

2021年10月



车网互动发展趋势 及政策体系

研究报告

致谢

此报告由国家发改委能源研究所、天津华大亿电、自然资源保护协会合作撰写。国网电动汽车服务有限公司、上海市电力公司、上海市新能源汽车公共数据采集与监测研究中心、蔚来汽车、长城汽车、特来电新能源股份有限公司对本报告研究提供了数据及信息支持，特别在此表示感谢。

课题组成员

刘 坚 国家发展和改革委员会能源研究所

王 澍 天津华大亿电科技有限公司

赵勇强 国家发展和改革委员会能源研究所

自然资源保护协会 清洁电力项目组

游梦娜 王万兴 刘明明 邹以宁 陈艺昕

感谢能源基金会、ClimateWorks Foundation 对本研究的支持。

摘要

我国正在经历着一轮以可再生能源发电和电动汽车引领的能源科技与产业变革。但波动性可再生能源发电的大规模消纳仍存挑战，高碳的电源结构也将削弱电动汽车的环境价值。凭借不断进步的电池技术和庞大的车辆规模，电动汽车可为电力系统提供极具性价比的灵活性调节资源，在强化其自身减排效果的同时，从根本上消除电力系统灵活性资源不足的约束，推动可再生能源的跨越式发展和“碳达峰、碳中和”目标的早日达成。因此，只有尽快打通行业壁垒，促进新能源电力与电动汽车的跨界协同，才能破解能源、交通行业各自局限，实现变革中的共赢。

2019 年以来，国内电动汽车与电网互动试点项目迅速铺开，相关技术与基础设施加速升级，价格与市场机制持续完善，商业模式创新不断涌现，电动汽车资源在新型电力系统中的重要性日益凸显。本报告首先归纳总结了当前国内基于电价和市场机制的车网融合试点进展情况，并在此基础上评估了未来车网互动资源潜力、技术经济性变化趋势及其在新型电力系统中的角色与定位。研究发现：

1. 车网互动不存在明显的资源约束，能够满足未来海量波动性可再生能源发电日内调峰需求。
2. 目前车网互动的成本低于固定式储能，电动汽车有序充电处于火电灵活性改造成本区间下限。随着电动汽车数量的增长和电池技术的进步，车网互动的规模潜力和经济性足以支撑其成为电力系统灵活性的主力。
3. 结合西部某省案例分析发现相比固定式储能，车网互动能更经济有效地降低可再生能源弃电水平。

报告最后根据目前国内已经开展的车网互动试点反映出的问题，在设施标准、电价政策、市场机制及用户引导方面提出了相关建议：

1. 加快开展能源交通协同转型的顶层设计，以“碳达峰、碳中和”愿景倒逼形成车网融合路线图。到“十四五”末初步建立全面开放、智能有序、交易灵活的协同运行外部环境，力争到 2030 年形成 5 亿千瓦以上电动汽车灵活调节资源。
2. 加快配电网智能化升级改造，推动跨平台数据互联互通。
3. 制定更加灵活的充放电价格机制，细化充放电价峰谷时段，引入充放电价动态调节机制。
4. 扩大第三方辅助服务试点范围，将电动汽车纳入辅助服务市场主体。建立统一的竞争平台，以调节性能为指标拉大收益差距。引导电动汽车参与电力现货市场。
5. 通过提升桩车比、创新电池质保、推广车电分离、扩大社会宣传等方式提升车主参与度。

目录

第一章 研究背景	1
第二章 现状分析	4
一、电价机制	4
(一) 峰谷电价	4
(二) 弹性充电服务费	6
二、市场机制	7
(一) 消纳交易	8
(二) 辅助服务	10
(三) 需求响应	13
(四) 中长期交易	13
第三章 前景展望	15
一、技术可行性	15
二、经济性对比	17
(一) 电动汽车	17
(二) 火电及储能	19
三、可调节规模	23
四、案例分析	25
第四章 障碍分析	28
一、设施标准	28
二、电价机制	29
三、市场机制	29
四、用户引导	29
第五章 政策体系	31
一、顶层设计	31
二、设施标准	31
三、电价政策	32
四、市场机制	33
五、用户引导	33

图表目录

图 1 各国电动汽车销量渗透率与非化石电量占比	1
图 2 全国各地一般工商业、居民生活电价电动汽车低谷充电收益对比	5
图 3 北京、河北电动汽车充放电价格	7
图 4 试点地区电动汽车电力市场交易模式总结	14
图 5 XGF380-Z-2 方案一次系统接线示意图	16
图 6 车网互动、火电改造、固定储能平准化成本对比（日内调峰）	22
图 7 上海调研样本三类车型平均接入功率	23
图 8 电动乘用车 V2G 可调节规模潜力预测	24
图 9 2020 年储能、电动汽车有序充电及 V2G 全年运行对比	26

表目录

表 1 国内车网互动政策文件及试点案例综述	3
表 2 各地公共充电服务费限价	6
表 3 部分地区车网互动市场机制	8
表 4 各地调峰辅助服务价格	10
表 5 火电灵活性改造方式及调节成本	21
表 6 新能源消纳场景各调峰方式对比	27

第一章 研究背景

电力和交通行业占我国二氧化碳排放总量 50% 以上，提升电力行业非化石能源占比，推进交通能源电气化是实现我国“碳达峰、碳中和”目标的关键举措。但随着风电、太阳能发电等波动性电源的规模日益扩大，新能源电力消纳问题日益突出；在化石能源占比较高的电源结构下，交通电动化的全生命周期减碳潜力也难以发挥。只有打破行业边界，加快非化石能源电力与电动汽车的跨界协同，才能破解能源、交通行业各自局限，实现面向“碳达峰、碳中和”目标的跨越式发展。

我国是全球最大新能源发电装机国和电动汽车市场。2020 年底全国风电、光伏发电装机容量达到 5.3 亿千瓦，超过总发电装机容量的 20%ⁱ。截至 2021 年 8 月，全国新能源汽车累计推广量约 700 万辆，动力电池累计产量超过 2 亿千瓦时，远高于电化学储能累计装机。但相比他国电动汽车市场，我国非化石能源发电量占比偏低。当前全球前十电动汽车销量国中，仅荷兰非化石能源发电量占比低于我国，挪威、瑞典、法国甚至超过 90%。较高的非化石能源比重为上述国家电动汽车清洁发展奠定了基础。

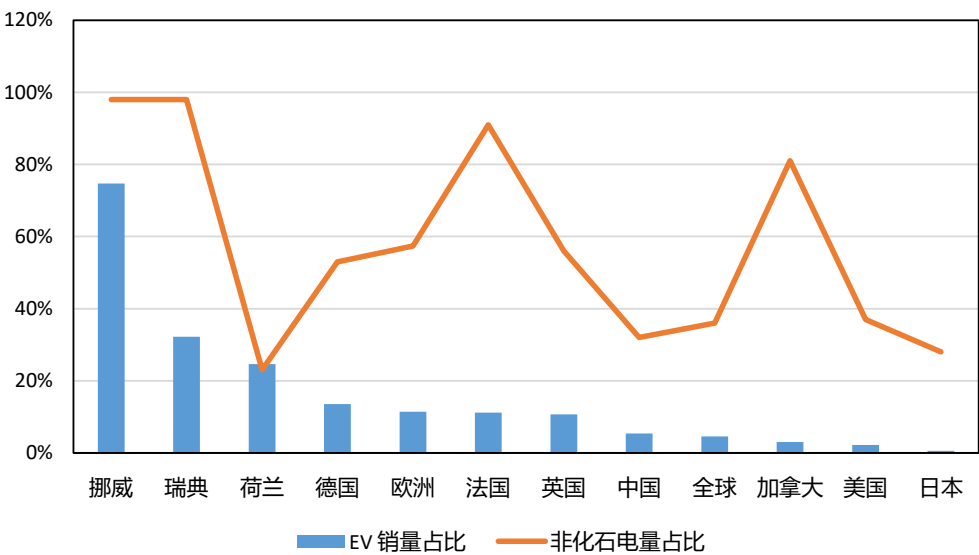


图 1 各国电动汽车销量渗透率与非化石电量占比

注：国际能源署 2019 年统计数据。

i 国家能源局（NEA）

尽管我国非化石能源具有巨大发展潜力，但不同于北欧国家拥有较高水电比重，未来我国非化石能源的发展将主要通过风电、光伏等波动性新能源发电技术实现。预计到 2030 年我国新能源发电装机超过 12 亿千瓦，新能源日内出力波动将占到系统高峰负荷一半以上。同期，电动汽车保有量有望超过 8000 万辆，凭借不断进步的电池技术和庞大的车辆规模，灵活充放电的电动汽车可为电力系统提供极具性价比的灵活性调节资源，极大弥补电力系统灵活性资源不足的制约，辅以合理的电力市场机制，将提升电力系统对波动性可再生能源的消纳能力。

电动汽车可通过有序充电、车网互动（V2G）ⁱⁱ、换电及退役电池储能四种方式与电力系统形成互动¹。电动汽车通过有序充电可与发电侧新能源发电形成耦合，在提高新能源上网电量的同时，降低车辆全生命周期碳排放强度。通过车网双向互动（V2G），电动汽车还可作为分布式储能存储可再生能源电能，实现电能时间和空间的转移，从而实现更大范围的消纳替代。

近年来，车网互动已被提上政府议事日程。在能源领域，国家发改委和国家能源局于 2016 年印发《能源发展“十三五”规划》，提出以智能电网、能源微网、新能源电动汽车和储能等技术为支撑，大力发展分布式能源网络，增强用户参与能源供应和平衡调节的灵活性和适应能力。同年印发的《关于推进“互联网+”智慧能源发展的指导意见》提出在城市、景区、高速公路等区域因地制宜建设新能源充电站等基础设施，提供电动汽车充放电、换电等业务，实现电动汽车与新能源的协同优化运行。2018 年印发的《关于提升电力系统调节能力的指导意见》明确探索利用新能源电动汽车储能作用，提高电动汽车充电基础设施的智能化水平和协同控制能力，并同步构建充电智能服务平台。

汽车领域，国务院于 2020 年印发《新能源汽车产业发展规划（2021-2035）》，文件提出鼓励地方开展 V2G 示范应用，统筹新能源汽车充放电、电力调度需求，综合运用峰谷电价、新能源汽车充电优惠政策，提高电网调峰调频、安全应急等响应能力。具体机制方面，国家发改委《关于创新和完善促进绿色发展价格机制的意见》已明确提出鼓励电动汽车提供储能服务并通过峰谷价差获得收益。近年来，各地纷纷将电动汽车纳入本地电力需求响应及调峰辅助服务，电动汽车正越来越多地与电网及可再生能源发电形成互动（表 1）。

ii V2G：电动汽车向电网送电技术，即利用电动汽车作为电力系统的储能调节资源。本文中 V2G 主要通过峰谷电价、消纳交易、辅助服务及需求响应等商业模式开展。

表 1 国内车网互动政策文件及试点案例综述

	文件	内容
政策	国家发改委《关于电动汽车用电价格政策有关问题的通知》2014.7	鼓励电动汽车在电力系统用电低谷时段充电。
	国家发改委《关于创新和完善促进绿色发展价格机制的意见》2018.7	鼓励电动汽车提供储能服务，并通过峰谷价差获得收益。
	国家发改委等《提升新能源汽车充电保障能力行动计划》2018.12	鼓励新能源汽车提供储能服务，并通过峰谷价差获得收益。
	国家发改委等《关于进一步提升充换电基础设施服务保障能力的实施意见（征求意见稿）》2021.5	打造新能源汽车与智慧能源融合创新平台，加速推进 V2G 试验测试与标准化体系建设。探索新能源汽车参与电力现货市场的实施路径，研究完善新能源汽车消费和储放绿色电力的交易和调度机制。
试点	上海市电动汽车参与电力需求响应试点，2018 年至今	电动汽车直流充电桩进行凌晨低谷负荷充电。
	华北《第三方独立主体参与华北电力调峰辅助服务市场试点》，2019 年至今	电动汽车（充电桩）等三方独立主体作为独立辅助服务提供商。
	山西《“新能源+电动汽车”协同互动智慧能源试点》，2020 年至今	以月度挂牌预出清价格、日前确定弃电需求与响应方式促成风光电与电动汽车市场化交易，未来逐步过渡至实时调控方式。
	湖南《电动汽车绿电交易试行方案》，2021 年至今	低谷时段（23-次日 7 点）全部电动汽车充电电量参与消纳交易。
	华中《新型主体参与华中电力调峰辅助服务市场规则（征求意见稿）》，2021 年 8 月	新型市场主体包括电动汽车（充电桩）等负荷侧各类可调节资源，可按照经营主体独立参与市场，也可通过聚合商以聚合方式（虚拟电厂）参与市场。

第二章 现状分析

目前我国车网互动的激励政策可分为价格机制与市场机制两大类，其中价格机制主要包括峰谷分时电价、容量电费、弹性充电服务费等；市场机制主要指消纳交易ⁱⁱⁱ、电力辅助服务、需求响应以及中长期电力交易等。

一、电价机制

（一）峰谷电价

2014 年国家发改委印发《关于电动汽车用电价格政策有关问题的通知》，首次明确充换电设施经营企业可向用户收取电费及充换电服务费两项费用。其中，电费执行国家规定的电价政策，充换电服务费用于弥补充换电设施运营成本。为充分发挥分时电价信号作用，服务以新能源为主体的新型电力系统建设，2021 年 7 月国家发改委印发《关于进一步完善分时电价机制的通知》[2021]1093 号，提出在可再生能源发电装机比重高的地方，峰谷电价时段要充分考虑新能源发电出力波动，以及净负荷曲线变化特性。若上年或当年预计最大系统峰谷差率超过 40%，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。尖峰电价在峰段电价基础上上浮比例原则上不低于 20%；阶段性供大于求矛盾突出的地方，可建立深谷电价机制。随后广东、安徽、山西、贵州、宁夏等省也陆续实施并完善分时电价、季节性尖峰电价机制，优化峰谷时段划分、拉大峰谷比价，当地车网互动的经济性也有望因此得到提升。

峰谷分时电价是车网互动的重要保障机制。但我国并未全面覆盖用户侧峰谷电价，尤其是居民生活电价，仅有个别省区执行峰谷电价。在少数执行居民峰谷电价的地区，峰谷价差也明显偏低。图 1 列举了各省市一般工商业和居民生活用电峰谷电价情况，其中一般工商业峰谷电价差（白点）基本在 0.4 元/kWh-0.8 元/kWh 之间，

ⁱⁱⁱ 本文消纳交易指电力用户在日前、日内通过改变用电时间或增加用电需求与可再生能源发电企业达成的市场化交易。

是居民电价峰谷电价差的 2 倍以上。

各类电动车型中，电动乘用车数量最多、停车时间最长、充电负荷灵活性最高，车网互动潜力也最大。一般来说，电动乘用车在住宅小区和办公地点停车时间较长，更容易实现错峰充电，但有限的峰谷电价差降低了电动汽车错峰充电积极性。图 1 中红点代表各地电动乘用车有序充电的经济收益，其中响应居民生活低谷电价的全生命周期收益普遍低于 1 万元，仅为一般工商业价差收益一半左右。此外，由于充电桩一半设置在电网关口电表后，以转供电方式与其他用电负荷混合计量，峰谷电价往往无法最终传递至充电桩，进一步降低了有序充电的吸引力。

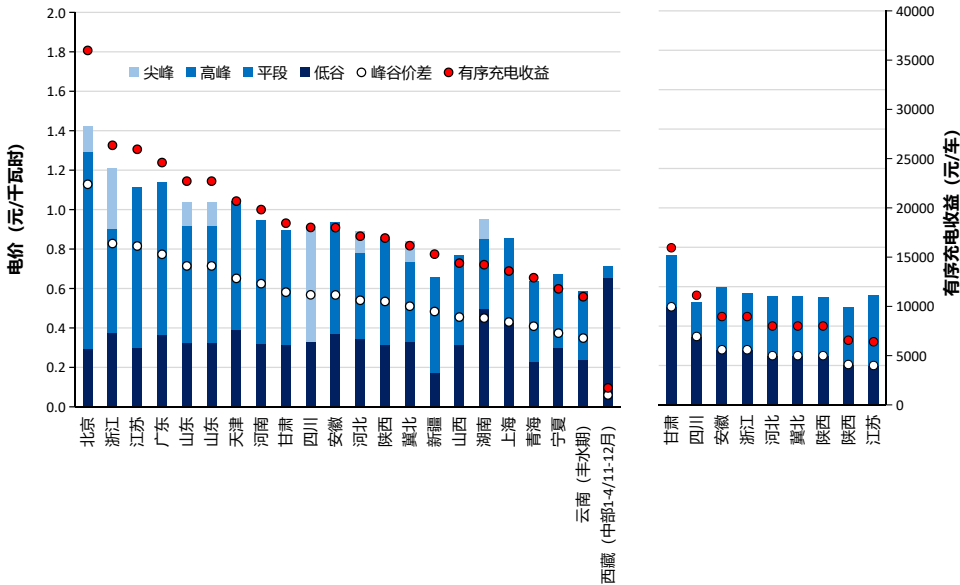


图 2 全国各地一般工商业、居民生活电价电动汽车低谷充电收益对比

除峰谷电价政策落实不到位外，近年来目录电价的下调也间接压缩了峰谷价差。为降低用电成本，2018 年以来，一般工商业电价逐年分别下降 10%、10% 和 5%。各地降电费过程中往往导致峰谷价差的同步缩减。2017 年以来，广东省一般工商业电价差从 0.9501 元 /kWh 下降至 0.7734 元 /kWh，降幅接近 20%，峰谷电价对用户侧灵活性调节的激励作用也因此受到一定影响。

（二）弹性充电服务费

经过多年发展，各地电动汽车充电服务费已逐步从政府定价过渡到市场化定价与政府限价相结合的方式，各地充电服务费上限价格在 0.6-0.8 元 /kWh 左右（表 2）。个别城市（如北京）已取消充电服务费政府限价，市场实际价格一般在 0.2-0.4 元 / kWh。

表 2 各地公共充电服务费限价

	七座以下乘用车	七座以上乘用车 / 公交车	说明
上海	1.3 元 /kWh		含电费
南京	1.68 元 /kWh	1.46 元 /kWh	含电费
苏州	1.9 元 /kWh	1.56 元 /kWh	含电费
江西	2.36 元 /kWh	1.36 元 /kWh	含电费
河北	1 元 /kWh	0.6 元 /kWh	-
济南	1.45 元 /kWh	1.35 元 /kWh	含电费
青岛	0.65 元 /kWh	0.6 元 /kWh	-
湖南	0.8 元 /kWh	-	-
广东	0.8 元 /kWh	-	-

各地充电服务费一般为固定费率，但为引导车主的充电行为，部分充电运营商采取了弹性服务费机制。如北京市部分充电运营企业采用分时充电服务费，用户侧实际执行的峰谷价差从 1 元 /kWh 提升至 1.43 元 /kWh（图 2）。此外，部分充电运营商针对 V2G 模式设计了放电价格，如北京高峰时段放电价格为 0.7 元 /kWh，河北尖峰 / 高峰时段放电价格分别达到 0.876 元 /kWh 和 0.768 元 /kWh，一定程度上激励了电动汽车用户放电积极性。

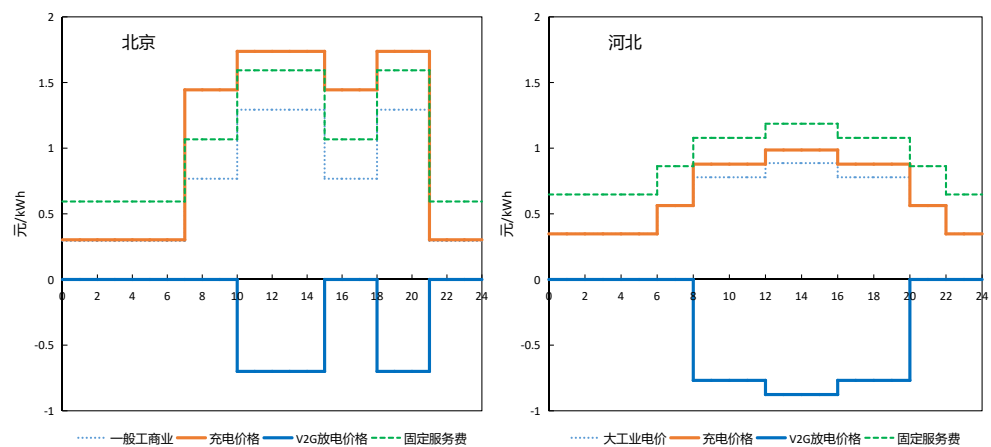


图 3 北京、河北电动汽车充放电价格

二、市场机制

对于电力系统而言，物理上需要功率可被调控的各类资源，被电网调度，实现电力系统实时的平衡。对电力市场而言，根据各类资源经济特性，例如成本或者报价，以总成本最低的目标，优化选择可用的资源，实现电力系统的物理平衡需求。因此，能够为电网提供功率调控的资源呈现的是相互竞争的关系，特别是考虑到未来电力市场化改革的不断推进，电动汽车资源以市场竞争方式参与电力市场成为大势所趋。

长远来看，电力现货市场是实现车网高效互动的机制保障。当前我国电力现货市场仍处于建设阶段，但各地进展情况不同，部分试点仅为发电侧参与单边现货市场，用户侧参与度不足。因此，目前国内车网互动的市场机制主要以消纳交易、电力辅助服务和需求响应的方式实现，而在全国更大范围开展的电力中长期交易也在一定程度上提升了电动汽车消纳消纳。

表 3 部分地区车网互动市场机制

省市	消纳交易	辅助服务	需求响应	中长期交易
北京	连续	连续		连续
上海			不定期	连续
山西	不定期	连续		连续
湖南	不定期	连续	不定期	连续
河北		连续		连续
浙江		连续	不定期	连续
江苏		连续	不定期	连续
青海		连续		连续
内蒙		连续		连续
河南		连续		连续
福建		连续		连续
广东		连续		连续

（一）消纳交易

山西省“新能源 + 电动汽车”协同互动试点和湖南省电动汽车消纳交易是国内较为典型的直接联动新能源和电动汽车的市场机制。

——山西“新能源 + 电动汽车”智慧能源试点

为探索构建“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，山西省能源局于 2020 年 9 月印发《“新能源 + 电动汽车”协同互动智慧能源试点建设方案》，提出建立“源荷互动”市场化机制，即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，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。

2020年12月18日，国网电动汽车公司作为首批负荷聚合商，试点开展消纳交易。到2021年5月，公司已聚合充电运营商62家，聚合容量307.12MW，预计最大响应负荷可达35.5MW，组织开展“新能源+电动汽车”互动电量预挂牌交易6次、新能源需求响应41次，单日最大响应负荷3MW。由于电动新能源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。到2021年5月，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131.4MWh，合计传导用户红利18998.33元。

——湖南电动汽车消纳交易试点

2021年3月，湖南电力交易中心在湖南省首次推出电动汽车充电消纳交易。配合风电夜间高发特性，风电以低电价在丰水期（3月-6月）23时至次日上午7时向省内充电站供电。参与消纳交易的电动汽车充电设施运营企业需满足供电电压等级10kV以上，在国网湖南省电力公司营销系统中单独立户、单独计量，且具有分时段计量技术条件。运营充电聚合平台的企业，需在电力交易中心完成注册，与湖南省充电设施智能服务管理平台互联互通，实现充电数据全管控，实时接受电网调度指令。

消纳交易采用双边协商或集中竞价模式，交易电量为电动汽车全部充电量。交易价格由市场交易价格、输配电价（含线损）、政府性基金及附加三部分组成。市场交易价格为市场交易价差与购电基准价之和，充电负荷聚合商基于供电基准价申报价差，与发电企业达成的交易价差为市场交易价差。其中，大工业基准价401.15元/MWh，一般工商业基准价397.55元/MWh。发电企业持留电量或用户申报电量未成交，则按120元/MWh进行二次出清。

消纳交易红利最大程度向终端用户传导，以价差0.1元/kWh为例，售电公司收取0.001元/kWh代理费，负荷聚合商收益为红利的15%，即0.015元/kWh，充电运营商和终端车主分别为40%和60%，即0.035元/kWh和0.05元/kWh^{iv}。

^{iv} 2021年8月湖南电力市场交易暂停扩需增发、风电减弃扩需、电动汽车消纳专场交易，并降低交易限价，缓解因电力供需紧张造成的火电企业经营压力。

（二）辅助服务

为发挥负荷侧灵活性调节潜力，国内越来越多地区启动面向负荷侧的第三方电力辅助服务试点（表 4），电动汽车资源往往在其中扮演重要角色。在现有开展的试点中，华北第三方调峰辅助服务和浙江第三方辅助服务较典型。2021 年 8 月，国家能源局发布《并网主体并网运行管理规定》和《电力辅助服务管理办法》的征求意见稿，一方面明确了新型储能、负荷侧资源的主体身份，一方面提出了转动惯量、爬坡、调相、稳控切机、快速切负荷等新型辅助服务品种，为新型电力系统下辅助服务的发展指明了方向。

表 4 各地调峰辅助服务价格

	政策文件	主要内容
全国	《并网主体并网运行管理规定》、《电力辅助服务管理办法》（征求意见稿）	增加新能源、新型储能、负荷侧并网主体；增加转动惯量、爬坡、调相、稳控切机、快速切负荷辅助服务品种；明确负荷侧资源继电保护、调度通信、调度自动化、调频等涉网安全参数
江西	《江西省电力辅助服务市场运营规则（试行）》	负荷率 45%-50%，调峰价格 ≤ 0.2 元 /kWh；40%-45%， ≤ 0.3 元 /kWh；35%-40%， ≤ 0.4 元 /kWh；30%-35%， ≤ 0.5 元 /kWh； $< 30\%$ ， ≤ 0.6 元 /kWh
江苏	《江苏电力市场用户可调负荷参与辅助服务市场交易规则（试行）》	谷段报价 ≤ 0.25 元 /kWh，平段报价 ≤ 0.6 元 /kWh，峰段报价 ≤ 0.9 元 /kWh
山东	《山东电力辅助服务市场运营规则（试行）（2020 年修订版）》（征求意见稿）	调用储能设施有偿调峰出清价格 400 元 /MWh，储能设施 AGC 辅助服务交易出清最高上限 6 元 /MW
安徽	《关于公开征求对电化学储能电站参与安徽电力调峰辅助服务市场规则条款意见的公告》	电储能报价最高不超过 800 元 /MWh
东北三省	《东北电力辅助服务市场运营规则》	用户侧储能可与风电、光伏企业协商开展双边交易，价格上下限为 0.2、0.1 元 /kWh

	政策文件	主要内容
山西	《山西独立储能和用户可控负荷参与电力调峰市场交易实施细则（试行）》	日前市场交易独立储能市场主体申报价格参考现货市场火电机组深度调峰第四档区间 750 元 -950 元 /MWh
新疆	《新疆电网发电侧储能管理暂行规则》	电储能设施根据电力调度机构指令进入充电状态的，对其充电电量进行补偿，具体补偿标准为 0.55 元 / 千瓦时
湖南	《湖南省电力辅助服务市场交易模拟运行规则》	储能电站报价上限为 500 元 /MWh，充电电量同时执行现行用电侧峰谷分时电价
甘肃	《甘肃省电力辅助服务市场运营暂行规则》（2020 年修订版）	新能源场站或虚拟电厂中的储能设施参与调峰辅助服务交易，申报价格上限 0.5 元 / 千瓦时
青海	《青海电力辅助服务市场运营规则（试行）》	调度机构可按照电网调用储能调峰价格（暂定 0.7 元 / 千瓦时）调用储能设施参与青海电网调峰

——华北第三方调峰辅助服务

根据华北能监局《负荷侧独立主体参与华北电力调峰辅助服务市场试点方案》，电动汽车资源与其他包括常规发电机组在内的各类调节资源在调峰市场公平竞争。与火电类似，电动汽车资源应进行价格和调节能力申报，调度机构采用多类型调节资源调峰的联合出清方式，确定电动汽车资源中标量和出清价格。双方应采用同样的出清价格进行结算。

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了国网电动汽车公司、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。

华北电网第三方调峰辅助服务试点于 2019 年 12 月 12 日开始在京津唐电网正

式结算运行。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。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服务。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的服务收入，实现电网和用户双赢²。

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 1.2 元，考虑车用充电量 3000kWh/ 年，单车收益约 3600 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（以峰时段放电价格 0.7 元 /kWh，谷时段充电 0.30 元 /kWh 计算），则增加充放电收益约 3000 元 / 年，两者合计收益高达超过 6000 元 / 年。

——浙江第三方电力辅助服务

2021 年 5 月，浙江省能监办发布《浙江省第三方独立主体参与电力辅助服务市场交易规则（试行）（征求意见稿）》，文件提出储能装置、电动汽车（充电桩）、负荷侧调节资源、负荷聚合商、虚拟电厂、抽水蓄能电站等第三方独立主体应满足相应准入条件，在交易机构完成注册后，可参与调峰、旋转备用、调频、无功调节等电力辅助服务市场交易。

据该《征求意见稿》，第三方调峰容量不小于 2.5MWh，调节功率不小于 5MW，持续响应时间不小于 1 小时。填谷时段原则上为 1:00-6:00、11:00-13:00，价格上限为 400 元 /MWh，削峰时段根据调度机构日前电力电量预测确定，价格上限为 500 元 /MWh。以聚合方式参与第三方主体均需满足电力、电量数据分时计量与传输，并经电力调度机构技术测试或确认。调峰基线选取市场交易前 5 个工作日或 3 个周六作为参考。第三方主体提供辅助服务的收益费用在发电侧和市场化用户之间分摊。

除电力调峰外，车网互动在功率型调节方面同样具有巨大应用潜力。合理引导电动汽车有序充放电将支撑电网频率稳定、提升供电质量、保障电网安全。国外部分地区针对电动汽车提供电网调频^{3, 4}、系统备用^{5, 6}等已开展商业化运营示范，国内车网互动的功率型应用相对较少，响应互动策略和商业运营模式还有待示范论证。

（三）需求响应

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，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。

目前上海市需求响应采用响应主体侧年度单边竞价，统一边际电价法出清。响应主体分别独立申报各类型响应（中长期、日内、快速）削峰、填谷响应规模和补偿价格（基准值）。补偿价格上限（基准值）为：削峰响应3元/（千瓦·小时），填谷响应1.2元/（千瓦·小时），具体补偿价格根据前通知时间进行调整，每个响应类别年度承诺参与响应时长不小于10小时。

以2021年五一劳动节需求响应为例，需求响应发布时间为4月28日，响应时段分别为5月2日（五一节第二天）凌晨1:00-4:00，填谷和5月6日（五一节后第一天）上午9:00-11:00削峰。负荷基线方面，中长期填谷需求响应负荷基线以5月1日同时段负荷曲线作为参考，削峰响应取4月26日至30日同时段负荷作为参考。填谷响应、削峰响应每千瓦每小时补偿标准分别为0.96元、2.4元，采用电费抵扣方式。补偿范围包括直接参与的用户、经负荷集成商或虚拟电厂运营商代理的用户。重点发动市属控股集团、其他大型工商业企业、负荷集成商、虚拟电厂运营商参与本次需求响应，采用负荷集成商代理和大用户直接参与的模式。

（四）中长期交易

随着新一轮电力体制改革的不断深入推进，发用电计划正在逐步放开，电力用户参与电力市场化交易将成为必然。电力市场化交易让电力用户可以直接与发电厂或售电公司议价，从而形成动态价格信号。2021年1月6日，内蒙古工信厅印发《关于做好2021年蒙东地区电力直接交易市场交易工作有关事宜的通知》（《通知》），

提出 2021 年初步安排蒙东地区电力直接交易规模 215 亿千瓦时，其中国网东北分部调度火电机组约 131 亿千瓦时，国网蒙东电力公司调度火电交易约 10 亿千瓦时、新能源交易约 74 亿千瓦时，电动汽车等用电负荷可向电力交易机构申请注册成为直接交易用户或零售用户^v。此外，依据目前蒙东电网峰谷分段及电价政策，高峰时段为每日 7:30 至 11:30 和 17:00 至 21:00，低谷时段为每日 22:00 至次日 5:00，其余时段为平时段，年度市场化交易中高峰时段电价按平时段电价上浮 50%，低谷时段电价按平时段电价下浮 50%，参与中长期交易的电动汽车用户也因此降低在降低充电成本的同时，还可通过峰谷价差获得收益。

图 4 为目前国内市场化车网互动模式的案例总结。其中，北京、浙江采用第三方辅助服务模式；山西、湖南采用消纳交易模式；上海延续电力需求响应模式。除上海需求响应外，各地试点电动汽车基本直接服务于新能源消纳，且连续（月度 / 季度 / 半年 / 全年）开展市场化交易，各地负荷聚合商普遍通过报量报价方式参与市场，交易价格通过市场竞价形成。通过市场化交易，充电运营商一般可获得约 0.1 元 / kWh 收益（需求响应补偿价格可超过 1 元 / kWh），第三调峰辅助服务也可叠加峰谷电价机制形成更明显的车网互动价格信号。

	发电企业	电网企业	负荷聚合商	充电运营商	用户
北京	新能源报量报价 分摊辅助服务费用	组织第三方辅助服务（冬季） 15分钟连续	报量报价 供暖季前基线 5MW, 2.5MWh	叠加低谷电价 填谷辅助服务 0.09-0.12元/kWh	申报功率、时间
山西	风光月度挂牌出价 (<0.1元/kWh) 日前申报发电曲线	组织消纳交易（月度） 交易：组织竞价 调度：日前定量 营销：计量结算	月度摘牌竞价 日前报基线、响应曲线 100MW, 响应10MW 垫付红利	顺价（上网+输配+基 金）*峰谷系数 红利 70%*10%	日前线上抢单 获得红利 70%*90%
浙江	日前申报发电曲线 分摊辅助服务费用	组织第三方辅助服务（连续） 填谷：1:00-6:00/11:00-12:00, 削峰：日前确定	报量报价 前5工作日基线 5MW, 2.5MWh	<0.4元/kWh 叠加低谷电价	申报功率、时间
湖南	风电企业 基于上网基准价申报 价差报量	组织消纳交易（丰水期） 丰水期3-6月23:00-7:00 双边协商/发电单边集中竞价	基于购电基准价（低谷 电价）报价差报量 红利15%	降价0.1元/kWh 获得红利 85%*40%	获得红利 85%*60%
上海		组织需求响应（<10次/年） 春节、端午、夏季、国庆 年度竞价上限	中长期>24h：竞价竞价 日内、快速竞价不竞价 基线：5/2日，2h，0.5h	削峰：<3元/kWh 填谷：<1.2元/kWh	获得积分
蒙东	火电、新能源 215亿kWh/年	组织中年度、月度交易 高峰电价按平时段上浮50%； 低谷电价按平时段下浮50%	市场化交易峰谷电价差 约0.2元/kWh	降低购电成本	降低充电成本

图 4 试点地区电动汽车电力市场交易模式总结

^v 原则上上年用电量小于 2000 万千瓦时的用电企业注册成为零售用户，通过售电公司代理参与交易。

第三章 前景展望

电力系统灵活性可通过不同周期、功率、电量进行划分，只要是能够提供灵活性调节服务的资源均有资格参与电力市场竞争，包括电动汽车、常规发电机组、储能电站以及其他用电功率可控的用电设施等。对于特定的技术路线来讲，为实现在电力市场竞争中保持竞争优势，需要横向分析竞争技术路线的技术和成本特性，以对其发展前景有更加客观的判断。本章将围绕车网互动的技术可行性、经济性水平和可调节规模展开分析，并将其与目前电网提升调峰能力的主要技术手段火电灵活性改造及储能技术进行对比。

一、技术可行性

近年来由于局部地区分布式发电渗透率快速提升，能源主管部门出台了一系列政策推动分布式发电的并网与运行。国家发改委与国家能源局早在 2013 年就印发了《分布式发电管理暂行办法》（发改能源 [2013]1381 号），明确总装机容量 5 万千瓦及以下的小水电站和以各个电压等级接入配电网的风能、太阳能、生物质能、海洋能、地热能等新能源发电为分布式电源，并提出对于以 35 千伏及以下电压等级接入配电网的分布式发电，电网企业应按专门设置的简化流程办理并网申请，并提供咨询、调试和并网验收等服务。国家电网公司也同期发布《分布式光伏发电接入系统典型设计》，内容涉及接入系统一次、系统继电保护及安全自动装置、系统调度自动化、系统通信、计量与结算的相关方案设计，以满足 10kV 及以下电压等级接入且单个并网点总装机容量小于 6 兆瓦的分布式发电项目并网需求（图 5）。

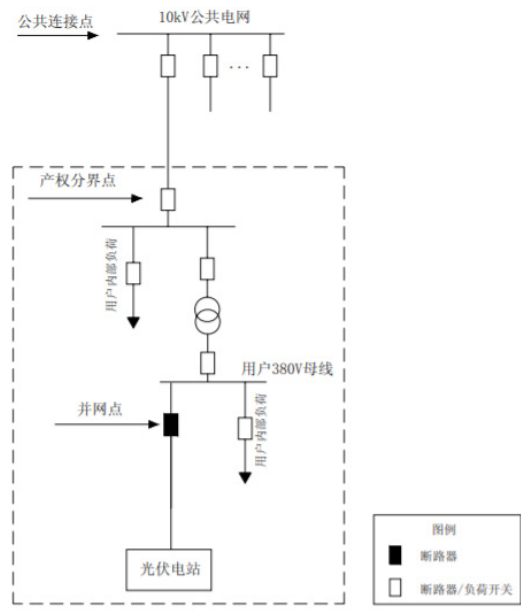


图5 XGF380-Z-2 方案一次系统接线示意图

注：适用于自发自用 / 余量上网（接入用户电网）的光伏电站。

车网互动与分布式电源运行特征具有一定相似性，尽管其放电过程会对系统调度、保护控制、监测计量带来一定影响^{vi}，但相比一般分布式电源具有更高的可调度性，分布式发电并网相关工作作为推进车网互动营造了较好条件。尽管目前充电基础设施的双向互动能力仍有欠缺，但这主要是经济而非技术问题，且其高成本更多集中在软件升级，较少涉及电气改造，未来充放电设施规模化生产后具有较大降本潜力。

vi 增加潮流、短路计算校验，电能质量、无功在线检测等。

二、经济性对比

（一）电动汽车

电动汽车可通过有序充电、V2G、电池更换及退役电池储能等方式提供电力系统储能服务。其中，有序充电和 V2G 属于车载电池与电网直接互动的调节方式，而电池更换和退役电池属于车电分离下的间接互动方式。本节聚焦有序充电和 V2G 两种方式，分析车网互动的成本变化趋势。

电动汽车有序充电是指在满足电动汽车充电和出行需求的前提下，通过电网直接调度或经济引导方式，调节电动汽车充电时序与功率。电动汽车有序充电一般借助两种方式实现：一是基于峰谷电价的有序充电，即通过电价信号，激励电动汽车用户自发响应调整充电时间。例如，目前一些充电 APP 可根据用户设定的出行时间和充电价格，优先让车辆在电价低谷时段充电，或由用户设定车辆开始充电的时间。二是结合大电网调节需求、配网变压器负荷状态以及用户的出行需求，对电动汽车的充电时间、充电功率进行计划控制或实时控制。

电动汽车有序充电平准化成本的主要影响因素包括升级智能充电桩所需的投资及车辆全生命周期的可转移电量。其中，智能充电桩升级的新增投资有望随着技术普及逐步下降，而车辆全生命周期可转移电量又取决于车辆出行强度、车辆能效及充电效率。

本研究对充电设备企业的调研结果显示，目前 7kW 智能充电桩相比同功率普通交流充电桩成本增加约 1000 元，即单位 kW 智能充电桩成本增量约 143 元。充电量方面，根据工信部《新能源汽车推广应用车型目录》公布数据，2017 年以来乘用车、大客车、物流车百公里电耗分别保持 15 千瓦时、50 千瓦时和 25 千瓦时左右。

根据京津冀地区三类车型年出行里程调研，结合百公里电耗统计，可得出各车型全生命周期充电电量需求。以乘用车为例，若年出行里程为 1.2 万公里，百公里电耗 15 千瓦时，充电效率 90%，车辆寿命 20 年，则车辆全生命周期充电电量为 4 万千瓦时。

电动汽车参与有序充电单位千瓦时转移电量成本为：

$$LCOS_{smart\ charge\ n,i} = \frac{SC_{n,i} \times P_n \times CRF}{EE_{n,i} \times AD_n \times CE \times \alpha_n}$$

其中：

$LCOS_{smart\ charge\ n,i}$: 第 n 类车型第 i 年有序充电平准化成本, 元 /kWh

$SC_{n,i}$: 第 i 年智能充电桩单位增量投资, 元 /kW

P_i : 第 n 类车型充电功率, kW

CRF: 资本回收因子

$EE_{n,i}$: 第 n 类车型第 i 年单位公里电耗量, kWh/km

AD_n : 第 n 类车型年度行驶里程, km

α_n : 第 n 类车型可转移电量比例, %

CE: 充电效率, %

动力电池容量直接决定了电动汽车续航及 V2G 互动能力。当容量较小时, 电池主要满足道路出行供电需求, 其参与 V2G 互动空间十分有限; 但当电池容量超过车辆出行需求后, 其提供 V2G 的边际成本将大幅下降。因此本研究假设当动力电池全生命周期充放电能力高于车辆出行所需用电量时, 电动汽车开始具备参与 V2G 的经济性。以配置 60kWh 磷酸铁锂动力电池乘用车为例, 单次充电续航里程约 400 公里, 电池充放电循环寿命 3500 次, 考虑车辆百公里电耗及充放电效率等因素, 动力电池全生命周期充放电能力超过 18 万 kWh, 而车辆全生命周期道路出行电量需求仅 3-4 万 kWh, 即目前电动汽车已开始具备参与电网储能的剩余充放电能力。

影响 V2G 储电成本的另一个关键因素为动力电池的循环寿命。以往同类研究往往基于电池寿命衰减评估电动汽车 V2G 储电的成本。国内电动汽车磷酸铁锂电池包, 实验室测试循环寿命在 3000 次以上, 三元电池循环寿命在 1000 次以上。近来多家电池企业发布新一代长寿命锂电池技术。例如 2020 年 6 月, 宁德时代宣布研发出 16 年超长寿命或 200 万公里行驶里程, 成本相比当前电池增加不超过 10%, 且同时适用于磷酸铁锂和三元材料电池⁷。特斯拉近期申请了百万英里电池的技术专利, 应用在三元电池领域⁸。三元和磷酸铁锂电池循环寿命的进一步提升也会降低电动汽车参与 V2G 的综合成本。由于参与 V2G 将影响动力电池退役后实现储能梯次利用的能力, 因此本研究通过退役电池储能的机会成本可估算因车辆参与 V2G 导致电池损耗

的平准化成本。

综上所述，当动力电池全生命周期充放电能力大于车辆出行用能需求的情况下（ $BC_{i,n} \times CN_i - AD_{i,n} \times EE_{i,n} \times VL_n > 0$ ），电动汽车 V2G 储能具有经济性。此时，电动汽车参与 V2G 的储电平准化成本由 V2G 充电设施升级成本、电池度电成本及充放电效率损失组成，其中 V2G 电池度电成本为退役电池储能的机会成本：

$$LCOS_{v2g\ n,i} = \frac{(VC_{i,n} \times P_n + BC_{i,n} \times BP_{i+VL_n}) \times CRF + OM_{i,n}}{BC_{i,n} \times N \times EF_{v2g} \times (1 - D_i)} + P_c \times (1 - EF_{v2g})$$

其中，

$VC_{i,n}$: 第 i 年 n 类车型 V2G 充电设备升级成本，元 /kW；

P_n : 第 n 类车型充电功率，kW；

$BC_{i,n}$: 第 i 年 n 类车型电池容量，kWh；

CN_i : 第 i 年动力电池循环寿命，次

BP_{i+VL_n} : 第 i+VL_n 年新售电池成本，元 /kWh；

VL_n : 第 n 类车型使用寿命，年；

$OM_{i,n}$: 第 n 类车型 V2G 年度运营成本，元 / 年；

N : 退役电池储能年度充放电循环次数，次 / 年；

EF_{v2g} : 电动汽车 V2G 充放电效率，%；

D_i : 第 i 年动力电池年均衰减率，%；

P_c : 电动汽车充电价格，元 /kWh；

（二）火电及储能

火电是目前电力系统最主要的常规灵活性调节资源。国内外较为成熟的火电灵活性改造技术路线从改造对象角度可分为两大类：一是机组本体的锅炉、气机以及发电机等主辅设备的优化调整技术；二是热电联产机组涉及的“外挂”热电解耦技术。

在机组本体改造方面，主要采用的技术包括：（1）机组本体改造，如锅炉燃烧系统、氮氧化物排放、汽水系统等改造；（2）热工控制系统改造，如协调控制系统低负荷优化、给水泵最小流量线性控制等。机组本体改造方面，汽水系统的低压缸零出力改造的实施较为普遍。

在“外挂”热电解耦改造方面，主要采用的技术包括：（1）电固体蓄热技术；（2）电极锅炉技术；（3）水蓄热罐技术。目前电固体蓄热技术实施数量相对较多，特别是东北地区。三种技术在运行原理方面基本相同，改造时，将“外挂”设备与机组的电出力合并上网，当“外挂”作为电负荷用电供热时，从上网功率来看，其机组合并出力比机组本身的出力显著降低。

两类火电机组灵活性改造的技术路线有明显的技术差异。本体改造类型是针对发电机组的锅炉、汽机和发电机等核心部件进行设备层面的直接改造，本体的改造具有一定技术局限性，即改造后机组的深调峰能力不能无限提升，本体改造通常能够提升机组的深调峰能力 10%-30% 不等。而“外挂”热电解耦的技术路线不触碰发电机本体，而是在电气回路中增加“电负荷”，因技术上可配置的较大用电功率的电负荷，理论上“外挂”方式能够使火电的上网功率降为 0MW，但同时电负荷的功率配置和“外挂”的投资成本成正比。

在成本方面，机组本体改造中，以低压缸零出力技术为例，单台机组改造投资约为 2000~3000 万元，低谷调峰能力增加幅度约为机组容量的 20%~30%。“外挂”技术方面，电固体蓄热锅技术、电极锅炉技术和水蓄热罐技术的行业平均单位投资分别约为 650 元 /kW、1040 元 /kW、550 元 /kW⁹。需要注意的是，“外挂”式灵活性改造会降低发电效率，以电极锅炉技术路线为例，电极锅炉将发电机组发出的电能转换成热水或热蒸汽对热负荷供热，与常规的发电机组用汽轮机供热的方式相比，由于热损失以及高品质电转为低品质的热的过程，电极锅炉供热将降低发电综合效率，提高了单位煤耗^{vii}。

表 5 列举了几种典型的火电灵活性改造的具体技术路线的技术和经济的比较。表中前 3 行为本体改造，后 3 行为“外挂”式改造。表中第二列列出了每种技术路线的改造效果，例如“低压缸零出力”的技术路线，能够提升机组 20%-30% 的

vii 由于该部分的费用规模与发电机组类型、电厂公开等有关，需针对具体电厂的参数进行测算，因此，本文不涉及该部分费用的量化分析。如果考虑到灵活性改造的机组运营损失，灵活性改造技术路线的单位调节成本将上升。

深调能力，即如果改造一台 300MW 机组，假设改造前最小技术出力为机组容量的 50%，即 150MW，则改造后最小技术出力能够进一步下降 20%（300MW × 20%=60MW），即最小技术出力为 90MW（150MW-60MW=90MW）。表中也给出了典型单位投资成本区间，并以 300MW 机组为例，给出了灵活性改造总投资成本的区间范围。

假设北方某省级电网，采用煤电灵活性改造技术将煤机的压出力能力增加 3000MW。以电极锅炉技术为例，单位 kW 灵活性改造投资为 1040 元，则投资成本为 31.2 亿元。假设收益率为 8%（常规资产投资，但投资商投资内部收益率高收益率 15% 以上），10 年寿命期，则每年应获得收入约为 3.37 亿元。增加系统火电灵活性调峰能力后，对应 3000MW 的调节能力，火电年度总调节电量为 2903GWh，基于年度收入目标，单位火电调节成本为 0.116 元 /kWh^{viii}。

表 5 火电灵活性改造方式及调节成本

	技术类型	调峰深度	单位投资成本 (元 / 千瓦)	单位调节成本 (元 / 千瓦时)
本体改造	汽轮机旁路供热	10%-15%	>570	>0.064
	低压缸零出力	20%-30%	142-190	0.016-0.021
	低压缸高背压循环水供热	15%-20%	952-1428	0.106-0.159
外挂改造	电极锅炉供热	30% 以上	850-1200	0.095-0.134
	电锅炉固体储热	100%	285-571	0.032-0.064
	热水罐储热	20%-30%	428-571	0.048-0.064

各类火电灵活性改造的调节成本普遍较低，其中汽轮机旁路供热、低压缸零出力、电锅炉固体蓄热及热水罐蓄热单位 kWh 调节成本低于 0.1 元 /kWh，与电动汽车有序充电经济性相当，是近期系统灵活性的主要来源。但也需看到：

viii 对于煤电企业由于深度调峰导致的应发电量（计划体制下每年的政府核准发电量）损失，根据调峰市场规则，会在电力系统非深度调峰需求时段，将安排参与深度调峰的机组发电。例如，《东北电力辅助服务市场运营规则》规定“除“火电停机备用调峰”外的其他调峰辅助服务，不影响发电企业年度电量合同的执行。

(1) 火电存量资源在萎缩，在未来几乎没有增量的新建煤电，灵活性改造难以支撑巨量的新能源带来的调峰需求；

(2) 灵活性改造需要一定的实施周期，且灵活性改造带来的调峰能力增量与投资主体的意愿密切相关，可能存在由于投资回报预期低导致火电灵活性改造无法大规模实施的可能性；

(3) 灵活性改造技术相对成熟，未来成本下降潜力有限。

图 6 对比了车网互动（有序充电、V2G）、火电灵活性改造及固定储能的平准化调节成本（LCOS）变化趋势。可见目前对于一般乘用车而言，车网互动成本已明显低于储能成本。尽管未来新型储能技术具有较大技术进步潜力，但车网互动仍将保持其显著的成本优势。

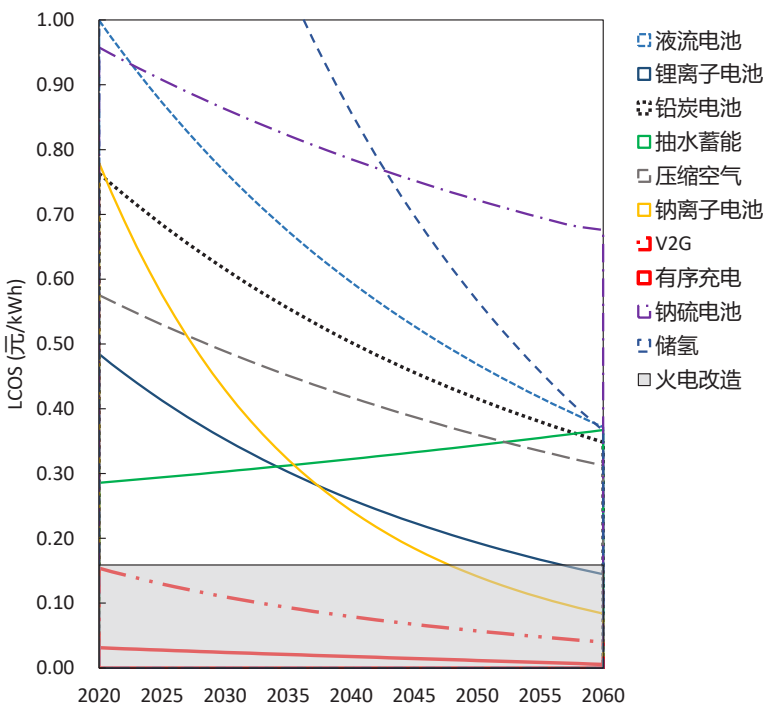


图 6 车网互动、火电改造、固定储能平准化成本对比（日内调峰）

注：假设能量单元成本：电化学储能（液流电池、锂离子电池、铅炭电池、钠离子电池、钠硫电池）2020 年 800-2500 元/kWh，2060 年 190-2000 元/kWh；抽水蓄能、压缩空气、储氢 100-200 元/kWh，2060 年 60-150 元/kWh；储能转换效率：电化学储能 2020 年 82-88%，2060 年 90-95%；抽水蓄能、压缩空气、储氢 2020 年 40-75%，2060 年 60-82%；循环次数：350 次/年；折现率 8%。

三、可调节规模

电动汽车出行行为将直接影响车网互动的实际效果。通过分析上海地区近 20 万辆电动汽车（乘用车约 18 万辆、物流车约 2800 辆、公交车 4600 辆）连续一周 24 小时行驶车辆变化数据¹⁰，得到分车型电网接入功率曲线。如图 7 所示，电动乘用车不同时段行驶概率较为平均，工作日早晚出行高峰仍有 70% 车辆处于停驶状态，周末早晚高峰停驶概率相对更高。电动公交车、物流车高峰时段集中行驶特征更为明显，尤其公交车早高峰停驶概率仅 10%-20% 左右，且工作日与周末存在明显差异。

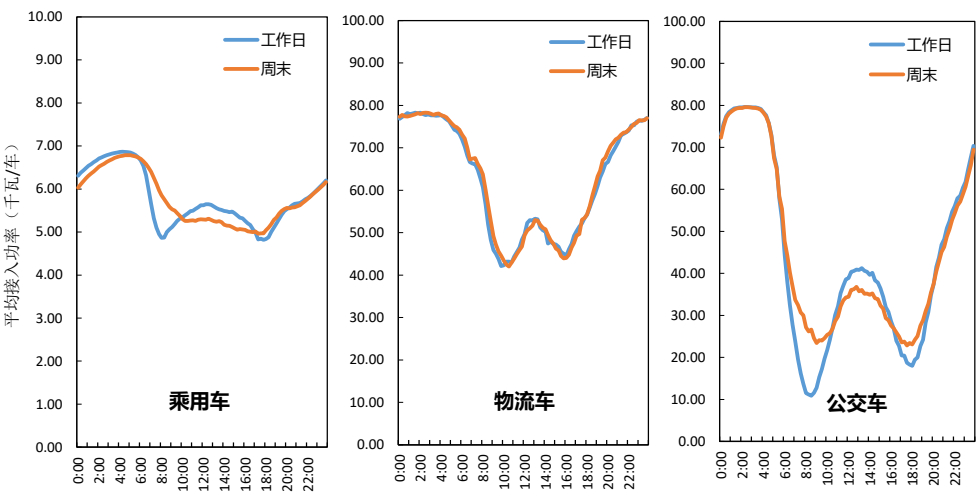


图 7 上海调研样本三类车型平均接入功率

注：乘用车单车充电功率 7kW，物流车、公交车单车充电功率 80kW

有序充电可调节电量主要取决于车辆数量、出行强度、单车电耗等因素，而 V2G 可调节电量主要受车辆数、单车电池容量、电池容量衰减等因素影响。考虑到电动物流车、公交车运营强度较高，车网互动可灵活调节空间有限，本研究主要分析电动乘用车车网互动潜力。结合单车电池容量预测曲线得到车网互动技术资源潜力（图 8）。其中，有序充电调节能力主要受车辆数量、日均行驶里程、百公里电耗等因素影响，V2G 调节能力主要受车辆数、单车电池容量因素影响。可见通过 V2G 的方式参与车网互动，电动汽车日内灵活性调节潜力将远超抽水蓄能可调节量。

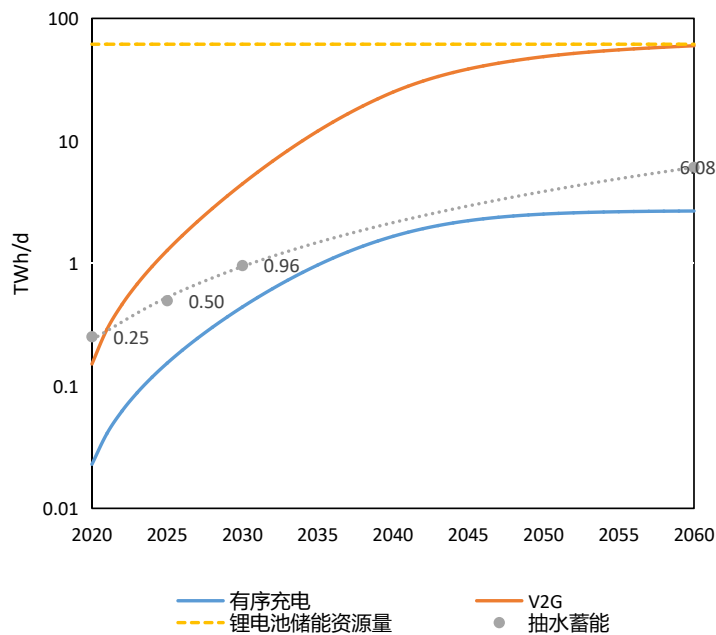


图 8 电动乘用车 V2G 可调节规模潜力预测

注：电动乘用车按 2020 年 420 万辆，2025 年 2800 万辆，2030 年 8200 万辆，2060 年 5 亿辆设定；抽水蓄能按 2020 年 3149 万千瓦，2020 年 6200 万千瓦，2030 年 1.2 亿千瓦，2060 年 7.6 亿千瓦（储备及存量项目），日均放电时间 8 小时设定^{ix}。

尽管 V2G 可调节规模潜力巨大，但其在较长时间尺度上的可调节性将受到车辆出行行为的约束。特别是对于电力系统长周期储能需求，V2G 可调节能力可能受限于车辆长途出行频次及分布特性。参考国外研究成果¹¹，车辆长途出行（>150 公里 / 天）天数一般占到全年出行天数 5% 左右，最高出行强度超过 600 公里 / 天。若一般乘用车每年出行 300 天，则长途出行天数大约为 15 天。考虑到长途出行日可能连续出现且易受到充电条件制约，电动汽车 V2G 可调节周期可能被打断。因此，车网互动更适应日内或周内调节，但较难满足更长周期（季节性）调峰的需求。为量化评估车网互动实际调节能力，本章第三节将结合案例分析聚焦电动汽车有序充电和 V2G 在短周期时间尺度消纳风电、光伏发电的效果。

ix 国家能源局《抽水蓄能中长期发展规划（2021-2035 年）》（征求意见稿）。

四、案例分析

目前配置储能成为各省消纳新能源的主要方式，储能配比方式一般为新能源发电装机容量的 10%-20% 之间，配比放电时长一般为 2-4 小时，储能技术一般采用磷酸铁锂电池。本节针对西部某省光伏、风电配置储能和车网互动展开对比分析。

案例分析取该省典型光伏、风电全年（8760 小时）发电曲线，基准弃电率同为 10%。储能功率配置为 20%，连续放电时长为 2 小时。本研究假设电动乘用车保有量占比 20%，有序充电和 V2G 作为负荷侧调节资源，通过聚合方式参与新能源消纳，其综合响应率为 90%，且因电网通道约束用户侧资源有效调节时间为全年总时长的 80%。

图 9 为配置固定储能与车网互动消纳新能源的全年运行情况。其中蓝色曲线代表风电、光伏出力情况，红色曲线代表储能（图 8-a）、有序充电（图 8-b）和 V2G（图 8-c）功率变化情况。不难发现相比风电，针对光伏的调节方式工作强度更高，全年各季节都有较高的充 / 放电频率。三种调节方式中，固定储能响应率最高，但其调节效果受其装机容量（功率及放电时长）的限制，在 20% 功率、2 小时放电时长设定下，固定储能可帮助消纳 48% 的弃光电量和 23% 的弃风电量。负荷侧电动汽车有序充电和 V2G 可通过大量车辆优化组合方式参与新能源调峰，因此在车辆数量足够多的情况下不存在功率与时长配比的问题，其调节效果主要受用户响应率与电网线路约束影响。

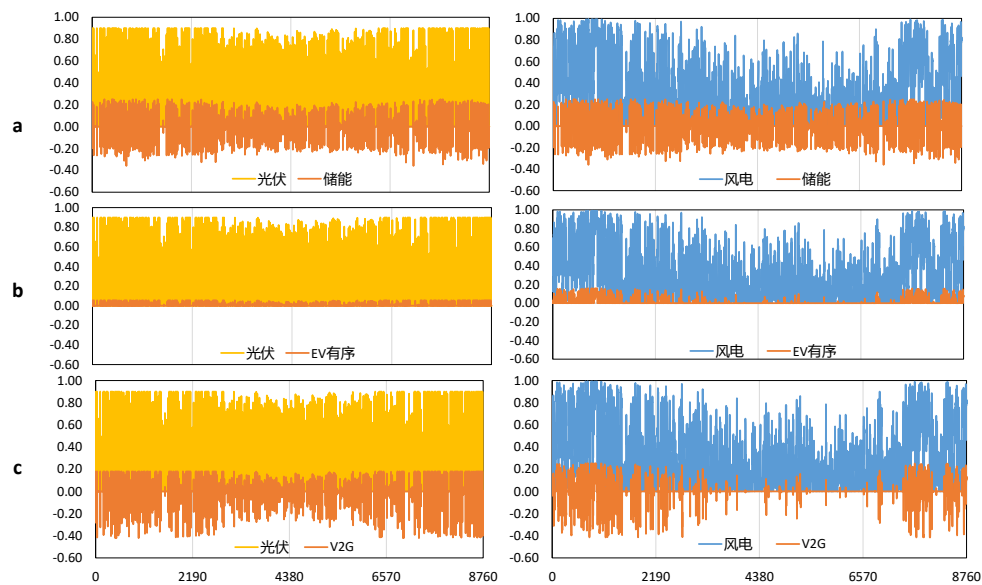


图 9 2020 年储能、电动汽车有序充电及 V2G 全年运行对比

表 6 总结了在当前技术水平下，各类调节方式的效果对比。其中电动汽车有序充电的经济性尤为突出，其单位千瓦时可再生能源消纳成本不足固定储能的 10%，但由于可调节电量偏低，有序充电对减少弃电的效果相对有限，针对光伏消纳，调后弃电率仍有 7.8%。由于目前 V2G 充放电桩成本较高，其调节成本与固定储能相比优势并不突出，但凭借较高的可调节电量，V2G 对可再生能源的消纳效果明显优于固定储能。需要注意的是，本案例基于当前充放电设施成本和电动汽车数量展开对比分析，随着电动汽车数量提升和 V2G 充放电桩成本下降，车网互动对可再生能源的消纳效果和经济性还有巨大提升空间。

表 6 新能源消纳场景各调峰方式对比

	光伏			风电		
	配置 储能	有序 充电	V2G 调峰	配置 储能	有序 充电	V2G 调峰
基准弃电率	10%					
响应率	100%	90%	90%	100%	90%	90%
有效调节时间	100%	80%	80%	100%	80%	80%
调后弃电率	5.2%	7.8%	3.9%	7.7%	5.5%	3.2%
调节成本 (元 /kWh)	0.569	0.055	0.518	1.068	0.055	0.950

注：本案例将 V2G 充放电损耗纳入弃电损失。

第四章 障碍分析

近期京津冀、山西、上海等地开展了车网互动的小规模试点，初步积累了车网互动运行经验。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。

一、设施标准

大量分散的电动汽车资源参与辅助服务需要针对电力调控的计量制度加以完善。传统的针对常规发电机组的计量和通信是采用调度通信专网的方式，调度通信专网采用光纤硬接线的技术手段，并且通常部署于 220kV 及以上的变电站或发电厂。统一调控分布式电动汽车资源的聚合平台难以直接通过调度专网接受电网调控。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，且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。由于配电网能力限制，当前 V2G 双向互动项目较少，有限的 V2G 试点也以本地电压台区内自平衡为主，V2G 放电量无法向更高电压等级电网返送，这意味着试点项目必须有足够本地用电需求以覆盖 V2G 放电量，这极大限制了电动汽车放电能力释放和车网互动的大面积推广。

试点项目也反映出车 - 桩 - 网之间存在通讯技术问题。当前充电桩与配电网通讯大量采用无线通讯方式，需将电动汽车充电桩接入移动运营商的移动数据网络，数据的安全性和网络的可靠性都受到移动运营商的限制，导致试点项目出现通讯信号延迟、中断等问题，影响了电动汽车参与市场交易的实时计量与结算。特别是移动运营商的移动接入带宽属共享带宽，当局部区域有大量设备接入时，其接入可靠性和单个用户的平均带宽趋于恶化，不利于充电桩群的密集接入、大数据量的数据传输。

二、电价机制

电动汽车价格机制问题存在充电和放电两个方面。充电方面，当前电动汽车充电价格按目录电价执行，而目录电价普遍是基于传统的引导电力负荷本身用电特性的目的出发，难以适应当前新能源大规模并网以及未来海量电动汽车可调资源的环境。随着电力市场化改革的推进，10kV及以上工商业用户将进入电力市场，但住宅及办公地点电动汽车分散接入、电压等级较低，且非独立向电网公司报装的电动汽车用户缺少独立的电力市场身份，因此无法直接参与电力市场交易、辅助服务和需求响应，也面临因“转供电”导致的峰谷电价信号传导不畅的问题。放电方面，虽然目前部分V2G试点项目针对电动汽车在用电高峰时段放电设计了放电价格，但放电定价水平低于用电价格。考虑到目前V2G试点项目基本为本地电压台区就地平衡，放电基本不占用大电网输配电资源，较低的放电价格既不能充分反映V2G的实际价值，也无法有效引导用户的合理充放电行为。

三、市场机制

由于面向用户侧的电力市场建设仍处于完善阶段，电动汽车还无法深度参与电力辅助服务市场和现货市场。首先，目前电动汽车参与电网互动需经过负荷集成商、虚拟电厂、调度中心、交易中心等多个环节，实施周期长，流程复杂，只有少数试点项目直接采用聚合商计量数据。其次，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。第三，现有试点也反映出电动汽车充电基线的认定问题，各地基线认定方法不一，部分试点以全电量参与电力市场，调峰辅助服务与峰谷电价机制还需协调。第四，由于目前部分地区需求响应、第三方调峰辅助服务费用只与终端用户结算，影响了负荷聚合商积极性。

四、用户引导

一般认为电动汽车V2G运行将加速动力电池容量衰减。试点项目调研过程中，车企、动力电池企业、电动车主也普遍反映出对车网互动对电池寿命和续航影响的

顾虑。理论上，电池技术路线、充放电工况、工作温度 / 湿度都会影响的电池储电能力，也导致相关的经济性研究结论呈现较大差异。虽然大多研究显示 V2G 运行会加速动力电池老化，但不断提升的电池容量和寿命使电池老化对用户的实际影响越来越小。此外，由于当前动力电池循环寿命有超过一般乘用车需求的趋势，在有限的车辆运行生命周期中，挖掘电池充放电能力的边际成本极低。为打消用户顾虑，国内部分车企在原有电池质保标准的基础上，增加了对 V2G 循环的质保服务。以 1700 次 V2G 循环为例，按照北京车网互动试点放电价格，车辆参与 V2G 全生命周期净收益超过 3 万元。但类似上述商业模式创新仅集中在个别企业，市场认知仍有不足，还需在更大范围开展市场宣传与引导。

此外，车网互动涉及电力现货交易、辅助服务、需求响应等流程长、规则复杂、价格信息与结算滞后，用户体验不佳。以电力现货市场交易为例，电力用户需首先在电力交易中心完成注册，流程长；若参与需求响应，响应补偿价格取决于用户负荷基线、削峰 / 填谷响应种类、响应通知提前量等因素，对于一般电动汽车车主而言规则过于复杂；又以调峰辅助服务为例，调峰市场价格无法实时传导至充电运营方，导致充电运营方无法基于最新价格变化调整充电策略。

第五章 政策体系

电动汽车在未来能源系统中的功能定位与传统发电资源及固定式储能截然不同。相比传统灵活性调节手段，车网互动具有显著的规模和经济性优势，但车网互动也存在地理分布、出行服务属性等方面的局限性。因此，应做好电力系统灵活性资源发展的顶层设计，与时俱进、因地制宜优化灵活性资源布局，降低能源交通协同转型的综合成本。

针对车网互动的特点，结合目前国内试点反映出的问题，本研究提出以下四方面政策建议：

一、顶层设计

车网互动横跨电源、电网、充电、交通等多个环节，产业链条长、涉及部门多，目前各地试点普遍反映出基础设施、政策机制、用户引导等跨行业瓶颈，急需通过顶层设计予以打通。建议政府部门加快开展能源交通协同转型的顶层设计，以“碳达峰、碳中和”愿景倒逼形成车网融合分阶段发展目标。在明确技术路径、重点领域和部门分工的基础上，加快基础设施网络、终端设备、通信标准、市场运营及服务、小区物业配合等多个环节同步升级。研究出台协同运行实施方案和时间表，明确发电企业、电网企业、负荷聚合商、车企及充电设备制造商、小区物业的具体职责，制定电动汽车用户参与协同运行的评价标准和考核规则。到“十四五”末初步建立全面开放、智能有序、交易灵活的协同运行外部环境，力争到2030年形成5亿千瓦以上电动汽车灵活调节资源。

二、设施标准

一是加快配电网智能化升级改造。当前V2G试点普遍为微电网项目，V2G的系统调节潜力难以得到充分发挥。应大力推动智能电网与电动车间能量和信息双向互动，将兼容双向互动的智能化改造作为配电网建设的重要内容。加快制定V2G

技术标准，加强智能配电网与新能源发电、电动汽车充放电的技术融合，研究提出 V2G 电网接入设计方案，加快有序充电及 V2G 基础设施建设，采用高精度双向计量智能电表和开放的通信控制标准，为电动汽车参与电力系统平衡的监测计量提供可能。

二是推动跨平台数据互联互通。电动汽车数量多、分布广，车网互动对数字化、智能化技术要求较高。应在保证信息安全的基础上，引入更灵活的机制，必要时可突破现有的调控通信网络的应用模式，解决跨平台之间的互联互通、跨安全区之间的数据交换以及数据的高时效要求。调度机构应完善通信和计量的管理规定，可综合利用 Web Service 服务技术、5G 工业互联网技术、各类云、基于 HTTPS 加密协议，保障信息流在电动汽车聚合商和电网调度之间能够双向安全可靠流动，并满足基本的数据交互需求。

三、电价政策

电价机制仍是目前推动车网互动的主要手段，建议引入动态灵活的充放电价格机制，激励电动汽车有序充放电。

一是完善充放电定价机制。充分利用充电服务费灵活调节空间，在负荷低谷时期可制定更低的电价（如 0 元服务费），激励电动汽车大规模参与充电，减轻系统调峰压力；积极探索 V2G 放电价格设计，在负荷高峰时期，同步提升电动汽车的充、放电电价，形成对车网互动的有效激励。

二是对电动汽车充放电电价进行动态调整。考虑到电力供需处于变动状态，为准确反映市场供求关系，可参考电力批发市场交易情况，以批发电价为基准，建立充放电电价动态调整机制。

三是细化充放电电价峰谷时间范围。目前目录电价仅涉及峰、平、谷三个时间段（部分省份有尖峰电价），每个时间段长达数小时，为准确反应市场变化情况，可对充放电电价进行细化，出台多个时间段的电价，每个时间段可进一步缩小。

四、市场机制

扩大第三方辅助服务试点范围。国内部分地区已率先实现了从竞价、出清、运行、补偿到结算全流程的电动汽车参与调峰市场的模式，建议将该模式推广至国内其他省和区域，并按照“谁受益、谁分摊”的方式，将调峰服务费用疏导到电力用户侧。在电动汽车具备较高的充放电管理能力，即响应时间、控制精度达到电网调频的要求时，可参与调频、备用、爬坡等新型辅助服务。

将电动汽车纳入辅助服务市场主体。随着现货市场的推进，调峰市场可能与现货市场合并，第三方市场主体将重点参与调频、爬坡等辅助服务。相比煤电与燃气发电，电动汽车、电化学储能响应迅速，调节速度快，具有一定规模后，能够更好地适应系统的需求。因此建议：1、建立统一的竞争平台。允许各类资源，包括电动汽车资源与发电侧的资源进行公平竞争，按照效果进行补偿，不再区分调频、调峰、备用等辅助服务的提供主体，只要提供“同性能、同数量”的辅助服务，均应获得相应的服务费用。2、按照调节性能拉大收益差距。应在价格机制方面充分反映电动汽车调节优势，将响应速度、调节精度等的指标体系纳入考核指标，提升电动汽车V2G的竞争力，提高市场主体利用V2G的积极性。

引导电动汽车参与电力现货市场。前期，可允许具有一定聚合规模的电动汽车参与市场（可将充电站作为聚合主体）。随着经验的积累，应逐步降低聚合的功率门槛，为更多电动汽车参与电能量市场提供便利。二是赋予电动汽车聚合主体双重身份。由于电动汽车具有反向充电功能，可赋予电动汽车用户、电源双重身份。三是应鼓励电动汽车充放电参与分布式发电交易，过网费可按电力用户接入电压等级对应的省级电网电度输配电价扣减分布式发电市场化交易所涉最高电压等级的度电输配电价执行，并对相应电价附加、基金予以减免。

五、用户引导

现有车网互动试点用户集中反映的问题包括：充电设施不足、激励机制复杂、市场门槛过高及电池质保政策不明确等。因此建议：1、支持充电运营商通过集中建设、集中运行方式为住宅、办公地点电动汽车用户提供充电服务，稳步提升桩车比，确保电动汽车无障碍接入电网。2、鼓励采取第三方聚合方式汇集、整合分散的电动

汽车资源，在最大程度保持用户个体出行自由度的基础上，优化电动汽车市场参与策略。3、改变当前整车及电池按照固定年份或累计行驶里程的质保政策，将累计充放电电量纳入电池质保因素，同步探索车电分离的运营方式，拓展车电分离车型范围，鼓励通过剥离电池资产彻底打消车主参与协同运行的顾虑。4、加大车网互动社会宣传力度，不断提升普通消费者对电动汽车有序充电和 V2G 的客观认知。

参考文献

- 1 国家发改委能源研究所、自然资源保护协会、中关村储能产业技术联盟. 电动汽车储能技术潜力及经济性研究. 2018.07.
- 2 史沛然, 李彦宾, 江长明, 张哲, 张勇, 郭磊. 第三方独立主体参与华北电力调峰市场规则设计与实践 [J/OL]. 电力系统自动化.
- 3 Nuvve, C. 2017. “Nuvve Corp.”. <http://nuvve.com/>
- 4 Ercan, T., M. Noori, Y. Zhao, and O. Tatari. 2016. “On the front lines of a sustainable transportation fleet: Applications of vehicle-to-grid technology for transit and school buses.” *Energies* 9(4).
- 5 Illing, B., and O. Warweg. 2016. “Achievable revenues for electric vehicles according to current and future energy market conditions.” Presented at the International Conference on the European Energy Market, EEM
- 6 Mullan, J., D. Harries, T. Bräunl, and S. Whitely. 2012. “The technical, economic and commercial viability of the vehicle-to-grid concept.” *Energy Policy* 48: 394–406.
- 7 澎湃新闻. 宁德时代推出两百万公里续航电池: 核心在于减缓容量衰减速度. <https://tech.sina.com.cn/roll/2020-06-10/doc-iirczymk6289518.shtml>
- 8 腾讯科技. 特斯拉或将生产寿命达百万英里的电池. <http://www.techweb.com.cn/it/2019-09-24/2755846.shtml>
- 9 张勇、马斌. 火电厂灵活性改造技术对比分析. <https://news.bjx.com.cn/html/20190117/957375.shtml>
- 10 上海市新能源汽车公共数据采集与监测研究中心调研数据.
- 11 Myriam Neaimeh, Shawn D. Salisbury, Graeme A. Hill, Philip T. Blythe, Don R. Scoffield, James E. Francfort. Analysing the usage and evidencing the importance of fast chargers for the adoption of battery electric vehicles, *Energy Policy*, Volume 108, 2017, Pages 474–486.

联系我们

自然资源保护协会 (NRDC)
中国北京市朝阳区东三环北路 38 号泰康金融大厦 1706
邮编: 100026
电话: + 86-10-5927 0688
www.nrdc.cn