

虚拟电厂助力零碳园区 建设方案



01

零碳园区
发展背景

02

虚拟电厂
商业模式
与实践

②

智慧能源 简
介

【发改委《零碳园区建设方案》】

零碳园区是指通过规划、设计、技术、管理等方式，使园区内生产生活活动所产生的二氧化碳排放降至“近零”水平，并具备进一步达到“净零”条件的园区。

【零碳园区宗旨、目标、历史】

建设零碳园区是加快能源绿色转型、引导产业深度脱碳、促进区域协调发展、增强产品竞争力的关键举措。

零碳园区没有历史，没有先例。零碳园区是创新，是创造历史。

国家级零碳园区建设目标

第一步：到2027年

建成60个左右国家级零碳园区和一批省级零碳园区，相关技术路径基本清晰、商业模式初步显现、政策制度逐步建立。

第二步：到2030年

建成100个以上国家级零碳园区和一大批省级零碳园区，相关技术装备、商业模式、政策标准、配套服务等更加健全，零碳园区成为经济社会发展全面绿色转型重要的动力源和增长点，为碳排放达峰后稳中有降发挥关键作用。

零碳园区发展背景

国家发展改革委 《零碳园区建设基本条件》 (国家级)

一、国家级零碳园区建设主体为省级及以上开发区，省级开发区原则上应列入最新版《中国开发区审核公告目录》，视情可拓展至近年来新建设的、由省级及以上人民政府或主管部门批复的新兴产业园区或高新技术园区。

二、建设范围可为园区整体，也可为“园中园”。以“园中园”形式申报的，需有明确的四至边界，建设和管理由所在园区管理机构或所在地人民政府负责。

三、在能耗和碳排放统计、核算、计量、监测等方面具备一定基础。

四、3年内未发生重大安全、环境事故，或其他**社会不良影响事件**。

国家发展改革委 《零碳园区建设指标体系(试行)》 (国家级)

指标类型	指标名称	目标要求
核心指标	单位能耗碳排放	≤ 0.2 吨/吨标准煤 (年综合能源消费量20-100万吨标准煤的园区)
		≤ 0.3 吨/吨标准煤 (年综合能源消费量 ≥ 100 万吨标准煤的园区)
引导指标	清洁能源消费占比	$\geq 90\%$
	园区企业产出产品单位能耗	达到或优于二级能耗限额标准
	工业固体废物综合利用率	$\geq 80\%$
	余热/余冷/余压综合利用率	$\geq 50\%$
	工业用水重复利用率	$\geq 80\%$

零碳园区发展背景

◆零碳园区是践行国家“双碳”战略的重要阵地之一

□ 2024年12月12日，中央经济工作会议首次明确提出“建立一批零碳园区”，并将其作为2025年的重点任务之一；

□2024年12月13日，工信部会议要求建设一批零碳工厂和零碳工业园区；

园区是70%的经济活动发生地，我国各类产业园区已达1.5万余个，园区碳排放可达全国总排放量的约31%。因此，调整产业结构、优化能源结构、提升整体能效，加快推动“零碳”园区建设将成为落实精准减排、实现碳达峰碳中和的工作重点。

□2025年总理政府工作报告中，要求“扎实开展国家碳达峰第二批试点，建立一批零碳园区、零碳工厂”。

我国正加速推进“双碳”战略，力求实现绿色低碳的可持续发展。

各产业园区作为能源消耗关键节点，其能源体系的革新不仅是绿色经济建设的关键一环，更是推动全社会碳减排行动的重要阵地。

零碳园区发展背景

◆ 发展政策指引

2025年4月1日国家发展改革委国家能源局关于加快推进虚拟电厂发展的指导意见(发改能源[2025]357号)



01 总体目标

到2027年, 虚拟电厂建设运行管理机制成熟规范, 参与电力市场的机制健全完善, 全国虚拟电厂调节能力达到2000万千瓦以上。到2030年, 虚拟电厂应用场景进一步拓展, 各类商业模式创新发展, 全国虚拟电厂调节能力达到5000万千瓦以上。

02 功能定位

虚拟电厂对增强电力保供能力、促进新能源消纳、完善电力市场体系具有重要作用, 在系统运行方面, 可提供调峰、调频、备用等多种调节服务。在需求侧管理方面, 可组织负荷资源开展需求响应。在市场交易方面, 可聚合分散的资源参与市场交易。

03 加快培育虚拟电厂主体

鼓励能源企业、能源产业链上下游企业及其他各类企业积极投资虚拟电厂, 大力支持民营企业参与虚拟电厂投资开发与运营管理, 共同推动技术及模式创新。

零碳园区发展背景

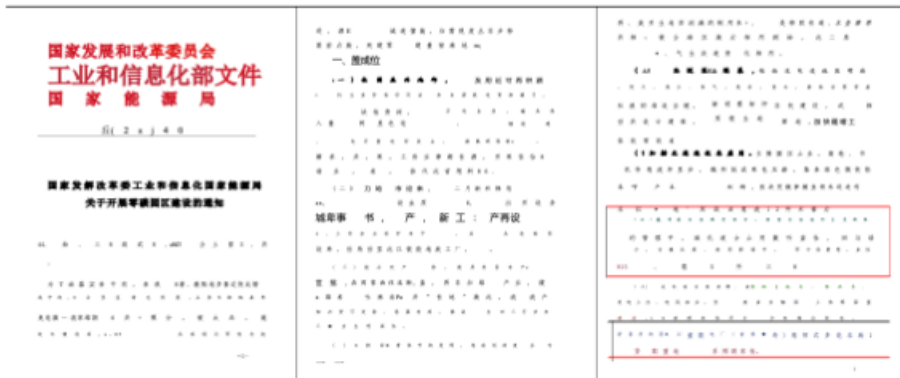
发展政策指引

2025年7月8日国家发改委工信部国家能源局关于开展零碳园区建设的通知(发改环资〔2025〕910号)

□ 园区是各种经济活动的主要发生地，支撑着城市经济、产业等可持续发展，重要性不言而喻；

□ 通知明确加快园区用能结构转型、节能降碳，强调提升能碳管理能力，支持建设覆盖主要用能企业的能碳管理平台；

□ 支持有条件的地区率先建成一批零碳园区，鼓励有条件的园区以虚拟电厂(负荷聚合商)等形式参与电力市场，提高资源配置效率和电力系统稳定性。



零碳园区发展背景

◆ 园区能源管理痛点

01 能源成本与效率问题

- 1. 高能耗与低能效：**传统设备老旧、能源转换效率低；耗能设备缺乏实时监控与运行策略优化，能源浪费严重。
- 2. 峰谷电价压力：**用电峰谷差价大，缺乏灵活调节手段；新能源使用比例低，需高价购电补充。

02 技术与运维挑战

- 1. 数据孤岛与系统割裂：**能源设备数据分散，难以统一分析；无法动态匹配生产计划与能源需求。
- 2. 设备维护被动低效：**依赖人工巡检，故障响应滞后；缺乏故障预测，设备寿命短、维修成本高。



绿色转型 降本增效

03 政策与市场限制

- 1. 碳排与环保压力：**碳排放核算不透明，绿电消纳比例低，难以满足政策要求。
- 2. 错失电力市场收益：**缺乏虚拟电厂（VPP）聚合能力，自身体量无法响应电网调度要求，分散资源难以参与市场交易。

04 用户参与协同难题

- 1. 员工用能习惯固化：**员工节能意识薄弱（如设备空转、照明过度使用）；生产部门“保产能”与能源管理部门“降能耗”目标冲突。
- 2. 多主体协同困难：**园区内各类企业能源需求差异大，缺乏统一调度平台。

01

零碳园区
发展背景

02

虚拟电厂
商业模式
与实践

②

宝能智慧能
源 简介

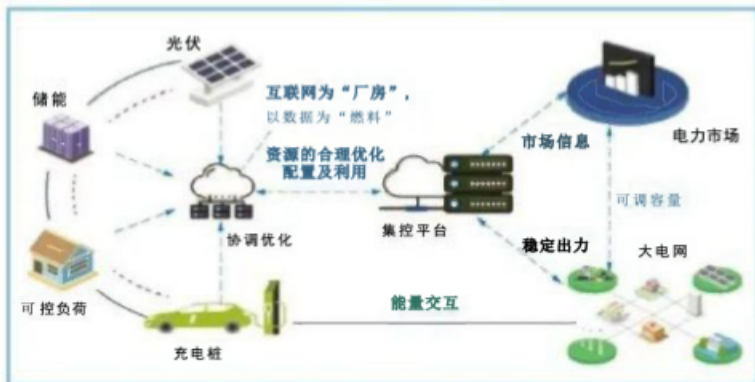
虚拟电厂解决方案：定义机制

虚拟电厂 (Virtual Power Plant, 简称VPP):

是一种通过信息通信技术和能源管理系统, 将地理上分散、类型多样的**分布式电源、储能、可控负荷(用能户)、电动汽车**等资源, 聚合成功能上可调控、可观测、可优化的“虚拟电厂”, 运行效果上既可作为“**正电厂**”向系统供电, 也可作为“**负电厂**”消纳系统电力。

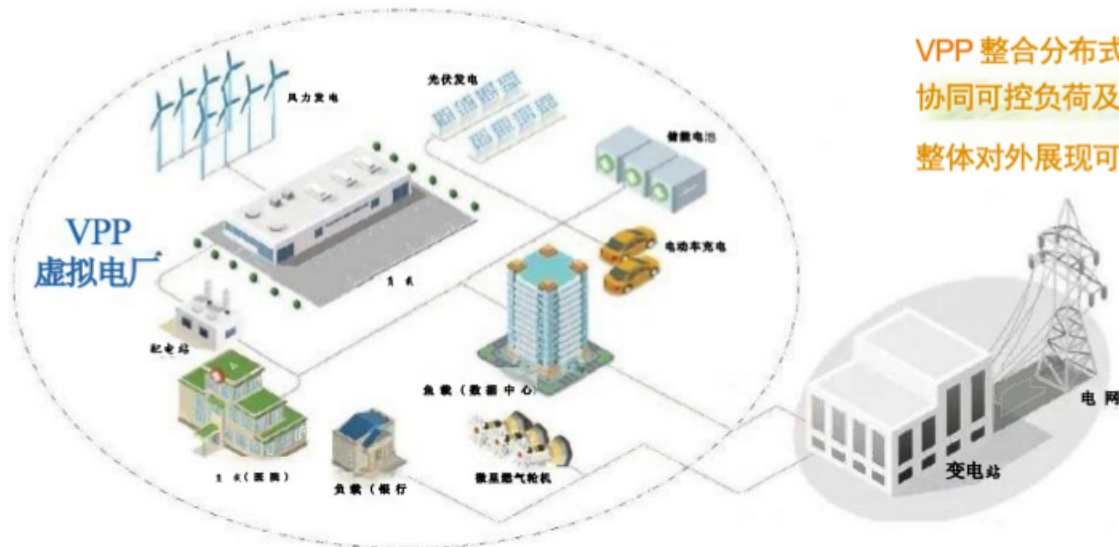
本质上是用户的代理, **代表用户利用负荷功率和用电行为, 参与电力市场交易和电网调度运行**, 支撑电力系统的电能量平衡与稳定运行。

电力部门会对对应参与调度的**虚拟电厂运营商、用户给予奖励补贴**, 用户负荷资源转变为创收源泉。



何为“虚拟电厂”？

VPP 整合随机波动分布式电源和可调负荷等，协同优化后将其作为整体参与电力市场，对外表现为一个**可控柔性电源**



VPP 整合分布式随机电源
协同可控负荷及储能等
整体对外展现可控柔性电源

虚拟电厂模式



虚拟电厂的市场价值

发挥市场引领资源优化配置的激励性作用，实现虚拟电厂各要素的**价值、调节价值、容量价值、绿色价值**



能量价值

随着波动性新能源比例的快速提升，发电和负荷的供需关系更加不平衡，电量在**不同时间段**的价值差异显现。

通过**电能量市场**反映电量的分时价值，以涵盖电力生产的边际成本，这包括长期和现货市场。



调节价值

由于新能源具有高波动性和电力电子化特性，大幅增加了电力系统对**调频、调峰**的需求。

通过**辅助服务市场**来体现其快速调节价值，促进新能源对电网特性的优化，并推动对系统调节裕度的投资。



容量价值

新能源大规模发展导致的波动性及**时空错配性**和支持性备用电源不足的矛盾将愈发突出。

通过**容量市场**体现容量支撑价值，输变电资产的临时替代价值，确保发电容量的充裕性，覆盖备用电力生产的投资成本。



绿色价值

风光新能源对环境友好的特征明显，新能源在调节价值和容量价值上的不足，需要环境价值的变现进行补偿。

通过**碳市场/绿电/绿证**体现零碳价值，以市场机制推动能源电力低碳及绿色化发展。

虚拟电厂建设方案：总体思路

XX 城市级虚拟电厂运营平台

功能模块

物联平台模块

智慧能源模块

虚拟电厂模块

能碳管理模块

技术体系

基于宝能自研系统平台、TOP 级高校算法技术，综合应用物联网、大数据等进行本地化部署

建设内容

区域（XX 经开区）光储充项目投资、零碳园区创建

- 1、宝能负责投资，与当地企业合作，建设光储充等新能源设施；
- 2、利用产业园区、开发区等场景，打造零碳园区示范项目；
- 3、投建项目全部接入VPP平台。

区域企业/工厂园区代理购售电合作

- 1、宝能具备售电资质，为企业代理购电，直接降本；
- 2、通过平台参与现货市场交易，用电企业长期受益；
- 3、绿电、绿证交易。

区域企业/工厂园区可调资源聚合运营

- 1、积极推动当地已开发的光储充项目接入VPP平台，给予补贴/收益分成；
- 2、广泛吸引当地企业电力用户将可调负荷接入VPP平台，参与电网调节获利。

各方效益

对于政府方

- ✓ 市级平台统筹，强化供电稳定性；
- ✓ 能碳监测、调控全覆盖，降碳减排；
- ✓ 助力相关工业产业的新能源化转型；
- ✓ 打造新能源产业发展示范项目；
- ✓ 新增项目投资/税收、注册公司等。

对于企业/资源提供方

- ✓ 闲置空间资源盘活利用；
- ✓ 开发新能源，节省用电成本；
- ✓ 平台助力提升综合能源效率；
- ✓ 借力打通市场化交易通道，额外创收。

对于宝能投资方

- ✓ 新能源业务落地；
- ✓ 接入更多资源，做大管理规模；
- ✓ 交易策略、运营获利；
- ✓ 打造零碳园区标杆，提升企业影响力。

推进思路

政府引导，宝能落实，国资参与，电网支持；资金+技术运营+资源互补，做大做强平台，共享共赢未来

虚拟电厂建设方案：实施步骤

1. 摸清“家底”——资源评估与潜力分析

- 做什么：全面梳理区域内可聚合资源，如分布式光伏、储能、可调节工业负荷、商业楼宇空调、电动汽车充电桩等。
- 关键点：注重分析其**调节特性**（响应速度、时长、成本等）。

2. 明确“目标”——功能定位与效益预期

- 做什么：主要包括**提升新能源消纳率、供电可靠性**；参与电力市场（调峰、调频）盈利；降低用能成本。
- 关键点：目标决定技术方案和商业模式。

3. 选好“装备”——技术方案与平台搭建（已具备）

- 做什么：信息采集与通信系统（部署智能终端等）、**智能管控平台**（核心大脑，宝能已开发完成），利用AI、大数据技术提升智能化。
- 关键点：平台开放化、可扩展、安全性。

4. 设计“钱途”——商业模式与盈利机制

- 做什么：参与**需求响应获补贴**；参与**辅助服务市场获收益**；**电力现货市场套利**；提供能源托管、节能等**增值服务**；与资源方约定**收益分成**。
- 关键点：结合当地电力市场政策和资源特性设计。

5. 办好“证件”——合规准入与市场注册（申报中）

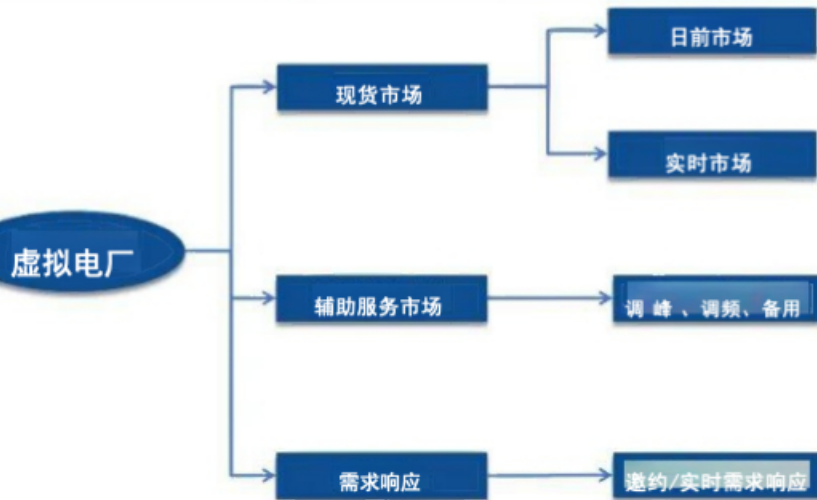
- 做什么：遵守当地并网规定、市场交易规则，完成平台运营商的注册认证。
- 关键点：合规是前提。

6. 招募“伙伴”——利益共享与合同签订

- 做什么：吸引更多拥有可调节资源的企业、楼宇业主、充电运营商等加入；积极助力当地企业**园区打造零碳场景**。
- 关键点：设计公平、有吸引力的合作协议和利益分配机制。

虚拟电厂商业模式

- 光储充项目接入后，可在原有收益基础上**增加收益**；
- 保障业主**原收益不变**，获**取额外收益**。



●收益案例

1、根据现货价格降低用电成本：市场化后，电价将出现较大波动，比如午时超低电价甚至负电价储能充电，部分省市已出现负电价。高电价时储能放电及降低非必要负荷，**节能降费**。

2、提升分布式发电入市后收益：虚拟电厂通过聚合发电、储能及可调负荷资源，内部消化或根据电价打包出售，提升分布式发电收益。

●收益案例

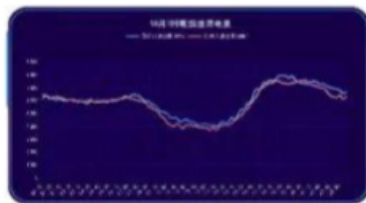
1、参与电网辅助服务：
支撑电网频率及电压稳定，调峰，调频，备用市场等；
2023年全国辅助服务费用超¥400亿。

●收益案例

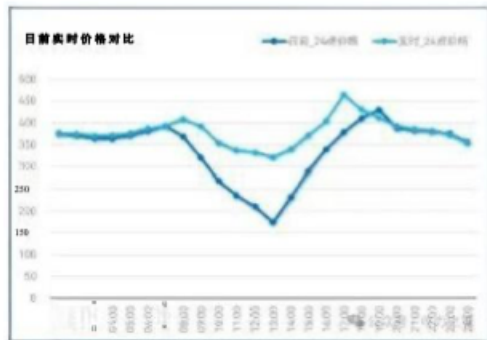
1、负荷调控：会变为市场化调节，愿意少用电有补贴（让给用电收益高的用户），深圳**3.5元/度**；（需求响应市场一削峰填谷）

现货市场现状-7省转正式运行

历经度夏度冬、节假日、重要活动保电等多场景、长周期结算试运行的实战检验，**山西、山东、广东、甘肃、蒙西、湖北、浙江**电力现货市场转入正式运行，已经建立市场化的调度生产组织模式。



10.7交易日报-山西



01:00
02:00

10.7交易日报-山东

单位：容量00、电价(厘/千瓦时)，个

(一) 日前成交电价

	最高电价	最低电价	平均电价	电价环比
发电侧	754.13 (1200)	0 (12:00)	348.63	603%
燃煤	712.55 (1700)	140 (10:00)	345.28	2.14%

(二) 实时成交电价

	最高电价	最低电价	平均电价	电价环比	
发电侧	14475	22009	0 (11:00)	37087	11.03%
燃煤	14475	(22.00)	0 (11:00)	36931	7.20%
燃气		1447.502(-00)	286.25(2:9)	39431	7.24%

10.7交易日报-广东

➤ 现货市场的限价

山东：《关于山东电力现货市场价格上下限规制有关事项的通知(征求意见稿)》，对市场电能量申报设置价格上限和下限，其中上限为每千瓦时1.30元，下限为每千瓦时-0.08元。对市场电能量出清设置价格上限和下限，其中上限为每千瓦时1.5元，下限为每千瓦时-0.1元。

浙江：24年5月份开始的第六次现货结算试运行期间，也出现了负电价(本次风、光新能源电量暂未参与出清和结算)。浙江的地板价比山东还低：-0.2元/kWh。

山西、广东、甘肃：设立零电价，有人说这个“地板价”在一定意义上相当于是负电价。

图38月29日实时现货交易

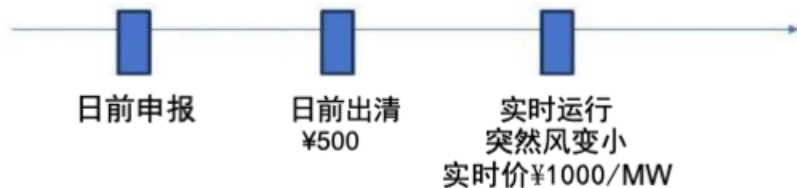
单位：电价(元/兆瓦时)

(一)实时现货发电侧小时现货电价												
时间	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
最高价	519.60	513.16	50690	497.99	502.22	512.264	492.473	368.13	177.72	140.69	146.96	165.67
最低价										-5967	-100.94	70.69
均价	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
最高价	58.82	559.99	390.17	431.48		501.74	574.95	609.14				
最低价	-37.47	14.67	233.303	381.55			601.53	589.40	550.78	54477	548.89	5526
(二)实时省间输电侧小时现货电价												
时间	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
电价	519.985	513.185	506.924	497.97	502.225	512.26	492.533	369.335	178.08	-29.43	12.54	51.78
均价	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
电价	17.43	171.372	299.49	399.58	502.40	575.23	604.04	58940	5893	544.70	548.91	552.58

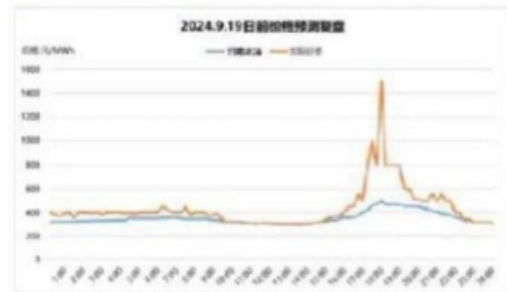


图38月29日实时市电电价

虚拟电厂的商业模式—现货市场



9月19日日前价格预测复组



$$R_{\text{电费}} = Q_{\text{中长期}} \times P_{\text{中长期}} + (Q_{\text{日前}} - Q_{\text{中长期}}) \times P_{\text{日前}} + (Q_{\text{实际}} - Q_{\text{日前}}) \times P_{\text{实时}}$$

- 通过日前申报电量多少套利 (取决预测能力, 如 **实时电价 > 日前出清**, **日前多申报便宜电**)
 套利收益: $(Q_{\text{日前}} - Q_{\text{实际}}) \times (P_{\text{实时}} - P_{\text{日前}}) = \text{多 } 10 \text{ MWh 申报量} \times \text{¥}500 \text{ 实时差价} = \text{¥}5000$
- 实时调节收益 (实时出现高电价) 储能**放电** or 压负荷: $1 \text{ MWh} \times \text{¥}1000$
 (实时出现低电价) 储能**充电** (低成本充电) or 填谷需求 (限制光伏发电)

虚拟电厂的预测能力

> 负荷预测

建模方法：**PatchTST+** 场站负荷分类专家模型

特征因子：温度、湿度、总辐射、历史负荷、日期类型、场站负荷类型等

性能：场站级负荷预测准确率可达**90%**



虚拟电厂的预测能力

光伏发电预测

建模方法:

PatchTST+NCQRNN(非交叉分位数回归神经网络)+
多源气象预测数据源

特征因子: 总辐射、直接辐射、
温度、湿度等

性能: 场站级光伏预测准确率
可达**85%**

采用“多源气象数据源+NCQRNN后处理技术”,有效解决辐射预测不准导致光伏发电预测难的问题



虚拟电厂的预测能力

> 风电发电预测

建模方法：**LSTM-ELM**
神经网络模型

特征因子：风速、风向、
阵风、气温等气象因子+设备运行状态

性能：场站级风力发电预测准确率可达**90%**



虚拟电厂的预测能力

现货市场价格预测

建模方法：**相似日聚类+在线学习**，通过历史价格对比，找到相似日期，根据相似日期价格及竞价空间、气象因子等在线学习模型进行未来价格预测。

性能：日前价格预测准确率可达**80%以上**，**精准预测价格变动方向**



虚拟电厂的商业模式一分成机制

- 需求响应服务：《电力负荷聚合代理协议》及附件《电力用户需求响应能力表》、《参与电力需求响应分成协议》

需求响应能力表	约定响应 (kW)		实时响应 (kW)
	提前1天	提前4小时	
响应时段	提前1天	提前4小时	不通知
凌晨 (0:00-8:00)			
早峰 (9:30-11:30)			
腰峰 (12:00-16:00)			
晚峰 (20:30-22:30)			

- ① 甲方（园区企业）委托乙方（宝能）根据电力市场要求开展需求响应的资源申报、执行和结算等业务。
- ② 收益分配：在参与电力需求响应中得到的收益，甲方与乙方暂按70%:30%分配。

- 辅助服务：《电力用户聚合参与可调负荷辅助服务市场入市承诺书》

	用电地址	户号	用电类别	用电电压等级	售电公司-补偿费用分成比例	一类/二类用户补偿费用分成比例	售电公司-考核费用分摊比例	一类/二类用户考核费用分摊比例
1								

- ① 甲方（园区企业）同意通过代理单位（宝能）以电网企业登记的上表所列用电户号为计量结算单位参与需求侧响应和可调负荷辅助服务市场交易。
- ② 收益分配：甲方与乙方按70%:30%分配。
- ③ 签约期限：双方协商，按3-5年。

01

零碳园区
发展背景

0

虚拟电厂
商业模式
与实践

0②

宝能智慧能
源 简介

宝能虚拟电厂解决方案：“工厂变电厂”，打造零碳场景



愿景目标：依托**虚拟电厂**平台运营，支撑企业建设**零碳园区**！

宝能虚拟电厂解决方案：光储充设施投建

光伏/风电

工商业分布式光伏/风电，产生绿色清洁能源，**利用闲置**

屋顶资源增加收益



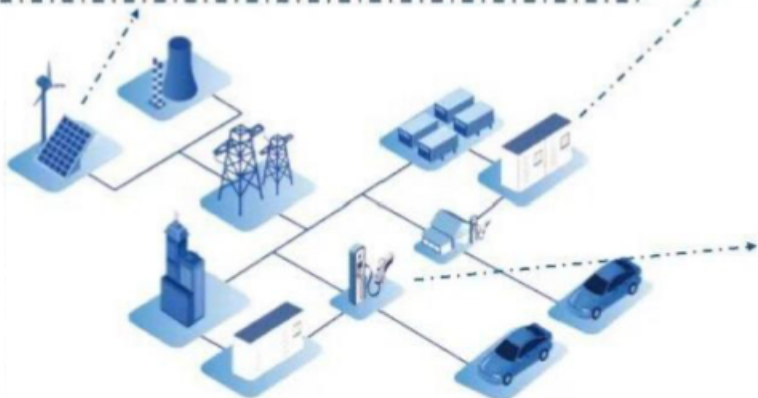
工商业储能

满足灵活的部署及配置需求，帮助企业**峰谷套利、削峰填谷、动态扩容、绿电存储**



充电场站

超充/快充桩，全方位满足电车用户在多种场景下的充电需求。



宝能虚拟电厂解决方案：代理购售电

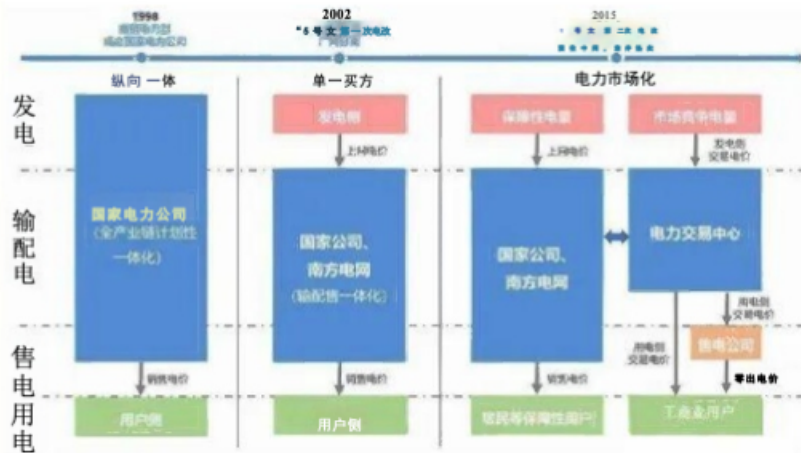


售电服务

国家发改委已有明文规定，**工商业用户将全部进入电力市场**，按照市场价格购电；

宝能售电公司具有专业的政策把控、市场预测、议价能力，可帮助园区企业降低用电成本，对冲电网的考核偏差、降低罚款风险；

根据企业客户情况，**定制商务价格方案**。



绿电交易

企业通过绿电交易获得**可再生能源消费凭证**。

对于因政策变化导致的光伏弃电，可通过绿电交易实现**外部消纳**，避免资源浪费，释放绿色资产价值。我们依托专业的市场交易与预测能力，帮助客户灵活参与中长期与现货市场，保障绿色用能比例，降低电价波动与考核风险，实现“降本、减碳、增值”三重收益。



宝能虚拟电厂解决方案：运营管理平台

(1) 科技运维管理

平台的运维系统模块**实时监测**电站运行，通过“设备扫码巡检+发电量监测+遥信告警”，实现精准定位设备故障，复核消缺。

建立电站数据分析系统，通过发电量分析、逆变器/汇流箱数据分析、系统效率分析，实现**多项目综合运维管理**，大大降低运维管理成本，提升收益、降低风险。



(2) 综合能源管理

平台可接入园区企业负荷设备，围绕用“电、水、气、热”等**综合能源**进行全周期的运行监测、数据采集、状态分析、问题告警、实时调度等，替代纯人工，帮助园区最大程度地降低能耗，并提供**设备更新改造服务方案**。

(3) 智慧能碳管理

平台规划的能碳管理模块，集能源管理、碳排放监测、数据分析等功能于一体，对企业、园区等各个层面的能源使用和**碳排放实时监控**和科学管理，以实现节能减排、绿色发展的目标。



(4) 电网调度及电力交易管理

平台可聚合接入园区的分布式项目、可调负荷资源，共同参与电网的**需求响应**、**辅助服务**业务，并获取奖励补贴，双方**按比例分成**（园区占 $\geq 60\%$ ），为园区开辟**专属新增收益通道**；

结合售电签约，参与电力**现货市场**实时交易，为园区**低价购电**。





谢谢