



分布式光储在电力交易市场化背景下的探索和展望

南方电网综合能源股份有限公司

郑海兴

2022年4月

目录 CONTENTS

一

• 储能在新型电力系统中的应用价值

二

• 分布式光伏+储能的应用探索

三

• 分布式光伏+储能的应用案例

四

• 未来成熟市场下分布式光储融合的新机遇

一、储能新型电力系统中的价值

◆ 以新能源为主体的新型电力系统面临的形势和挑战

“碳达峰、碳中和” 及 “构建以新能源为主的电力系统” 目标下，新能源将快速发展。根据预测，2030年全国新能源总发电量占比将达到20%，2050年高达48%。未来，风电、光伏等新能源发电技术占据我国电力系统的“C位”，新能源渗透率将快速提升



一、储能新型电力系统中的价值

储能可融入到电力系统发/输/配/用各环节



强随机波动性

分布式发电和储能

- ◆ 储能可以提供调峰、调频、备用、事故应急响应、黑启动、促进可再生能源消纳等功能，提高电网运行安全性和灵活性。可应用于发输配用各个环节，发挥多重作用；
- ◆ 储能的应用非常广泛，不是一个环节，而是对发输配用的全方位融入；

一、储能新型电力系统中的应用价值

电力系统**发/输/配/用**各环节均具有一定的应用价值





目录 CONTENTS

一

• 储能在新型电力系统中的应用价值

二

• 分布式光伏+储能的应用探索

三

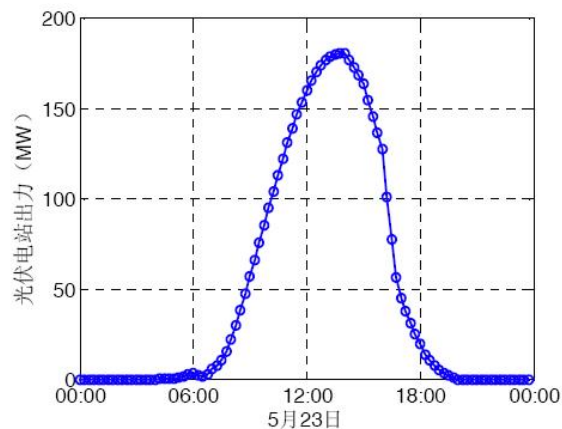
• 分布式光伏+储能的应用案例

四

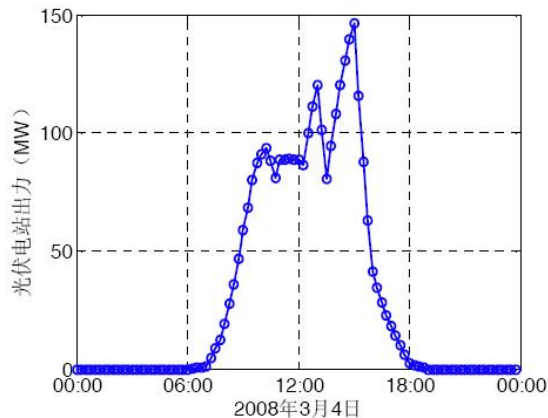
• 未来成熟市场下分布式光储融合的新机遇

二、分布式光伏+储能的应用探索

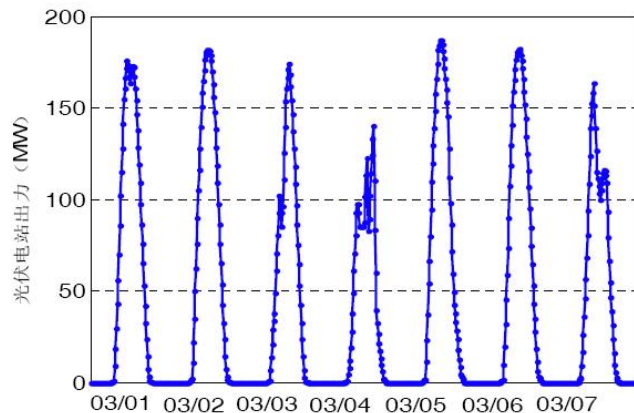
◆ 新能源发电的主要瓶颈---间歇性、随机性、波动性



晴天

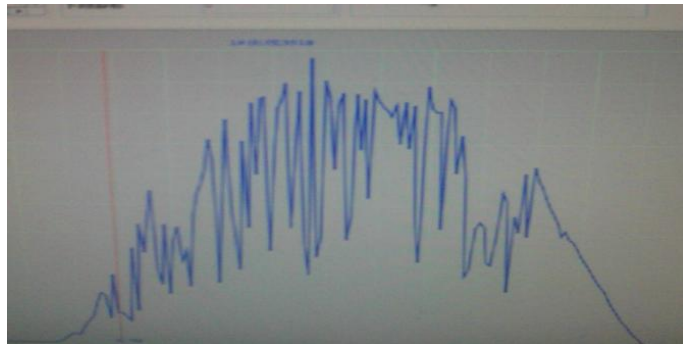


多云天气



光伏电站一周的功率输出

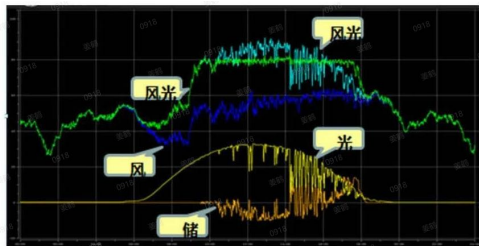
- 中午光伏出力大，但是有些地区中午不是高峰负荷，下午和晚上才是高峰；
- 受云层快速移动影响，光伏发电功率的短时变化特别剧烈：



二、分布式光伏+储能的应用探索

◆ 新能源规模化发展，电网规划设计、生产运行面临的挑战

- 新能源出力**大幅波动**，**功率平衡和运行控制**难度大；
- 新能源代替常规机组后系统惯量降低，**调频能力下降**；
- **负荷预测难度大**，给电网规划设计、生产运行带来极大挑战；
- 新能源电源建设周期与电网**建设周期不匹配**；
- 新能源的频率、电压耐受能力和调节能力不足，系统稳定性降低，电力电子设备高比例渗透使得稳定问题更加复杂；
- 单点容量小，数量众多，调控运行复杂；
- 极端天气对新能源发电的影响；



某风光储能波动曲线图

➤ 风电：作为德州第二大电源的风电机组，由于未考虑御寒措施，风机叶片在极寒天气中受冻而无法旋转，导致约1700万千瓦风电机组（受限超过60%）无法正常发电。



叶片受冻的风机

✓ 风机叶片受冻停运原因：风机叶片结冰后增大了静态和动态不平衡载荷、导致机组振动过大、改变了叶片固有频率、增加疲劳载荷、增加叶片弯矩、覆冰甩出危害人身安全等。

✓ 风机御寒措施：一是防覆冰涂层，二是通过内部通热气、内部电加热、外部电加热等加热方法给叶片“主动”除冰。

4月15日启动实时现货市场熔断机制

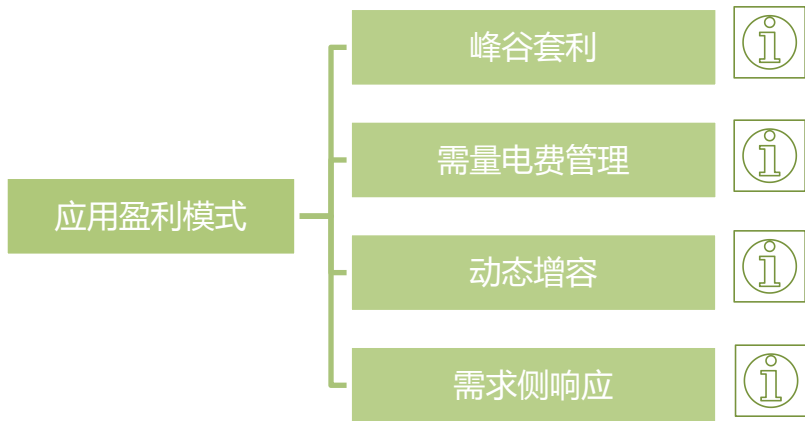
来源：电力调控中心 编辑： 时间：2021-04-15 阅读量：73

因全省大风沙尘灾害，11时20分开始，全省新能源出力快速下降，12时00分下降约360万千瓦，12时28分超500万千瓦，呈继续下降趋势。新能源实际出力远低于申报出力，超过市场调节能力，严重威胁电网安全运行。按照现货市场规则，从12时30分起，启动实时现货市场熔断机制。恢复时间另行通知。

二、分布式光伏+储能的应用探索



用户侧电化学储能的应用模式



几种模式可叠加，在目前储能高成本的情况下，多种收益模式叠加具有更好的经济性。其中峰谷套利模式最为基本及较易实现的收益模式。

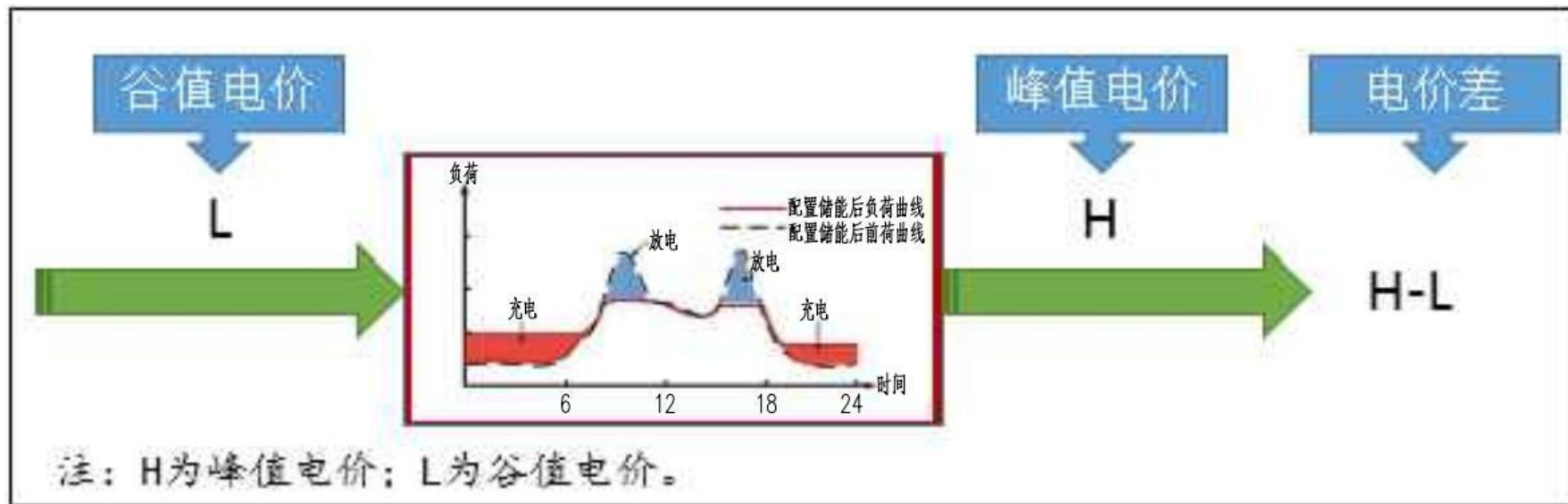
二、分布式光伏+储能的应用探索



用户侧电化学储能的应用模式（削峰填谷）

削峰填谷是指储能系统在谷值电价/平值电价时段充电，然后在峰值电价时段放出，以此方式赚取电价差额，从而减少用户电费开支。

假如峰值电价 H ，谷值电价 L ，则每度电可获取的最大收益为 $H-L$ ，如图：



二、分布式光伏+储能的应用探索



用户侧电化学储能的应用模式（需求侧响应）

需求侧响应

是指电网公司通过**调度用户侧储能系统**的容量来实现对电网整体负荷供需平衡的调节，**稳定电网运行，保障电网安全**，并向用户支付一定金额的补偿。



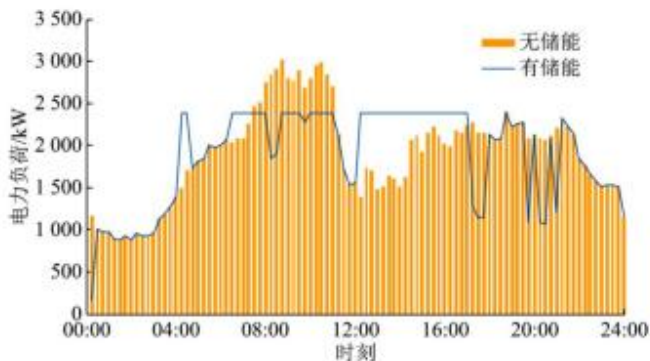
二、分布式光伏+储能的应用探索



用户侧电化学储能的应用模式（降低需量电费及变压器增容费用）

需量电费管理

在两部制电价模式下，电费由**电度电费+基本电费**两部分构成。基本电费主要是指容量或需量电费，可以通过储能系统进行削峰填谷，**消除尖峰负荷，平滑用电曲线，减少基本电费。**



优化前后的用户 A 负荷

动态增容

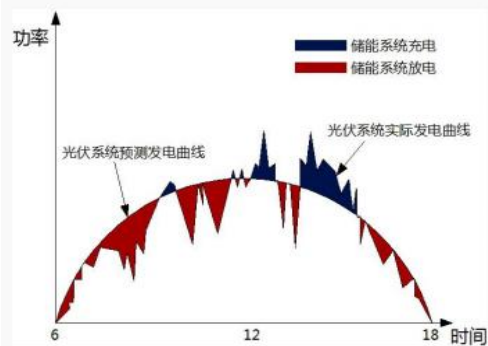
用户的变压器容量是固定的，当用户出于其需求造成变压器重载运行时，则需要进行变压器扩容。而储能系统可实现容量扩增，**明显降低变压器负载率，减少变压器的增容费。**



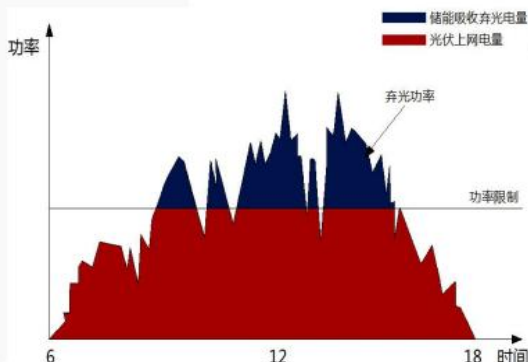
二、分布式光伏+储能的应用探索

◆ 分布式光伏+储能的应用模式

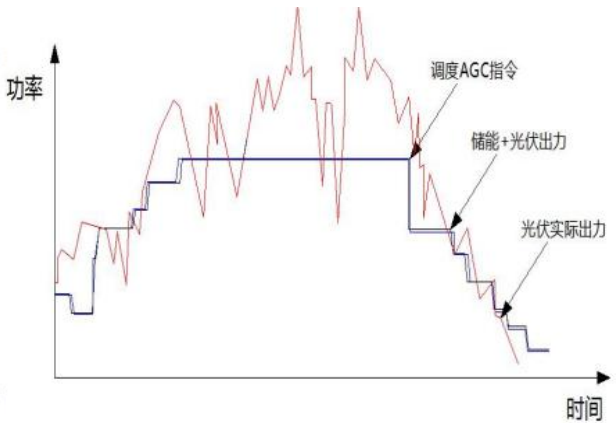
目的：提供高效智慧的能源供应和相关增值服务，直接减少企业电费支出的同时保障光伏及其他能源投资的收益



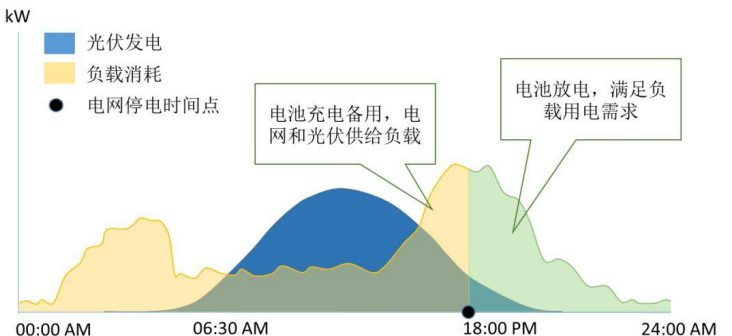
平滑光伏系统输出功率波动，
提高并网友好性



提高新能源消纳率



支持电网辅助服务



目录 CONTENTS

一
• 储能在新电力系统中的应用价值

二
• 分布式光伏+储能的应用探索

三
• 分布式光伏+储能的应用案例

四
• 未来成熟市场下分布式光储融合的新机遇

三、分布式光伏+储能的应用案例

坚持“智能、高效、可靠、绿色”的设计理念为客户量身定制园区综合能源服务

- 1. 分布式光伏发电系统;
- 2. 充电服务设施及系统;
- 3. 储能系统;
- 4. 智能微电网运营系统;
- 5.

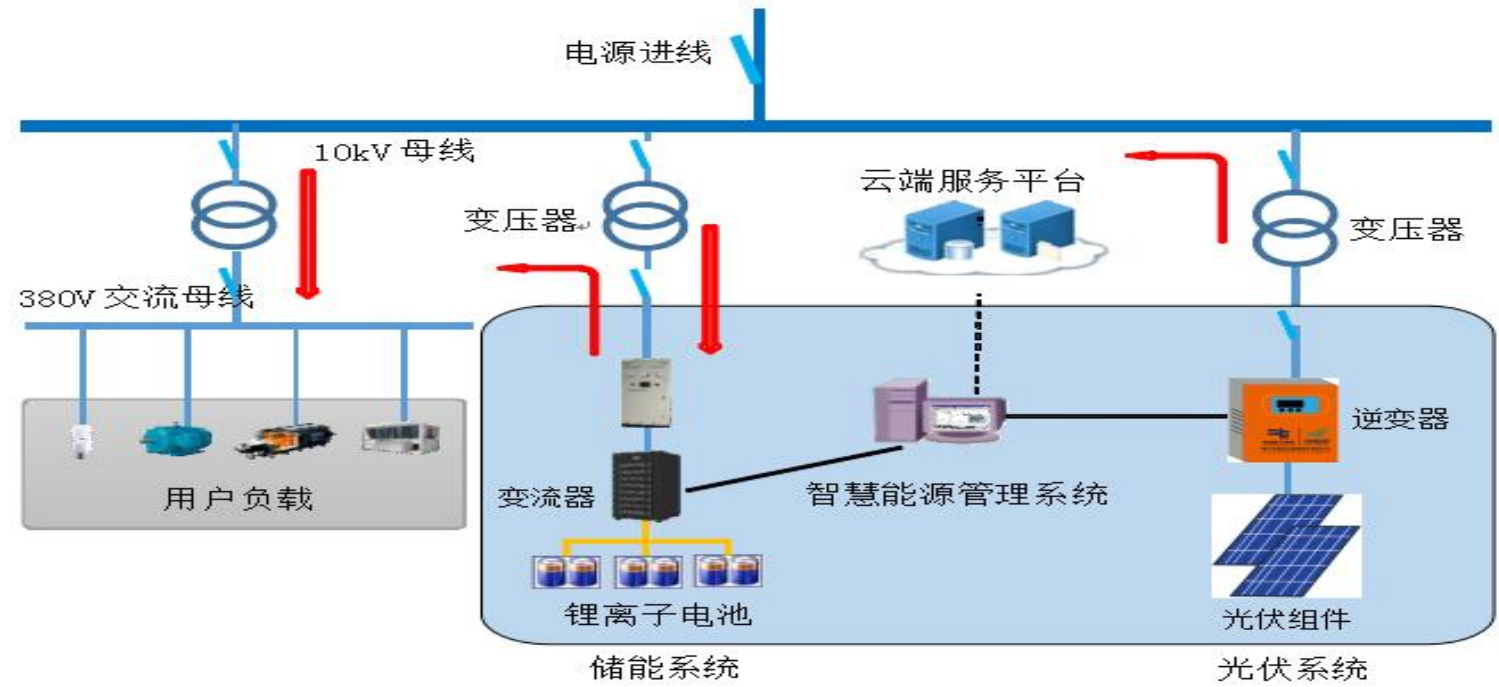


最终实现：实现园区多元供给、多能互补。降低园区能耗水平、打造绿色生态工厂



三、分布式光伏+储能的应用案例

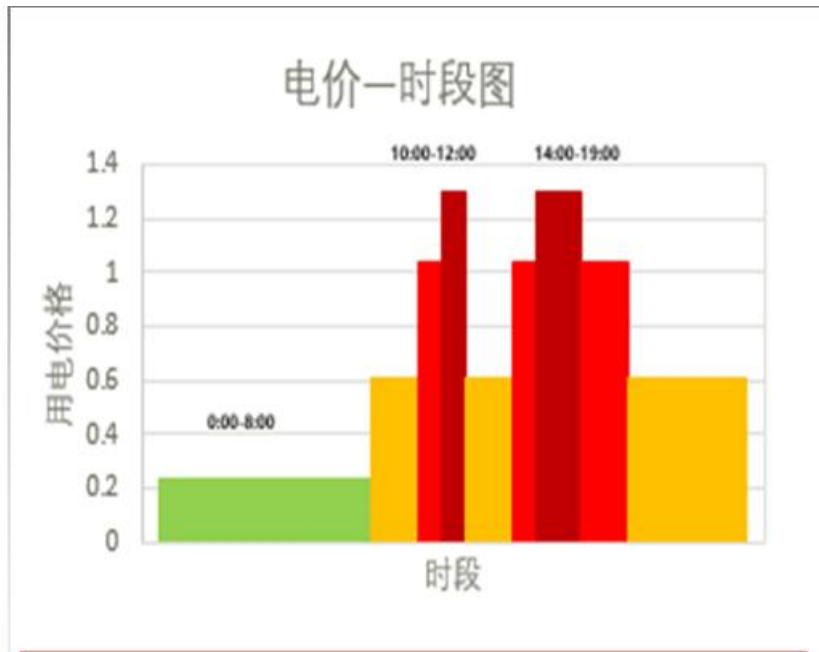
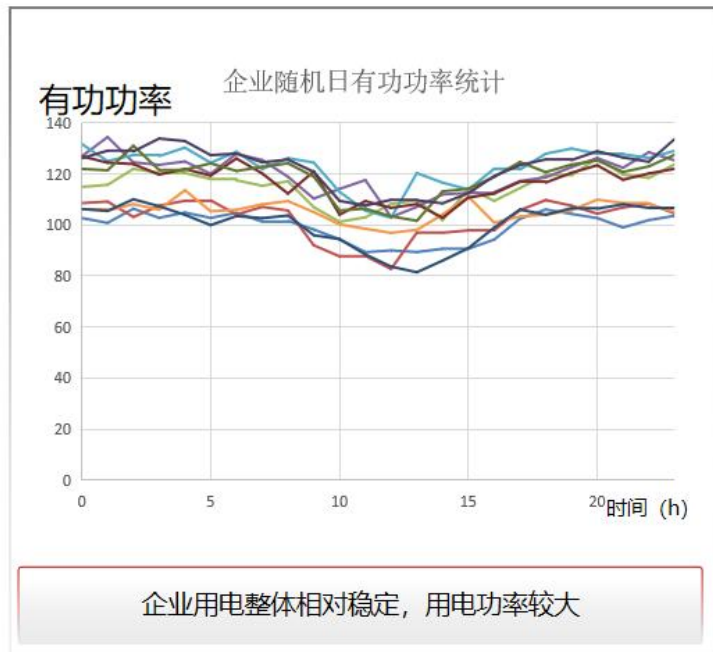
广州某产业园区分布式光伏+储能综合利用拓扑图



项目系统拓扑图

三、分布式光伏+储能的应用案例

光储建设规模：



依据项目情况及负荷、分时电价等分析：光伏可建设容量为**6.4MWp**，储能建设规模为**6MW/12MWh**；

三、分布式光伏+储能的应用案例

1. 分布式光伏系统



光伏子系统采用行业先进的高效单晶硅双面组件，总容量6.4MWp，包括车棚、地面光伏系统及配套设施。项目系统效率 $\geq 80\%$ ，25年平均发电量590万kWh，约占工厂满负荷耗电量的1%，25年项目周期内总发电量达14800万kWh，相当于节约4.5万吨标准煤，累计减少二氧化碳排放量达11万吨。

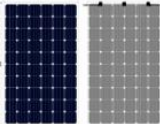
三、分布式光伏+储能的应用案例

1. 分布式光伏系统

高效单晶硅双玻组件

车棚采用行业领先的单晶硅双玻双面组件，背面能吸收发射光，散射光，具有高功率，高效率的特点。

- 功率高：采用450W单晶双玻双面组件。
- 效率高：转换效率高达20.7%，符合“领跑者”计划指标 ($\geq 17\%$)



三、分布式光伏+储能的应用案例

2. 储能子系统



- 建设规模：6MW/12MWh
- 接入电压等级：10kV
- 系统用途：削峰填谷/辅助服务
- 电芯：磷酸铁锂
- 系统类型：并网



三、分布式光伏+储能的应用案例

3. 智能微电网运营系统



降低园区能耗水平、打造绿色生态工厂将园区内的分布式电源、可控负荷和储能装置聚合成微电网，建设综合能源管理系统，实现光储充互联互通，对现场设备的远程化、自动化和移动化管理，进一步提高资源优化配置的效率、效益。



三、分布式光伏+储能的应用案例

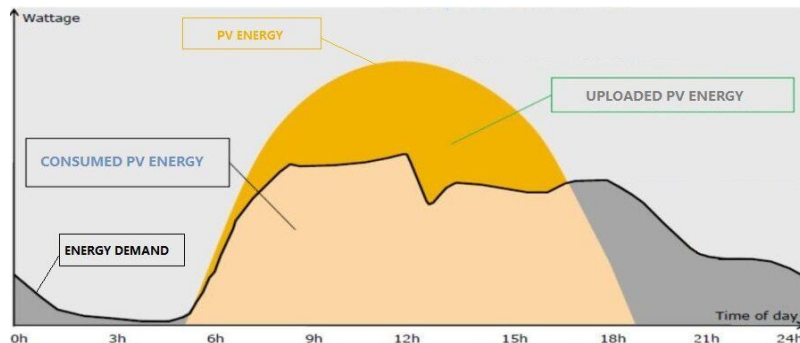
4. 分布式光伏+储能收益模式

充分挖掘节能降费空间，依托能源互联网先进信息通信技术和软件系统，实现分布式发电装置、可控负荷、储能系统、等分布式能源的聚合和协调优化，以作为一个特殊优化整体，提高可再生能源就地利用率，平滑可再生能源输出，削峰填谷并且参与区域电力市场的协调控制与运营管理，如需求侧响应、虚拟电厂等可实现对电网提供辅助服务的功能。

三、分布式光伏+储能的应用案例

4. 分布式光伏+储能收益模式

◆ 提高光伏消纳率提升光伏收益



以该项目配置储能后全投资收益率变化为例：

光伏容量 (MW)	是否配置储能	自发自用消纳 率 (%)	IRR (%)	收益率变化
6.4	否	70%	6.4%	
6.4	是	98%	7.5%	+~1%

三、分布式光伏+储能的应用案例



4. 分布式光伏+储能收益模式

◆ 电度电费成本节约

2021年7月,国家发改委发布《关于进一步完善分时电价机制的通知》，《通知》中要求各地上年或**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**。此外要建立尖峰电价机制，尖峰电价在峰段电价基础上上浮不低于20%

以广东大工业1-10kV高供高计分时电价为例，新的电价政策执行后，当晚间低电价(0.296元/kWh)时段能够将电能以某种方式储存起来，并在白天峰值电价(1.229元/kWh)时段释放，那么同样的电力能源，因为从电网采购的单价存在价格差，那么将存在相对的0.9328元/kWh的“套利”空间。同样的情况存在于在白天平值电价(0.734元/kWh)时段储存电能，高峰电价时段释放电能，不过价格差相对较小，为0.4947元/kWh。采用一天“两充两放”的运行策略，可以最大限度获得移峰填谷的差价收益，节约电度电费。在夏季7、8、9月份，执行尖峰电价期间，尖峰-谷期价差将达到1.233元/kWh，尖峰-平期价差将达到0.7951元/kWh。

广东电网有限责任公司关于 2022 年 4 月代理购电工商业用户价格的公告

广东省电网企业代理购电用户电价表（珠三角五市）

（执行时间：2022 年 4 月）

单位：分/千瓦时（含税）

用 电 分 类			代理购电用户电价	其中			代理购电用户分时电价			
				代理购电价格	输配电价	政府性基金及附加	尖峰时段	高峰时段	平时段	低谷时段
大工业	基本电价	变压器容量（元/千伏安·月）	23	/	23	/	23			
		最大需量（元/千瓦·月）	32	/	32	/	32			
	电度电价	10（20）千伏	73.426875	56.95	13.71	2.766875	152.936875	122.896875	73.426875	29.616875
		35-110 千伏	70.926875	56.95	11.21	2.766875	147.626875	118.616875	70.926875	28.666875
		220 千伏及以上	68.426875	56.95	8.71	2.766875	142.306875	114.396875	68.426875	27.716875
一般工商业	电度电价	不满 1 千伏	83.156875	56.95	23.44	2.766875	173.606875	139.426875	83.156875	33.316875
		10（20）千伏	80.656875	56.95	20.91	2.766875	168.296875	135.186875	80.656875	32.366875
		35 千伏及以上	78.156875	56.95	18.44	2.766875	162.986875	130.906875	78.156875	31.416875

备注：

三、分布式光伏+储能的应用案例



4. 分布式光伏+储能收益模式

储能系统按珠三角大工业用电阶梯电价，实行削峰填谷运行策略，两充两放，项目预期收益如下（6MW/12MWh）：

“两充两放”循环收益			
广州、珠海、佛山、中山、东莞五市电价（2021 年 12 月）			
尖峰电价	1.3491	元/kWh	
高峰电价	1.0848		
基础（平段）电价	0.6495		
低谷电价	0.2640		
尖谷价差	1.09	元	
峰谷价差	0.82		
尖平价差	0.69		
峰平价差	0.43		
硬件条件			
0.5C 系统配置	系统功率	6000	kW
	系统容量	12000	kWh
	放电效率	87%	
	电芯衰减率	3%	
运行条件			
年运行天数		330	天
交流侧输出电量		5805	kWh
非尖峰期（9 个月）	年度峰谷天数	240	天
	年度峰平天数	240	天
尖峰期（不少于 3 个月）：尖峰电价执行时间为 7 月、8 月和 9 月三个整月，以及其他月份中日最高气温达到 35℃及以上的高温天。	年度尖谷天数	100	天
	年度峰谷天数	100	天
	年度尖平天数	100	天
	年度峰平天数	100	天
峰谷收益			
首年项目收益		266.20	万元
15 年期项目收益	第 8 年换全新电芯	3,622.76	万元

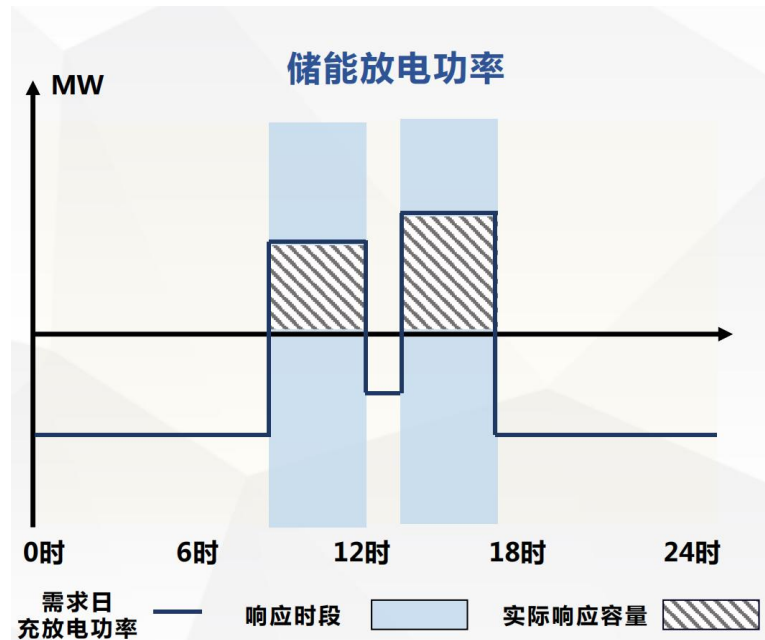
“两充两放”循环收益			
广州、珠海、佛山、中山、东莞五市电价（2022 年 4 月）			
尖峰电价	1.5294	元/kWh	
高峰电价	1.2290		
基础（平段）电价	0.7343		
低谷电价	0.2962		
尖谷价差	1.233	元	
峰谷价差	0.933		
尖平价差	0.795		
峰平价差	0.494		
硬件条件			
0.5C 系统配置	系统功率	6000	kW
	系统容量	12000	kWh
	放电效率	87%	
	电芯衰减率	3%	
运行条件			
年运行天数		330	天
交流侧输出电量		5805	kWh
非尖峰期（9 个月）	年度峰谷天数	240	天
	年度峰平天数	240	天
尖峰期（不少于 3 个月）：尖峰电价执行时间为 7 月、8 月和 9 月三个整月，以及其他月份中日最高气温达到 35℃及以上的高温天。	年度尖谷天数	100	天
	年度峰谷天数	100	天
	年度尖平天数	100	天
	年度峰平天数	100	天
峰谷收益			
首年项目收益		322.3	万元
15 年期项目收益	第 8 年换全新电芯	4,383.28	万元

三、分布式光伏+储能的应用案例分析

4. 分布式光伏+储能收益模式

◆ 市场化需求响应收益

根据广东省发布的《广东省市场化需求响应2021年实施方案（试行）》，逐步引入独立储能参与，鼓励具备直控条件的需求响应资源参与市场化需求响应。自2021年5月13日，广东发布《关于开展市场化需求响应系统公测和结算试运行工作的通知》，明确5月17日起进入需求响应交易结算试运行。截止5月27日，10天共发布30个需求响应邀约，出清成交价格均达到最高限价4.5元/千瓦时



光储能作为需求侧响应直控资源，在电网用电高峰时间段，可根据电网调度指令，自动跟踪参与需求侧响应，获得客观的需求侧响应收益。

三、分布式光伏+储能的应用案例分析



4. 分布式光伏+储能收益模式

◆ 电度电费成本节约

以广东2021年5月份为例，5月17日试点截止5月27日，10天内需求侧响应发布需求30多次，考虑储能充电、放电倍率等实际情况及未来随着资源的增多，响应出清价格降低等因素，等效储能系统响应完全次数按照90次，如此，预计储能需求侧响应收益首年可获得648万元收益：

需求侧响应收益收益模型			
类别	说明	数值	单位
需求侧响应中标单价	申报单价区间为 0~4.5 元	4	元
响应功率	系统最大响应功率	6000	kw
单次响应小时数	每次响应时间小时为 3 小时,满足响应需求容量	3	h
单次响应收益	= 中标单价*响应小时数*响应时段量	72000.00	元/天
年度响应次数	按照广东电网调度发出的需求侧响应指令自动响应	90	次
年度响应收益	= $\sum$ 次数 (中标单价*响应小时数*响应时段量)	648	万元/年

目录 CONTENTS

一

• 储能新型电力系统中的应用价值

二

• 分布式光伏+储能的应用探索

三

• 分布式光伏+储能的应用案例

四

• 未来成熟市场下分布式光储融合的新机遇

四、未来成熟市场下分布式光储融合的新机遇

◆ 逐步建立**现货市场**、**调频辅助服务**市场等运营规则。在多个文件中储能获准可与其他资源同等身份参与电力市场交易，相关文件如下（国家发改委 能源局）：

中共中央 国务院文件《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》 中发（2015）9号

- 全面放开用户侧分布式电源市场；
- 建立辅助服务分担共享机制；
- 按照谁受益、谁承担的原则，建立用户参与的辅助服务分担共享机制；
- 允许拥有分布式电源的用户或微网系统参与电力交易；

国家发改委 国家能源局印发《电力中长期交易基本规则（暂行）》发改能源（2016）2784号

- 市场成员包括各类发电企业、售电企业、电网企业、电力用户、电力交易机构、电力调度机构和**独立辅助服务提供者**等；
- 独立辅助服务提供者的市场准入条件（一）具有辅助服务能力的独立辅助服务提供者，经电力调度机构进行技术测试通过后，方可参与；（二）**鼓励电储能设备**、需求侧（如可中断负荷）等尝试参与。
- 参与直接交易的峰谷电价电力用户，可以继续执行峰谷电价，直接交易电价作为平段电价，峰、谷电价按现有峰平谷比价计算，电力用户不参与分摊调峰费用；也可以按直接交易电价结算，**电力用户通过辅助服务考核与补充机制分摊调峰费用或者直接购买调峰服务**；

四、未来成熟市场下分布式光储融合的新机遇

2021年4月21日国家发改委 国家能源局发布《加快推动新型储能发展的指导意见（征求意见稿）》：

附件 1

国家发展改革委 国家能源局关于加快推动新型储能发展的指导意见（征求意见稿）

积极应对气候变化，努力构建清洁低碳、安全高效能源体系，是党中央、国务院作出的重大决策部署。储能是支撑新型电力系统的重要技术和基础装备，对推动能源绿色转型、应对极端事件、保障能源安全、促进能源高质量发展、实现碳达峰碳中和具有重要意义。为推动新型储能（除抽水蓄能外的新型电储能技术）快速发展，现提出如下意见。

一、总体要求

（一）指导思想

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻党的十九大和十九届二中、三中、四中、五中全会精神，落实“四个革命、一个合作”能源安全新战略，以实现碳达峰碳中和为目标，将发展新型储能作为提升能源电力系统调节能力、综合效率和安全保障能力，支撑新型电力系统建设的重要举措，以政策环境为有力保障，以市场机制为根本依托，以技术革新为内生动力，加快构建多轮驱动良好局面，推动储能高质量发展。

四、完善政策机制，营造健康市场环境

（九）明确新型储能独立市场主体地位。研究建立储能参与中长期交易、现货和辅助服务等各类电力市场的准入条件、交易机制和技术标准，加快推动储能进入并允许同时参与各类电力市场。因地制宜建立完善“按效果付费”的电力辅助服务补偿机制，深化电力辅助服务市场机制，鼓励储能作为独立市场主体参与辅助服务市场。鼓励探索建设共享储能。

（十）健全新型储能价格机制。建立电网侧独立储能电站容量电价机制，逐步推动储能电站参与电力市场；研究探索将电网替代性储能设施成本收益纳入输配电价回收。完善峰谷电价政策，为用户侧储能发展创造更大空间。

（十一）健全“新能源+储能”项目激励机制。对于配

5

套建设新型储能的新能源发电项目，动态评估其系统价值和技术水平，可在竞争性配置、项目核准（备案）、并网时序、系统调度运行安排、保障利用小时数、电力辅助服务补偿考核等方面给予适当倾斜。

基本原则：立足储能技术成本高、市场机制不健全的实际，以问题为导向，提出①**统筹策划、多元发展**；②**创新引领、规模带动**；③**政策驱动、市场主导**；④**规范管理、完善标准**四大原则。

主要目标：到2025年，实现新型储能从商业化初期向规模化发展转变，低成本、高可靠、长寿命等方面取得长足进步。到2030年，实现新型储能全面市场化发展，新型储能装机规模基本满足新型电力系统相应需求，成为能源领域碳达峰碳中和的关键支撑之一。

.....

四、未来成熟市场下分布式光储融合的新机遇

未来成熟的市场机制，丰富的电力交易品种，激励储能规模化发展

2022年2月国家发改委发布《“十四五”新型储能发展实施方案》：

国家发展和改革委员会 国家能源局文件

发改能源〔2022〕209号

国家发展改革委 国家能源局关于印发 《“十四五”新型储能发展实施方案》的通知

各省、自治区、直辖市及新疆生产建设兵团发展改革委、能源局，国家能源局各派出机构，有关中央企业：

为深入贯彻落实“四个革命、一个合作”能源安全新战略，实现碳达峰碳中和战略目标，支撑构建新型电力系统，加快推动新型储能高质量发展，根据《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》《国家发展改革委 国家能源局关于加快推动新型储能发展的指导意见》有关要求，我们组织编制了《“十四五”新型储能发展实施方案》，现

— 1 —

提升用户灵活调节能力。积极推动不同新能源、充电设施等用户侧分散式储能设施建设，探索推广电动汽车、智慧用电设施等双向互动智能充放电技术应用，提升用户灵活调节能力和高效用电水平。

（四）开展新型储能多元化应用

推进源网荷储一体化协同发展。通过优化整合本地电源侧、电网侧、用户侧资源，合理配置各类储能，探索不同技术路径和发展模式，鼓励源网荷储一体化项目开展内部联合调度。

加快跨领域融合发展。结合国家新型基础设施建设，积极推动新型储能与智慧城市、乡村振兴、智慧交通等领域的跨界融合，不断拓展新型储能应用模式。

拓展多种储能形式应用。结合各地区资源条件，以及对不同形式能源需求，推动长时间电储能、氢储能、热（冷）储能等新型储能项目建设，促进多种形式储能发展，支撑综合智慧能源体系建设。

五、完善体制机制，加快新型储能市场化步伐

加快推进电力市场体系建设，明确新型储能独立市场主体地位，营造良好市场环境。研究建立新型储能价格机制，研究合理的成本分摊和疏导机制。创新新型储能商业模式，探索共享储能、云储能、储能聚合等商业模式应用。

（一）营造良好市场环境

推动新型储能参与各类电力市场。加快推进电力中长期交易

— 14 —

市场、电力现货市场、辅助服务市场等建设进度，推动储能作为独立主体参与各类电力市场。研究新型储能参与电力市场的准入条件、交易机制和技术标准，明确相关交易、调度、结算细则。

完善适合新型储能的辅助服务市场机制。推动新型储能以独立电站、储能聚合商、虚拟电厂等多种形式参与辅助服务，因地制宜完善“按效果付费”的电力辅助服务补偿机制，丰富辅助服务交易品种，研究开展备用、爬坡等辅助服务交易。

（二）合理疏导新型储能成本

加大“新能源+储能”支持力度。在新能源装机占比高、系统调峰运行压力大的地区，积极引导新能源电站以市场化方式配置新型储能。对于配套建设新型储能或以共享模式落实新型储能的新能源发电项目，结合储能技术水平和系统效益，可在竞争性配置、项目核准、并网时序、保障利用小时数、电力服务补偿考核等方面优先考虑。

完善电网友侧储能价格疏导机制。以支撑系统安全稳定高效运行为原则，合理确定电网友侧储能的发展规模。建立电网友侧独立储能电站容量电价机制，逐步推动储能电站参与电力市场。科学评估新型储能输电设施投资替代效益，探索将电网替代性储能设施成本收益纳入输配电价回收。

完善鼓励用户侧储能发展的价格机制。加快落实分时电价政策，建立尖峰电价机制，拉大峰谷价差，引导电力市场价格向用户侧传导，建立与电力现货市场相衔接的需求侧响应补偿机制，

— 15 —

四、未来成熟市场下分布式光储融合的新机遇

南方区域“两个细则”（2022版）：

今年3月，南方能监局发布新版“两个细则”（南方区域《电力并网运行管理实施细则》、《电力辅助服务管理实施细则》）（征求意见稿），同时建立了风电、光伏、新型储能、可调节负荷的专项并网管理及辅助服务实施细则。

国家能源局南方监管局

关于公开征求《南方区域电力并网运行管理实施细则》《南方区域电力辅助服务管理实施细则》（征求意见稿）意见的通告

为深入贯彻落实党中央、国务院决策部署，完整准确全面贯彻新发展理念，做好碳达峰、碳中和工作，构建新型电力系统，深化电力体制改革，持续推动能源高质量发展，保障广东、广西、云南、贵州、海南五省（区）电力系统安全、优质、经济运行及电力市场有序运营，促进源网荷储协调发展，维护社会公共利益和电力投资者、经营者、使用者的合法权益，根据《中华人民共和国电力法》《电力监管条例》《电力并网运行管理规定》《电力辅助服务管理办法》等法律法规、政策文件及技术标准，我局会同云南、贵州能源监管办组织编制了《南方区域电力并网运行管理实施细则》《南方区域电力辅助服务管理实施细则》及相关专项实施细则（简称南方区域“两个细则”），现向社会公开征求意见。欢迎有关单位和个人提出宝贵意见建议，意见建议请于2022年4月22日前反馈至我局。

公众可通过以下途径和方式提出意见：一是通过电子邮件将意见发送至：jianguanhy@126.com；二是通过信函方式将意见寄至：广东省广州市海珠区琶洲大道190号南方投资大厦国家能源

在储能参与调峰辅助服务中，独立储能电站参照煤机深度调峰第二档的补偿标准，对其充电电量进行补偿，具体补偿标准为 $24 \times R5$ （元/兆瓦时）。即补偿标准为广东 24×33 元/MWh=0.792元/kWh（较2020年版提高0.292元/kWh），广西 24×16.5 元/MWh=0.396元/kWh，云南 24×27.6 元/MWh=0.6624元/kWh，贵州 24×9.9 元/MWh=0.2376元/kWh，云南 24×24.8 元/MWh=0.5952元/kWh。

四、未来成熟市场下分布式光储融合的新机遇

4月16日，广东电力交易中心发布《广东省市场化需求响应实施细则（试行）》，建立以市场为主的需求响应补偿机制，引入有资源聚合管理能力的负荷聚合商，拓宽电力需求响应实施范围，逐步形成年度最大用电负荷5%的响应能力，发挥需求侧资源削峰填谷、促进电力供需平衡和适应新能源电力运行的作用。

广东电力交易中心有限责任公司文件

广东交易〔2022〕54号

关于印发《广东省市场化需求响应实施细则（试行）》的通知

各市场主体：

按照《广东省能源局 国家能源局南方监管局关于广东省市场化需求响应实施细则的复函》（粤能电力函〔2022〕217号）的要求，为加快培育我省需求侧响应资源，以市场方式激励电力用户挖掘用能弹性，促进电力供需平衡，保障电力供应，经政府部门批准同意，现印发《广东省市场化需求响应实施细则（试行）》，请遵照执行。

参与市场主体：负荷聚合商（包括售电公司、第三方独立主体聚合商）、大用户

响应资源：大用户直属或负荷聚合商代理的具备负荷调节能力的资源。负荷聚合商或大用户按照响应资源所属地区、是否具备直控能力等条件**分别聚合形成虚拟电厂，参与需求响应交易。**

虚拟电厂调控分类：直控虚拟电厂和非直控虚拟电厂。直控虚拟电厂上下调节能力应分别不低于10兆瓦，调节速率不低于（出力上限*2%）/分钟，对调度指令的响应时间不大于1分钟，单次响应持续时间不低于2小时。非直控虚拟电厂的调节能力不低于0.3兆瓦，单次响应持续时间不低于2小时。

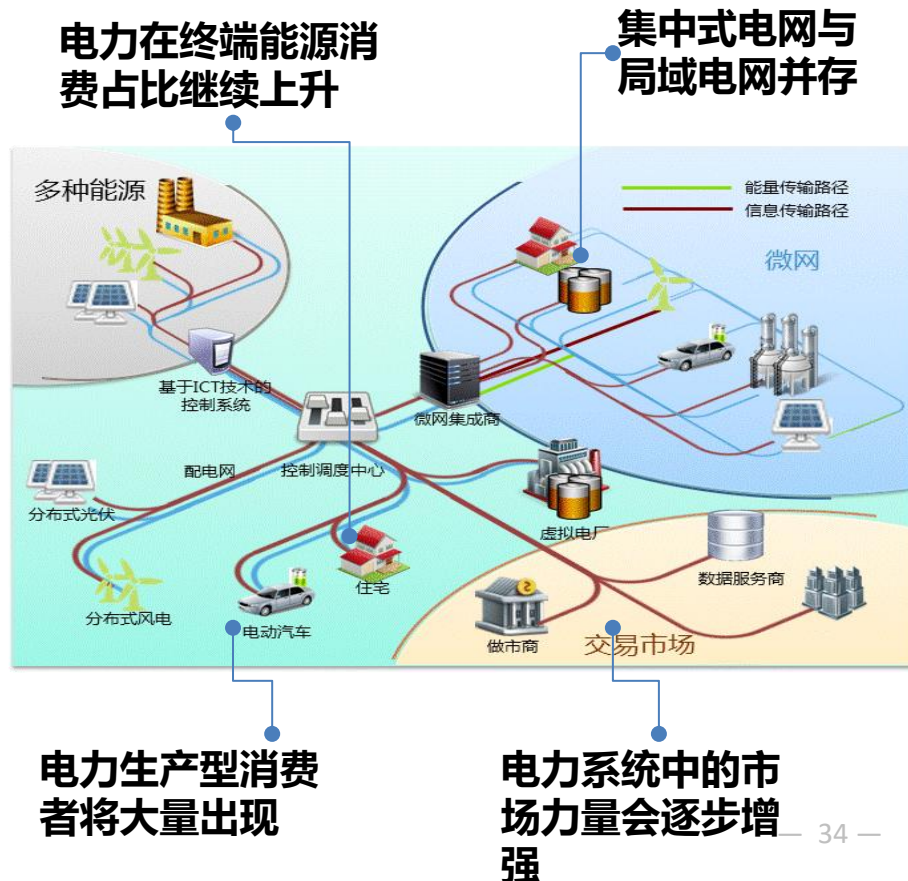
交易方式：直控虚拟电厂竞争性配置交易、可中断负荷交易、日前邀约需求响应

响应价格：上下限分别为3500元/MWh和70元/MWh

四、未来成熟市场下分布式光储融合的新机遇

高阶应用：

- ① 园区增量配网/局域微电网；
- ② 分布式可再生发电及其市场化交易；
- ③ 虚拟电厂；
- ④ 能源管理、节能及电力需求侧管理；
- ⑤ 基于电力市场的能源互联网；



四、未来成熟市场下分布式光储融合的新机遇

告别补贴思维，结合电力体制改革，让分布式光伏+储能在电力市场中实现价值





谢谢!