

虚拟电厂多维价值激励模型剖析：统一顶层设计与地方需求

国际案例视角

高驰, Fredrich Kahrl

引言¹

虚拟电厂是能源领域的“滴滴平台”，是匹配供需的关键载体。面临能源转型的诸多挑战，虚拟电厂可以用较低成本解决电力短时缺口，减少二氧化碳排放，改善当地空气质量，提高电力系统的可靠性及韧性，并减少对新建煤电的需求。从宏观角度观察，虚拟电厂可以提供一系列包括输电和配电等多层面、多维度的系统服务。

自2020年起，虚拟电厂受到了上到中央政府机构、省级政府，下到市级、区级政府的广泛关注。国家发展和改革委员会在2021年颁布的《电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见》（发改能源规[2021] 280号）中强调了要“充分发挥负荷侧的调节能力……通过虚拟电厂等一体化聚合模式……为系统提供调节支撑能力”²。中共中央和国务院颁布的《关于加快经济社会发展全面绿色转型的意见》进一步强调虚拟电厂的战略价值，将发展智能微电网和虚拟电厂列为提升需求侧灵活性的重要路径³。2024年11月，国家能源局出台的《关于支持电力领域新型经营主体创新发展的指导意见》（国能发法改〔2024〕93号），从市场机制层面明确支持虚拟电厂平等参与电力交易，要求优化调度运行规则以适配新业态发展需求⁴。

¹ 作者在此感谢周锋、江海燕博士、周晓航博士、Max Dupuy, 段婧琳，以及Shawn Enterline对本文提出的意见，何枭和Steena Williams对本文校对所做出的支持，以及David Moskovitz对本文的启发。

² 国家发展改革委, 国家能源局. (2021). 关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见. https://www.ndrc.gov.cn/xxqk/zcfb/ghxwj/202103/t20210305_1269046.html

³ 中共中央, 国务院. (2024). 关于加快经济社会发展全面绿色转型的意见. https://www.gov.cn/zhengce/202408/content_6967663.htm

⁴ 国家能源局. (2024). 关于支持电力领域新型经营主体创新发展的指导意见. https://zfxxgk.nea.gov.cn/2024-11/28/c_1212408354.htm

然而，尽管中央政策普遍呼吁更大力度地支持虚拟电厂，且一些试点项目也取得了实质性进展，但虚拟电厂仍然缺乏可持续的商业模式。截至目前为止，政策的主要方向是从自上而下的角度激励虚拟电厂，以区域或省作为基本单位，以中心化的方式规划、投资、调度、并补偿虚拟电厂。例如，西北区域的市场规则允许虚拟电厂参与其区域辅助服务市场提供调峰服务⁵。此外，在广东、山西和山东省的电力现货市场中，虚拟电厂被允许作为平等的市场主体参与交易⁶。这些市场从中心化、大电网主导的角度上为评估和补偿虚拟电厂提供了渠道。

虚拟电厂作为电力系统的“智能管家”迅速崛起，离不开星罗棋布的分布式资源与电网灵活调度需求的紧密契合。然而，尽管理论上虚拟电厂能够聚集这些分布式资源，但受多重掣肘牵制，难以形成合力，仍有很大一部分基于地方需求的电网服务尚未获得充分重视，这类服务可以成为其重要增收来源。这些地方电网服务的特点是由地市级调度解决地市内部分台区、线路的潮流阻塞、电压跌落等问题，或是对各种电力市场中精确的位置信号作出响应。

为虚拟电厂建立可持续的商业模式的关键在于进一步完善虚拟电厂的多维价值激励机制，为虚拟电厂提供的服务进行相应的回报。目前，关于虚拟电厂的主要讨论仍聚焦于自上而下的顶层设计上，因此本文将在这些讨论的基础上，从国际比较和案例分析的角度入手，更详尽地介绍虚拟电厂地方服务的激励机制，以及如何将其纳入虚拟电厂的三个主要收入来源，即零售市场、批发市场和需求侧响应项目。本文将以现行项目架构及电力市场机制为基础，结合美国纽约虚拟电厂补偿机制的实践经验与启示，系统梳理不同收益渠道的现行激励政策，并针对性地提出各环节的优化路径。

虚拟电厂和地方电网服务

1. 虚拟电厂的定义

虚拟电厂指的是经控制和聚合后向电网提供服务的配电侧资源。这个定义涵盖了一系列分布式资源，包括需求响应、分布式发电和分布式储能。虚拟电厂对分布式资源的聚合可繁可简，一个较简单的虚拟电厂可以仅聚合管理，例如一个或多个电动汽车充电站的充电负荷，一个更复杂的虚拟电厂可以由一个聚合商管理不同种类的工业用电、住宅建筑和充电站的总负荷。

与过去的需求管理项目相比，虚拟电厂有以下三点优势：

1. 新通信和控制技术降低了聚合成本，能以相对较高的精度远程控制资源。
2. 成本更低的储能使负荷和发电能够更灵活地在不同时间段内转移。
3. 新型负荷(如电动汽车)相比传统负荷而言更具灵活性。

⁵ 国家能源局西北监管局. (2020). 西北区域省间调峰辅助服务市场运营规则. <https://xbj.nea.gov.cn/upload/2022/05/11/1652255578938000.pdf>.

⁶ 详见广东省能源局, 国家能源局南方监管局. (2024). 广东省虚拟电厂参与电力市场交易实施方案. https://drc.gd.gov.cn/gdsnyj/gkmlpt/content/4/4526/post_4526578.htm#3869; 山西省能源局, 国家能源局山西监管办公室. (2024). 电力市场规则体系V14.0. <http://www.sx.sgcc.com.cn/lf/docs/202403/171050128043150347.pdf>; and 山东省能源局. (2024). 山东电力市场规则（试行）. <https://sdb.nea.gov.cn/dtyw/tzgg/202404/P020240419659603804969.pdf>.

2.地方电网服务介绍

虚拟电厂可以提供多种系统服务，包括发电容量、电能、辅助服务以及输配电扩容延迟服务。而这些服务通常是通过两种途径达成的：

1. 需求削减服务：虚拟电厂通过减少或转移配电和输电系统上的负荷以规避峰值时段的容量限制、较高的电能量成本和辅助服务成本；
2. 供应服务：虚拟电厂为电网输送电力，以提供容量、电能量或辅助服务。

对于上述几种服务，每项服务都可以延伸至地方电网，如下表所述。配电网扩容延迟服务在本质上就是一种地方层面的服务。配电扩容延迟指的是由于关键时段中总负荷的减少，配电设施（如变电站、线路、保护设备)的投资可以延迟或避免。从电力公司的角度来看，扩容延迟的价值在于可以减少当即需要的扩容投资或是延后扩容的时间⁷。

电网服务	描述		地方电网服务
	需求削减服务	供应服务	
发电容量	虚拟电厂在用电高峰期减少用电，从而降低为满足资源充裕度要求而新建发电资源的需求。	虚拟电厂在用电高峰期为电网提供电力，以取代更加昂贵的迎峰电厂。	虚拟电厂可以在输电阻塞区域减少负荷或提供电力。输电阻塞区域的容量成本一般较高，这也意味着虚拟电厂在这些区域可以带来更高的价值。
电能量	虚拟电厂在电价较高时段减少对电网的净负荷（通过需求削减和需求转移），并在电价较低时增加负荷（通过需求转移），从而降低平均购电成本。低电价时段包括风能和太阳能发电作为边际机组发电的时	虚拟电厂在电价较高时段向电网供电，从而替代更昂贵的发电资源。	虚拟电厂在输电阻塞且节点或区域电价较高的地区减少负荷或供给电力；通过这种方式，虚拟电厂可以平缓电价波动，并支持当地可再生能源的并网。

⁷ 举例而言，这个价值是延迟投资的现值成本与今天进行投资的成本之间的差额。例如，一项今天（2024年）进行的1000万元投资，如果完全推迟5年（到2030年），假设加权平均资本成本为10%，其延迟价值将为380万元。这是因为在10%的折现率下，5年后1000万元投资的现值成本为620万元。

	期，此时价格可能会非常低甚至为负。		
辅助服务	虚拟电厂在备用容量紧张时段减少对电网的净负荷，从而降低辅助服务成本。	虚拟电厂直接向系统运营商提供运行备用，替代更昂贵的备用供应选项。	虚拟电厂在辅助服务价格较高的输电受限区域减少负荷或提供辅助服务。
输电网扩容延迟	虚拟电厂在触发可靠性风险的时段减少对输电系统的净负荷，从而减少为满足电网可靠性标准而进行的输电线路升级的投入。	无供应服务	虚拟电厂在输电阻塞且可能有较高边际输电成本的区域减少净负荷。
配电网扩容延迟	虚拟电厂在触发可靠性风险的时段减少对配电系统的净负荷，从而减少为满足电网可靠性标准而进行的配电网升级投入。	无供应服务	配电容量延迟是一种本地电网服务，但即使在一个配电公司的服务区域内，其配电系统的某些部分可能比其他部分的阻塞情况更加严重。

这些服务的价值可以通过零售电价、市场价格或需求响应专项资金来获得激励。目前绝大多数省份都有分时电价和需量电价，这些电价反映了部分容量、电能量以及输配电扩容延迟价值，且省级电力市场能够反映电能量和辅助服务价值。然而，除个别需求响应项目，目前的激励机制设计尚不能精确反映虚拟电厂的本地价值，尤其是输配电扩容延迟价值。我们在后文中将借鉴美国纽约州的一些具体实例来探讨如何完善中国的零售电价、电力市场设计和需求响应机制，以更全面地反映虚拟电厂的价值。

虚拟电厂激励模式

一般来说，虚拟电厂的运营有三种激励模式：零售模式、批发模式和项目模式。这些模式在激励和时间范围上有所不同，所谓时间范围指的是在实际调度之前多长时间设定激励。总的来说，时间范围可以分为(a)规划范围，和(b)运行范围。例如，零售电价通常在规划范围内设定(提前数月到数年)，而批发电价则在运行范围内确定(提前数分钟到数天)。这两个范围之间存在一定的取舍：越接近运行范围设定激励，就能更准确地反映系统条件(如不断变化的天气条件对风电及光

伏发电的影响)，但一些用户将无法在较短的时间范围内做出响应。由于这些不同时间范围的取舍，下面描述的三种模式可以起到互补兼容的作用。使用不同模式组合来支持虚拟电厂有助于平衡虚拟电厂的规模、有效性以及电网公司、消费者和虚拟电厂的风险。此外，这样做也将为虚拟电厂为电网提供的多维价值范围提供补偿，从而促进该行业的长期可持续性。

1. 零售模式

在零售模式中，虚拟电厂通过帮助用户在零售电价较高的时段减少需求或将需求转移到价格较低的时段，以及减少零售需量电价来获得收入。在有分时电价和需量电价的省份，虚拟电厂理论上可以通过该模式获得收入。专栏1显示了上海市工商业和住宅用户分时电价例子。小型工商业客户可以在单一制分时电价或两部制分时电价加需量电价之间选择⁸，而大型工业客户只能选择两部制电价⁹。

专栏1. 虚拟电厂零售模型案例分析：上海¹⁰

下表展示了一个小工商业用户（小于1kV）在上海冬季及夏季的分时电价以及需量电价

分时电价时段	夏季		冬季		需量电价
	价格（元/度）	时间	价格（元/度）	时间	34.02
高峰	0.940	8-11, 13-15, 18-21	0.912	8-11, 18-20	
平时	0.591	6-8, 11-13, 15-18, 21-22	0.562	6-7, 11-17, 21	
谷时	0.218	1-6, 22-24	0.270	1-5, 22-24	

⁸ 两部制电价是一种将客户电费分为固定费用和可变费用的定价结构。固定费用旨在回收固定成本，如基础设施成本；而可变费用则是基于用电量的单位电价。

⁹ 上海市同时也是通过需求响应项目来补偿虚拟电厂的几个先行城市之一。详见上海市经济和信息化委员会. (2020). 关于同意进一步开展上海市电力需求响应和虚拟电厂工作的批复. https://www.shanghai.gov.cn/nw49248/20200920/15f042adfc48e29124235a8e6f7dc2_65719.html

¹⁰ 上海市人民政府, n.d.,上海市销售电价表, <https://view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=https%3A%2F%2Fwww.shanghai.gov.cn%2Fcmsres%2Fbd%2Fbdef6cb5da0745ac901a1a3a89194719%2Fd3975ef3b153d6c151802eb2066dc1b8.xlsx&wdOrigin=BROWSELINK>

根据这些电价，一个虚拟电厂如果能在一年中的260天（130个夏季和130个冬季日）将4小时的负荷从高峰时段转移到低谷时段，每千瓦转移负荷每年可以节省709元（709元/千瓦/年）（计算公式： $[0.940\text{元/千瓦时} - 0.218\text{元/千瓦时}] \times 4\text{小时/天} \times 130\text{天/年} + [0.912\text{元/千瓦时} - 0.270\text{元/千瓦时}] \times 4\text{小时/天} \times 130\text{天/年}$ ）。

如果虚拟电厂能够在每个月均匀地减少其峰值需求，每减少1千瓦的需求，虚拟电厂可以降低408元/千瓦/年的成本（计算公式： $34.02\text{元/千瓦/月} \times 12\text{月/年}$ ）。

这些总计1,118元/千瓦/年的成本节省（收入）可以与虚拟电厂的成本（包括充电损耗和客户分成）进行比较，以确定收入是否大于成本。上海的分时电价差异相对较高，但可能在目前还不足以吸引对虚拟电厂的大量投资。

为虚拟电厂增加零售激励的一种策略是进一步完善分时电价，包括增加分时电价的季节性和时间颗粒度，以及在某些时段设置更高的价格差，以更好地反映系统长期和短期边际成本。例如，在夏季或冬季等用电高峰季，在高峰和低谷时段之间有更大的价格差（例如，2-3元/千瓦时），以更好反映新增发电、输电和配电容量的成本（边际容量成本）。

尽管需量电价不是给消费者及时提供准确信号的最优工具，但仍有一些空间来完善现有的费用结构，使激励与补偿保持一致。如果需量电价主要是为了提供基于边际成本的激励，其可以基于输电或配电系统的一致性峰荷分摊¹¹，而不是按照用户峰荷计算。

此外，零售电价的设计也应当更好地反映地方成本。例如，在广州市一个设计科学的虚拟电厂零售电价可能要比广东省其他地方的零售电价高得多，反映了广州较高的长期边际供电成本。在更细粒度的层面上，甚至广州市内某些地区的理想零售电价也应当设置得比其他地区高，以反映配电系统的成本。

2. 批发市场模式

在批发市场模式中，虚拟电厂通过直接参与批发市场在容量、电能量和辅助服务市场中提交供应报价和需求投标¹²。

虚拟电厂的市场准入范围持续扩大。例如，山西省的市场规则允许虚拟电厂参与中长期合同市场和日前市场¹³。山西的市场设计采用了一个三层结算系统：首先日前市场中的中标量（MWh）将参考中长期曲线合同的合约量以日前价格（元/MWh）进行差价结算，且实时市场中标量（15分钟/MW）将进一步相对于日前市场的中标量进行差价结算。

¹¹ 一致性峰荷(coinicidental peak) 是指在电力系统或天然气系统的整体高峰需求时段内，某个客户或客户群的需求量。它衡量了每个客户或客户群对系统整体高峰需求的贡献程度。

¹² 此外，这些价格还可以通过实时电价传递。所谓实时电价，是指虚拟电厂可以不直接参与批发市场，但虚拟电厂的结算价格和市场价挂钩。我们在项目模式部分将进一步讨论此类价格形成模式。

¹³ 详见山西电力市场规则体系V14.0, <http://www.sx.sgcc.com.cn/lf/docs/202403/171050128043150347.pdf>

当日前电价低于中长期合约价时，虚拟电厂可以指示其聚合负荷增加用电量；而当日前价格高于中长期合约价时，虚拟电厂可以指示可控负荷减少用电。换言之，虚拟电厂的负荷变化以中长期合同为基础，并根据日前价格进行调整。此外，如果日前净负荷变化与中长期签约量偏差太大（上限为20%，下限为30%），虚拟电厂将支付一定的考核罚金。

举例说明，假设某时段中长期合约价为350元/MWh，日前价格为200元/MWh，该小时的实时价格时点的平均值为250元/MWh。某虚拟电厂持有50 MW 中长期合约量和10 MW灵活调节能力时，将引导客户增加10 MW负荷至60MW运行，其最终结算收益为20,000元/小时(= 350元/MWh × 50 MW + 250元/MWh × [60 MW – 50 MW] + [60 MW – 60 MW] × 250元/MWh);相对于中长期价格(60 MW × 350元/MWh = 21,000元/小时)，虚拟电厂实现用户侧成本节约1000元/小时。在该模式下，虚拟电厂实质上承担了负荷管理商的角色。

山西和山东等省虽允许虚拟电厂参与日前市场，但采取的区域加权平均结算机制，尽管两省都有节点电价，虚拟电厂却并不按节点价格结算，而是像负荷一样，使用节点电价的加权平均值进行结算。虽然这种方法为负荷直接参与批发市场提供了立足点，但无法补偿虚拟电厂的地方电网服务，导致对虚拟电厂的补偿不够理想。例如，一个可以每天转移1 MW负荷4小时的虚拟电厂，在这些小时内全年利用平均50元/MWh的中长期-日前价差，将共赚取73元/千瓦/年(= 1 MW × 4小时/天 × 50元/MWh × 365天/年 × 1 MW/1,000 kW)，这比通过提供负荷转移零售服务(见上文零售模式)所能赚取的要少得多。

允许虚拟电厂提供多种本地服务(例如地方电能量服务和地方需求响应项目的组合)，并基于在时间和地理上更细分的节点电价和地方需求响应进行结算，可以更好地补偿虚拟电厂所提供服务的真实价值，从而激励虚拟电厂参与负荷侧响应的积极性。

国际案例

美国纽约州的电力市场说明了如何将位置价格信号设计纳入发电容量、电能量和辅助服务价格的一部分，以及虚拟电厂如何参与这些市场。纽约独立系统运营商（NYISO）的市场规则允许虚拟电厂和其他需求侧聚合商直接参与上述市场，并按地方市场价格结算。

容量市场

NYISO容量市场按11个负荷区各自清算。由于区域间的输电限制，一些区域(如纽约市、长岛等区域)要求在其区域内采购一定比例的容量。这确保了在输电受限区域有足够的本地容量资源来满足峰值需求。因此，容量价格在不同地区有所差异，纽约和长岛的价格明显高于州内其他地区。在这些区域提供容量的虚拟电厂可以获得比州内其他地区更高的收入，反映了这些区域容量的更高价值。

辅助服务市场

NYISO的运行备用市场包括10分钟旋转和非同步备用、30分钟旋转和非同步备用以及频率调节备用。虚拟电厂有资格提供部分备用服务，具体取决于虚拟电厂的可调度性、特性和其他义务。

NYISO的运行备用市场也是根据负荷区划分，基于区域备用要求并按区域清算。这意味着备用成本较高的区域(也是纽约和长岛)往往会有更高的辅助服务价格。在这些区域提供辅助服务的虚拟电厂可以获得比州内其他地区更高的辅助服务收入。

电能量市场

NYISO电能量市场按节点清算，有三个组成部分：边际能源价格、边际损耗价格和边际拥塞价格。市场实体按不同的空间分辨率使用带有地理位置属性的边际电价进行结算。发电机按负荷母线节点价格结算，聚合商(包括虚拟电厂)按输电节点(指定负荷母线的集合)结算，而负荷按区域价格结算，使用区域内节点价格的负荷加权平均值。这些设计选择是为了在位置价格信号的颗粒度和实施的实用性之间取得平衡¹⁴。对于虚拟电厂来说，在输电节点价格结算意味着在受重大拥塞影响的输电节点(或负荷区域)运行的虚拟电厂将获得更高的能源市场收入。例如，纽约市的虚拟电厂将纽约州北部的虚拟电厂获得更高的电能量市场收入。

3. 项目模式

在现行项目化运营机制中，虚拟电厂主要通过向电网运营商或供电公司提供需求响应服务获取收益。现阶段虚拟电厂收入主要来自需求响应项目参与，其中江苏省运营模式具有典型示范意义。

根据江苏省能源主管部门制定的需求响应实施细则，虚拟电厂主体可纳入省级需求侧管理中心的调度响应资源池¹⁵。符合条件的虚拟电厂首先需具备不低于**10 MW**的聚合可调度容量；其次应保证持续两小时以上的负荷调节能力。在原则上，现行细则同时也授权市级和区级主管部门，在区域性供电条件紧张时可启动属地化需求响应。

按相应特性，目前江苏省将需求响应划分为三类：

1. 约定需求响应——基于市场化协议构建可中断负荷资源池，主要在日前时间尺度对调度指令进行响应，适用于连续生产型工业用户的负荷调节。
2. 快上快下需求响应——具备四小时内快速响应能力的调节资源，主要应用于商业建筑等场景的短时负荷调整。
3. 实时需求响应——依托自动及半自动需求响应技术实现**30分钟**内精准调控，整合储能、电动汽车充电桩、部分工业负荷和智能恒温器等资源。

省级需求侧管理中心通过集中竞价机制组织需求侧资源投标，以满足夏季和冬季用电高峰。省级需求侧管理中心按投标价格递增的顺序形成需求响应优先调度列表，响应后执行度电收益。此

¹⁴ Kumar, S. (2024). Locational Based Marginal Pricing. <https://www.nyiso.com/documents/20142/3037451/3-LMBP.pdf/f7682e03-e921-eaab-09bf-690524b5ade6>

¹⁵ 该需求侧管理中心为省级电网公司的子公司。

外，实时需求响应在常规度电补偿外还将获得额外的10元/千瓦的容量补偿。项目资金来源则通过夏季尖峰时段的电价附加费来形成专项调节资金。

从运营维度分析，在供需条件紧张且调度频次较高时，可为虚拟电厂创造年均4000元/kW的收益水平（按200元/MWh补偿标准、年度调用5次、单次4小时满负荷运行计算）。但在跨年度调度不均衡不频繁的情境下，例如在五年周期内收益集中在第三年时，其折现后等效年收益将降至800元/kW·年（折现率10%）。

这一模式的核心挑战在于两方面：现有项目运营模式难以量化虚拟电厂的多元价值，同时缺乏可适应电网变化的价格动态调节能力。目前若从项目化运营模式更进一步，可以构建涵盖时间和空间维度的电价形成机制：以实时批发电价、容量补偿为基准，叠加电网结构及节点阻塞程度等空间维度，使得位于关键节点、在关键时刻出力的虚拟电厂可以获得相应的溢价补偿。

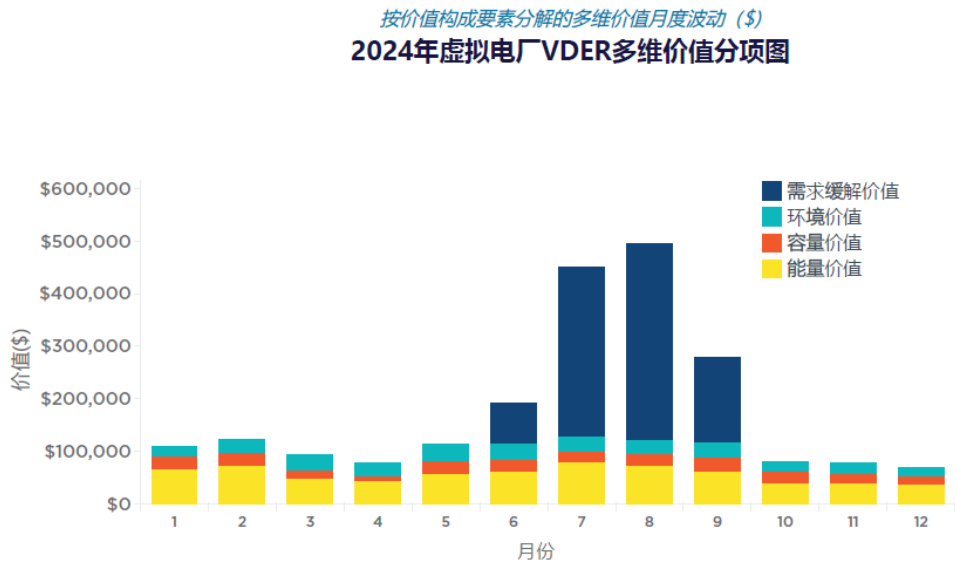
国际案例

针对未直接参与市场的虚拟电厂，除了一般的需求响应项目补偿，纽约州还采取了另一种手段，即分布式能源资源价值(Value of Distributed Energy Resources, VDER)补偿机制。VDER的核心功能在于量化非市场化分布式能源主体对输配电网的系统性价值。该机制通过分层计量方式实现了多维价值补偿，具体构成要素如下：

组成部分	描述	计算方法
能量价值	能量成本	日前小时级节点电价，挂钩现货市场价格
容量价值	容量成本	负荷区级（Load Zone）容量电价，挂钩容量市场价格
环境价值	可再生能源证书(Renewable Energy Certificate)合规成本	可再生能源证书购买价或碳排放的社会成本
需求削减价值	配电侧升级成本	基于地方电力公司的服务成本研究（Cost of Service Studies）。各电力公司确定可避免的配电升级总成本，并将这些成本分摊到高峰时段。
本地系统缓解价值	基于具体可替代或延后的配电侧升级项目的成本	同样基于电力公司的服务成本研究。仅适用于已确定可通过分布式能源资源(DERs)解决、具体的配电侧升级项目的地区。

VDER补偿机制通过多层次设计实现了对虚拟电厂的动态精准激励：电能量价值依托节点电价，容量价值对接本地容量电价，而需求削减价值和本地系统缓解价值则反映了配电侧成本。

图表 1a. NYISO纽约市区VPP月度项目多维价值



图表 1b. NYISO中部负荷区VPP月度项目多维价值

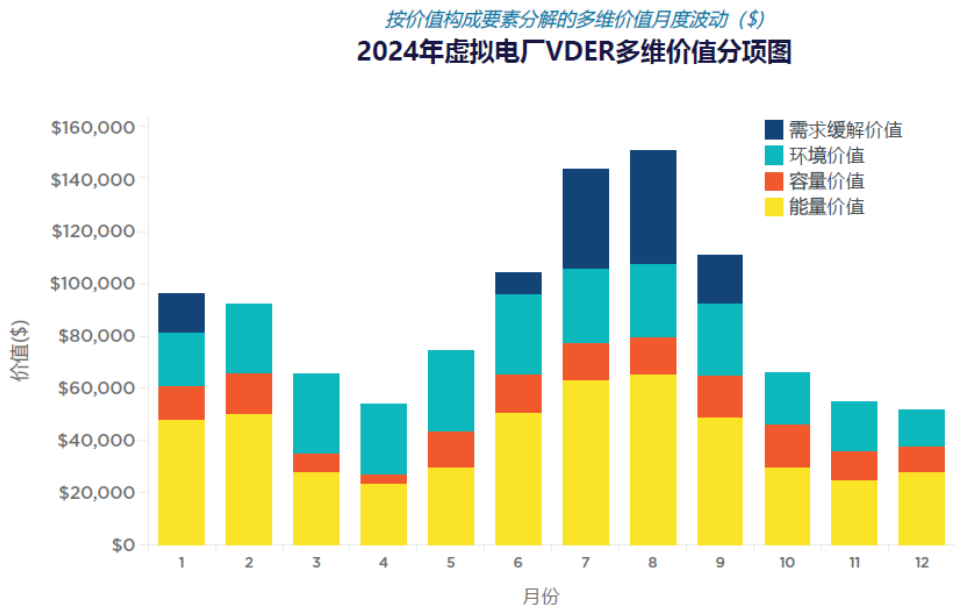


图1. 基于NYISO由E3开发的多维价值评估模型的典型案例¹⁶：在纽约市（上图）与纽约州中部地区（下图）部署同规模虚拟电厂（5MW光伏和12MWh电池储能），其价值构成呈现显著地域差异。

尽管两地能源价值和容量价值存在一定差异，但本案例中的核心差异主要体现在需求削减价值(DRV)——通过延缓配电网升级产生的效益。具体而言，纽约市8月份的需求削减价值大约是纽约州中部地区的20倍，这主要由都会区配网扩容成本较高的特性决定。若未能建立与配网建设成本联动的动态定价机制，投资者将缺乏在高价值区域部署虚拟电厂的动力。

即便配网侧的价值得到了广泛的关注，当前美国需求响应应用仍以缓解发电和输电系统压力为主，配电侧优化仍有发展的空间。公用事业运营商普遍认为，需求响应的聚合规模和控制精度难以满足配电网的实时运行要求。随着电网技术（监测、通信和控制）和客户交互能力的提升，部分公司现在已经开始探索配电层级的需求响应项目，旨在通过灵活负荷调控延缓配电网基础设施投资。

总结与建议

中国的虚拟电厂可以提供有价值的服务，但用户调整用能习惯所付出的精力、成本，与峰谷价差所带来的收益不对等，又缺乏足够的经济激励机制，各参与主体兴致怏怏，资源整合困难重重，导致虚拟电厂面临着“形似整合实则分散”的局面。如果得到充分补偿，可以显著调动其参与响应的积极性，降低系统成本并改善排放和系统可靠性。然而，当前需要新的激励模式来助力虚拟电厂的规模化。目前虚拟电厂规模化的一个关键障碍是缺乏可持续的资金，部分原因是当前的激励模式未能充分补偿虚拟电厂，难以为输电和配电系统提供多重价值，特别是地方价值。本文探讨了三种虚拟电厂激励模式的潜在解决方案：零售、批发和项目模式。对于每种模式，我们指出了虚拟电厂的地方价值，并在中国电力市场、监管和行业结构的背景下概述了解锁虚拟电厂价值的具体步骤。在某些情况下，虚拟电厂能够结合多种模式。

1. 零售模式

在零售模式中,虚拟电厂通过在零售价格和需量电价较高的时段减少净负荷(负荷+储能充电-分布式发电-分布式储能放电),并将净负荷从较高零售价格时段转移到较低时段来获得收入。原则上来说,鉴于工商业分时电价的广泛应用,虚拟电厂理论上可以在中国大部分地区采用零售模式运营。在少数情况下,分时电价和需量电价已经足够高,能够为虚拟电厂带来可观的收入。然而,在大多数省份,分时电价差和需量电价可能还不足以支持虚拟电厂的长久运营,零售电价也没有包含地方成本。为了更好地补偿虚拟电厂的地方价值,省级政府可以考虑以下步骤:

¹⁶ NY-ISO. (2024). Value Stack Calculator. <https://www.nyserda.ny.gov/All-Programs/NY-Sun/Contractors/Value-of-Distributed-Energy-Resources/Value-Stack-Calculator>

- 完善现有的分时电价。考虑更大的分时电价差，确保电价充分反映新增发电、输电和配电容量的边际成本。这可以为虚拟电厂转移负荷提供更强的价格信号。
- 完善现有的需量电价。将需量电价基于发电、输电和配电的区域边际成本，并基于一致性峰荷而不是单个客户的高峰需求，使需量电价更紧密地与实际的电网压力点和边际成本保持一致。
- 实施本地化的零售定价。制定能够准确反映地方电网运行和投资成本的城市和区级分时电价，特别是在输电受限的地区。地方零售电价将使价格更紧密地与地方电网成本保持一致。
- 如有必要，可以豁免居民客户。如果对所有客户应用复杂的电价结构证明具有挑战性，可以首先为大型工商业消费者设计多部分(固定+需量+电量电价)零售电价虚拟电厂。虚拟电厂能够根据大多数客户无法响应的零售价格差异来优化净负荷。

2. 批发市场模式

在批发市场模式中,虚拟电厂通过在批发市场提供容量、能源、辅助服务和其他电网服务来获得收入。目前至少有两个省允许虚拟电厂参与中长期和日前能源市场。然而，根据目前的设计，仅通过套利平均中长期和日前能源市场价格获得的收益空间有限，为了实现商业模式的可持续性，建议从以下维度完成市场设计：

- 推行分级节点电价机制。采用输电断面划分的节点分组定价。这一设计将提供更准确的地理价格信号，并鼓励更有效的资源配置，特别是在输电受限的地区。实际操作需权衡结算颗粒度与实际可行性（包括单个节点聚合分布式资源的挑战 and 成本转移的考虑）。参照纽约州的案例，可以采用几个节点聚合后的区域代替全省均价结算。
- 允许虚拟电厂提供多种服务并获得相应的补偿。允许虚拟电厂提供并获得除能源套利之外的其他服务的补偿将加强虚拟电厂的商业模式。中国各省份还没有向虚拟电厂开放竞争性的容量市场来补偿其容量服务。此外，虚拟电厂可以参与电能量市场并同时提供项目化的需求响应。这样做将有助于多样化虚拟电厂的收入来源并扩大其服务范围。在各省容量市场运行后，部分项目化的需求响应可以转移到容量市场。如果虚拟电厂有资格提供容量、电能量、辅助服务和项目化需求响应，市场规则需要确保虚拟电厂的容量不会同时用于能源和备用，或同时用于相互冲突的输电和配电服务。

3. 项目模式

在项目运营模式中,虚拟电厂以单体项目形式向电网公司或售电企业提供服务（现阶段以需求响应服务为主）。当前我国已形成规模化需求响应项目体系，虚拟电厂运营商普遍具备参与此类项目的资质。然而，现有需求响应机制在解决地区性能源供需矛盾（如存在输电瓶颈且电力供应紧张的负荷中心）方面尚未充分发挥效能。建立属地化需求响应机制可为虚拟电厂创造增量收益空

间，同时引导其优先布局于输电通道受限及供电缺口显著的区域。此外，配套实施实时电价等市场化机制将有效保障虚拟电厂的经济效益。为强化项目化模式的实施成效，建议省级及地方政府采取以下优化措施：

- 地方化现有的需求响应项目。在供电受限率高于平均水平的地区尝试市级或区级需求响应项目。当本地需求超过本地供应、输电进口受限或系统需求超过系统供应时,可以部署本地需求响应项目。本地需求响应项目原则上将增加需求响应调用的次数和虚拟电厂的收入。
- 构建动态电价补偿机制。参考纽约州VDER定价模型，建立包含容量价值、电能价值、环境价值、本地输电和配电价值等多维度的实时电价体系。需着重规范虚拟电厂的收益获取机制，政府监管部门应建立跨项目补偿核查制度，避免出现同一项调节服务在电价机制与需求响应项目间重复获取容量补偿的情况。



Regulatory Assistance Project (RAP)®
Belgium · China · Germany · India · United States

CITIC Building, Room 2504
No.19 Jianguomenwai Dajie
Beijing, 100004

+86 10 8526 2241
china@raponline.org
raponline.org

中国北京市建国门外大街 19 号
国际大厦 2504 室
100004