

# 团体标准《分时分区电力碳排放因子计量技术规范》（征求意见稿）编制说明

## 一、工作简况

### （一）制定背景与任务来源

在“双碳”战略全面推进的背景下，电力行业作为碳排放管理的核心领域，其碳排放因子的科学核算是构建全国统一碳计量体系的基础环节。我国政府已明确碳达峰碳中和战略目标，出台《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》《2030年前碳达峰行动方案》等政策文件，为碳减排工作提供了根本遵循。

当前，国内电力碳排放因子核算主要采用生态环境部按年度发布的全国、区域及省级平均因子，存在区域平均化、时间粗颗粒度等问题，难以反映清洁能源动态波动与区域电力结构差异，无法满足电网企业碳资产管理、电力用户低碳用能决策及碳交易市场精细化发展的需求。随着新能源发电占比持续提升，风电、光伏等可再生能源的波动性加剧了电力系统碳排放的时空异质性，传统核算方法已无法适配新形势下电力行业碳减排管理要求。

为填补分时分区电力碳排放因子核算标准空白，规范核算流程、统一技术方法，确保核算结果的科学性、可比性与可追溯性，国网山东省电力公司营销服务中心（计量中心）联合山东省计量科学研究院、国网山东省电力公司电力科学研究院等单位，向山东计量测试学会申报了《分时分区电力碳排放因子计量技术规范》团体标准的起草工作，并成功获

批立项。本标准旨在建立覆盖发电侧、电网侧、用户侧的多维度核算体系，为政府监管、企业决策及碳市场运行提供标准化技术工具，助力电力行业绿色转型和国家“双碳”目标实现。

## （二）起草过程

### 1. 成立标准制定小组

2024年11月，国网山东省电力公司营销服务中心（计量中心）牵头，联合山东省计量科学研究院、国网山东省电力公司电力科学研究院等单位组建标准编制小组。通过首次工作会议，明确标准制定的总体目标、核心技术方向、进度安排及各单位职责分工，正式启动标准起草工作。

### 2. 文献调研及资料收集

2024年12月至2025年1月，编制小组系统梳理国内外电力碳排放因子核算相关标准、技术规范、科研成果及行业实践案例。重点研究JJG 313《测量用电流互感器检定规程》、JJG 314《测量用电力互感器检定规程》、JJG 596《安装式交流电能表》、GB/T 32150—2015《工业企业温室气体排放核算和报告通则》、GB/T 32151.1—2015《温室气体排放核算与报告要求 第1部分：发电企业》等现有标准，同时调研国际电工委员会（IEC）、欧盟碳市场监测、报告与核查（MRV）体系等国际技术文件，深入分析分时分区核算的关键技术难点，为标准制定奠定理论基础。

### 3. 现场调研及方案确定

2025年2月至3月，编制小组深入电网企业、各类发电

企业（燃煤、燃气、风电、光伏等）及重点电力用户，实地调研电力生产调度、电能计量、碳排放数据采集等环节的实际情况。与技术人员、管理人员开展座谈，充分了解行业对分时分区核算的实际需求、操作痛点及数据支撑条件，结合调研结果初步确定标准框架、核心核算模型及技术要求，形成标准初稿。

#### 4. 开展试验验证

2025年4月至9月，编制小组在山东电网部分区域及试点企业开展试验验证工作。依托主导起草单位在研的相关科技项目，选取不同电压等级电网节点、不同类型发电企业及典型电力用户，基于实际电网拓扑数据、发电数据、电能计量数据及碳排放数据，对标准中提出的核算方法、数据处理流程、计量模型进行多场景测试验证，确保标准技术内容的科学性、可行性和准确性。

#### 5. 形成征求意见稿

2025年10月，编制小组全面总结试验验证结果，广泛吸纳行业专家、电网企业、发电企业及电力用户的初步反馈意见，对标准初稿进行修改完善，形成征求意见稿，并计划向行业内相关单位及专家公开征求意见。

### （三）起草单位及其所做的工作

国网山东省电力公司营销服务中心（计量中心）负责标准总体策划、框架设计及核心技术内容起草，提供试验验证场地与数据支持，牵头推进标准制定全流程工作；山东省计量科学研究院负责核算模型的技术优化与试验验证方案设

计，提供电力系统运行及碳排放监测相关技术支撑；国网山东省电力公司电力科学研究院参与试验验证与数据质量评估，提供计量技术规范制修订经验，保障标准的可操作性与合规性。各起草单位分工明确、密切协作，凭借在电学计量、能源计量和碳计量领域的雄厚技术基础，确保标准制定工作高效推进。

## 二、编制原则、主要内容及其确定依据

### （一）编写原则

本标准依据 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》编制，符合《中华人民共和国环境保护法》《碳排放权交易管理办法》等国家法律法规及相关政策要求，坚持以下原则：

**科学性：**基于电网拓扑结构、电力潮流分布及能量守恒定律，结合发电机组碳排放特性与电网传输规律，构建多维度核算模型，确保核算结果客观准确，符合电力系统运行物理规律。

**实用性：**充分考虑不同规模电网企业、发电企业及电力用户的实际数据条件和操作能力，依托现有电碳计量系统与电能采集设备，制定简洁易懂、易于落地的核算流程，明确计量器具配备与管理要求。

**精准性：**聚焦分时（最小时间颗粒度至 15 分钟）、分区（覆盖省、地市、区县、工业园区、台区等层级）核心需求，细化时空划分规则与核算参数，提升碳排放因子的时空精准度。

协调性：与现有国家标准、行业标准及计量技术规范相衔接，特别是 JJG 系列计量检定规程、GB/T 系列碳排放核算通则及 DL/T 系列电力行业标准，避免技术冲突，形成完整的电力碳排放核算标准体系。

透明化：坚持数据来源可追溯、计算过程可核查、结果可验证，明确核算假设、参数选取依据及计量器具技术要求，保障标准应用的公信力。

## （二）主要内容

标准共分为范围、规范性引用文件、术语和定义、电网碳排放计量、计量要求、发电机组分时发电碳排放因子、省级电网分时碳排放因子、电网节点分时电力碳排放因子、用户侧间接电力碳排放量、计量结果的表达十个部分，附录包含用户侧间接电力碳排放量计量报告格式、电力碳排放因子计算示例，具体内容如下：

### 1. 范围

明确本标准规定基于位置信息的分时分区电力二氧化碳排放因子计算方法和计量模型，适用于电网企业和电力用户的碳排放因子计量，覆盖发电侧、电网侧、用户侧全链条核算需求。

### 2. 规范性引用文件

列出 JJG 313、JJG 314、JJG 596、JJF 1585—2016、JJF 2309—2025、GB 16934、GB/T 17167、GB/T 32150—2015、GB/T 32151.1—2015、GB/T 32151.2—2015、DL/T 448 等相关国家标准、行业标准及计量技术规范，保障标准的权威性

和兼容性。

### 3. 术语和定义

对发电机组、发电碳排放因子、电网、时标、电力碳排放因子、分时分区电力碳排放因子、省级电网分时碳排放因子、电网节点、碳计量器具、电碳计量系统等核心术语进行明确定义，统一行业认知，避免歧义。

### 4. 电网碳排放计量

明确发电侧、电网侧、用户侧的计量流程与要求。发电侧需在发电量计量点安装相关计量器具，同步采集发电量与碳排放数据并赋予一致时标；电网侧各级节点通过通信网络逐级传递电力碳排放因子、输出电量及时标，直至电网末级节点；用户侧获取电网末级节点相关数据，结合自备发电设施情况核算总碳排放量。

### 5. 计量要求

规定计量器具配备与管理要求。计量器具配备率、准确度等级需符合 GB/T 17167、GB/T 21369、JJF 2309 等要求，电能表及互感器需满足对应 JJG、GB 及 DL/T 标准；明确碳计量器具台账建立、标识管理、档案留存、周期检定/校准及使用维护等管理规范。

### 6. 发电机组分时发电碳排放因子

按燃料类型分类规定核算方法。燃煤机组基于单位时间碳排放量与发电有功功率计算，明确连续监测与非连续监测机组的碳排放量计算方式，细化燃料消耗量、元素碳含量等参数的采集与处理要求；其他化石能源机组参照燃煤机组执

行；非化石能源机组碳排放因子一般视为 0；不具备数据采集条件的机组采用燃料缺省值核算。

#### 7. 省级电网分时碳排放因子

界定核算边界，明确计算公式，涵盖省内化石能源机组碳排放贡献、省间净送电量及区域电网净送电量的影响，规定电能量采集方式及外部碳排放因子数据来源。

#### 8. 电网节点分时电力碳排放因子

明确计算数据要求，基于电网拓扑结构，构建节点碳排放因子核算模型，综合考虑连接的发电侧化石能源节点输入及上级电网节点传输的电量与碳排放因子，规定电能计量装置技术要求需符合 DL/T 448-2016 相关规定。

#### 9. 用户侧间接电力碳排放量

明确用户电力来源类型，规定计算公式，涵盖国家电网供电、自备发电机组供电、绿电直联等场景，其中绿电碳排放视为 0，明确自备机组与电网节点碳排放因子的测算依据。

#### 10. 计量结果的表达

规定用户侧间接电力碳排放量的计量报告格式，明确报告应包含的单位信息、主要耗电设备清单、计量器具配备清单、排放因子选取及分项碳排放量等内容。

#### 11. 附录

附录 A 规范用户侧间接电力碳排放量计量报告的具体格式与填写要求；附录 B 提供电力碳排放因子计算示例，以具体系统拓扑和实测数据演示核算过程，便于用户理解和应用。

### 三、试验验证的分析、综述报告，技术经济论证，预期的经济效益、社会效益和生态效益

#### （一）试验验证的分析

本次试验验证重点针对标准中核算方法、计量模型、数据需求及技术要求的有效性和可行性开展，依托主导起草单位的技术基础与试点企业资源，确保验证结果全面可靠。

##### 1. 试验条件

选取山东电网某区域作为试点，涵盖燃煤、燃气、风电、光伏等多种类型发电企业，涉及省、市、区县三级电网节点及工业、商业等典型电力用户；试验周期覆盖不同季节、不同时段（峰、平、谷），数据采集最小时间颗粒度为 15 分钟，符合标准要求。

##### 2. 技术要求

电能计量装置：符合 DL/T 448-2016 规定，电能表满足 GB 16934、GB 17215、JJG 596 要求，电压互感器和电流互感器满足 JJG 313、JJG 314 要求；

直接碳排放测量设备：基于直测法的软硬件设备满足 JJF 1585 相关要求；

时钟示值误差：电碳计量器具日计时误差优于 0.5s/24h，时间戳统一规范；

数据质量：发电侧、电网侧、用户侧数据完整性不低于 98%，准确性符合 GB/T 32150—2015 相关要求。

##### 3. 试验结果

（1）核算结果准确性：通过与传统核算方法及实际碳

排放监测数据对比，本标准提出的分时分区核算方法误差不超过 3%，显著优于传统平均化核算方法（误差约 10%~15%），能精准反映不同时段、不同区域的电力碳排放强度差异；

（2）模型可行性：基于电网拓扑数据和逐级传递的核算模型稳定可靠，在不同电网运行工况下均能快速输出核算结果，满足实际应用需求；

（3）操作便捷性：企业可依托现有电碳计量系统及电能采集设备采集数据，无需大规模新增设备，核算流程清晰易懂，计量器具管理要求与现有管理体系兼容，具备良好实操性。

试验结果表明，标准中规定的核算方法、计量模型及技术要求能够适应电力行业实际情况，核算结果准确可靠，具备广泛推广应用的条件。

## （二）预期的经济效益、社会效益和生态效益

### 1. 经济效益

（1）助力电网企业优化电力调度，通过分时分区碳排放因子数据合理安排清洁能源消纳及火电出力，降低电网碳排放成本和运行损耗，提升调度经济性；

（2）为电力用户提供精准碳排放数据支撑，引导用户在低排放因子时段用电，降低碳足迹及碳交易成本，同时为绿电消费、节能改造提供决策依据，提升企业碳绩效；

（3）规范电力碳排放核算市场，减少因核算方法不统一导致的交易纠纷和资源浪费，降低行业整体合规成本，为碳交易市场定价提供科学依据。

## 2. 社会效益

(1) 为政府环保监管、碳减排政策制定提供精细化数据支持，提升监管效率和政策针对性，推动电力行业碳减排目标精准落地；

(2) 推动电力碳排放核算的标准化、规范化，提升行业整体碳管理水平，助力碳交易市场高质量发展，增强国家碳核算竞争力；

(3) 引导发电企业加大清洁能源投资力度，促进电力系统结构优化，推动能源转型进程，支撑碳边境调节机制应对与国际标准互认。

## 3. 生态效益

(1) 通过精准核算和数据赋能，推动全社会优先使用低排放电力，减少二氧化碳排放，缓解温室效应，助力“双碳”目标实现；

(2) 激励清洁能源消纳，提升绿电占比，降低化石能源消耗带来的环境污染，改善生态环境质量；

(3) 为全球能源转型和气候治理提供中国方案，推动构建清洁低碳的能源体系。

## 四、与国际、国外同类标准技术内容的对比情况

### (一) 核算技术原理

国际上部分发达国家已开展分时分区电力碳排放因子核算研究，核心思路与本标准类似，均基于电网拓扑和电力潮流分布构建核算模型。但国外标准多针对本国电网结构（如分布式电源占比高、电网层级简单）设计，与我国大电

网、高电压、多电源、跨省跨区互联的结构特点存在差异。本标准优化了电网节点分类（首级节点、末级节点）及逐级传递的核算逻辑，更适应我国电力系统实际运行特性。

## （二）时间与空间颗粒度

国外部分标准时间颗粒度多为 1 小时，空间颗粒度多为国家或区域层面。本标准将时间颗粒度细化至 15 分钟，空间颗粒度覆盖省、地市、区县、工业园区、台区等多层级，更能适应我国新能源波动性大、区域发展不均衡的现状，核算精准度更高，可满足精细化碳管理需求。

## （三）数据适配性

国外标准对数据采集系统要求较高，部分依赖专用监测设备，应用门槛较高。本标准充分考虑我国企业现有数据基础，可依托现有电能计量装置（电能表、互感器）及电碳计量系统采集数据，明确计量器具的准确度等级和检定要求，结合现有电力数据采集体系，降低了应用门槛，更符合我国行业实际。

## （四）技术导向

国外标准侧重通用性，而本标准针对我国以煤为主的能源结构特点，强化了化石能源与清洁能源的差异化核算逻辑，详细规定了燃煤机组的碳排放量计算方法，同时明确了自备发电设施的核算要求，更贴合我国能源转型阶段的实际需求。

**五、以国际标准为基础的起草情况，以及是否合规引用或者采用国际国外标准，并说明未采用国际标准的原因**

## （一）国际标准引用情况

本标准在起草过程中，参考了国际电工委员会（IEC）相关标准及欧盟碳市场监测、报告与核查（MRV）体系的核心思路，在碳排放核算的通用原则、数据质量要求等方面与国际标准保持一致。但由于国际上尚未形成专门针对分时分区电力碳排放因子核算的统一标准，本标准主要依据我国电力行业实际情况、科研成果及现有国家标准、行业标准（如JJG系列计量规程、GB/T系列碳排放核算标准）进行编制。

## （二）未采用国际标准的原因

**电网结构差异：**我国电网规模大、层级多、跨省跨区互联特征显著，而国外多数国家电网结构相对简单，分布式电源占比更高，直接采用国际标准难以适配我国电网运行特点。

**能源结构差异：**我国能源结构以煤为主，清洁能源正快速发展，电力碳排放强度时空差异显著，而国外部分国家已实现高比例可再生能源供电，碳排放因子相对稳定，国际标准的核算模型无法充分反映我国能源结构特点。

**标准体系差异：**我国已建立涵盖碳排放核算、报告、核查及计量检定的完整标准体系，本标准需与国内现有标准（如GB/T 32150—2015、DL/T 448-2016、JJF 2309—2025）协调衔接，确保在全国碳减排管理工作中的一致性和有效性。

**应用场景差异：**我国碳市场发展阶段、监管要求与国外存在差异，本标准需满足国内碳交易、环保监管、企业碳管

理等多场景需求，更注重实操性和本土化适配，明确了计量器具配备、管理及数据追溯要求。

## 六、与有关法律、行政法规及相关标准的关系

本标准符合《中华人民共和国环境保护法》《中华人民共和国大气污染防治法》《碳排放权交易管理办法（试行）》等法律法规要求，与 JJG 313、JJG 314、JJG 596、JJF 1585—2016、JJF 2309—2025、GB 16934、GB/T 17167、GB/T 21369、GB/T 32150—2015、GB/T 32151.1—2015、GB/T 32151.2—2015、DL/T 448 等现行国家标准、行业标准及计量技术规范协调一致。

本标准针对分时分区电力碳排放因子核算的技术空白，细化了核算方法和操作流程，补充了现有标准在时空精准度方面的不足，明确了计量器具的技术要求和管理规范，解决了现阶段核算中时空划分不统一、计算模型不规范、数据质量参差不齐等问题，形成“通用通则+专项方法+计量规范”的互补支撑，进一步完善了电力行业碳排放管理标准体系。

## 七、重大分歧意见的处理经过和依据

在标准制定过程中，编制小组针对核算模型的复杂度、时间颗粒度的设定、数据质量要求等技术细节进行了多次讨论。对于时间颗粒度设定的争议，通过对比 15 分钟、30 分钟、1 小时等不同方案的核算精度和操作成本，结合我国新能源波动性特点及企业数据采集能力，最终确定 15 分钟为最小时间颗粒度，既保证核算精准度，又兼顾实操性；对于核算边界的争议，通过查阅国内外文献、咨询行业专家及开

展多轮试验验证，明确了覆盖发电侧、电网侧、用户侧的全链条核算边界，同时细化了自备发电设施的核算要求。

标准制定全过程未出现重大分歧，所有技术细节均通过充分论证达成一致，确保了技术内容的科学性和合理性。

## 八、标准中涉及专利的情况

本标准内容不涉及专利。

## 九、实施标准的要求，以及组织措施、技术措施、过渡期和实施日期的建议等措施建议

### （一）实施标准的要求

企业能力要求：电网企业、发电企业及电力用户应具备相应的数据采集、处理和核算能力，配备专业技术人员（经专业培训合格后上岗），熟悉标准要求及核算流程；

设备要求：确保电能计量装置、碳计量器具、电碳计量系统等符合标准规定的技术参数和精度要求，定期进行检定和校准，检定校准机构需具备相应资质；

数据管理要求：建立完善的数据管理制度，确保发电侧、电网侧、用户侧数据的真实性、完整性、准确性和可追溯性，数据保存期限不少于5年；严格按照标准要求赋予数据时标，确保碳排放数据与电量数据时标一致。

### （二）组织措施建议

以起草单位为主开展宣贯培训及实施，协调解决实施过程中的问题；及时收集实施过程中遇到的问题和意见，持续优化标准内容，提升标准适用性。

### （三）技术措施建议

完善数据支撑体系：鼓励企业升级改造现有电碳计量系统，依托现有电力数据采集网络，提升数据采集、传输和处理的自动化、智能化水平，满足标准对数据质量和时间颗粒度的要求；

加强技术创新合作：鼓励企业与科研机构、高校合作，开展电力碳排放核算技术创新研究，推广应用智能化监测、大数据分析等先进技术，持续优化核算模型，提升核算精准度和适用性；

推进示范应用：依托各起草单位的技术平台，开展标准示范应用，总结推广先进经验，逐步扩大标准应用范围。

## 十、其他应予说明的问题

无