
可再生能源与电动汽车融合示范项目 调研报告

国家发改委能源研究所

2021年5月

目 录

一、项目背景.....	3
二、项目调研.....	4
(一) 青岛光储充微电网试点.....	4
1. 项目简介.....	4
2. 试点效果.....	7
(二) 上海电力需求响应试点.....	10
1. 项目简介.....	10
2. 试点效果.....	14
(三) 华北第三方调峰辅助服务试点.....	19
1. 项目简介.....	19
2. 试点效果.....	22
(四) 山西“新能源+电动汽车”协同互动智慧能源试 点.....	25
1. 项目简介.....	25
2. 试点效果.....	26
三、调研结论.....	27

一、项目背景

可再生能源与电动汽车行业均为我国战略性新兴产业，也是推动能源革命的核心内容。目前我国已是全球最大风电、太阳能发电及电动汽车推广应用国家，可再生能源与电动汽车的发展有力推动了能源转型与产业升级，但市场高速发展的同时两者也面临着日益严峻的挑战。随着大量风电、太阳能发电接入电网，部分地区出现了大规模弃风、弃光现象。与此同时，由于当前我国电源结构以火电为主，大规模发展电动汽车一直存在全生命周期内是否环保的争议。但随着两者规模化发展，可再生能源与电动汽车存在巨大协同发展潜力，两者协同既可降低可再生能源限电，又可降低电动汽车综合排放，还可显著提高电力系统运行效率和经济效益，实现多方共赢发展。

近年来国内各地陆续开展可再生能源与电动汽车协同试点，其中青岛特来电光储充微电网、上海电力需求响应、华北第三方调峰辅助服务以及山东“新能源+电动汽车”协同互动智慧能源试点在各大试点项目中较具代表性。为评估当前可再生能源与电动汽车融合进展，深入研究融合发展存在的关键问题，为可再生能源与电动汽车融合激励政策研究提供参考。自2020年9月以来，课题组对以上试点项目进行了调研，收集了项目材料并与相关人员展开了研讨。本调研报告在对各试点项目的进展和成效进行总结的基础上，对比了各个试点的特点与差异，并分析了未来可再生能源与电动汽车融合的前景。

二、项目调研

(一) 青岛光储充微电网试点

1. 项目简介

2017年10月，特锐德发布“汽车充电网”与“新能源微网”双向融合系统，并应用于其青岛总部园区。该系统集高压配电、变压器、新型配电、电动汽车充放电、智慧储能、分布式光伏等元素，是四象限变换的多种能源柔性互联的交直流混合微网系统。系统创新性引入直流母线概念，做到交直柔混合供电模式，引入电动汽车充、放电功能参与到微网系统，作为移动储能单元，并增设固定储能单元，二者相互支撑，完成电能的时间和空间上的转移，提高间歇性能源渗透率，提高配电系统负荷容纳率，多种组合形式的能源互供，以高效、柔性、经济、可控的方式，形成能源的多向流动，实现新能源的高效利用。

微网系统整体构架图如下。图中蓝色部分是DC765V直流母线，采用1250kVA双分裂变压器，每边对称负载，每一条母线挂500kW光伏、200kW储能，以及功率为200kW电动汽车充放电的系统，从而形成直流微电网。直流微电网再通过双向变换器（四象限模块）与交流侧智能配变做能量变换，进而实现大部分能量自治。例如白天光伏发电可以直接储能给电动汽车充电，而非送入电网。在直流侧需要能量或者能量多余的时候也可以通过AC/DC双向变换器，将直流微电网连接至交流侧配网，把电送入交流侧或者从交流侧取电。

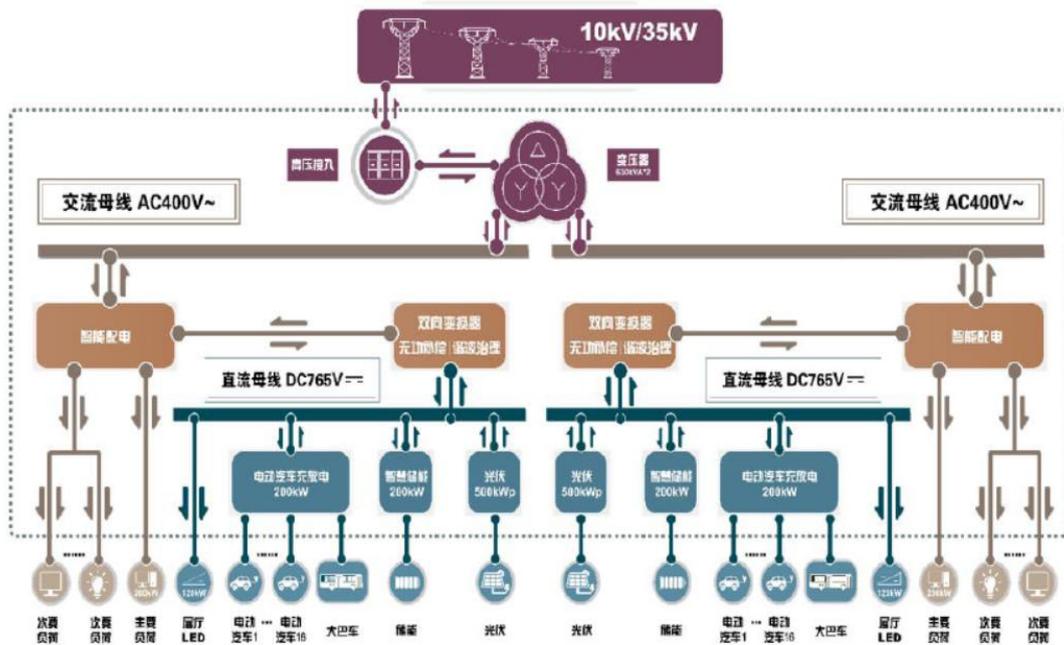


图 1 青岛特锐德园区新能源微网系统构架图

微网中各子系统包括以下单元：

光伏系统：有效利用建筑物顶部闲置空间，例如办公楼、车棚等，建设分布式光伏发电系统，提供绿色电力；

电动汽车充放电系统：可根据实际车位的数量及充电需求，配置一定数量的直流快充和交流慢充，并且可以配置一定数量放电车位，具有很好的示范作用；**储能系统：**从储能在微网系统中的作用来看，主要用作包括提高新能源消纳、稳定直流母线、提高供电可靠性等；**能量管理系统：**利用微网能量管理系统进行能源管理，对整个项目进行智能管控；

变配电系统：可根据现场实际情况选择将部分配电接入微网能量管理系统进行管控，也可只做监测和查看。

该新能源微电网采用直流母线微网技术，以电力电子变换设备为纽带，通过稳定、快速的控制系统，将直流发电、储能及直流负载等各种元素柔性融合的微网系统，一方面实现了与电动汽车、光伏发电、储能等直流设备的直接接入，大幅降低了交直流频繁转换带来的能量损失，同时也减少变压器冗余，系统的设备总体投资成本大大降低，

投建占地面积也随之降低，投资成本总体下降约 30%。

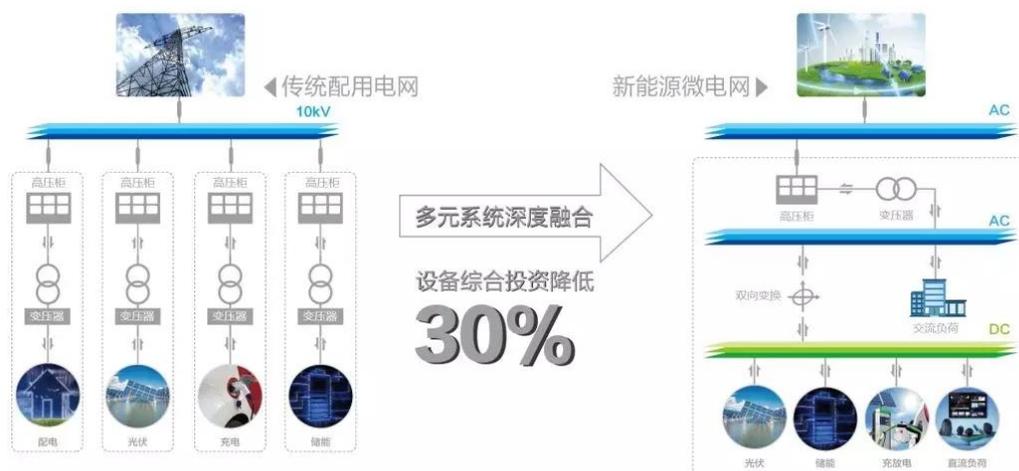


图 2 直流微电网系与传统配电网构架的对比

该微电网中电动汽车扮演核心角色（下图）。引入直流母线后，电动汽车充放电直接与分布式光伏与储能衔接，从而在车辆 V2G 之前同步构建 V2X 模式（如 V2H、V2L），即通过直流侧的交互，实现光伏发电-直流微电网-直流负荷-储能-电动汽车彼此间的友好互动，实现车辆对多种能源直接充放电的管理。

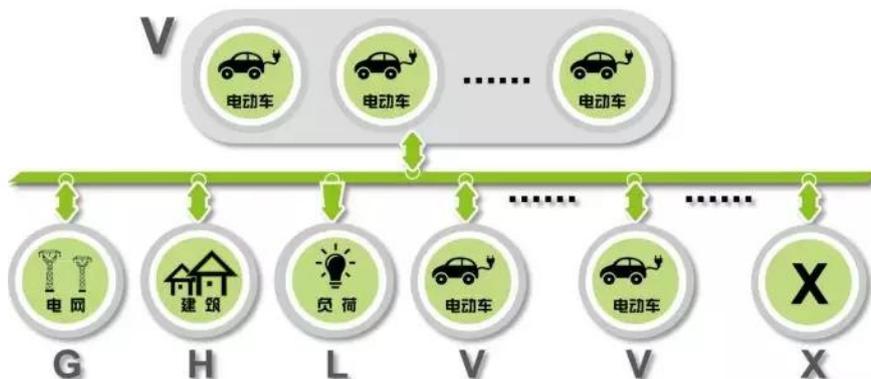


图 3 青岛特锐德直流微电网系统下的 V2X 模式

此外，该微网系统将传统的配电箱变、光伏箱变、充电箱变、储能箱变等多个独立产品集成设计，具有即插即用、扩容方便的特点，系统维护方便，占地面积小，每台箱变占地仅二十平方左右。

在利用光伏自发自用的基础上，特锐德微网通过系统经济充电的

控制策略，可以对电动汽车的充电进行有效调度，实现有序充电、有序充放电，在减少对电网的冲击的同时，优化用电时序，降低园区整体用电成本。汽车作为零成本的储能设备，结合固定储能装置，微电网还可实现移峰填谷、保重要负荷等功能，提供电力系统增值服务。特锐德新微网能够按照运行策略的控制，进行并离网的快速感知、自动快速切换和柔性调节。市电断电时，系统由并网运行的常态自动切换至孤岛运行状态，利用新能源发电和储能及电动汽车放电保证重要负荷不断电；当市电恢复时，系统自动切换回并网运行状态，保证在毫秒级别的情况下快速反应，实现整个的并离网切换过程的无感知运行。借助充电网的互联互通，通过电动汽车的充电和卖电，实现电网能量的双向流动，可使传统电网逐步发展成新能源互联网。

2. 试点效果

该微电网项目的收益主要包括以下几部分：

光伏发电系统收益：目前分布式光伏发电以自发自用余电上网的模式最为常见，通过在园区内引入光伏发电系统，能够有效降低园区从大电网的取电量，即降低了用能成本。

电动汽车充放电系统收益：随着电动汽车数量的增加，对于方便快捷、智能有序的充电服务的需求也不短增长。引入电动汽车充放电系统，能够为电动汽车提供多样化的包括交流慢充、直流快充等在内的充电服务，满足不同车辆的补电需求。同时，考虑其能量载体即储能电池的能源价值，配置电动汽车放电系统，起到极强示范作用的情况下，能够控制电动汽车参与园区的能量调节，实现削峰填谷。

储能电池系统收益：在不同应用场景下，储能电池系统有着多样化的功能与意义。主要包含削峰填谷套利、辅助调峰调频、促进新能源消纳、保证重要负荷不间断运行几种。本方案可配置一定量的储能电池，用于促进新能源的 100%本地消纳或用于保证部）分重要负荷

的持续可靠安全运行。

能量管理系统收益：能量管理系统作为微网系统的“智慧大脑”，能够调度、控制系统内的各个元素，在安全运行的前提下，以经济性最优为目的，实现完全自主智能运行。并对系统内的所有元素进行监测和控制，统一在能量管理系统界面进行显示，具备极强的示范效应。

以下为微网系统的实际运行的经济性情况。图 4 为园区整体的用能情况，日电费总计 1.2349 万元。

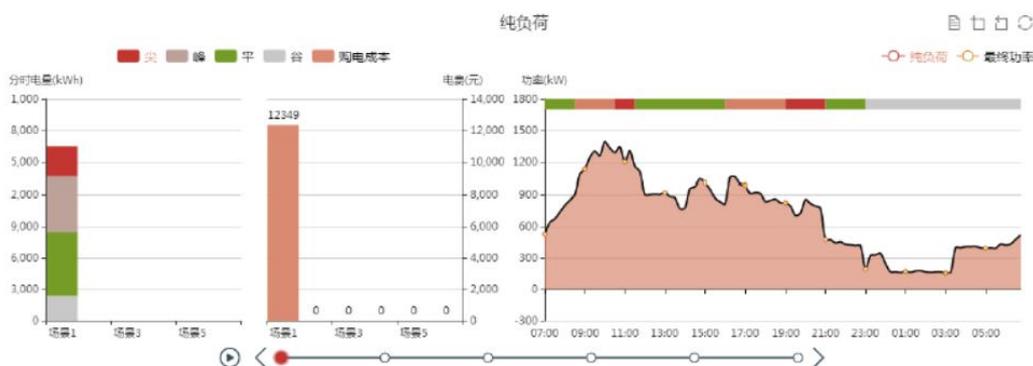


图 4 整体电力负荷及电费情况（不含电动汽车充电）

当园区内员工早晨上班，就有汽车充电需求，且汽车充电不接受调度，一般都是要求插枪后立即启动充电，即导致厂区用电负荷增加，且大多是在峰值电价时充电，因此日电费总计 1.3988 万元（图 5）。

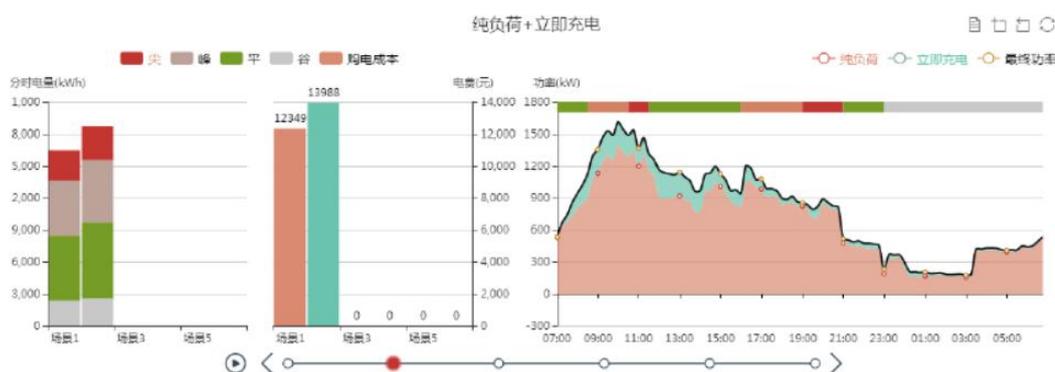


图 5 加电动汽车充电负荷曲线及电费情况

在上图场景 2 的基础上增加光伏系统，可使光伏发的电最大化地自发自用，从而减少从电网的买电量，日电费直接降为 0.873 万元。（图 6）

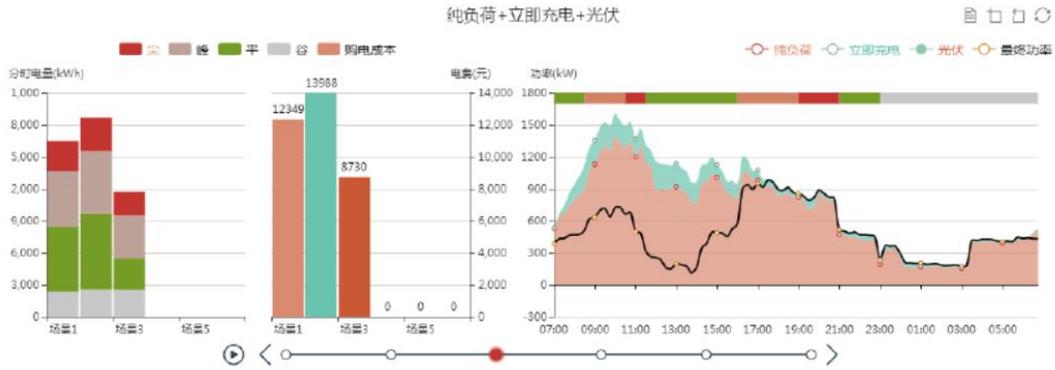


图 6 叠加电动汽车随机充电+光伏发电负荷曲线及电费情况

下图的场景 4 是在与场景 1 和 2 同样大小的负荷、同样的光伏发电量、同样的电动车需求电量时，投入光伏，并且电动车接受调度，实行经济充电，从而可以进一步节省用电量和电费，当天仅需要花费 0.8241 万元（图 7）。

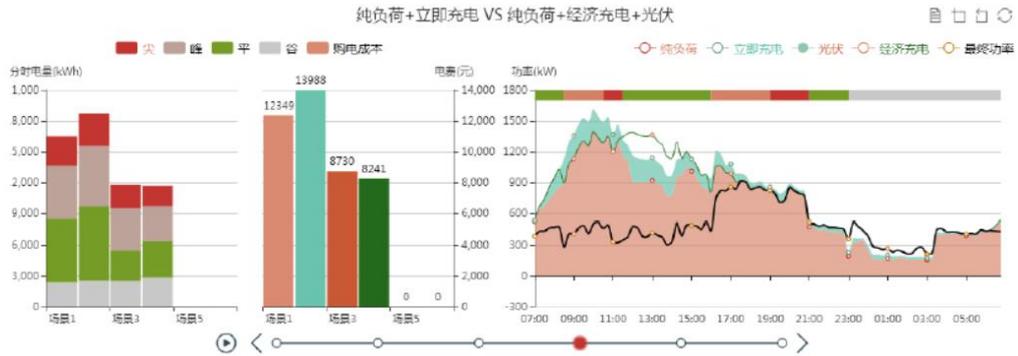


图 7 叠加电动汽车有序充电+光伏发电负荷曲线及电费情况

下图的场景 5 是在上图场景 4 的基础上增加对汽车有序放电的调度，通过汽车的移动储能来调控，可以使电费更低（图 8）。

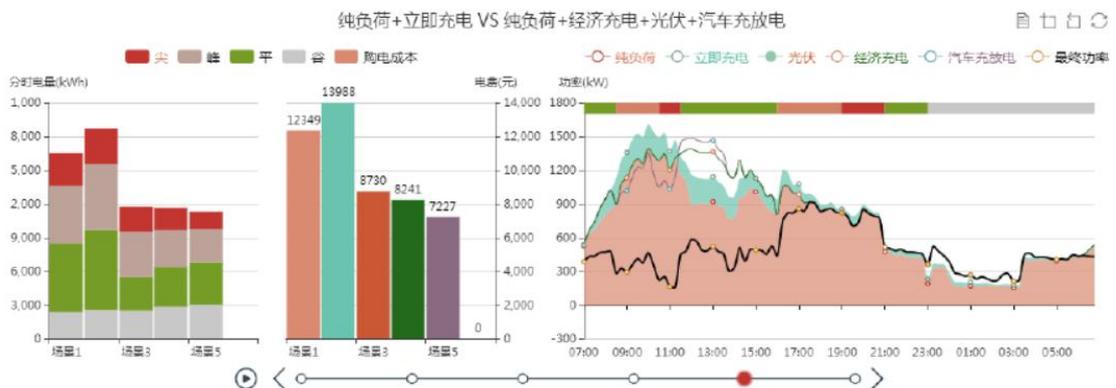


图 8 叠加电动汽车充放电+光伏发电负荷曲线及电费情况

下图的场景 6 是在上图场景 5 的基础上增加储能的放电, 通过固定储能的调控, 可以使电费进一步下降, 仅需每日 0.6284 万元(图 9)。

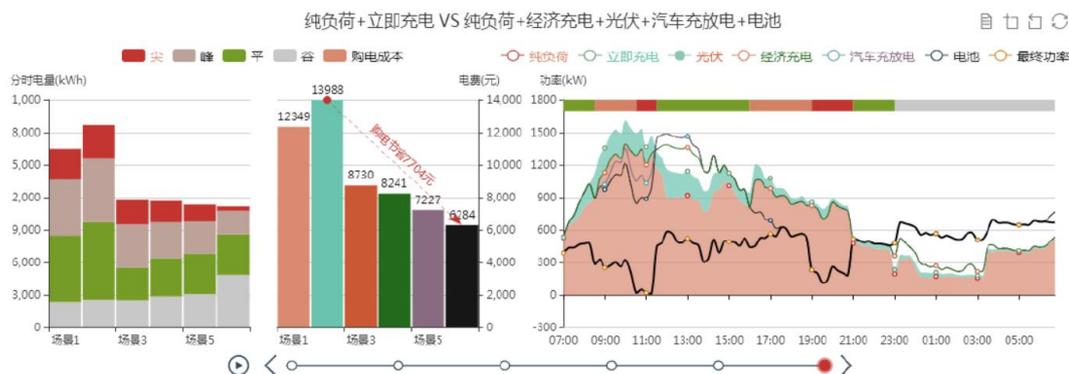


图 9 叠加电动汽车充放电+光伏+储能负荷曲线及电费情况

综上所述, 园区内引入微网系统后, 可以使园区的用能成本降低 50%以上。

(二) 上海电力需求响应试点

1. 项目简介

截至 2019 年底, 上海新能源汽车累计推广已经达 30 万辆, 实际保有量 26 万辆左右。当前上海市充电桩数量超过 28 万个, 位居全国第一, 车桩配比接近 1:1, 其中私人充电桩 19 万个, 公共桩和专用桩分别为 5 万和 4 万个。随着数量规模不断提升, 电动汽车充电负荷对电网带来的压力也日益加大, 主要包括: 1) 电动汽车充电导致负荷增长, 特别是大量电动汽车集中在负荷高峰期充电, 将加剧电网负荷峰谷差, 加重电力系统运行负担。2) 由于电动汽车用户用车行为和充电时空分布的不确定性, 电动汽车充电负荷具有较大的随机性, 电网优化控制的难度不断提升。3) 电动汽车充电负荷属于非线性负荷, 充电设备中的电力电子装置将产生谐波, 引起电能质量问题。4) 大量电动汽车充电将改变电网, 尤其是配电网负荷结构和特性, 传统的电网规划方法可能无法适用于电动汽车大规模接入的情况。特别是考

考虑到上海市电动汽车保有量位居全国前列，公交、公务、环卫和物流等领域电动汽车充电需求各异，交直流及充换电模式种类多样，加之上海市外来电力占比高，本地电网调峰压力大，大量电动汽车充电对上海市电网的影响不容忽视。

上海市电力负荷市场化管理工作存在多种类型客户匹配度不足的问题。2019年4月，上海市经济信息化委员会反馈国网上海市电力公司《关于同意开展上海市综合需求响应试点工作的批复》，提出深入研究特大型城市受端电网泛在电力物联网应用场景，积极探索充电桩等新技术应用示范，采用市场化手段柔性调节负荷。2019年10月国家电网有限公司把国网上海和冀北电力列为首批虚拟电厂运营体系试点单位。虚拟电厂运营体系由营销、交易、调度等多个专业部门、单位联合构建，采用多专业、多层次、市场化的运营模式。该运营体系通过虚拟电厂交易平台、运营管理与监控平台等系统，深层连接和精准接入客户用能设备，实现对闲散负荷的聚合、交易和调配，达到资源聚合和协调优化的目的。自上海电力公司启动虚拟电厂项目建设以来，共有500多个客户接入平台。这些客户涵盖了电动车充电桩、园区微电网、商业建筑虚拟电厂、工业自动响应、三联供储能系统、分布式能源、冰蓄冷装置等多种类型。

通过需求响应电动汽车理论上可在电力市场获得电能量、容量及辅助服务方面的价值，最终实现保障供电安全、改善供电质量、缓解电网阻塞、延缓电力投资、消纳可再生能源以及提升电力系统运行效率等多种价值。目前上海市电动汽车主要通过削峰和填谷响应体现保障供电安全和消纳可再生能源两方面作用。

上海市电动汽车参与需求响应试点流程与要求如下：

1) 需求响应资源注册：所有虚拟发电资源，包括3个颗粒度——虚拟电厂总平台（所有充电桩的总加功率与电量）、接入资源（可假设为独立报桩的场站、有营销户号的对象）、以及最小颗粒度的虚拟

发电机机组（例如充电桩）。充电运营商的平台需与虚拟电厂平台对接，通信协议是 Open ADR。2019 年试点时期对充电运营商采用线下邀约的方式；需求响应资源颗粒度大小没有限制，可以到站、配电柜、桩。

2) 需求响应能力预上报：除了虚拟电厂平台对接入平台做负荷预测，各个运营商平台也要具备自身负荷预测能力。充电运营商上报中远期、隔日的需求响应曲线，以考核预测曲线与实际效果。负荷基线历史数据是采用总表以往的平均负荷曲线，一般工作日开展削峰活动，取前 5 个工作日的平均负荷；休息日开展填谷活动，取前 2 个休息日的平均负荷，以此来考核响应期间负荷的变化。2019 年试点时期对充电运营商没有设置容量门槛；未单独报装的充电桩也纳入试点活动；参与响应的最短时间 1 小时。

3) 实时数据上报：充电功率、电量数据以 <15 分钟或 5 分钟的频率向平台上报。2019 年试点期，非充电状态下如果没有采集功率/电量数据，运营商可以申报为 0；考核不要求在线接口数据，而按照运营商直接报的数据来核算。

4) 费用结算。用户的负荷基线与实际的电力负荷曲线的差值即是用户的负荷削减贡献，以电费抵扣方式补偿，需要充电运营商在上海有独立账号。2019 年试点期，即使响应量很小，也认为有效，并按照实际响应量来给补偿。

目前上海市响应量的计量模型是以电力用户的关口计量为准，测算负荷基线与当天响应时段负荷的差值最后乘以补偿系数。2019 年度《需求侧响应年度交易单边竞价规则》分削峰和填谷两个类型，按照政策规定这两个类型都需要独立进行申报。其中，交易补偿价格上限（基准值）削峰响应为 30 元/千瓦，填谷响应为 12 元/千瓦。获取补贴基准值的前提是单个用户响应的次数不超过 10 次/年，响应时长不超过 10 小时/年。在此基础上，根据通知时间提前量、单次响应量、

年度响应参与度进一步计算补贴系数（表 1）。补偿资金取自历年夏季季节性电价差值，以电费退补方式进行补偿，补偿对象为参与响应的终端电力用户。

表 1 电动汽车需求响应补偿系数

单次响应量系数				
K_{1_i}	响应比例	价格调整系数	备注	
	<0.6	0		
	[0.6, 0.8)	0.8		
	[0.8, 1.2]	1	竞价基准	
	(1.2, 1.4]	1.05		
	>1.4	1	响应量按照签约量 140%计算	
*响应量比例=响应量/签约响应量				
单次响应速度系数				
K_{2_i}	通知时间	响应速度系数	响应类别	备注
	>24	0.8	约定	
	(8, 24]	0.9	约定	
	(2, 8]	1	约定	竞价基准
	(0.5, 2]	1.5	约定	
	(0, 0.5]	2	约定	
	不通知	3	实时	
单次响应时长系数				
K_{3_i}	$T_i/10$ （单次需求响应活动期时长 T_i ，精确到小时）			
年度响应参与度系数				
K_4	响应时长比例	价格调整系数	备注	
	(0, 0.3]	0		
	(0.3, 0.8]	k_{time_1}		
	(0.8, 1]	1	竞价基准	

2019 年试点时期参与需求响应的运营商包括国网电动汽车、蔚来、星星充电、普天、依威能源、小桔充电等。这些运营商充电数据采集按照中电联的标准协议，采集频率 20-30 秒/次，数据存储周期较长，但大多数充电桩未报装。

需要指出，目前各地电力需求响应补偿政策有较大差异，且山东、江苏、浙江等省近年来已陆续开展电力需求响应市场竞价，负荷侧资源参与需求响应的价格及频次都存在较大不确定性。目前上海市电力

需求响应补偿价格在各试点城市中相对偏高，且试点初期上海市对电动汽车采取固定补偿，一定程度上保障了电动汽车参与响应的经济效益。考虑到市场机制及补偿价格的不同，各地经济性评估结果可能存在较大差异。

2. 试点效果

从上海市电动汽车参与电力需求响应的试点结果看，车辆在不同充换电场所够提供的充电灵活性调节规模各异，各自实现的响应效果也存在较大差别。本节将选取某充换电平台运行情况，分别针对住宅区私人充电桩、办公地专用充电桩以及电池换电站参与需求响应的运行效果进行对比分析。

3.1 私人充电桩

该汽车充电平台在上海市覆盖约 3000 个私人充电桩，其中共有 288 个充电桩桩主报名参与 2019 年 6 月 7 日需求响应，响应日当日实际参与响应的充电桩数量为 159 个，实际响应充电桩占全部平台充电桩数量的比例为 5.3%。可见，虽然数量规模较大，但私人充电桩的实际响应率偏低。此外，私人充电桩分布较为分散，且有较强私人属性，其参与电力需求响应存在较高的个人隐私保护要求。

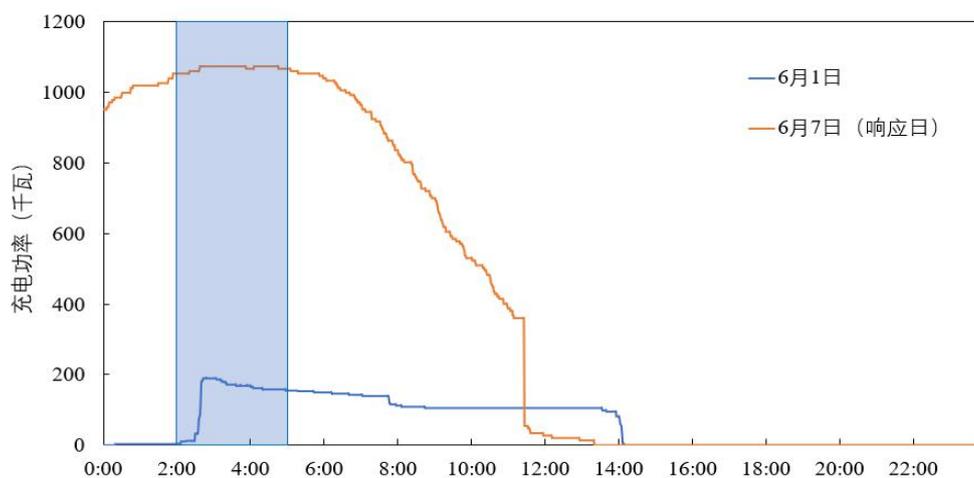


图 10 私人充电桩填谷响应与平日充电负荷对比

图 2 为上海市私人充电桩参与需求响应的效果对比图。相比平日充电负荷（蓝色曲线），参与响应的 159 个私人充电桩在响应日的充电负荷（红色曲线）明显提升。尤其在填谷响应时段（2:00–5:00）平均充电负荷达到 1068 千瓦，是平日（6 月 1 日）该时段充电负荷的 7.8 倍。此外，6 月 7 日响应日 159 个响应充电桩平均充电量为 64.5 千瓦时，远高于平日（6 月 1 日）日均充电量 9.35 千瓦时，由此判断有相当一部分车主将连续几日充电电量集中在 6 月 7 日响应时段，可见价格激励对电动车主有较强引导效果。

按照目前上海需求侧响应年度交易单边竞价规则，2019 年度填谷需求响应竞价交易报价上限为 1.2 元/千瓦时，对私人充电桩提前 24 小时通知，则补贴系数为 0.8，若按竞价交易报价上限计算，则单位填谷补偿价格为 0.96 元/千瓦时。由于私人桩、专用桩、换电站实时响应能力由弱到强，本文按照日前通知设置私人桩和专用桩响应速度，按照提前 0.5 小时通知设置换电站响应速度。考虑到电动汽车具有较高响应精度，本研究假设其平均响应比例在 80-120%之间。此外，考虑到车辆在私人桩连接时间最长，其次为专用桩，换电站因换电运营强度约束持续响应时间最短，本文假设三类充电设施 k3 值分别为 3，2，1。由于试点期间电动汽车不参与需求响应竞价，三类充电设施年度响应系数统一取 1。基于私人充电桩需求响应成本和效益水平，本研究对电动汽车车主参与需求响应的经济性进行了分析。对于电动汽车车主而言，在需求响应聚合商固定投资成本（500 元/桩）和响应补偿单价确定的情况下，参与需求响应的频次决定了综合经济性水平。当响应频次较低，如 3 次/年情况下，单桩年均收益仅为 42 元（收益分成后，下同），而当响应频次达到 10 次/年，则单桩年均收益率超过 140 元，参与需求响应的内部收益率达到 27%。

3.2 专用充电桩

该平台下某内部充电装群共计安装 110 个专用充电桩，其参与削

峰响应的效果对比如图 3 所示。红色曲线为该充电装群响应日（8 月 9 日）的充电负荷，两条虚线为平日（8 月 1/2 日）充电负荷。其中，响应时段（12:00-14:00）平均充电功率为 43 千瓦，相比平日该时段平均充电功率 167 千瓦降幅达到 75%，需求响应参与度明显高于私人充电桩。由此可见，企业内部充电桩一方面拥有与私人充电桩相似的车辆接入时间长的优势，一方面相比私人充电桩更便于开展集中充电行为管控，其参与需求响应的可靠性也相对更高。

专用充电装群参与需求响应的成本与私人充电桩类似，主要包括聚合商固定投资及运维成本，因此存在一定聚合商收益分成。目前上海市削峰需求响应补偿单价较高，单位千瓦补偿 30 元，折算每千瓦时电量为 3 元。若同样以提前 24 小时方式通知参与响应，则单位千瓦时响应电量实际补偿为 2.4 元。由于具备较高的响应率及电价补偿，专用充电桩群参与需求响应的经济性相对较高。表 5 为专用充电桩削峰需求响应经济性分析。当年响应频次为 3 次时，年补偿收益为 70 元，若响应频次提升至 10 次/年，则桩均年收益达到 235 元，内部收益率接近 50%。

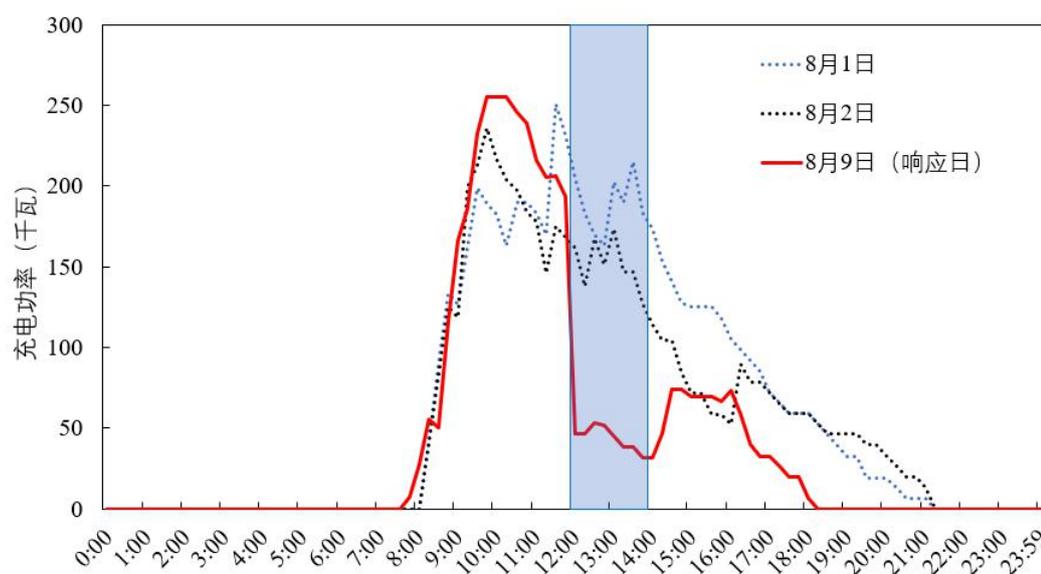


图 11 专用充电桩削峰响应与平日充电负荷对比

3.3 换电站

图 4 为该平台下 9 座换电站参与削峰响应合计效果对比。其中，红色曲线为换电平台响应日（12 月 5 日）充电负荷，各条虚线为 11 月 25 日至 29 日连续五个工作日充电负荷，虚线代表平日（25 日-29 日）平均充电负荷。响应日响应时段（10:00-11:00）合计充电功率为 140 千瓦，相比平日平均充电功率 745 千瓦降幅达到 81.2%，响应率为三种充电设施中最高。换电站参与需求响应的必要前提是拥有一定换电裕度，换电服务强度的下降或增加换电站备用电池都可实现类似效果。

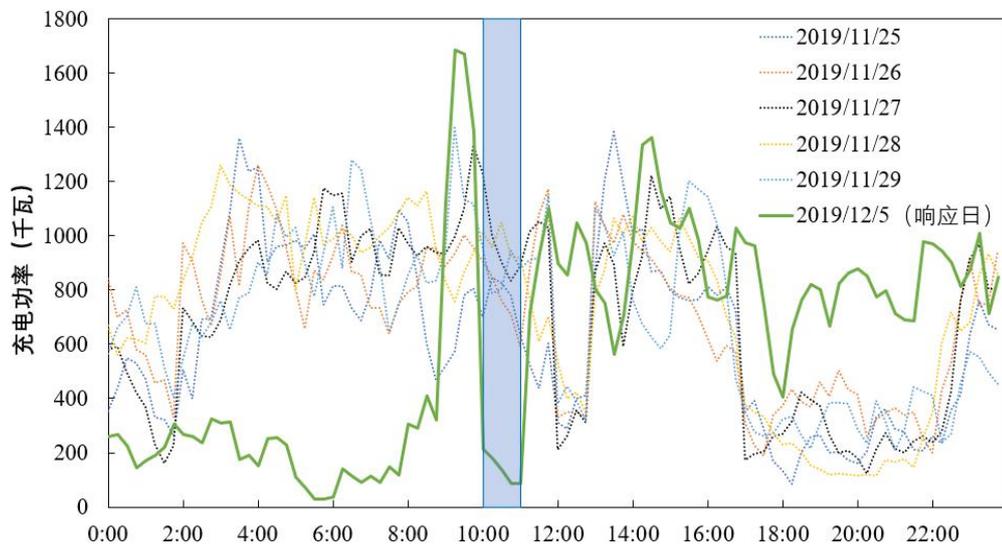


图 12 换电站响应日与平日充电负荷对比

换电站参与需求响应的成本主要取决于换电服务强度和换电站内备用电池裕度。该换电平台换电站服务能力按照一天营业 16 小时、每站每天换电服务 72 次设计，则单站平均每小时换电 4.5 次。若每座换电站配备 5 块备用电池，每块备用电池充电功率 60 千瓦，且换电强度按时间轴平均分布，则每站最多可调用约 300 千瓦（时移 1 小时）灵活充电负荷。考虑到实际运营中换电服务时间分布存在一定波动，因此该充电裕度一般仅作为换电备用，难以满足需求响应的额外调节需求。但由于目前该换电平台运营强度还未达到饱和，平均每站

实际换电频次约 3 次/小时，即每站约有 2 块备用电池或 120 千瓦充电功率可实现全天候负荷时移。虽然通过增加备用电池数量可以相应提升充电灵活度，但单纯为参与需求响应增加备用电池近似于储能电站的运营模式，在目前的响应频次及响应补偿水平下，经济性显然不足。

一般电力需求响应的成本包含初始技术投资、响应者机会成本、组织者实施成本。其中初始技术投资包括测量和通信系统更新升级成本、电力设备及软件成本、账务系统升级成本等。响应者机会成本包括因参与需求响应产生的不便或舒适性下降、作息日程变动带来的成本、自备电源的燃料和维护费用等。组织者实施成本包括项目管理和经营成本、市场营销成本、项目评估成本、用户培训成本等。对于电动汽车而言，充电桩都已具备基本测量和通信功能，且私家充电桩停车时间较长，用户参与需求响应的机会成本也较低。第三方聚合商在私家电动汽车参与需求响应过程中扮演重要角色，其成本也相对较高。结合上海试点经验看，第三方聚合商的需求响应活动的组织成本主要包括补偿资金垫付和人工成本两方面。由于目前上海市电力公司对参与需求响应用户的资金补偿按年核算，实际支付补偿的时间明显滞后，第三方聚合商往往需要向用户提前垫付补偿资金。此外，由于目前充换电设施与电力需求响应平台还未实现自动化对接，电动汽车参与需求响应的事前事后数据由人工分析和决策，导致组织成本偏高。考虑到未来需求响应与充放电系统实现平台化对接，需求响应相关信息发布和用户响应决策可通过自动化流程实现，相关成本也将随之大幅降低。

鉴于换电站具有较强的充电时间管控能力，12 月 5 日响应日当日提前通知量仅为 30 分钟，则单位千瓦时削峰响应的补偿单价可达 6 元，远高于私人充电桩和专用充电桩价格补偿水平。若年均响应次数为 3 次时，单站年均收益率就达到 1500 元以上；若响应次数达到

10 次，单站年均收益率超过 5000 元。

(三) 华北第三方调峰辅助服务试点

1. 项目简介

华北电网由京津唐电网、河北南网、山西电网、山东电网和蒙西电网五个省级控制区构成，供电区域涵盖北京市、天津市、河北省、山西省、山东省和内蒙古自治区西部地区。京津唐电网由北京、天津、冀北五市（唐山、秦皇岛、承德、张家口、廊坊）所在电网以及山西、陕西、内蒙、辽宁等地点对网电厂送出系统组成，新中国成立以来始终按照“统一规划、统一建设、统一调度、统一运营”原则发展，保障着首都北京可靠供电。

近年来，华北电网电源结构“一高一多一少”特征愈发显著。截至 2019 年底，华北电网新能源装机 107 GW，占总装机近 30%；供热机组装机 183 GW，占火电装机 73%；利于调峰的水电机组 7.43 GW，占总装机不到 2%。华北电力调峰辅助服务市场运行信息表明，京津唐电网平均发电负荷率最低值已达 50.92%，夜间和午后低谷时段平均发电负荷率均值为 59.99% 和 60.93%，电网调峰资源明显不足，新能源消纳压力不断增加，亟需挖掘各类功率可调节的资源参与调峰。

与此同时，配网侧存在大量功率可调节的负荷资源，如电动汽车、分布式储能、智能楼宇、电采暖、工业园区等。以京津唐电网为例，据不完全统计，截至 2018 年底电动汽车保有量约 40 万辆，空调保有量约 8 000 万台、容量 1.8 GW，电采暖用户大 163 万户、容量近 0.6 GW。这些资源用电时间有弹性、用电行为可引导、用电规律可预测、用电方式智能化，若将其纳入电网调度优化控制，可大幅增加电网调节能力。

2019 年上半年，华北电网在国内率先搭建了源网荷储多元协调

调度控制平台,解决了调度端与负荷端网络链条长、跨越平台数量多、信息交互壁垒大、互联网安全风险大等诸多问题,实现了调度端对负荷侧资源的数据采集、监视、分析及展示。然而,如何通过市场手段引导负荷侧资源可持续参与电网调节成为一个难题。近年来,电力调峰辅助服务市场已成为解决电网调峰问题的主要市场化手段,其市场主体涉及各类发电侧资源,包含燃煤火电机组、抽水蓄能机组、核电机组、新能源机组等。随着虚拟电厂、负荷侧需求响应、微电网等概念的提出,电动汽车、储能、智能楼宇等功率可调节的负荷侧资源参与电网调峰成为研究热点之一。政府主管部门也提出按需扩大电力辅助服务提供主体,鼓励储能设备、需求侧资源参与提供电力辅助服务,允许第三方参与提供电力辅助服务。当前负荷侧资源参与电力辅助服务相关研究主要集中在理论、政策层面,尚未提出能满足商业化运行需求的规则设计与实践验证。获国家能源局批复后,第三方调峰试点于2019年12月12日开始在京津唐电网正式结算运行。实践结果表明,第三方独立主体代理的电动汽车、分布式储能、虚拟电厂等负荷侧资源在市场机制引导下初步改变了“反调峰”特性,有效提高了电网调峰能力,促进了新能源消纳。

实施层面,电力调度机构组织第三方独立主体参与市场申报,申报周期为日。第三方独立主体参与华北电力调峰辅助服务市场初期,报量不报价,作为市场出清价格的接受者参与省网市场。储能装置、电动汽车入网(V2G)型电动汽车充电桩等具备充放电功能的设备申报充放电功率及时间、基准充放电功率、充放电容量、转换效率、最大充放电功率、日最大充放电次数、功率调节速率等。电动汽车普通充电桩或充电站等仅有充电功能的资源申报充电功率及时间、最大充电功率、基准充电功率等。电采暖、智能楼宇等可控负荷申报用电功率及时间、最大调节功率、基准用电功率等。第三方独立主体分类申报其代理的各类负荷侧资源。按照前述不同资源类型申报要求,第三

方独立主体申报各类负荷侧资源的聚合信息。

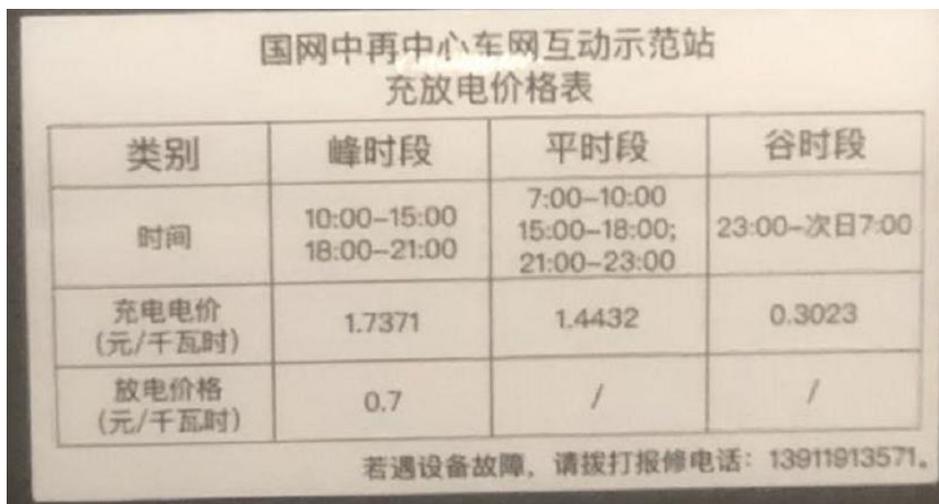
电力调度机构根据市场规则，编制省网日前发电预计划，完成日前市场预出清。结合第三方独立主体申报的次日充用电曲线，在市场预出清价格较高时段调用负荷侧资源，形成第三方独立主体日前充放电曲线。依据确定的第三方独立主体日前充放电曲线，修正次日省网负荷预测，在此基础上，完成日前市场第二次出清，确定省网常规发电机组日前发电计划。市场出清结果通过调度侧自动功率控制（automatic power control, APC）系统实时下发至第三方独立主体控制管理平台，平台自动接收并将分解后的指令发给其代理的各负荷侧资源个体执行，有效实现闭环控制。

2020年7月，北京中再大厦投运全国第一座商业化运营V2G站，项目主要用于解决国网中再中心办公区公务及员工个人车辆充放电需求，并通过峰谷差价套利、参与电网削峰填谷和电力辅助服务。该站安装有9台额定功率15kW的直流C型V2G充电桩（380V AC 额定电流25A，750V DC 直流端口电流0-25A）。充电桩接入中再大厦一台1200kVA配电箱。



图 13 国网中再中心车网互动示范站

目前示范站充放电价格采用峰谷电价，峰时段（早 10:00-午后 15:00、晚 18:00-21:00）充电价格 1.7371 元/kWh，放电价格 0.7 元/kWh，谷时段（夜 23:00-次日 7:00）充电价格 0.3023 元/kWh，其他时段充电价格为 1.4432 元/kWh。因此，相比峰时段充电，谷时段充电（有序充电）价差达到 1.4348 元/kWh。若采用谷时段充电、峰时段放电（V2G）策略，价差收益达到 0.3977 元/kWh（不含充放电效率损失）。以目前示范站充放电价格设计，峰时段充放电价差超过 1 元/kWh。若车辆放电价格能够实现就近利用，放电价值将与充电电价水平接近。



类别	峰时段	平时段	谷时段
时间	10:00-15:00 18:00-21:00	7:00-10:00 15:00-18:00; 21:00-23:00	23:00-次日7:00
充电电价 (元/千瓦时)	1.7371	1.4432	0.3023
放电价格 (元/千瓦时)	0.7	/	/

若遇设备故障，请拨打报修电话：13911913571。

图 14 国网中再中心车网互动示范站充放电价格表

2. 试点效果

第三方独立主体参与华北电力调峰辅助服务市场试点工作确定国网电动汽车公司、冀北综合能源服务公司、特来电公司作为首批参与单位，与市场运营主体国网公司华北分部签订并网调度协议和结算协议。国网电动汽车公司代理充电桩和分布式储能两类资源，冀北综合能源服务公司代理包括电采暖在内的虚拟电厂，特来电公司代理充电桩资源。参与市场的充电桩 27006 台、分布式储能电站 4 座、虚拟电厂负荷终端 17 个，负荷侧资源总量 260 MW，调节量近 40 MW。

个体资源调峰效果

参与市场前，负荷侧资源均是在低谷电价开始时段即以较大功率进行充电或用电，电动汽车一般凌晨 01:00—02:00 即充满电，分布式储能和蓄热式电采暖设备为避免频繁调整功率引起设备不必要损耗、往往全低谷时段保持恒定功率用电。在不改变每日谷价时段用电量需求基础上，通过市场引导，电动汽车、分布式储能和蓄热式电采暖设备改变了用电功率和时间，在后半夜市场出清价格较高时段即电网调峰困难时段多用电，有效参与了电网调峰。同时，由于谷价时段用电量不变，用户原本享受的谷价优惠不受参与调峰市场影响，但额外获取调峰市场红利，实现电网和用户双赢。特来电公司代理的北京市某公交充电站参与市场前后的充电功率曲线如图 1 所示。

蓝线是参与市场前典型日 2019 年 10 月 7 日 20:00 至次日 08:00 的充电功率，红线是参与市场后典型日 2020 年 1 月 9 日 20:00 至次日 08:00 的充电功率。

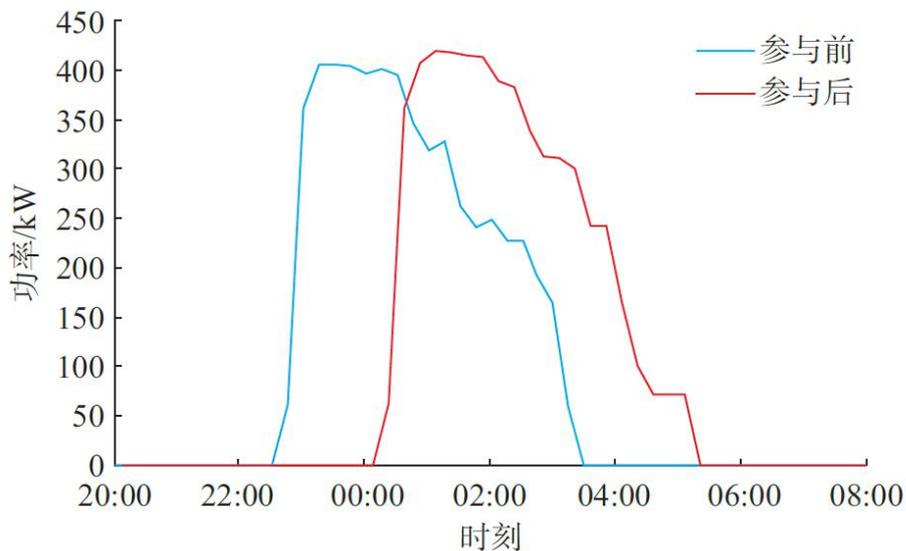


图 15 北京某公交充电站参与市场前后功率曲线

第三方独立主体日前申报负荷侧资源每 15 min 调峰能力，采用报量不报价的方式，作为价格接受者参与市场。每 15 min 根据电网实际调峰需要，以及负荷侧资源的申报情况完成市场统一优化出清，

确定负荷侧资源每 15 min 的运行出清结果。特来电公司代理充电桩资源典型日出清情况如图 4 所示。充电桩资源实际充电功率按照市场出清结果执行，可见通过市场引导，01:45—04:45 实际充电功率大于基础功率，为电网提供调峰电力，实际调峰电力在调峰较为困难的 02:15 达到最大 0.61MW，有效参与调峰。相应地，在实际调峰电力大于零时段，充电桩资源获得调峰市场红利。

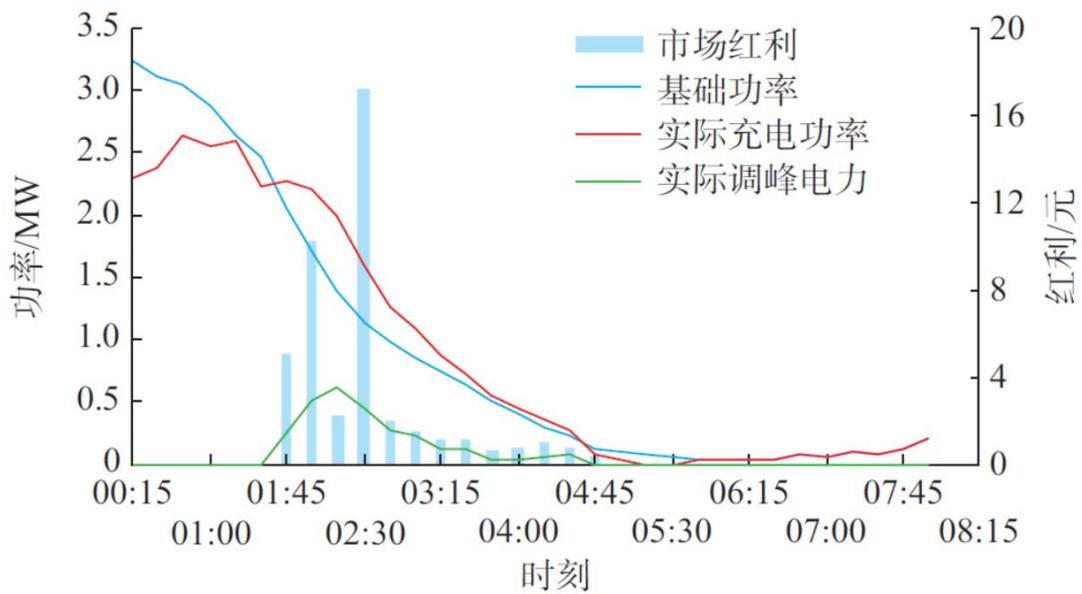


图 16 华北第三方试点充电桩资源日出清情况

根据华北第三方调峰试点，单位 kWh 调峰补偿在 0.09-0.12 元之间，若叠加目录电价峰谷价差，则电动汽车通过有序充电单位 kWh 电量转移的收益超过 1.5 元，考虑车用充电量 3000kWh/年，单车收益约 4500 元/年。若电动汽车额外进行 V2G 车网互动，平均每天 V2G 电量交互 20kWh (以北京中再中心试点案例，峰时段放电价格 0.7 元/kWh，谷时段充电 0.3023 元/kWh 计算)，则增加充放电收益约 3000 元/年，两者合计收益高达 7500 元/年。

（四）山西“新能源+电动汽车”协同互动智慧能源试点

1. 项目简介

为扎实践行习近平总书记对山西省能源革命综合改革试点的总体要求，贯彻落实山西省委省政府关于开展能源革命综合改革试点决策部署，立足山西省新能源与电动汽车发展的实际情况，山西省能源局于2020年9月发布《关于印发<“新能源+电动汽车”协同互动智慧能源试点建设方案>的通知》（晋能源电力发[2020]473号），探索构建“源（新能源）-网-荷（电动汽车）-储（蓄电池）”协同运行的“互联网+”智慧能源系统，提升需求侧主动响应能力和新能源消纳水平。

《方案》提出建立“源荷互动”市场化机制。在非电力现货市场模式下，按照“互动电量响应交易、非互动用电量常规交易”原则，设计“源荷互动”市场化机制。互动电量，由负荷聚合商聚合负荷运营商在批发市场中，采用“月度挂牌预出清价格、日前确定弃限电需求与响应、日内计量需求侧响应效果、互动电量日清月结”的方式，开展需求侧响应交易与执行；非互动用电量，参照现行电力用户参与省内电力直接交易方式，由负荷聚合商聚合负荷运营商参与批发零售交易。

《方案》要求建立协同互动执行机制。即调度机构根据日前预计新能源弃限电情况，发布新能源弃限电部分的消纳需求，聚合商反馈弃限电各时段的次日响应能力，由消纳需求与响应能力匹配形成日前交易结果。日内按照日前交易结果，在相应时段聚合商引导电动汽车增加充电负荷，调度机构安排新能源增加发电出力，形成“源荷互动”。

此外，需求侧响应红利传导遵循公平公正、贡献收益匹配的原则，由市场主体根据市场规则自行约定。由于电动汽车充电负荷的多样性，各类用户的敏感度、行为特征不同，运营商所付出营销成本也不同。试点初期，本着将红利最大限度传导至终端用户的考虑，对公交、物流、环卫为主的公益服务行业场站以不低于70%红利传导至运营商；

对出租、网约为主要的社会运营性质场站以不低于**60%**红利传导至用户。负荷聚合商与负荷运营商的红利分配办法以双方协议约定为准。

试点第一阶段**2020年-2021年**，遴选**1~2**户具备条件的企业作为可控负荷聚合商试点企业，建设车联网平台，聚合充电站和电动汽车终端用户资源，以“中长期直接交易”方式开展非互动电量交易，以“月度挂牌交易预出清价格、日前出清响应交易电量”方式开展响应电量绿电交易，检验市场衔接机制、技术支持系统协同、需求响应互动、商业运营模式的科学性和合理性，为在更大范围推广“新能源+电动汽车”协同互动提供宝贵经验。具体分为以下三个步骤：

1. 开展中长期交易。**9**月上旬前，按照准入条件和入市程序，需求侧响应资源在交易平台完成注册、入市等手续；**9**月底前，交易中心组织开展需求侧响应资源非互动用电量直接交易。

2. 模拟试运行。**10**月底前，组织开展需求侧响应模拟交易，并组织相关发电企业、负荷聚合商开展需求侧响应模拟运行，检验各环节、市场机制的科学性和合理性。

3. 正式运行。**11**月底前，正式启动需求侧响应市场。

试点建设得到了国家发改委的高度评价，是国内新能源消纳及需求侧响应的先进案例，是深化能源互联网应用、推进能源转型升级的创新实践。

2. 试点效果

2020年12月、2021年1月，山西省开展“新能源+电动汽车”互动电量预挂牌交易**2**次，新能源需求响应**4**次，单日弃限电最大负荷**90.1MW**，山西电动汽车公司作为负荷聚合商积极组织运营商参与需求响应，消纳新能源电量**20.81MWh**，合计传导用户红利**3073元**（**0.148元/kWh**）。

目前国网山西电动汽车公司已聚合充电运营商**48**家，聚合容量

236.93MW,预计最大响应负荷可达 35.5MW。下一步工作计划包括:

一是加快扩大市场规模。根据市场调研,目前山西新能源汽车市场全年用电量至少 10 亿,市场上还有庞大的用户群体未进入市场。下一步我们将进一步扩大聚合容量,让更多的可控负荷参与到市场中。

二是完善负荷聚合系统相关功能。截止当前,负荷聚合系统开发功能已完成 40%,满足基本的弃限电计划接收与响应计划申报,已接入实时监测数据 23 家,监测点数量 60 个。下一步将继续负荷聚合系统部分功能的开发与完善,主要集中在运营商管理(信息交互)、运营商基准曲线计算、响应计划分解、需求响应实时监测、运营商费用结算等。

三是不断创新协同互动机制与商业模式。通过线上线下培训,运营商已普遍认知需求响应的概念,但目前仍然缺乏聚合商-运营商-终端用户的信息交互手段,同时缺乏有效的激励办法引导运营商与电动汽车响应,再加上电动汽车充电负荷的多样性,运营商很难进行有效申报。下一步将在市场开展过程中不断总结经验,创新出更便捷有效的商业模式,实现更好的需求侧响应效果。

三、调研结论

目前国内各地已展开多个车网融合试点,涵盖微电网、配电网、大电网等不同层级,涉及有序充电、V2G、换电、电池梯次利用等不同技术路线,依托峰谷电价、需求响应、调峰辅助服务、新能源消纳等不同商业模式。本项目就车网融合不同层级,选取了青岛光储充微电网试点、上海电力需求响应、华北第三方调峰辅助服务试点以及山西“新能源+电动汽车协同互动”智慧能源试点开展了调研。综合近期车网融合试点,各地初步积累了电动汽车与电网/新能源协同运行经验,但从目前已启动的试点来看,由于牵动的产业链长、相关方多、

影响面广，两者的充分协同仍面临一系列硬件设施和体制机制障碍，亟需打通从技术标准到保障措施的多重堵点。

配电网难以适应协同运行需求。现有配电网的终端采集、计量与监控手段有限，对充电负荷变化的实时感知与承载能力不足。此外，常规配电网为闭环设计、开环运行，无法实现母线间的潮流互济，制约了电动汽车充放电潜力的发挥。

充电设施数量不足、技术标准滞后。目前全国平均桩车比仅 1/3，城市住宅小区、商业楼宇等固定停车地点普遍存在车位有限、充电设施安装难的问题，有限的充电基础设施难以保证电动汽车的高比例稳定接入。此外，现有充电标准对协同运行的支持力度不足，“车—充电桩”和“桩—充电运营服务商”相关通信协议在标准化程度、信息传输丰富度及网络安全性上均存短板。

“转供电”导致峰谷电价传导不顺畅。电动汽车充放电具有较强价格信号响应能力，但充电接口一般位于电网关口计量表之后，普遍存在的“转供电”加价及充电服务费等因素导致现有峰谷电价无法形成对充电行为的有效引导。

市场机制和商业模式尚不成熟。目前电动汽车主要以需求响应方式与电网互动，车辆及充电服务商本身还不具备独立市场地位，无法深度参与电力辅助服务市场和现货市场。现有需求响应试点集中在大体量、集中式工业负荷上，分散但数量巨大的各类电动汽车资源在不同场景下的车网互动商业模式开发不足。

产业保障体系薄弱。现行车辆及电池质保体系无法适应车网互动（V2G）需求，多数电动汽车用户对 V2G 仍缺乏认知，对电池寿命等因素存在顾虑。此外，由于协同运行涉及电力、汽车、交通、建筑等不同行业，跨行业数据共享和标准制定依然面临行业壁垒。

国家层面缺乏强有力的统筹推进机制。目前国家层面尚未出台协同运行的指导意见和行动方案，各地财政资金对协同试点项目支持不

足，对示范试点效果的评估和标准转化的支持力度薄弱。