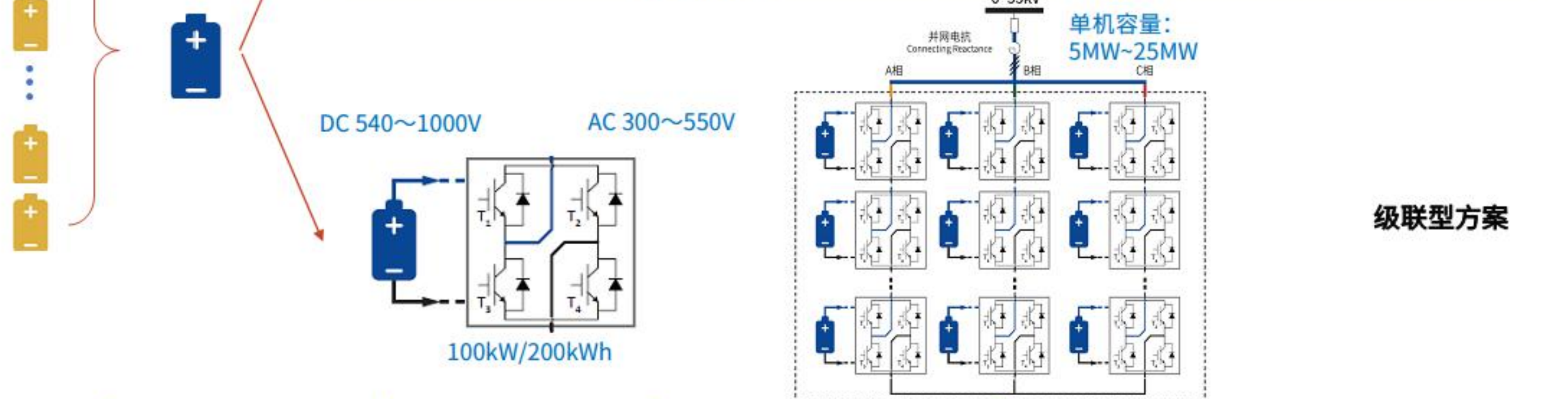
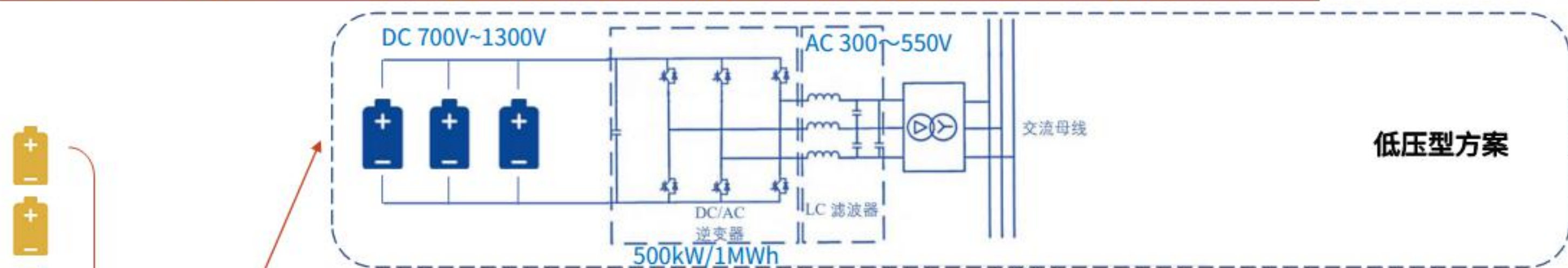


级联式

优点：单套容量大，电池容量利用率高；  
缺点：可自由切除单元数量有限，检修，价格贵。

# 高压级联方案特点

电芯 → 电池簇 → 电池阵列 → DC/AC → 变压器 → 电网



电芯 → 电池簇 → DC/AC → 电池阵列 → 电网

请务必参阅正文之后的重要声明

资料来源：智光电气公司产品说明，光大证券研究所绘制



# 高压级联方案特点

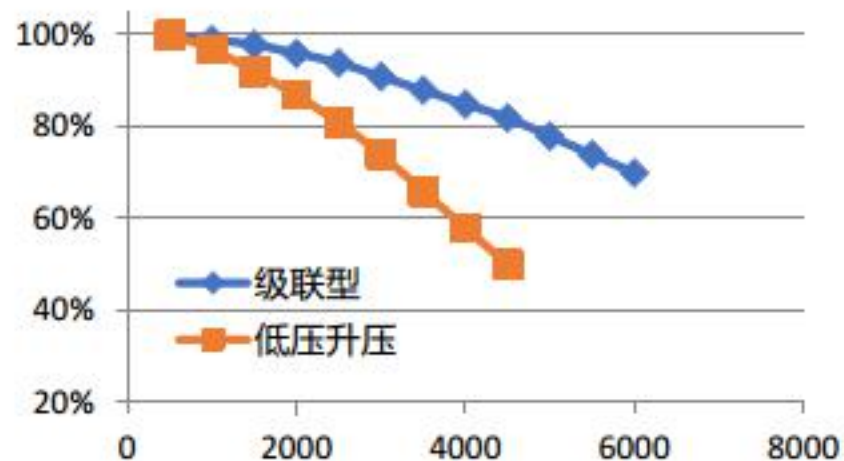
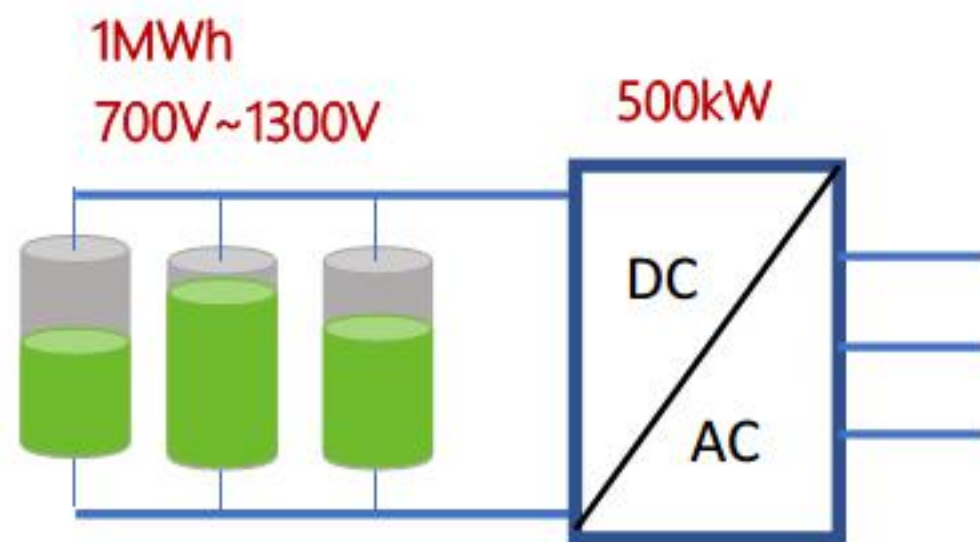
## 1、系统一致性好

各电芯运行**一致性好**，SOC极值差小，能最大程度利用电芯容量，在交流侧同等并网电量情况下，可以安装较少的电芯；

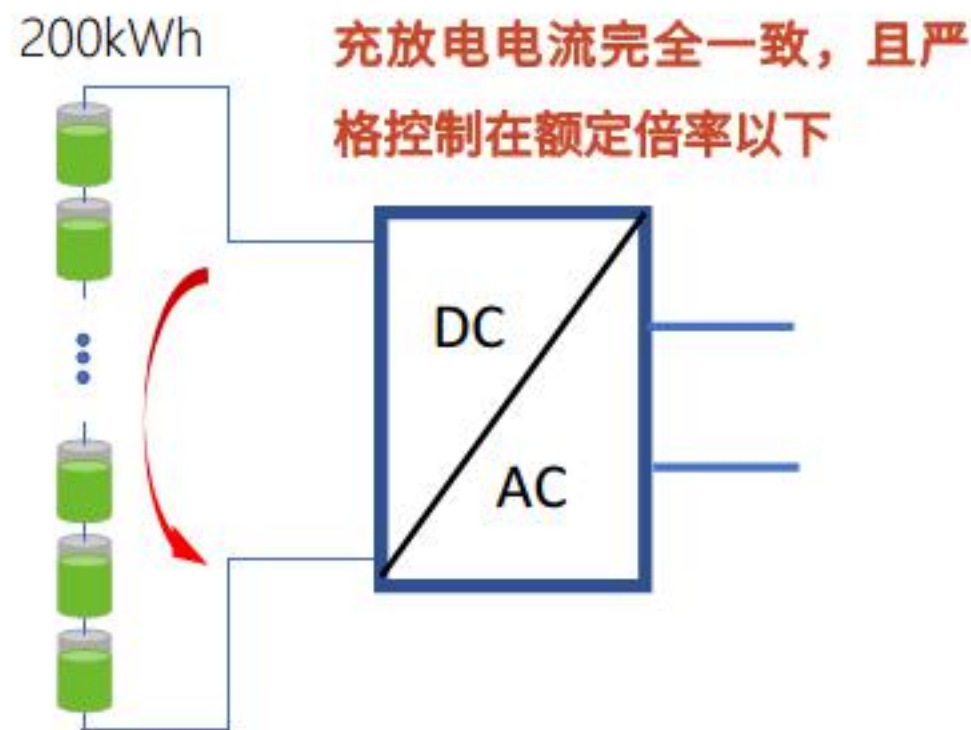
## 2、系统寿命长，全生命周期成本低

由于系统无电芯/电池簇并联运行，不存在短板效应，因此系统中**不存在局部电芯超倍率运行而削减整个电池堆总体寿命的情况**，级联型高压储能系统寿命等同于单电芯寿命（但温度影响寿命仍需考虑），能最大限度提升储能装置的运行经济性。

图：高压级联储能技术特点



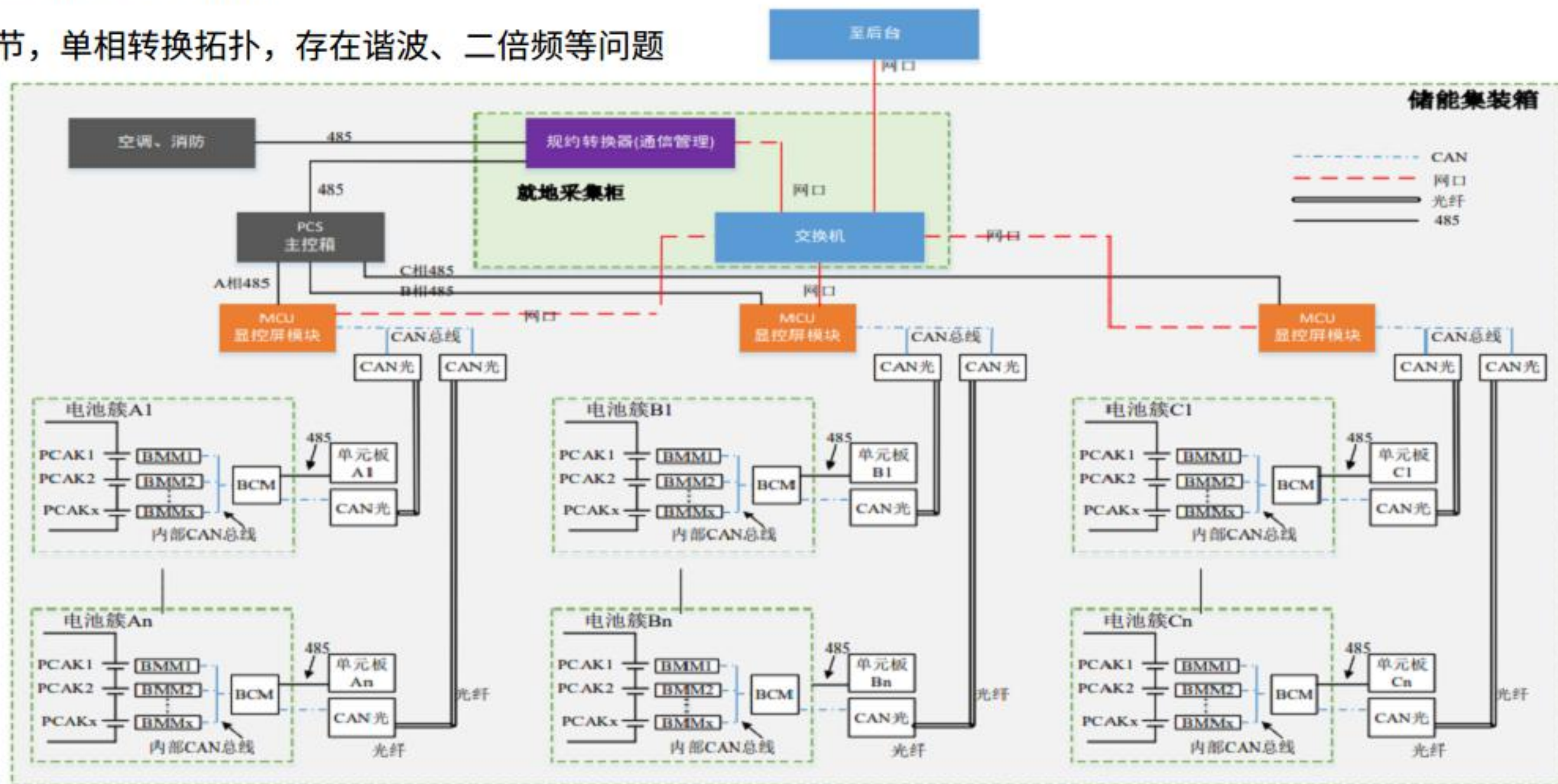
剩余电量随充放电次数变化



# 高压级联方案特点

3、电压等级提高（由380V提高到10kV/35kV），绝缘水平随之提高，通信要求提高（由电力线载波改为光纤），存在一定冗余设计，系统建设成本增加

4、减少了变压器环节，单相转换拓扑，存在谐波、二倍频等问题



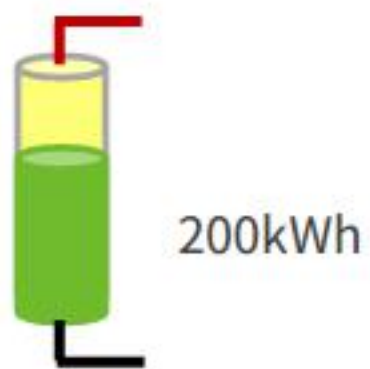
容量示例：

采用**280AH**单体电芯，在没有电芯及电池簇并联情况下的储能容量：

级联储能：

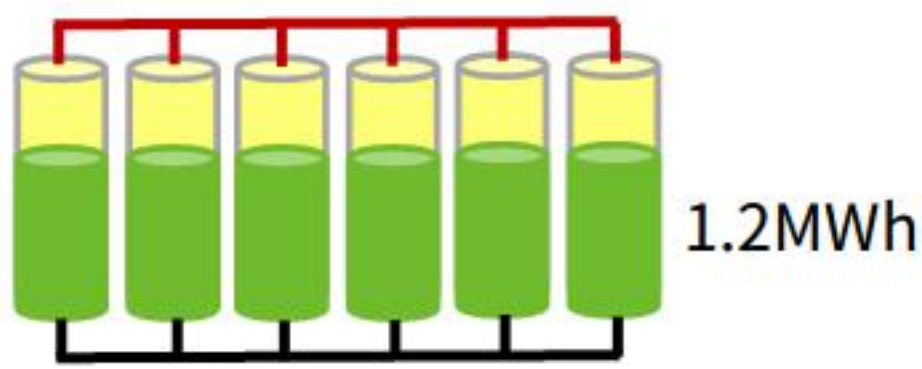
单簇容量： $280 \times 716.8V = 200.704$  (kWh)，对应功率单元100kW。

10kV系统共60簇（每相20级）：单机储能容量： $200.704 \times 60 = 12$  (MWh)



传统低压储能：

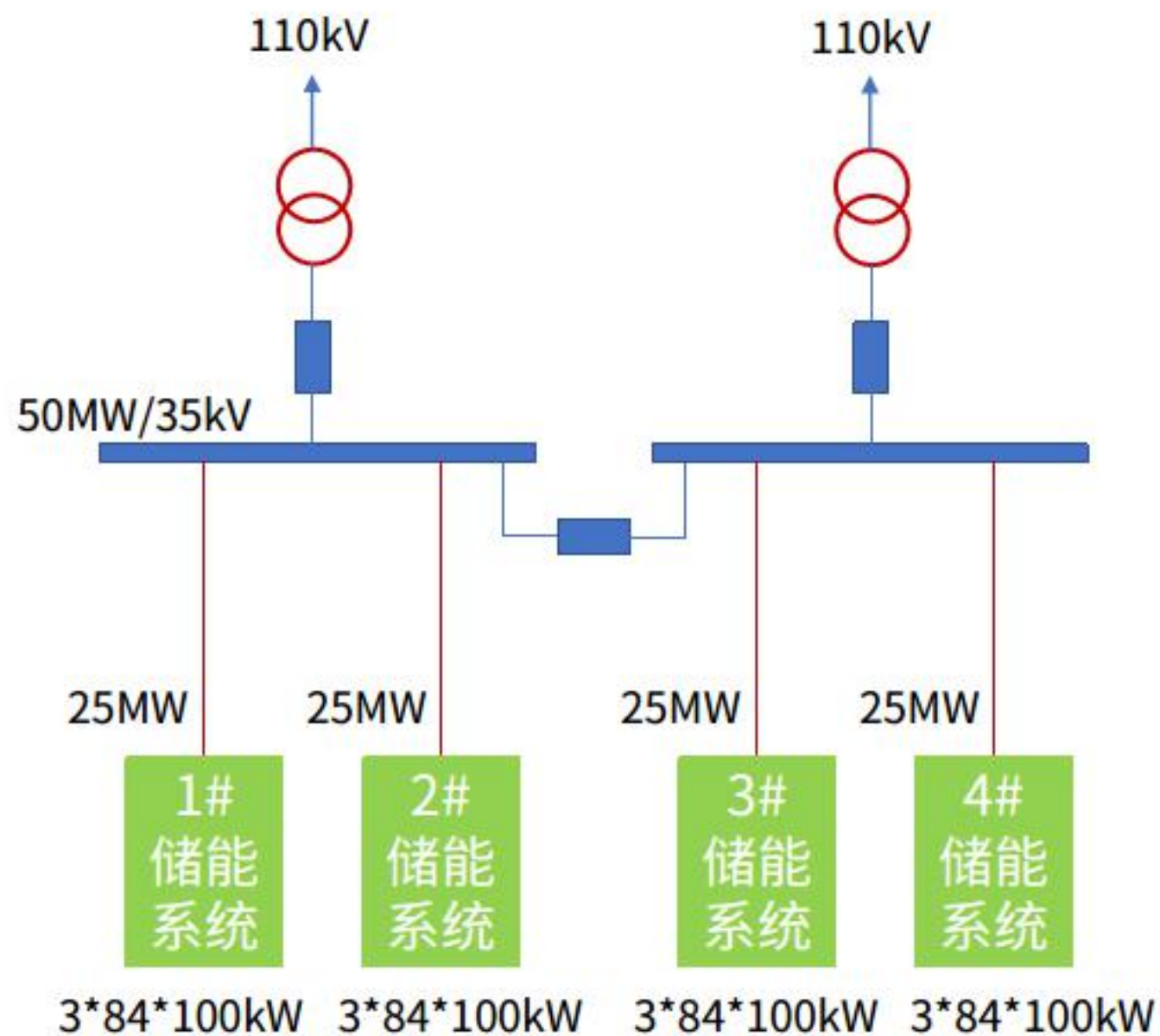
单簇容量： $280 \times 716.8V = 200.704$  (kWh)，直流侧**需6簇并联**， $200.704 \times 6 = 1.204$  (MWh)。构建2.5MW/5MWh储能系统，需用4台630kW PCS 并联运行。



# 储能PCS技术路线比较

## 100MW等级储能电站

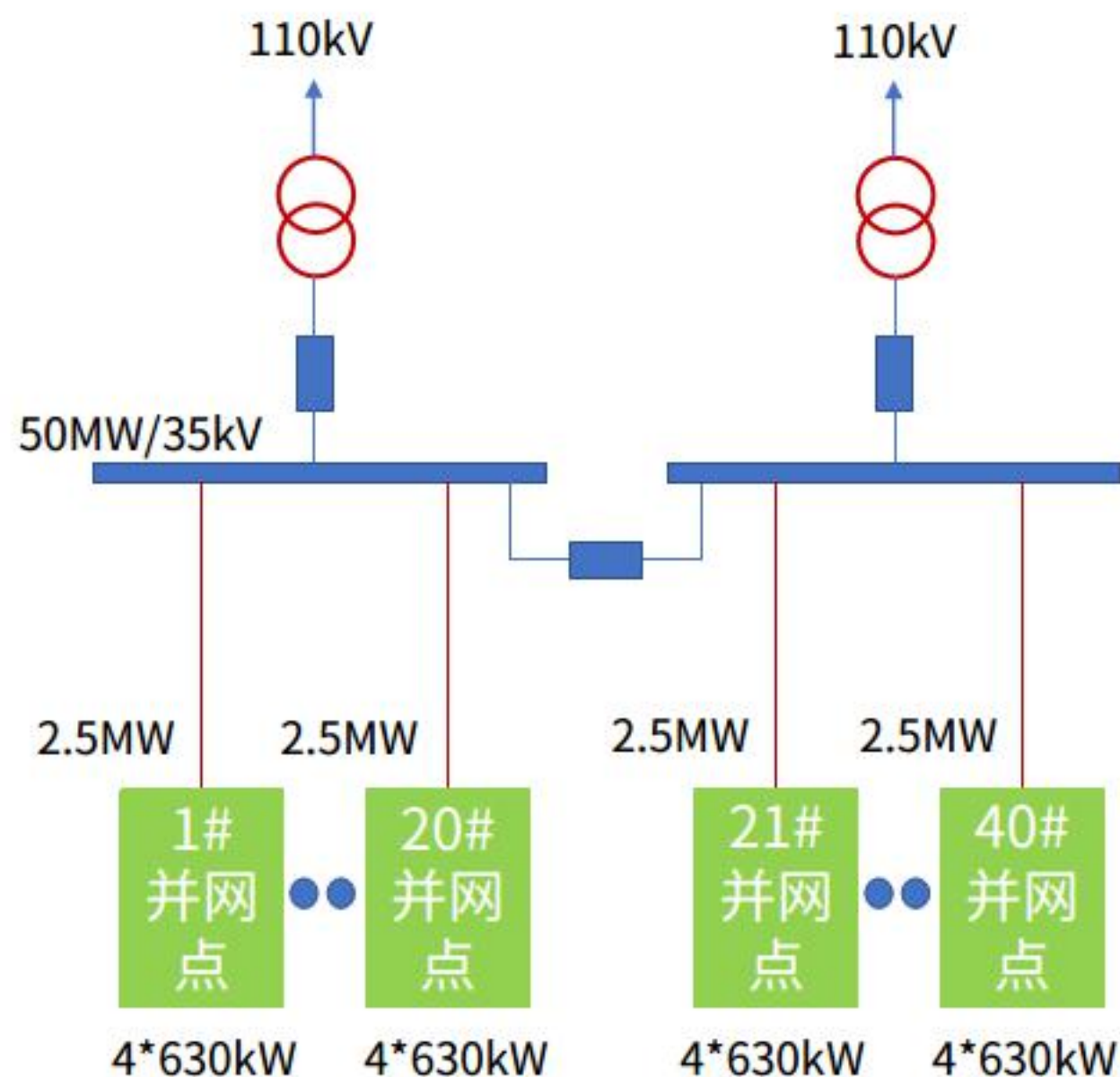
### 高压级联技术方案



504Units

504Units

### 低压升压技术方案



80Units

80Units

# 储能PCS技术路线比较

名称		低压并联储能方案	高压级联储能方案	备注
技术方案		50MW/100MWh, 35kV升压并网	50MW/100MWh, 35kV直挂并网	
围墙内占地面积		78532mm×79380mm	78532mm×72942mm	减少约8%, 100MW减少约35%
现场施工周期		3-4月	1-2个月	工厂大量预制
全功率响应速度		一般≥50ms	≤5ms	
静态投资	合计(万元)	19763.36	19531.66	系统成本减少约1.2%
	设备购置费(万元)	18329	18202	1. 含升压站部分 2. 包含系统效率提升, 电池超配容量减少部分的成本
	建筑工程费(万元)	1015.66	994.66	
	安装工程费(万元)	418.7	335	
系统效率		81%-86%	提升≥1-1.5%	减少了升压变损耗; 高压直挂降低线缆损耗;
一致性要求		电池簇并联较多, 需保证所有并联电池组的簇内/间的一致性	电池簇串联, 仅需要保证单簇一致性	电池组存在短板效应
技术成熟度		技术成熟, 但大容量时存在较多问题	技术来源于高压变频器及高压静止无功发生器, 已有几十万套成熟在网运行	

## 某50MW/100MWh储能电站方案比较 (35kV)

全寿命周期	一次性配置	集中式	组串式	高压级联
		50MW/141MWh	50MW/137MWh	50MW/135MWh
第四年初		5MW/12MWh+变压器	4.5MW/11MWh+ (变压器)	4.5MW/11MWh
第七年初		9MW/24MWh+变压器	8.5MW/22MWh+ (变压器)	8.5MW/22MWh
合计	70MW/184MWh	64MW/177MWh	63MW/170MWh	63MW/168MWh

要求: 10年内放电能力不低于100MWh容量;  
参数: 90%DOD, 每天两充两放, 效率86%;  
说明: 簇级管理提升3%-6%的容量利用率; 高压级联效率提升1%; 10年后系统剩余容量按70%计算。

# 储能PCS技术路线比较

## 高压级联储能：“一减少，二提高，四增加”

1、以1MW/2MWh系统、8000次循环测算，5%能量利用率提升，全生命周期可增加电量80万千瓦时，若以充放电价差0.3元/千瓦时计算，可增加收益24万元，相较于低压方案，单瓦成本增加空间为0.24元。

2、高压级联方式渗透率仍较低，主要是前期成本较低压方式有所增加，市场的接受度还不高。

表：高压级联项目清单

序号	项目名称	厂家	规模 (MW/MWh)	技术特点	备注
1	深圳宝清储能项目	上交、智光	2/2	国内首个兆瓦级级联储能	
2	顺德五沙电厂	智光	9/4.5	调频	
3	华电某电厂	智光	10/10	调频	
4	茂名电厂	智光	20/10	调频	
5	粤电某电厂	智光	30/15	调频	
6	江苏万邦	智光	2/4.5	用户侧	
7	广州芯片厂	智光	10/20	用户侧	
8	智光云埔	智光	5/3	用户侧	
9	海南白沙储能	金盘	25/50	35kV,液冷	1.3元/Wh
10	浙江绍兴上虞	南瑞继保		35kV,风冷	
11	浙江温州	新风光	28/9.6	35kV,风冷	
12	兴隆庄煤矿	新风光	4/4	6kV,风冷	
13	三峡乌兰察布二三期	清华大学	50/100	10kV,风冷	

资料来源：光大证券研究所根据公开资料整理

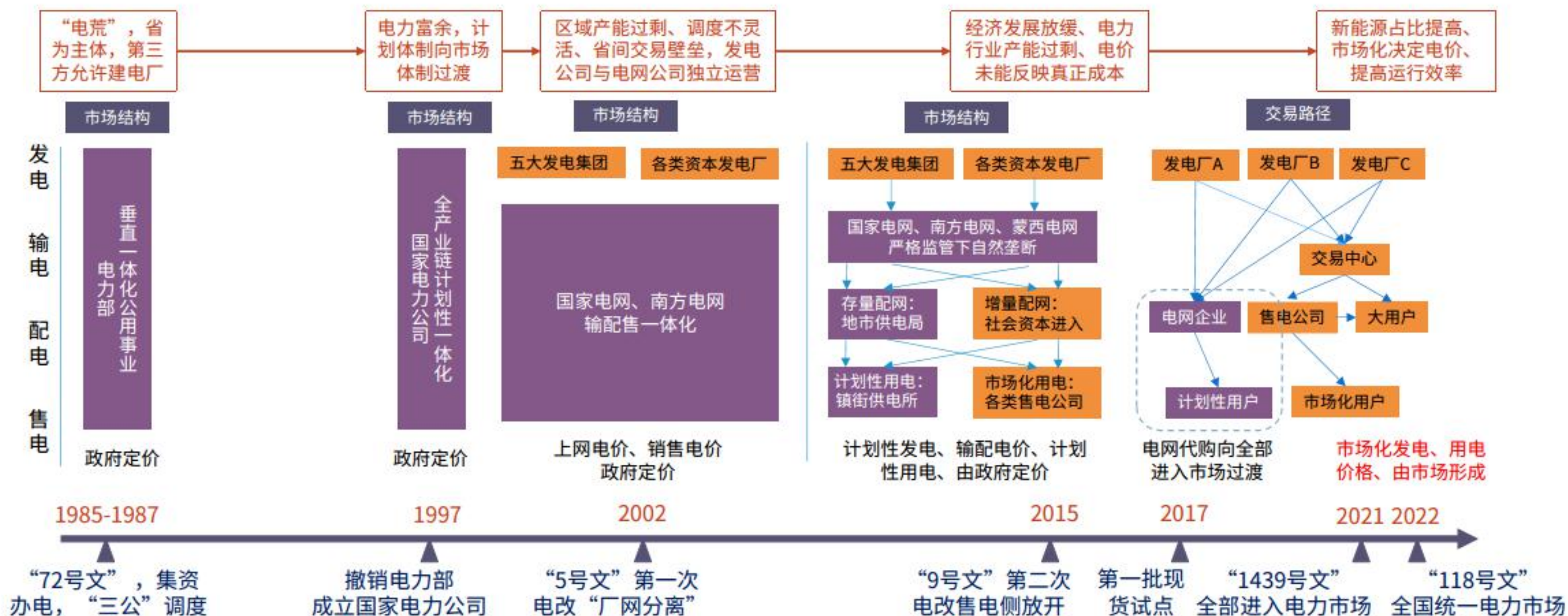
表：低压与高压级联方式比较

类别	拓扑结构	主要技术差异	技术特点
低压方式	电芯→电池簇→ 电池阵列→PCS→变 压器→电网	存在组串式、分布式等电 池簇单独管理的改进方式	系统简单，工 艺成熟
级联方式	电芯→电池簇→ >PCS→电池阵列→ >电网	<b>一减少，二提高，四增加</b> 减少变压器；提高能量利 用率、提高寿命；增加并 网电抗器、增加绝缘成本、 增加通信成本、增加DC/AC 变换单元数量	电池一致性， 安全性提高， 电量利用率提 高

资料来源：光大证券研究所整理

- ❑ 电力平衡与灵活性挑战
- ❑ 储能并网技术比较
- ❑ 储能市场模式分析

图：电力体制改革历程



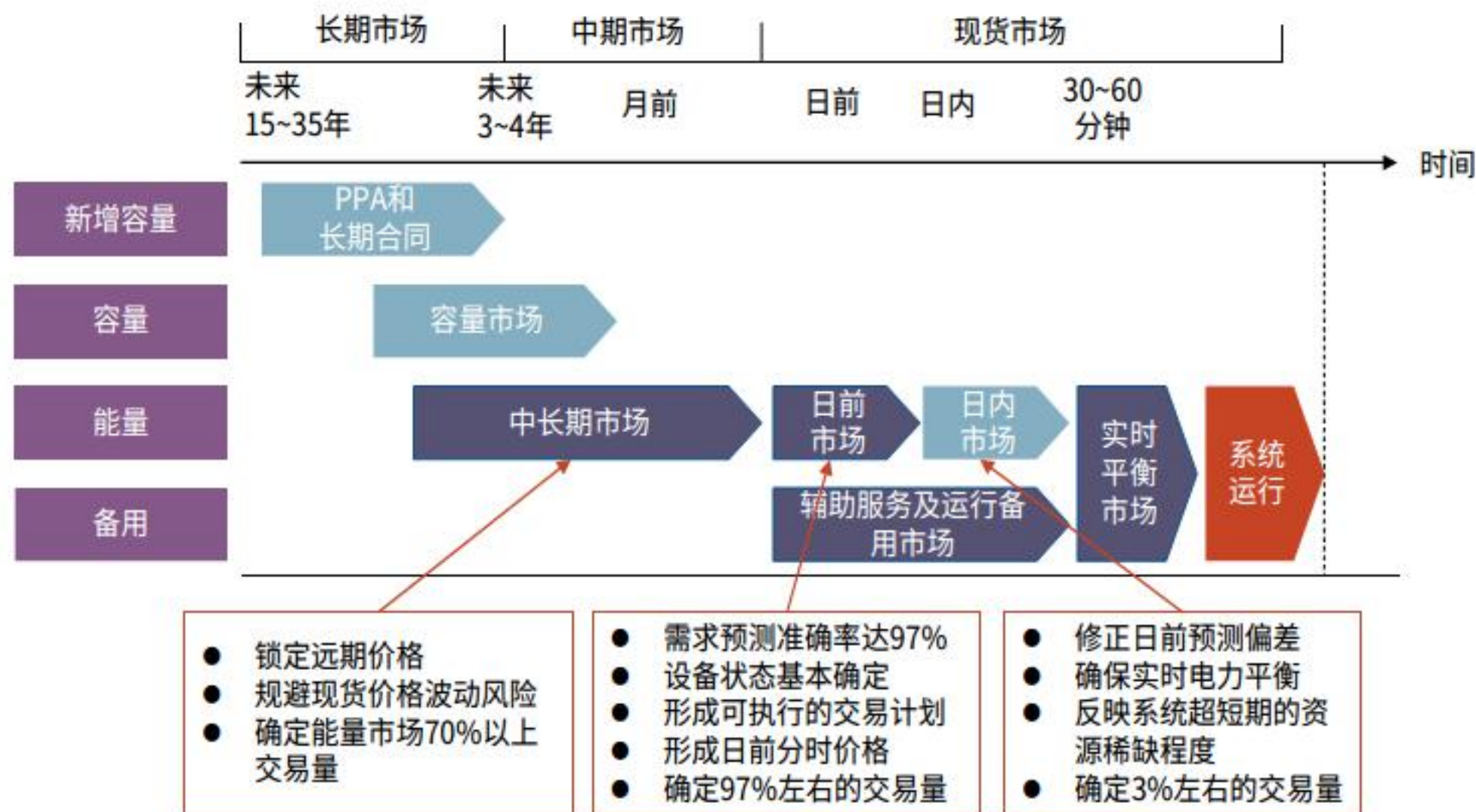
资料来源：国家发改委、能源局，舒印彪《构建新型电力系统八点建议》等，光大证券研究所绘制

**电力市场改革可发挥市场优化配置资源作用，经济发展放缓、电力行业产能过剩、电价未能反映真正成本，构成了电力行业市场化改革的最强大动力。**



电力市场体系包括市场主体、交易对象、交易类型、价格形成机制等方面，电力市场的各子市场相互联系、相互制约，共同形成合力，推动整个能源电力经济的发展。电力市场体系中各类市场的划分有不同的维度，一般有交易数量和额度、市场性质、交易品种、时间、竞争模式等维度。从交易品种维度，电力市场划分为电能量市场、容量市场、辅助服务市场和输电权市场，从时间维度，电力市场又可以划分为电力现货市场和中长期市场。

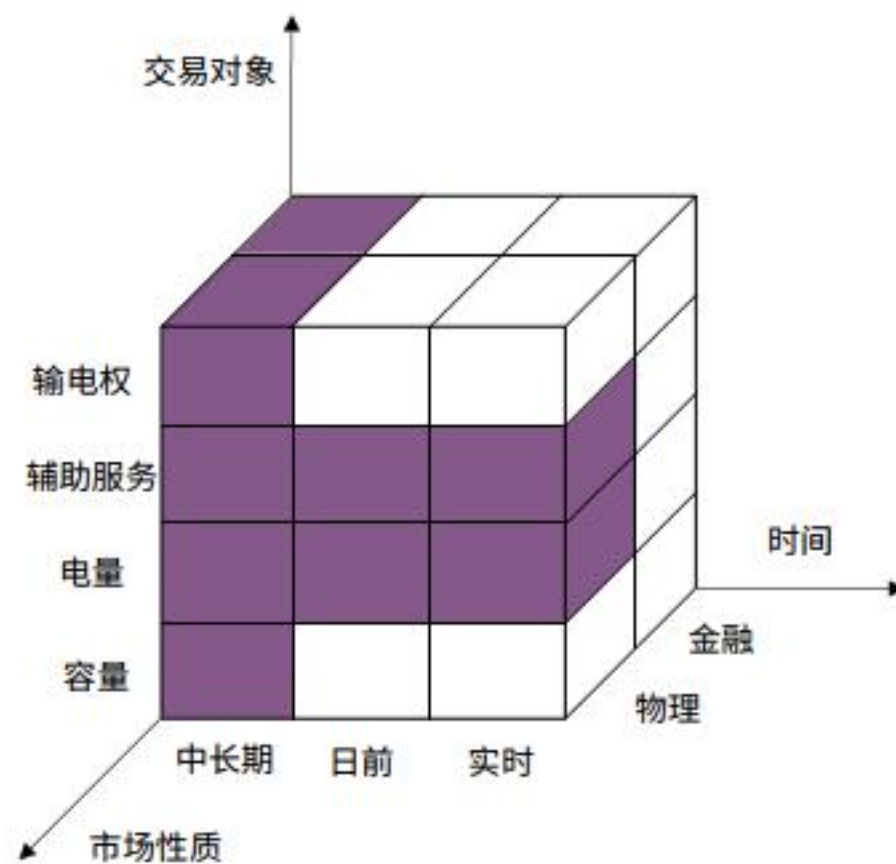
图：电力市场组成及各阶段交易电量



资料来源：IEA、清能互联，光大证券研究所绘制

请务必参阅正文之后的重要声明

图：电力现货市场与其他市场的联系



资料来源：清华四川能源互联网研究院，《电力现货市场基本原理及案例分析》

表：抽水蓄能与电化学储能盈利模式比较

	抽水蓄能	电化学储能
	两部制电价，容量电价+电量电价	电量电价为主
电价政策	<p>电量电价体现抽水蓄能电站提供调峰服务的价值，抽水蓄能电站通过电量电价回收抽水、发电的运行成本。</p> <p>(1) 抽水蓄能电站抽水电量不执行输配电价、不承担政府性基金及附加；</p> <p>(2) 在电力现货市场运行的地方，抽水蓄能电站抽水电价、上网电价按现货市场价格及规则结算。</p> <p>(3) 在电力现货市场尚未运行的地方，抽水蓄能电站抽水电量可由电网企业提供，抽水电价按燃煤发电基准价的75%执行。</p>	<p>独立储能电站向电网送电的，其相应充电电量不承担输配电价和政府性基金及附加。</p>
容量电价	<p>容量电价体现抽水蓄能电站提供调频、调压、系统备用和黑启动等辅助服务的价值，抽水蓄能电站通过容量电价回收抽发运行成本外的其他成本并获得合理收益。政府核定的抽水蓄能容量电价对应的容量电费由电网企业支付，纳入省级电网输配电价回收。</p>	<p>探索将电网替代型储能设施成本收益纳入输配电价回收。</p> <p>辅助服务按照“谁提供、谁获利，谁受益、谁承担”的原则，由相关发电侧并网主体、电力用户合理分摊</p>
收益模式	<p>经营期40年，资本金内部收益率6.5%核定。上一监管周期内形成的相应收益，以及执行抽水电价、上网电价形成的收益，20%由抽水蓄能电站分享，80%在下一监管周期核定电站容量电价时相应扣减。</p>	<p>市场化运营，电能量收益、辅助服务收益、容量收益。</p>

资料来源：国家发改委、能源局，光大证券研究所整理

## “两个主体” + “四项机制”

- ✓ 独立储能参与电力市场
- ✓ 配建储能联合参与电力市场
- ✓ 充电电量不考虑输配电价与基金附加
- ✓ 理顺辅助服务机制，发电侧并网主体、电力用户合理分摊
- ✓ 拉大峰谷价差，为用户侧储能发展创造空间
- ✓ 电网替代型储能设施成本收益纳入输配电价回收

表：山东省储能运营模式

	独立储能	新能源配建
收益来源	辅助服务市场+新能源承担+优先发电量奖励	辅助服务市场+新能源承担
收益模式	(1) 辅助服务（调峰），200元/MWh，1000小时/年； (2) 租赁费，330元/kW； (3) 优先发电量奖励1600小时/年（给火电）； (4) 容量电价*系数； (5) 电能量市场。	(1) 辅助服务，143.5元/kWh，1000小时/年； (2) 租赁费，330元/kW。
资本金内部收益率	10.71%	-0.08%
工程静态投资	2.10元/Wh	1.9元/Wh
运行成本	储能损失度电价格0.3111元	储能损失度电价格为新能源上网电价

表：储能市场机制比较

	山东	宁夏	新疆	陕西
配置方式	(1) 风电光伏项目按比例要求配建或租赁储能示范项目，优先并网、优先消纳。	将配置储能作为新能源优先开发的必要条件。同一企业集团储能设施可视为本集团新能源配置储能容量，增量存量都配储能。	上储能赠送新能源。	无政策。未规定新能源配置储能可以优先并网优先消纳。
辅助服务	(2) 示范项目参与电力辅助服务报量不报价，在火电机组调峰运行至50%以下时优先调用，按照200元/兆瓦时给予补偿。	储能调峰服务补偿价格另行制定，原则上处于火电深度调峰交易第一、第二档次价格之间。原则上每年调用完全充放电次数不低于250次。	根据电力调度机构指令进入充电状态的电储能设施所充电的电量进行补偿，补偿标准为0.55元/kWh，但没有规定年调度小时数。	给予100元/兆瓦时充电补偿，给予100元/兆瓦时的放电补偿。无小时数保障政策。
充放电价	(3) 示范项目充放电损耗部分按工商业及其他用电单一制电价执行。结合存量煤电建设的示范项目，损耗部分参照厂用电管理但统计上不入厂用电。	无政策。只按照现有政策，充电按照用户两部制电价缴费，放电按照上网标杆电价缴费。	无政策。只能按照现有政策，充电按照用户两部制电价缴费，放电按照上网标杆电价缴费。	无政策。充电电价按照当年新能源市场交易电价，放电电价按照燃煤火电基准电价。新能源市场交易电价不明确。
优先发电	(4) 示范项目参与电网调峰时，累计每充电1小时给予1.6小时的调峰奖励优先发电量计划。联合火电机组参与调频时，Kpd值 $\geq 3.2$ 的按储能容量每月给予20万千瓦时/兆瓦的调频奖励优先发电量计划，Kpd值每提高0.1增加5万千瓦时/兆瓦调频奖励优先发电量计划。	新能源发电企业按照装机容量10%，连续储能2小时以上建设储能设施的，经验收并网后，次月1日起按该发电类别年度优先发电计划标准（按日折算）10%给予奖励。	无政策。	无政策。
其他	(5) 增量新能源可以租赁储能，结合山东资源禀赋和上网电价，增量新能源有余力租赁储能，租赁费为330元/kW。	增量新能源租储能不盈利，存量新能源租储能可增加10%优先发电量计划，对有补贴的电站有吸引力。	无政策。	无政策。未规定新能源配置储能比例，没有新能源储能的租赁市场。
新能源比例	新能源装机占比：30.5% 新能源电量占比：11.6%	新能源装机占比：45.7% 新能源电量占比：23.3%	新能源装机占比：32.6% 新能源电量占比：16.8%	新能源装机占比：30.6% 新能源电量占比：11.5%

# 建议关注：电网相关公司

2022/11/22						净利润 (亿元)				PE(X)						投资逻辑		
				收盘价 (元)	市值(亿元)	2021A	2022E	2023E	2024E	2021A	2022E	2023E	2024E	CAGR(21-24年)	PEG-2022			
火电	发电设备	600875	东方电气	25.20	745	22.89	29.69	39.51	47.52	33	25	19	16	28%	0.91	发电设备龙头		
		1133.HK	哈尔滨电气	2.77	47	-41.42	1.44	3.39	4.33	-1	33	14	11	-147%	-0.22	中国国内规模最大的发电设备制造商，蓄热改造价值量高		
	灵活性改造	688501	青达环保	34.86	33	0.56	0.75	1.15	1.62	59	44	29	20	43%	1.03	蓄热改造价值量高		
		300105	龙源技术	8.47	44	0.06	-	-	-	739	-	-	-	-100%	0.00	稳燃改造龙头		
运营商	600011	华能国际	7.68	992	-102.64	-8.36	91.54	120.32	-10	-119	11	8	-205%	0.58				
	600027	华电国际	5.69	509	-49.65	35.78	52.78	61.09	-10	14	10	8	-207%	-0.07				
	600795	国电电力	4.27	762	-18.45	61.02	75.18	90.90	-41	12	10	8	-270%	-0.05				
	600642	申能股份	5.66	278	16.42	24.46	32.72	38.37	17	11	8	7	33%	0.35				
	特高压	输变电设备	600089	特变电工	21.68	840	72.55	139.04	148.04	141.47	12	6	6	6	25%	0.24	输变电设备龙头	
			002028	思源电气	39.90	307	11.98	12.37	16.31	20.27	26	25	19	15	19%	1.29	高压输变电设备，电容产品	
换流阀	换流阀	601179	中国西电	5.01	257	5.44	-	-	-	47	-	-	-	-	-	组合电器		
		600312	平高电气	8.99	122	0.71	2.73	4.99	6.97	172	45	24	18	114%	0.39	组合电器		
		600406	国电南瑞	26.81	1,795	56.42	66.62	78.25	91.12	32	27	23	20	17%	1.56	二次龙头，电网调度自动化、变电站自		
		000400	许继电气	22.68	229	7.24	8.84	10.92	13.68	32	26	21	17	24%	1.10	二次领先，智能变配电系统、直流输电		
		300831	派瑞股份	16.45	53	0.53	-	-	-	99	-	-	-	-100%	-	晶闸管国产替代，半控器件龙头，大功		
		688187	时代电气	56.40	666	20.18	23.95	27.86	31.85	33	28	24	21	16%	1.69	IGBT国产替代，大功率器件		
		002545	东方铁塔	9.03	112	4.04	9.01	12.79	15.46	28	12	9	7	56%	0.22	铁塔，钢结构与钾肥业务的双主业上市		
		002498	汉缆股份	4.52	150	7.77	8.08	10.53	13.44	19	19	14	11	20%	0.93	导线线，主产500kV及以下高中低压交		
		600973	宝胜股份	4.86	67	-7.63	2.64	5.64	7.68	-9	25	12	9	-200%	-0.13	导线线，中国电线电缆行业国有大型控		
		002606	大连电瓷	10.94	48	1.57	-	-	-	31	-	-	-	-	-	绝缘子，高压输电线路用瓷、复合绝缘		
调节能力	储能	300617	安靠智电	38.55	65	2.00	-	-	-	32	-	-	-	-100%	0.00	金具，高压及超高压电缆连接件、GIL		
		002879	长缆科技	15.44	30	1.40	1.15	2.33	3.14	21	26	13	9	31%	0.84	电缆连接件		
		688248	南网科技	61.74	349	1.43	2.11	4.50	6.76	244	165	78	52	68%	2.44	调试检测，技术服务+智能设备，储能		
		688676	金盘科技	37.65	160	2.35	2.91	4.89	7.50	68	55	33	21	47%	1.16	干式变压器龙头、高压级联储能		
		002169	智光电气	8.60	68	3.36	-0.50	2.15	4.37	20	-136	32	16	9%	-14.77	电网安全与控制设备、电机控制与节能		
		600379	宝光股份	11.25	37	0.51	-	-	-	73	-	-	-	-100%	0.00	真空灭弧室龙头，储能EMS		
		688663	新风光	49.59	69	1.16	1.50	2.29	3.41	60	46	30	20	43%	1.07	大功率电力电子节能控制技术，高压动		
		300513	恒实科技	11.15	35	-1.85	1.23	1.60	1.93	-19	28	22	18	-201%	-0.14	虚拟电厂、应急指挥		
		数字电网	二次设备	301162	国能日新	85.16	60	0.59	0.77	1.03	1.35	102	79	59	45	32%	2.48	虚拟电厂、功率预测
				600406	国电南瑞	26.81	1,795	56.42	66.62	78.25	91.12	32	27	23	20	17%	1.56	二次龙头，电网调度自动化、变电站自
000400	许继电气			22.68	229	7.24	8.84	10.92	13.68	32	26	21	17	24%	1.10	二次领先，智能变配电系统、直流输电		
601126	四方股份			16.17	131	4.52	5.70	7.05	8.59	29	23	19	15	24%	0.97	继电保护，中国电气及工业自动化行业		
配电自动化	配电自动化	600268	国电南自	8.62	61	2.58	-	-	-	24	-	-	-	-	-	高低压输配电线路保护、电力主设备保		
		688330	宏力达	69.99	70	4.13	4.71	5.75	6.54	17	15	12	11	17%	0.90	一二次融合设备		
		000682	东方电子	8.62	116	3.48	4.36	5.66	7.11	33	26	20	16	27%	0.98	电力系统自动化、信息化和能源管理系		
		002339	积成电子	7.28	37	-0.45	-	-	-	-82	-	-	-	-	-	国内最早开展电力自动化系统研发和生		
计量表计	计量表计	300360	炬华科技	17.20	87	3.18	4.41	6.03	7.62	27	20	14	11	34%	0.58	智能电表、智能水表、智能电气、物联		
		603050	科林电气	17.60	29	0.89	-	-	-	32	-	-	-	-	-	电力系统一、二次完整解决方案，数字		
		300286	安科瑞	29.83	64	1.70	2.07	2.79	3.69	38	31	23	17	29%	1.05	电力监控系统及产品、电能管理系统及		
		688597	煜邦电力	18.30	32	0.36	0.91	1.29	1.60	89	36	25	20	64%	0.56	电能计量技术、电量计费系统、负荷管		
		巡检&监测	巡检&监测	300853	申昊科技	23.09	34	1.80	-	-	-	19	-	-	-	-100%	0.00	智能机器人、智能电力监测及控制设备
				688611	杭州柯林	53.85	30	1.01	1.62	2.28	2.99	30	19	13	10	44%	0.42	电气设备健康状态智能感知与诊断预警
信息化	信息化	603666	亿嘉和	41.40	86	4.83	5.48	7.32	9.50	18	16	12	9	25%	0.62	智能机器人		
		600131	国网信通	17.94	216	6.77	7.97	9.39	11.16	32	27	23	19	18%	1.49	信息通信，企业数字化		
		300682	朗新科技	26.11	277	8.47	10.64	13.76	17.82	33	26	20	16	28%	0.93	用电信息采集、远程实时费控、营销业		
		002063	远光软件	8.02	127	3.05	3.69	4.46	5.34	42	34	29	24	20%	1.69	企业管理和社会服务信息系统供应商		
节能服务	节能变压器	300365	恒华科技	10.64	64	0.58	0.62	0.86	1.29	110	-	-	-	31%	0.00	电网三维设计		
		603191	望变电气	27.80	93	1.78	2.97	4.15	5.83	52	31	22	16	48%	0.64	硅钢节能变压器		
		688190	云路股份	93.53	112	1.20	2.23	3.50	4.57	94	50	32	25	56%	0.90	非晶节能变压器		
		咨询服务	咨询服务	003035	南网能源	5.96	226	4.74	6.20	7.75	9.69	48	36	29	23	27%	1.35	节能改造
				600452	涪陵电力	14.39	132	5.05	7.06	8.12	9.44	26	19	16	14	23%	0.81	电力供应、销售
		300982	苏文电能	52.41	74	3.01	3.68	4.87	6.31	24	20	15	12	28%	0.71	电力咨询设计业务		
300712	永福股份	42.31	78	0.41	1.47	2.70	4.14	192	53	29	19	116%	0.46	电力咨询设计业务				

## **(1) 政策变化风险:**

电力行业与国家宏观经济政策、产业政策以及国家电力规划有着密切联系，直接影响电力行业投资。

## **(2) 电力市场建设不及预期:**

电力市场建设受中央政府、地方政府、发电企业、电网企业多方影响，各省省情与市场基础不同，全国统一电力市场建设推进或受制约。

## **(3) 电力投资建设不及预期:**

疫情下企业复工复产受阻，经济增速放缓，生产力竞争格局变化，电力生产成本与环境成本的顺价受到影响。

# 衷心 感谢

光大证券研究所



电力设备新能源  
研究团队

分析师：殷中枢

📄 执业证书编号：S0930518040004

☎ 电话：010-58452063

✉ 邮件：yinzs@ebscn.com

联系人：刘满君

☎ 电话：010-56513153

✉ 邮件：liumanjun@ebscn.com

联系人：和霖

☎ 电话：021-52523853

✉ 邮件：helin@ebscn.com

## 分析师声明

本报告署名分析师具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册为证券分析师，以勤勉的职业态度、专业审慎的研究方法，使用合法合规的信息，独立、客观地出具本报告，并对本报告的内容和观点负责。负责准备以及撰写本报告的所有研究人员在此保证，本研究报告中任何关于发行商或证券所发表的观点均如实反映研究人员的个人观点。研究人员获取报酬的评判因素包括研究的质量和准确性、客户反馈、竞争性因素以及光大证券股份有限公司的整体收益。所有研究人员保证他们报酬的任何一部分不曾与，不与，也将不会与本报告中具体的推荐意见或观点有直接或间接的联系。

## 行业及公司评级体系

买入—未来6-12个月的投资收益率领先市场基准指数15%以上；  
增持—未来6-12个月的投资收益率领先市场基准指数5%至15%；  
中性—未来6-12个月的投资收益率与市场基准指数的变动幅度相差-5%至5%；  
减持—未来6-12个月的投资收益率落后市场基准指数5%至15%；  
卖出—未来6-12个月的投资收益率落后市场基准指数15%以上；

无评级—因无法获取必要的资料，或者公司面临无法预见结果的重大不确定性事件，或者其他原因，致使无法给出明确的投资评级。

基准指数说明：A股主板基准为沪深300指数；中小盘基准为中小板指；创业板基准为创业板指；新三板基准为新三板指数；港股基准指数为恒生指数。

## 特别声明

光大证券股份有限公司（以下简称“本公司”）创建于1996年，系由中国光大（集团）总公司投资控股的全国性综合类股份制证券公司，是中国证监会批准的首批三家创新试点公司之一。根据中国证监会核发的经营证券期货业务许可，本公司的经营范围包括证券投资咨询业务。

本公司经营范围：证券经纪；证券投资咨询；与证券交易、证券投资活动有关的财务顾问；证券承销与保荐；证券自营；为期货公司提供中间介绍业务；证券投资基金代销；融资融券业务；中国证监会批准的其他业务。此外，本公司还通过全资或控股子公司开展资产管理、直接投资、期货、基金管理以及香港证券业务。

本报告由光大证券股份有限公司研究所（以下简称“光大证券研究所”）编写，以合法获得的我们相信为可靠、准确、完整的信息为基础，但不保证我们所获得的原始信息以及报告所载信息之准确性和完整性。光大证券研究所可能将不时补充、修订或更新有关信息，但不保证及时发布该等更新。

本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次发布时光大证券研究所的判断，可能需随时进行调整且不予通知。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议。客户应自主作出投资决策并自行承担投资风险。本报告中的信息或所表述的意见并未考虑到个别投资者的具体投资目的、财务状况以及特定需求。投资者应当充分考虑自身特定状况，并完整理解和使用本报告内容，不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，本公司及作者均不承担任何法律责任。

不同时期，本公司可能会撰写并发布与本报告所载信息、建议及预测不一致的报告。本公司的销售人员、交易人员和其他专业人员可能会向客户提供与本报告中观点不同的口头或书面评论或交易策略。本公司的资产管理子公司、自营部门以及其他投资业务板块可能会独立做出与本报告的意见或建议不相一致的投资决策。本公司提醒投资者注意并理解投资证券及投资产品存在的风险，在做出投资决策前，建议投资者务必向专业人士咨询并谨慎抉择。

在法律允许的情况下，本公司及其附属机构可能持有报告中提及的公司所发行证券的头寸并进行交易，也可能为这些公司提供或正在争取提供投资银行、财务顾问或金融产品等相关服务。投资者应当充分考虑本公司及本公司附属机构就报告内容可能存在的利益冲突，勿将本报告作为投资决策的唯一信赖依据。

本报告根据中华人民共和国法律在中华人民共和国境内分发，仅向特定客户传送。本报告的版权仅归本公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式、任何目的进行翻版、复制、转载、刊登、发表、篡改或引用。如因侵权行为给本公司造成任何直接或间接的损失，本公司保留追究一切法律责任的权利。所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为本公司的商标、服务标记及标记。