

团 体 标 准

T/JES XXX-XXXX

大规模电动汽车聚合管控与融合互动技 术要求

Technical Requirements for Large-Scale Aggregated Regulation and Integrated
Interaction of Electric Vehicles

XXXX-XX-XX 发布

XXXX-XX-XX 实施

江苏省电工技术学会 发布

目 次

| | |
|--------------------------------------|----|
| 前言 | II |
| 1 范围 | 1 |
| 2 规范性引用文件 | 1 |
| 3 术语和定义 | 1 |
| 4 符号、代号和缩略语 | 2 |
| 5 聚合管控参数采集要求 | 2 |
| 5.1 交通网要素 | 2 |
| 5.2 配电网要素 | 3 |
| 5.3 其他网络要素 | 3 |
| 6 新型电力系统下的大规模电动汽车聚合管控与融合互动技术要求 | 3 |
| 6.1 聚合规模与区域覆盖要求 | 3 |
| 6.2 电动汽车聚合充放电管控 | 4 |
| 6.3 多源多能系统融合互动要求 | 4 |
| 6.4 数据安全与用户隐私保护 | 4 |
| 6.5 辅助服务计量与结算机制 | 5 |
| 7 基于配电网模型的供电方案求解 | 5 |
| 7.1 配电网模型 | 5 |
| 7.2 供电方案求解机制 | 6 |
| 附录 A | 7 |
| 参考文献 | 8 |

前 言

本文件按照 GB/T 1.1—2020《标准化工作导则 第1部分：标准化文件的结构和起草规则》的规定起草。

请注意本文件的某些内容可能涉及专利，本文件的发布机构不承担识别这些专利的责任。

本文件由江苏省电工技术学会提出并归口。

本文件起草单位：东南大学。

本文件主要起草人：钱涛、胡秦然、邵成成、张远实、梁泽宇、刘宗权。

本文件为首次发布。

大规模电动汽车聚合管控与融合互动技术要求

1 范围

本文件规定了新型电力系统大规模电动汽车聚合管控与融合互动的基本技术要求。

本文件适用于考虑车网互动对配电网和交通网影响的机构、企事业单位，以及相应产品的设计、研发、检测及运行。

2 规范性引用文件

下列文件是本文件实施所必需的。对于注明日期的引用文件，仅所注明的版本适用于本文件；对于未注明日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修订或更正）均适用于本文件。

| | |
|-----------------|----------------|
| GB/T 28569-2024 | 电动汽车交流充电桩电能计量 |
| GB/T 29318-2024 | 电动汽车非车载充电机电能计量 |
| GB/T 44638-2024 | 能源互联网与电动汽车互动规范 |

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

城市交通网 urban transportation network

一个城市内部各种交通工具和基础设施的综合系统。

3.2

配电网 power distribution network

在所涉城市交通网内，将高压电力从输电网分配到用户端的电力供给系统。

3.3

车网互动 vehicle-to-grid

在满足电动汽车充放电需求的前提下，将电动汽车视作移动储能设备，实现电动汽车与电网之间的双向智能互动。

3.4

充电负荷 charging load

电动汽车从电网吸取电能的过程或所对应的电量。

3.5

放电负荷 discharging load

电动汽车向电网回馈电能的过程或所对应的电量。

3.6

净充电负荷 net charging load

充电负荷减去放电负荷的值。

3.7

非充电总负荷 non-charging total load

其他电力用户的负荷设备在某一时刻向电力系统取用的电功率的总和。

3.8

总负荷 total load

充电负荷与非充电总负荷之和。

3.9

净负荷 net load

总负荷减去放电负荷的值。

3.10

供电方案 power supply scheme

在某一时刻，为满足配电网中的负荷需求，各发电机组、储能装置、参与车网互动的电动汽车和外部大电网向配电网输送的功率分配方案。

3.11

充电设施 charging device

单个对电动汽车进行充电和放电的设施。

3.12

电动汽车聚合平台 electric vehicle Aggregation Platform

电动汽车聚合平台是指对分散的电动汽车及充电设施进行统一接入和协调管理的系统平台，通过实时数据采集与交互，实现充放电调度、车网互动和电网支撑等功能。

3.13

快充电站 fast charging station

充电功率在 30kW 及以上的同型号充电设施集合。

3.14

慢充电站 slow charging station

充电功率在 30kW 以下的同型号充电设施集合。

3.15

荷电状态 state of charge

在特定时间点可从电池电芯提取的电荷量与总容量之比。

3.16

有序充电 smart charging

通过价格引导、合理安排充电顺序等手段，减少电动汽车充电负荷对配电网的压力。

4 符号、代号和缩略语

下列符号、代号和缩略语适用于本文件。

V2G: 车网互动 (Vehicle-to-grid)

EV: 电动汽车 (Electric Vehicle)

SoC: 荷电状态 (State of Charge)

DoD: 放电深度 (Depth of Discharge)

SOCmin / SOCmax: 最小/最大荷电状态 (Minimum/Maximum State of Charge)

DR: 需求响应 (Demand Response)

EMS: 能量管理系统 (Energy Management System)

BMS: 电池管理系统 (Battery Management System)

DER: 分布式能源资源 (Distributed Energy Resources)

GIS: 地理信息系统 (Geographic Information System)

FCS / SCS: 快充站 / 慢充站 (Fast Charging Station / Slow Charging Station)

5 聚合管控参数采集要求

5.1 交通网要素

交通网要素包括交通网结构、车辆参数、行程参数和充电站配置等。

5.1.1 交通网结构

交通网结构应当包括道路拓扑结构、道路形状参数、车道安排和交通灯安排。该要素可以通过在线地图、GIS 系统等方式采集。

5.1.2 车辆参数

车辆参数涵盖电动汽车的相关信息，其中包括电池参数、车辆特性参数和用户偏好参数等。电池参数的典型示例包括：电池容量、额定充放电功率、额定放电功率、充放电效率等；车辆特性参数可包括：单位距离平均耗电量、最大加速度、最高速度、车身长度等；用户偏好参数示例包括：用户对充电站距离与充电价格的偏好、电池电量与充电意愿之间的关系等。电池参数和车辆特性参数可通过电池制造商提供的技术数据获取，也可采用实验方法进行测定或估算；用户偏好参数可通过问卷调查方式获得，若不具备调查条件，可基于相关数据进行合理估计。

5.1.3 行程参数

行程参数包括行程预期开始时间、行程起止点。

5.1.4 充电站配置

充电站应当设置于道路边或者路口处。

单一充电站由一个或多个相同或不同型号充电设施组成。应当指明充电站中充电设施的数量，列出各充电设施的型号和参数，如最大充放电功率、最大放电功率等。

实际配置的充电站的类型应当根据实际情况决定，允许适当的简化。推荐采用以下两种充电站：

- (1) 快充电站：常设置于商场、车站等临时停车位，充电功率较高，在这种充电站中，车辆在完成充电后立即离开；当所有充电设施已满时，新的车辆必须依次排队等待使用充电设施；
- (2) 慢充电站：常设置于居民小区等长期停车位，充电功率较低，在这种充电站中，车辆在完成充电后将连接于充电设施上，用户自行决定离开时间；当所有充电设施已满时，新的车辆不允许加入充电站，应当立即驶离；

充电站的位置应当基于真实世界的充电站位置设置，可通过在线地图等手段采集。允许根据实际仿真案例进行微调。各充电设施的参数应当采集于生产厂商提供的数据，不具备条件者应采用适当方法估算。

5.2 配电网要素

配电网要素包括配电网拓扑、母线参数和线路参数等。配电网要素需基于真实情况采集，可作适当简化，对于不具备条件的，可采用典型参数。

5.2.1 配电网拓扑

配电网拓扑应当指明母线和线路的连接关系，标明母线与充电设施、发电机组、储能设备的连接关系。

5.2.2 母线参数

母线参数包括母线电压限制，指明其最大值、最小值。此外，还需当指明各母线的非充放电总负荷随时间变化的曲线。

5.2.3 线路参数

线路参数包括集总参数电阻和电抗，以及流经线路的最大电流。

5.3 其他网络要素

其他网络要素应当根据实际情况收集并利用。这样的网络可能包括但不限于信息网、能源互联网等。

6 新型电力系统下的大规模电动汽车聚合管控与融合互动技术要求

6.1 聚合规模与区域覆盖要求

本技术要求适用于区域性或城市级新型电力系统环境下的大规模电动汽车聚合与互动控制。聚合规模、地域覆盖与配套设施应满足以下要求：

6.1.1 电动汽车规模要求

聚合平台应至少支持 10 万辆电动汽车的统一接入与控制能力，支持乘用车、公交车、物流车等多类车型。聚合平台应具备可扩展能力，支持弹性扩展，以适应未来可能的规模增长需求（如百万辆级别接入）。

6.1.2 地理区域范围

系统应覆盖地级市及以上行政区域，具备对城区、郊区、高速服务区等典型场景的兼容性，支持跨区域调度和多级控制策略。

6.1.3 充电基础设施覆盖能力

平台应接入不少于 1 万个公共充电桩，并具备对家庭、单位、园区等私有充电桩的数据接入和控制能力。接入充电桩应覆盖快充、慢充、无线充电等不同形式。

6.1.4 通信与数据交互能力

支持充电桩与聚合控制平台之间的低延时、高频次数据采集（采样周期不高于 5 秒），满足充放电实时调度、V2G 响应、电网安全等控制需求。

6.1.5 电动汽车放电最低限制

为防止电池过度放电，应设置最低 SOC 阈值，通常不低于 20%。

6.2 电动汽车聚合充放电管控

6.2.1 聚合负荷建模与预测

平台应支持在区域维度内构建可调充放电资源池模型，结合用户日常行为数据、行驶轨迹、电池状态和出行计划，形成动态的可调容量曲线。聚合负荷预测应考虑负荷随机性与不确定性，推荐使用深度学习或强化学习等方法进行短期（≤24 小时）预测。

6.2.2 聚合充电负荷管理

6.2.2.1 充电控制应充分考虑用户偏好、电网运行状态与电价信号，实现削峰填谷、柔性调峰目标。

6.2.2.2 控制间隔不应超过 15 分钟，并应支持分钟级调度能力。

6.2.2.3 优先保障用户基本出行需求基础上，按“主动参与+最优分配”模式提供充电服务。

6.2.3 聚合 V2G 放电调控

6.2.3.1 聚合平台应具备基于用户意愿与实时电价的 V2G 控制能力。

6.2.3.2 支持站级、区域级与市级多级联动放电控制，支持调频、调峰、需求响应等多场景应用。

6.2.3.3 V2G 资源的最小调控单元为单个充电站，站内车辆的 V2G 出力由平台协调分配。

6.3 多源多能系统融合互动要求

6.3.1 融合对象

平台应支持与风电、光伏、储能、负荷侧资源等融合互动，实现源-荷-储-充一体化协调控制。

6.3.2 互动机制

推荐构建“电动汽车-充电设施-电网-新能源”协同优化机制，采用滚动优化与预测调度结合的控制策略。

6.3.3 边缘协同控制

对高速服务区、微网园区等边缘场景，应具备局部自治与远程协同的双重运行机制，保障通信异常下的安全运行。

6.4 数据安全与用户隐私保护

6.4.1 用户隐私保护机制

应严格遵守《个人信息保护法》和《数据安全法》等国家法律法规，最小化采集用户个人信息。平台应提供用户隐私数据的匿名化或脱敏处理功能，并允许用户随时查询、修改或撤回授权。

6.4.2 数据安全防护机制

应部署网络入侵检测系统，具备日志审计、恶意访问识别和安全告警功能。

6.5 辅助服务计量与结算机制

6.5.1 辅助服务项目

平台应支持电力行业现行规则中明确的辅助服务项目的统一调度、精细计量与经济结算，充分挖掘大规模电动汽车群体的灵活性潜力，提升电力系统安全性与运行效率。辅助服务项目的设置与要求应参考《发电厂并网运行管理实施细则》《并网发电厂辅助服务管理实施细则》等相关文件，并在此基础上结合电动汽车聚合应用场景进行补充与细化。平台应具备量化评估与结算能力，计算方法示例可参见本标准附录 A。

6.5.1.1 有功调峰与负荷移峰

通过调控电动汽车充电的启动与停止，实现削峰填谷，平滑系统负荷曲线。平台应支持分区域、分时段的差异化控制策略，适用于负荷调节、可再生能源消纳和负荷预测偏差修正等场景。

6.5.1.2 无功支持与电压稳定

基于电动汽车的 V2G 功能，通过逆变器输出或吸收无功功率，支撑配电网电压稳定。平台应支持与配电自动化系统协同的区域电压控制，适用于电压偏差调节及电压波动缓解。

6.5.1.3 频率调节（一次调频与二次调频）

利用电动汽车快速调节有功功率参与系统频率控制：一次调频在毫秒到秒级时间尺度内自动响应，二次调频在分钟级时间尺度内按调度指令执行。平台应支持灵活接入与任务结束后的自动退出机制。

6.5.1.4 新能源出力平滑支持

通过协调电动汽车充放电，辅助风电、光伏等新能源的功率平滑，减缓其波动对电网运行的冲击；应支持基于预测与实时观测偏差的动态调节，并与 AGC 或新能源控制系统协同。

6.5.1.5 需求响应与紧急负荷削减

在电力供需失衡或突发事故时，通过统一调控电动汽车充电行为快速释放可调负荷，提升系统应急能力。平台应支持基于电价、调度指令或事件触发的需求响应，保障用户基本出行需求，并建立响应资源库用于行为记录与补偿。

6.5.2 计量精度要求

充放电数据应支持 0.1kWh 级计量精度，V2G 出力响应支持不高于 1kW 的最小调节尺度。

6.5.3 服务响应评估与激励

平台应记录每次服务响应的起止时间、响应量、响应精度与延迟时间等指标，结合服务协议确定补偿收益。

6.5.4 用户收益结算机制

结算平台应支持电动汽车用户、充电运营商与聚合服务商的分级收益分配机制，支持月度结算、实时结算与灵活账户对接，并具备电子发票、对账与用户收益查询功能。

7 基于配电网模型的供电方案求解

为确保配电系统在多源供电、多类型负荷及复杂运行约束下的安全稳定运行，需基于时序配电网仿真方法对供电方案进行动态求解，综合考虑各类资源的注入能力与负荷特性，实现全局功率平衡与运行优化。

7.1 配电网模型

7.1.1 注入功率建模

配电网仿真的注入功率包括外部主网的馈入功率、各类分布式发电单元（包括风电、光伏等新能源）的实时出力、储能系统在放电状态下所提供的有功功率和支持车网互动的电动汽车在放电模式下的供电能力。

7.1.2 负荷模型建构

配电网仿真的负荷包括配电网向外部主网反送电的有功功率、与电动汽车无关的常规负荷（如居民、商业、工业用电）、储能系统在充电状态下的吸收功率和各充电站所承载的电动汽车充电负荷，该部分负荷具有时变性和响应性特征。

7.1.3 电网物理约束的考虑

配电网仿真应遵循电工基本原理，确保系统在以下条件下实现节点功率平衡：考虑线路电阻引起的线损、满足节点电压幅值上下限要求、限制馈线电流不超过其热稳定或安全运行极限、综合考虑相邻时间步之间的状态连续性或稳定性（若有必要）。

7.1.4 时序仿真策略与解算方式

由于配电网运行状态具有显著的时间相关性，应采用时间离散化策略（例如以 15 分钟或 30 分钟为时间步长）进行动态求解。具体仿真求解可根据实际问题性质采用如下两类方式之一：潮流计算，用于静态状态分析与约束校验；最优潮流，在满足物理约束的前提下进一步寻求经济性或效率最优的运行方案。

7.2 供电方案求解机制

7.2.1 与电动汽车无关的常规负荷

应在仿真初始化阶段依据典型日负荷曲线或预测模型进行预设。若存在无法事先确定的负荷项（如特殊工业负荷响应机制），其建模及行为模拟方式不在本标准规范范围内，需由应用方单独定义。

7.2.2 电动汽车负荷

应结合车辆出行路径、停留时长、充电需求等信息，形成时空动态的充电负荷输入。为实现对电动汽车充电行为的主动引导，可引入以下机制：有序充电策略：根据电网状态分时段、分区域调整充电功率；站级充电负荷限制：依据变压器容量、电缆载流极限等设置最大充电负载约束。

7.2.3 其余负荷与电源调度

除前述两类负荷外，系统中其他可调资源（如分布式电源出力、储能充放电行为）可通过最优潮流算法统一求解。最优潮流求解目标应结合应用场景设定，常见目标包括：发电总成本最小；配电网有功损耗最小；电压偏差最小；多目标协同优化（例如：经济性与安全性兼顾）。

附录 A

电动汽车辅助服务公式示例

1. 符号与基线约定

离散时刻；步长 Δt （小时）。基线功率 $P_{\text{base}}[k]$ ，实际功率 $P_{\text{act}}[k]$ ；指令功率 $P_{\text{cmd}}[k]$ ；无功 $Q_{\text{EV}}[k]$ ；代表性节点 $k=1, \dots, N$ 电压 $V_i[k]$ ，目标电压 $V^{\hat{a}}$ ；新能源出力 $P_{\text{RES}}[k]$ ，联合出力 $P_{\text{RES+EV}}[k]$ 。

2. 有功调峰与负荷移峰

$$\Delta P_{\text{peak}} = \max_k P_{\text{base}}[k] - \max_k P_{\text{act}}[k], \quad E_{\text{adj}} = \sum_{k=1}^N \max\{0, P_{\text{base}}[k] - P_{\text{act}}[k]\} \Delta t.$$

式中， ΔP_{peak} 表示峰值降低幅度（越大越好，单位 kW）； E_{adj} 为削减/转移形成的可计费电量（单位 kWh），仅统计向下调整部分。

3. 无功支持与电压稳定

$$\bar{Q}_{\text{EV}} = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N |Q_{\text{EV}}[k]|, \quad I_V = 1 - \frac{\sum_{k=1}^N |V_i^{\text{act}}[k] - V^{\hat{a}}|}{\sum_{k=1}^N |V_i^{\text{base}}[k] - V^{\hat{a}}|}.$$

式中， \bar{Q}_{EV} 衡量平均无功支撑规模（单位 kvar，取绝对值表示吸收或发出均计入）； $I_V \in (-\infty, 1]$ 为电压偏差改善率（越接近 1 越好）， $V^{\hat{a}}$ 可取额定电压或本地规则指定值。

4. 频率调节（一次/二次）

$$\text{MAE} = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N |P_{\text{act}}[k] - P_{\text{cmd}}[k]|, \quad \eta = \frac{\{k : |P_{\text{act}}[k] - P_{\text{cmd}}[k]| \leq \delta\}}{N} \times 100\%.$$

式中，MAE 为平均跟踪误差（越小越好，单位 kW）； η 为合格率（越高越好），容差 δ 由市场或调度规则给定（如固定 kW 或容量百分比）。

5. 新能源出力平滑

$$\bar{S}(X) = \frac{1}{N-1} \sum_{k=2}^N |X[k] - X[k-1]|, \quad S_{\text{impr}} = 1 - \frac{\bar{S}(P_{\text{RES+EV}})}{\bar{S}(P_{\text{RES}})}.$$

式中， $\bar{S}(X)$ 反映功率“快变”程度（越小越平滑）； $S_{\text{impr}} > 0$ 表示平滑度有提升， $= 0$ 无变化， < 0 表示变差。

6. 需求响应与紧急负荷削减

$$E_{\text{DR}} = \sum_{k=1}^N \max\{0, P_{\text{base}}[k] - P_{\text{act}}[k]\} \Delta t, \quad \text{Pay} = \pi \cdot E_{\text{DR}}.$$

式中， E_{DR} 为实际响应电量（kWh）；示例结算按电价 π 计费。

参 考 文 献

- [1] Lauvergne R, Perez Y, Françon M, De La Cruz A T. Integration of electric vehicles into transmission grids: A case study on generation adequacy in Europe in 2040[J]. Applied Energy, 2022, 326: 120030.
- [2] Zhang T, Huang Y, Liao H, Liang Y. A hybrid electric vehicle load classification and forecasting approach based on GBDT algorithm and temporal convolutional network[J]. Applied Energy, 2023, 351: 121768.