

能碳产业参考

客户认知与产品发展赋能群

第三期

2023 年 5 月

目 录

一、新一轮输配电价改革全面完成.....	3
二、《工业领域碳达峰碳中和标准体系建设指南（2023 版）》征求意见 ...	6
三、《电力需求侧管理办法（征求意见稿）》与《电力负荷管理办法（征求意见稿）》发布.....	8
四、虚拟电厂相关近况.....	11

一、新一轮输配电价改革全面完成

5月15日，国家发展改革委印发《关于第三监管周期省级电网输配电价及有关事项的通知》（发改价格〔2023〕526号），公布了第三监管周期（2023年6月1日起执行）输配电价水平和结构，**代表着新一轮的输配电价改革工作全面完成**。本轮改革在扎实成本监审的基础上，科学确定定价参数，进一步完善了定价机制，实现了“厘清结构、服务市场”重大突破，为加快构建新型电力系统、服务市场主体公平竞争创造了更好条件。

本轮省级电网输配电价有升有降。其中，**华东、西北区域的电量电价下降，华北、华中、东北区域电网的电量电价上调**。

1、理顺用户分类，推动“同网同价”

《通知》明确“逐步归并为居民生活、农业生产及工商业用电（除执行居民生活和农业生产用电价格以外的用电）三类”，将先前大工业用电和一般工商业用电尽可能地实现定价合并，统称为“工商业用电”，避免同电压等级间因用户种类不同而出现的同级价差，真正实现工商业用户在电力市场和电网角度的平等地位。

第二周期用户类别	居民生活	农业生产	大工业	一般工商业
第三周期用户类别	居民生活	农业生产	工商业	

同时，《通知》再次厘清工商业用户的**单一制和两部制电价区别**：

用电容量在100千伏安及以下的，执行单一制电价；

100千伏安至315千伏安之间的，可选择执行单一制或两部制电价；

315千伏安及以上的，执行两部制电价，现执行单一制电价的用户可选择执行单一制电价或两部制电价。

工商业整体依照用电容量划分单一制与两部制计价标准，真正实现“同网同价”。

2、容需量电费分电压等级核定，容需量电费价差拉大引导用户合理报装

《通知》改变先前输配电价容需量电费“全网同价”的情况，**将容需量电费按照电压等级划分**，实现“一压一价”。分电压等级的容需量电价与电量电价保持一致，依电压等级的升高逐步降低。按照电压等级划分的容需量电费实质上是对输电网与配电网做更为详细的成本向划分。

按照电压等级划分的容需量电费实质上是对输电网与配电网做更为详细的成本向划分。先前监管周期中，地方增量配网、微电网和售电公司等新兴配网侧主体的容需量电费，按与输电网同样的固定容需量电费单价乘以网内全部报装容量来定价。因此，其网内用户端的容需量电费需全部转手交给大电网，盈利空间仅为电量电价价差。而本次《通知》根据不同电压等级成本、电量等情况，分电压等级分别核定容量和需量电价，将给予**增量配网等新兴配网侧主体电压间价差和容需量间价差的盈利空间**，增量配网、微电网和售电公司等配网侧主体的利润空间有望增厚。

同时，本次《通知》明确**需量电价统一按容量电价的 1.6 倍确定**，相较于先前输配电价容需量电价价差有所扩大，是对 2018 年发改委《关于降低一般工商业电价有关事项的通知》（发改价格〔2018〕500 号）中取消“实际最大需量不低于报装容量的 40%”的补充。此外，《通知》为负荷率较高的用户实施打折优惠，规定“选择执行需量电价计费方式的两部制用户，每月每千伏安用电量达到 260 千瓦时及以上的，当月需量电价按本通知核定标准 90% 执行”。这两点均意在以价格手段引导用户按需选择容量费用模式或需量费用模式，提高电网设备利用率和电网整体的经济性。

分电压等级核定容（需）量电价，有利于进一步理顺输配电价结构，破解增量配电网、局域网、微电网等“小网”发展难题，引导用户合理报装容量、提高用电负荷率、提升电网整体效率。长期来看，这一做法有利于促进电网形态逐步转向“大小网”兼容互补发展、支持分布式新能源更好消纳、也有利于构建科学的输配电价体系，形成更加有效的电价信号，引导电力资源优化配置。（附北京、天津输配电价表如下）

北京电网输配电价表

用电分类		电量电价（元/千瓦时）				容（需）量电价					
						需量电价（元/千瓦·月）			容量电价（元/千伏安·月）		
		不满 1 千伏	1~10（20）千伏	35~110 千伏	220 千伏及以上	1~10（20）千伏	35~110 千伏	220 千伏及以上	1~10（20）千伏	35~110 千伏	220 千伏及以上
工商业用电	单一制	0.4100	0.3900	0.3200	0.2750						
	两部制		0.2065	0.1660	0.1510	51	48	45	32	30	28

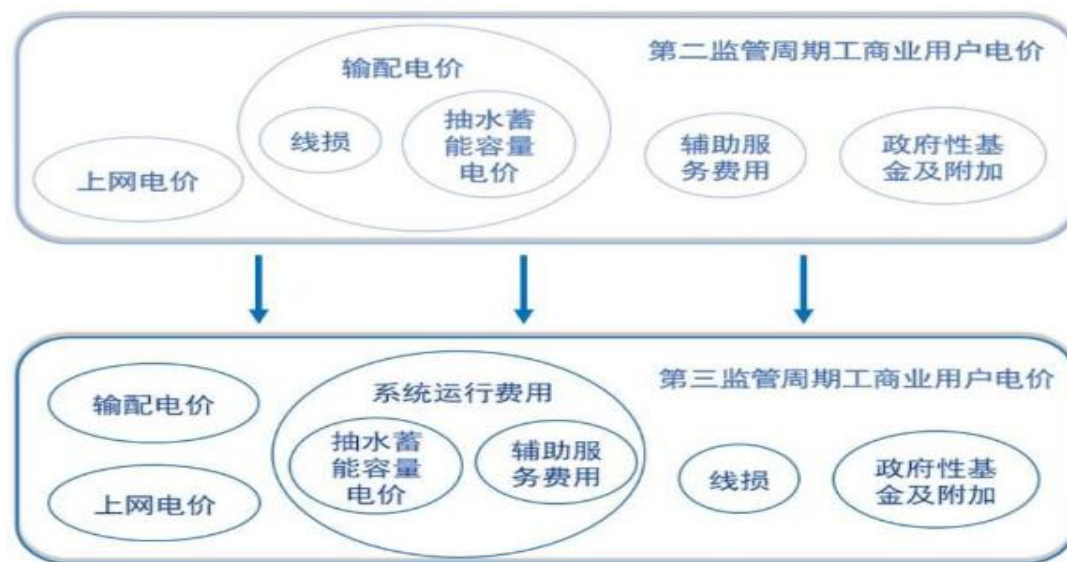
天津电网输配电价表

用电分类	电量电价（元/千瓦时）					容（需）量电价							
						需量电价（元/千瓦·月）				容量电价（元/千伏安·月）			
	不满1千伏	1~10（20）千伏	35千伏	110千伏	220千伏及以上	10千伏及以下	35千伏	110千伏	220千伏及以上	10千伏及以下	35千伏	110千伏	220千伏及以上
一般工商业用电（单一制）	0.2839	0.2510	0.1866	0.1536	0.1316								
大工业用电（两部制）	0.2158	0.1687	0.1456	0.1316	0.1102	41.6	38.4	38.4	35.2	26.0	24.0	24.0	22.0

3、各项开支分别单列，首次明确系统运行费用组成

本次《通知》首次明确“工商业用户用电价格由上网电价、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加组成”，将上网环节线损费用以及系统运行费用等传统的广义输配电价项目明确单列，实现输配电价的完全独立和有效隔离，为下一步开展准许收入清算做充分准备。

同时，《通知》首次明确“系统运行费用包括辅助服务费用、抽水蓄能容量电费”，单独列明系统运行费用组成，除了与电网应收输配电价作区分之外，也为适应新能源占比逐渐提升的新型电力系统可能面临的系统性成本快速抬升提前做出准备。（如下图所示）



二、《工业领域碳达峰碳中和标准体系建设指南（2023版）》征求意见

2023年5月22日，工业和信息化部科技司公开征求对《工业领域碳达峰碳中和标准体系建设指南（2023版）》（征求意见稿）的意见，提出工业领域碳达峰碳中和标准体系框架，规划了相关标准的研制方向，注重与现有工业节能与综合利用标准体系、绿色制造标准体系的有效衔接。希望通过加快相关标准制定、持续完善标准体系，推进工业领域向低碳、零碳发展模式转变。

《指南》提出到2025年，工业领域碳达峰碳中和标准体系基本建立。针对低碳技术发展现状、未来发展趋势以及工业领域行业发展需求，制定200项以上碳达峰急需标准。重点制定基础通用、核算与核查、低碳技术与装备等领域标准，为工业领域开展碳评估、降低碳排放等提供技术支撑。加快研制碳排放管理与评价类标准，推动工业领域深度减碳，引导相关产业低碳高质量发展。

1、基础通用标准

（1）术语定义标准。主要规范工业领域温室气体活动的相关概念，为其它各部分标准的制定提供支撑，包括温室气体有关基本概念、技术、方法、管理和服务等相关的术语和定义标准。

（2）数据质量标准。主要规范温室气体数据源、数据库、活动数据及排放因子等，为温室气体核算与核查、监测、评价和管理等相关的数据统计分析提供支撑，包括数据统计方法、数据质量管理、数据质量评价等标准。

（3）标识标志标准。主要规范温室气体排放量或减排量相关的标识标志、产品碳标签，以及低碳评价相关的标识标志等。

（4）报告声明与信息披露标准。主要规范温室气体排放核算、低碳评价等相关的报告声明与信息披露的要求和程序等，包括碳披露导则、环境声明指南、碳排放量及减排量报告声明（信息披露）要求与指南等标准。

2、核算与核查标准

核算与核查标准包括组织温室气体排放量核算与核查、项目温室气体减排量核算与核查、产品碳足迹核算与核查、核查机构/人员资质能力要求等相关标准。其中，核算标准是摸清工业领域各行业温室气体排放底数的重要基础，也是评估

温室气体减排量和评价行业、企业、产品碳排放水平高低的依据。核查标准是为确保核算数据的准确性及真实性，对碳排放核算报告做出统一规范的数据核查。

3、技术与装备标准

低碳设计标准主要指在设计阶段从全生命周期角度对工业产品及其生产过程进行低碳设计，包括产品、工艺、装备、企业、园区等层面的低碳设计标准。重点围绕碳属性突出的产品和工艺制定低碳设计标准。

节能提效降碳标准主要是指通过能源的高效利用或降低能源消耗，以减少二氧化碳排放为特征的技术与装备标准。重点制定能量系统优化、能源梯级利用、储能及余能回收利用、多效精馏系统提升、全/富氧燃烧、用能设备系统能效提升等相关技术与装备标准。

数字化绿色化协同标准主要是指 5G、工业互联网、大数据等新一代信息技术在工业绿色化生产中的应用标准，包括智慧能源管控、数字化碳排放管理平台、“工业互联网+能效管理”、智能分析检测等。

4、监测标准

(1) 监测技术标准。主要规范不同层面温室气体的监测方案、布点采样、监测项目与分析方法、量值传递、质量控制、数据处理等内容，包括固定源温室气体监测技术、无组织温室气体监测技术等标准。

(2) 监测分析方法标准。主要规范各温室气体监测分析方法所涉及的试剂材料、仪器与设备要求、分析测试条件、测定操作步骤、结果表示等内容，包括原/燃料碳含量测定、温室气体采样/检测、温室气体在线监测等方法标准。

(3) 监测设备及系统标准。主要规范温室气体测定范围、性能要求、检验及操作方法、校验设备及系统等内容，包括碳含量测定设备、温室气体采样/检测设备、温室气体在线监测设备及系统等标准。

5、管理与评价标准

管理与评价主要指为实现减碳目标而进行的一系列管理活动与评价。管理与评价标准包括低碳评价、碳排放管理、碳资产管理等 3 类。

(1) 低碳评价标准。低碳评价主要是依据特定的评价指标体系和评价方法，对工业产品、企业、园区以及供应链的温室气体排放水平进行的综合评价。

(2) 碳排放管理标准、主要指与碳排放活动相关的管理标准，包括碳排放

管理体系、碳排放限额等标准。

(3) 碳资产管理标准。主要用于指导企业对配额排放权、减排信用额、国家核证自愿减排量及相关活动的管理，包括碳资产管理体系、碳资产管理平台等标准。

三、《电力需求侧管理办法（征求意见稿）》与《电力负荷管理办法（征求意见稿）》发布

5月19日，国家发改委发布关于向社会公开征求《电力需求侧管理办法（征求意见稿）》《电力负荷管理办法（征求意见稿）》意见的公告。

1、《电力需求侧管理办法》政策亮点

我国现行《电力需求侧管理办法》（修订版）自2017年9月20日起实施。为更好适应我国经济社会和能源发展所面临的新形势、新任务，去年以来，国家发展改革委会同有关方面，修订起草了《电力需求侧管理办法（征求意见稿）》。修订主要包括4个方面：一是结合新形势与新任务，基于电力市场建设进展与地方实践，新增了需求响应的工作内容。二是结合有序用电工作开展的实践，修订完善有序用电工作实施的原则。三是进一步扩展和完善了节约用电、绿色用电的内容，增加了电能替代内容，有效支撑相关工作开展。四是结合“云大物移智”等新一代信息技术的快速发展，进一步推进电力消费智能化，实现电力利用效率的提升与电力利用方式的变革。

（1）亮点1：重点强调需求侧“响应”，以价格信号驱动用户削峰填谷

与2017版相比，新版《电力需求侧管理办法》重点增加“需求响应”的内容。基于目前电力市场改革进展，以负荷侧调节应对短时电力供需紧张和可再生能源消纳困难的情况，并强调按照“市场化、常态化、聚合化、可靠化”的方向推进需求侧响应工作。

● **从参与主体角度看**，需求侧响应可容纳的负荷品类较多，所有经营性电力用户均可参与，同时也包括**新型储能、电动汽车、分布式电源、空调负荷等新型主体**。

● **从响应能力看**，根据国家发改委预测，到2025年，全国需求侧响应将有望达到最大用电负荷的3%~5%，其中年度最大用电负荷峰谷差源体系规划的口径，新版《电力需求侧管理办法》细化了对部分峰谷差率较大省份的更高要求，

反映出部分地区电力供需矛盾的突出程度。

● 从价格机制来看，新版《电力需求侧管理办法》要求“全面推进需求侧资源参与电力市场常态化运行”，以价格手段鼓励需求侧资源提供服务的机制得以有效保障。新版《电力需求侧管理办法》将补偿手段细化至“与需求响应主体签署中长期合约”和“支持符合要求的需求相应主体参与容量市场交易或纳入容量补偿范围”。

亮点 2：强化有序用电控制数量和范围，以应对日益加剧的电力供需矛盾

与 2017 版相比，新版《电力需求侧管理办法》扩充了“有序用电”章节，从负荷控制数量和负荷控制范围两个维度强化有序用电负荷管理。相比于 2017 版“负荷控制能力达到经营区域内最大用电负荷的 10%以上，100 千伏安及以上用户全部纳入负荷管理范围”，新版《电力需求侧管理办法》将负荷控制数量扩大至本地区最大用电负荷的 20%以上，将控制用户范围扩大至 10 千伏（6 千伏）及以上的高压用户。我们认为，强化有序用电的控制数量及范围，说明在顶峰装机裕度不足，新增装机推进进展缓慢的情况下，控制调节负荷侧已经成为维持电网安全稳定的另一项重要手段。

亮点 3：强化绿电消费要求，绿证交易有望进入活跃期

2017 版《电力需求侧管理办法》主要强调以引导负荷侧用户为主，使用户用电习惯与绿色电力相匹配，辅以电网“源网荷”友好互动系统和需求侧响应增加绿电消纳。而新版《电力需求侧管理办法》鲜明提出“推动外向型企业较多、经济承受能力较强的地区逐步提升绿电消费比例。加强高耗能、高排放企业使用绿电的刚性约束，各地可根据实际情况制定高耗能、高排放企业电力消费中绿电最低占比”，即要求部分经济发达，出口较多的地区提升绿电消费占比，强化高耗能高排放企业的绿电消费要求，逐步分地区落实高耗能高排放企业绿电强制消费比例。因此我们认为，分地区分企业种类的绿电强制消费政策或将逐步出台，绿证交易有望因政策刺激需求而进入活跃期，而终端电价也将因绿色属性的附加价值提升而呈现温和上涨趋势。

2、《电力负荷管理办法》政策亮点

《电力负荷管理办法（征求意见稿）》是国家发展改革委会同有关方面在 2011 年发布的《有序用电管理办法》基础上修订而成。其修订原则一是结合能

源电力安全保供新要求。明确负荷管理内涵，充分发挥负荷管理在保障电网安全稳定运行、维护供用电秩序平稳等方面的重要作用。二是适应新型电力系统建设新要求。激发需求侧资源灵活性，引导用户自主优化调节电力负荷，提高可再生能源消纳利用水平。三是强化电力负荷管理科学性和规范性。《电力负荷管理办法（征求意见稿）》新增了需求响应章节、细化了有序用电要求并新增发系统支撑章节。

亮点 1：新增强调需求侧响应，调动需求侧资源。

两项文件提出，到 2025 年，各省需求响应能力达到最大用电负荷的 3%-5%，其中年度最大用电负荷峰谷差率超过 40%的省份达到 5%或以上。到 2030 年，形成规模化的实时需求响应能力，结合辅助服务市场、电能量市场交易可实现电网区域内可调节资源共享互济。据统计，截至 2022 年，全国已有超 20 个省市出台了需求响应实施细则，国网经营区培育需求响应资源库超 4700 万千瓦，南网经营区需求响应能力超 1100 万千瓦。通过需求侧响应不断深化，引导用户优化用电方式，调节电力负荷，促进解决新能源消纳问题，利好泛储能、微电网、虚拟电厂等相关板块。

亮点 2：鼓励发展综合能源服务产业促进节电低碳。

文件提出，鼓励开展合同能源管理、综合节能、电力交易、绿证交易以及碳交易等能源服务，直接利好综合能源服务商、负荷聚合商等新兴市场主体发展。

亮点 3：鼓励绿电消费，促进绿电消纳。

文件鼓励行业龙头、大型国有企业、跨国公司等用户提高绿电消费，各地可根据实际情况制定高耗能、高排放企业电力消费中绿电最低占比，同时，支持产业园区等进行绿色低碳微电网和源网荷储一体化建设。鼓励绿电消费，有利于引导绿电消纳，同时有利于相关绿电运营商增厚盈利空间。

亮点 4：细化有序用电，强调电力保供。

近年来由于电力需求刚性增长，新能源比例提升，电力系统顶峰容量支持力度不足，在迎峰度夏等用电高峰高负荷时期易出现电力供需紧张和负荷缺口，有序用电也为应对电力供应不足的手段之一。文件明确了有序用电的原则，同时指出包括高耗能企业在内的五类企业。电力保供依然是重要主题，为提高电力系统的稳定性与安全性，火电作为“压舱石”和灵活性资源依然具备广阔发展空间。

3、政策影响分析

1) 电力系统缺电与弃电快速，需求侧管理主体有望受益。

新版“两个《办法》”修订出台是建立近期缺电事件频发与消纳压力并存，电力市场化改革持续推进背景下的。当前，电力尖峰负荷持续高增长、顶峰容量裕度逐步耗尽、发电企业新增机组建设意愿不足，同时随着高比例新能源的快速渗透，山东“负电价”事件影响广泛，新能源消纳困境逐渐开始引发关注，当前的电力系统实际进入了发侧与用侧快速随机波动、缺电与弃电快速切换的状态。

电力市场化改革作为发掘电力系统内电力时空价值的“标尺”，有望给予维持电力系统安全稳定的电力辅助服务以合理的收益。因此，在电力系统内先前未获关注的配网端需求侧主体，将会因其的调节能力在电力市场中获得关注、并有望获得合理的盈利空间。

在电力系统发用两侧波动更为剧烈的情况下，包括独立储能、虚拟电厂、负荷聚合商、综合能源服务商、电动汽车等主体有望在政策推进落实中，从电能量市场、辅助服务市场和容量补偿机制中获得更高收益。

2) 绿色用电部分新增“绿电消费比例”要求，有望促进绿电和绿证市场的交易活跃度。

根据新版《电力需求侧管理办法》，绿电强制消费政策或将在沿海经济发达省份率先出台，高耗能企业或将成为首批绿电强制消费试点。分地区的绿电和绿证交易有望因政策刺激需求而进入活跃期。

四、虚拟电厂相关近况

1、华北电力大学与山西省能源局联合举办虚拟电厂发展论坛

4月27日，由华北电力大学、山西省能源局联合主办的“新型能源体系下的虚拟电厂发展论坛”在山西太原举办。

近两年，虚拟电厂颇受能源行业热捧，多个省份、企业加速布局相关项目。其中，上海虚拟电厂参与的负荷类型最多；山东虚拟电厂既可参与辅助服务，也可参与日前现货交易；广东开启需求响应市场化交易；山西率先出台虚拟电厂建设和运营管理实施方案，并围绕现货市场修订细化虚拟电厂市场化运营规则，为虚拟电厂实现商业运行探索盈利模式。目前，山西正推动两批合计10个虚拟电厂试点项目，累计可调节容量达400兆瓦。

山西情况：“山西已初步建成中长期‘电力交易+电力现货+辅助服务+零售市场’协同较完整的电力市场体系，也率先在全国实现电力现货市场的不间断运行。”山西省能源局副局长侯秉让在论坛期间表示。

深圳情况：另外，为解决虚拟电厂运行机制的“灵魂”问题，**深圳市成立虚拟电厂管理中心**，负责虚拟电厂管理平台的建设和日常运行维护，并建立虚拟电厂日常运行的管理制度，组织开展虚拟电厂用户注册、资源接入、调试管理、调度运行、响应监测和效果评估等工作。同时，深圳市发改委还明确，加快推动分布式光伏、用户侧储能、V2G 等分布式能源接入虚拟电厂集中管理等工作。

冀北虚拟电厂：“当前虚拟电厂建设如火如荼，反映出新型电力系统建设的迫切需求。”华北电力大学国家能源发展战略研究执行院长王鹏指出，“以冀北虚拟电厂为例，其在国内率先探索虚拟电厂参与调峰辅助服务，实际调峰电力在 00:30-04:30 持续保持在 18 兆瓦左右，调峰效果显著。冀北电力累计聚合张家口、秦皇岛、承德、廊坊、唐山等 5 市和北京市蓄热式电采暖、智慧楼宇、可调节工商业等 11 类可调节资源，最大调节能力 20.4 万千瓦。”

2、关于虚拟电厂的各方观点

虚拟电厂为新型电力系统提供稀缺的平衡服务，而非简单的电能量，其本质是一种高级的市场化管理模式，可通过价格进行电力供需风险管理。

中电联原专职副理事长、华北电力大学新型能源系统与碳中和研究院院长王志轩。虚拟电厂可理解为一种高级需求响应，虚拟公共设施是独立且以市场为驱动的实体之间的一种灵活合作，这些实体不必拥有相应资产而能为消费者提供所需的高效电能服务。“虚拟电厂可聚合分布式能源对公网稳定输电，并提供快速响应的辅助服务。”“通过金融手段和电力现货配合，做好电力经济的保供减碳和风险管理。”在王志轩看来，传统或典型意义上的电力需求侧管理将随着电力供需矛盾转化、能源电力清洁低碳转型发展、电力技术进步等逐步淡化，继而将被需求响应取代。“虚拟电厂具有专业性、规模性、经济性等特点，在当前和未来一段时间将快速发展，并形成对电力系统发挥重要支撑的电力新业态。随着碳中和临近，可再生能源成为电力电量主体，虚拟电厂与实体电厂、电力系统与能源系统整体成为以智能电力系统为核的能源智能互联网。”

中国能源研究会电力市场和碳市场分会专家委员、南方区域电力市场专委

会委员朱治中表示，电力现货市场是虚拟电厂的前提，虚拟电厂是现货市场的延伸。目前，电力中长期交易是核心，日前和日内的现货交易只能赚两三厘钱，并非交易核心，电力交易的本质是凭借中长期交易规避风险，通过现货交易发现价格，再通过价格发现电力风险，预知电力市场供需，预判电力交易价格。“**虚拟电厂需做到三个层面**，第一层是要预判全年价格规律，再根据价格提前安排生产计划；第二层是根据生产计划组织电力交易，锁定电力价格；第三层是锁定电力交易价格之后，再思考套利。”朱治中坦言。“**虚拟电厂类似炒股**，需要有工具支撑高频交易。没有连续的电力现货交易，虚拟电厂做不起来。但与炒股逻辑又不同，不少从事虚拟电厂交易的人基于炒股思维，即从数据出发分析电力交易价格涨跌走势，赚取差价。

但其实，虚拟电厂的目标是单纯通过业务交易难盈利。负荷类虚拟电厂暂不参与其他市场调节类费用的回收、分摊，不参与独立储能和用户可控负荷电力调峰交易费用的分摊。目前，国内虚拟电厂主要通过参与电力需求响应和辅助服务获取收益，但当前每年开展的政策补贴型需求响应频次和补贴金额有限，虚拟电厂运营难以单纯通过业务盈利。

山西省能源局电力处相关负责人表示，连续运转的电力现货市场是虚拟电厂的重要参与渠道，未来有望探索发展出一套可持续的商业模式。目前山西在建的虚拟电厂主要是负荷类，即将优质负荷聚合形成虚拟电厂，通过打通多市场耦合交易渠道，实现整体利益最大化。“下一步，我们将逐步研究完善虚拟电厂的市场定位，按照‘谁提供、谁获利，谁受益、谁承担’原则，推动虚拟电厂作为一类市场主体长期参与电力现货市场和辅助服务，为实时电力平衡贡献负荷侧力量。”该负责人表示。

3、东睦集团虚拟电厂投运

东睦集团企业级虚拟电厂项目自 2022 年 12 月正式启动工程建设，历时 4 个月时间。先后完成光伏电站、储能电站和清洁能源一体化服务管理平台的建设工作，项目在东睦已建 3.3MW 光伏电站的基础上，新增建设 0.54MW 光伏电站。同时，为进一步提高企业能源自主可控能力，降低企业用能成本，同步配置 1.3MW/2.6MWh 储能电站，以及 3 台有序交流充电桩，1 台 V2G 充电桩。光伏电站于 3 月 18 日完成并网，储能电站 4 月 1 日启动试运行，目前所有硬件系统

均运转正常。

本项目结合东睦集团对自身能源结构、用能特性和碳税等方面的实际需求，规划以清洁能源管控平台为核心中枢，打造覆盖集团总部、分子公司的两级清洁能源管理体系。面向集团构建以清洁绿色供能、智慧集约管理、低碳高效用能的三大服务体系。同时，基于东睦集团整体能源规划，在集团内部各子公司间进行能源信息汇总，有效保证企业能源供给、使用；通过全方位、全要素能源与碳排在线采集与智能管理，支撑企业绿色低碳发展，强化企业国际市场竞争力。

随着新型电力系统的快速发展，风、光等新能源占比的快速提升，“虚拟电厂”在提高新能源消纳水平、多时空尺度电力电量平衡等方面发挥重要作用。在利好政策加持下，虚拟电厂的技术、商业模式正在取得突破，全国多地纷纷布局虚拟电厂示范项目，虚拟电厂建设迈入快速发展期。在东睦新材料集团股份有限公司（简称东睦集团）运营中心大厅内，大屏幕上 24 小时不间断地监控着企业内光伏发电、储能充放电、生产用电和环保降碳等数据。大屏显示，5 月 10 日当日光伏发电量 2717kWh，降碳量 1.61tCO₂e，系统效率 83%；储能充电量 5621.62kWh，放电量 4810kWh，系统效率达到 85.5%。依据当日企业实际用电负荷特性，充分结合光伏电站发电出力情况，通过清洁能源一体化服务管理平台“自律协同模型”，高密度计算储能的最佳充放电策略，累计实现 2841 次充放电功率调整指令的精准下达。这是晟曼电力科技有限公司（简称晟曼科技）依托自身在智慧能源领域多年来积累与沉淀，聚焦东睦集团能源结构转型方面的核心需求，依托集团化工业制造业典型应用场景，打造的“绿色供能、低碳用能”的企业级虚拟电厂标杆示范工程。

在国家大力开展绿色降碳、节能降耗的大背景下，东睦集团作为国内粉末冶金制造领域的头部企业，也在积极开展自身清洁能源低碳转型的布局与落地。结合东睦集团的总体需求，充分融合东睦集团的实际用电特性和典型应用场景，晟曼科技支撑东睦集团率先在集团总部完成基于光、储、充、用一体的“绿色供能、低碳用能”企业级虚拟电厂标杆示范工程。