

DL

中华人民共和国电力行业标准

DL/T XXXXX—XXXX

电力系统碳排放时序模拟与预评估技术导则

Technical guidelines for time-series simulation and pre-estimation
of carbon emissions in power system

点击此处添加与国际标准一致性程度的标识

(征求意见稿)

XXXX - XX - XX 发布

XXXX - XX - XX

国家能源局 发布

目 次

目 次.....	I
前 言.....	II
电力系统碳排放时序模拟与预评估技术导则.....	1
1 范围.....	1
2 规范性引用文件.....	1
3 术语和定义.....	1
4 总则.....	3
5 基础数据.....	3
6 电力系统运行碳排放计算模型.....	5
7 电力系统碳排放时序模拟与预评估方法.....	9
8 结果分析.....	10
附录 A.....	12
参考文献.....	14

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专利的责任。

本文件由中国电力企业联合会提出。

本文件由中国电力企业联合会电力低碳标准化系统工作组（CEC/SyC 01）归口。

本文件主要起草单位：中国电力科学研究院有限公司等。

本文件主要起草人：

本文件在执行过程中的意见或建议反馈至中国电力企业联合会标准化管理中心（北京市白广路二条一号，100761）。

电力系统碳排放时序模拟与预评估技术导则

1 范围

本文件规定了电力系统运行碳排放时序模拟及预评估技术的总则、基础数据、计算模型、评估方法及结果分析等内容。

本文件适用于电力规划设计单位开展未来态电力系统运行碳排放时序模拟与预评估相关工作。其他碳管理、碳计量中涉及电力系统运行碳排放的计算分析工作可参照执行。

2 规范性引用文件

下列文件中的内容通过文件的规范性引用而构成本文必不可少的条款。其中，注日期的引用文件，仅该日期对应的版本适用于本文件；不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本文件。

- GB 21258 常规燃煤发电机组单位产品能源消耗限额
- GB/T 23331 能源管理体系 要求及使用指南
- GB/T 31464 电网运行准则
- 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 温室气体排放核算与报告要求 第1部分：发电企业
- GB/T 32151.2 温室气体排放核算与报告要求 第2部分：电网企业
- GB 35574-2017 热电联产单位产品能源消耗限额
- GB/T 36549-2018 电化学储能电站运行指标及评价
- GB/T 36550-2018 抽水蓄能电站基本名词术语
- GB 38755-2019 电力系统安全稳定导则
- GB/T 40594-2021 电力系统网源协调技术导则
- DL/T 904 火力发电厂技术经济指标计算方法
- DL/T 1365-2014 名词术语 电力节能
- DL/T 2726-223 电网企业温室气体排放核算指南.....

3 术语和定义

GB/T 32150、GB/T 32151.1、GB/T 32151.2界定的以及下列术语和定义适用于本文件。

3.1

碳排放 carbon emission

电力系统运行阶段发电侧电源发电所产生的直接碳排放，主要是指化石能源机组燃烧化石燃料发电过程中产生的二氧化碳排放。考虑到化石能源发电过程所产生的非二氧化碳排放占比很小以及非化石能源发电不直接产生碳排放，因此在电力系统运行碳排放计算时化石能源非二氧化碳排放以及非化石能源发电碳排放近似为零。

3.2

化石燃料燃烧排放 emission from fossil fuel combustion

化石燃料在氧化燃烧发电过程中产生的二氧化碳排放。

[来源：GB/T 32151.1-2015, 3.4, 有修改]

3.3

受入/送出电量碳排放 carbon emission from fed-in/sending-out electricity

电力系统受入/送出电量所对应的电力生产环节产生的二氧化碳排放。

3.4

时序模拟 sequential simulation

电力系统时序生产模拟，指在一定的电力系统运行约束条件下，逐时段模拟各种电源运行状况和发用电平衡的一种仿真方法。

3.5

预评估 pre-estimation

指对规划的未来态电力系统逐时段运行所产生的碳排放量进行预先测算。

3.6

评估边界 estimate boundaries

指确定与电力系统运行相关的碳排放范围。

3.7

排放因子 emission factor

表征单位生产或消费活动量的碳排放的系数。

[来源：GB/T 32150-2015, 3.13, 有修改]

3.8

时段排放因子 hourly emission factor

表征单位生产或消费活动量在单位时段内的碳排放的系数。

3.9

碳氧化率 carbon oxidation rate

指燃料中的碳在燃烧过程中被完全氧化的百分比。

[来源：GB/T 32150-2015, 3.14]

3.10

低位发热量 net calorificvalue

指燃料完全燃烧，其燃烧产物中的水蒸汽以气态存在时的发热量，也称低位热值。

3.11

发电煤耗 net coal consumption

发电煤耗率，机组（或电站）发出1kW·h电能平均所消耗的标准煤量。

[来源：DL/T 1365-2014, 5.3.1.19]]

3.12

电力电量平衡 power and energy balance

电力系统中电源出力与用电负荷的平衡，包含电力平衡和电量平衡，电力平衡是指电力负荷（包括损耗、备用）与电源（发电设备）容量的平衡，电量平衡是指在电力系统规划设计和电力生产调度在进行电力平衡后，对规定的时间内（如年、月、日）各类发电设备的发电量与预测需用电量的平衡。

3.13

常规电源 traditional power generation

指除分布式发电外的燃煤发电、燃气发电、核电、水电等。其中，分布式发电是指在用户所在地或附近安装，以用户侧自发自用为主、多余电量上网、且在配电网系统平衡调节为特征的发电设施或有电力输出的能量综合梯级利用多联供设施。

4 总则

4.1 电力系统碳排放时序模拟及预评估计算目的是通过建立详细的电力电量平衡生产模拟模型，在保证电力系统电力电量平衡的基础上，计算电力系统未来运行各时段的碳排放量，以指导电力规划设计、调度运行、市场交易等环节中的涉碳相关工作。

4.2 本文件中电力系统碳排放时序模拟一般以省级及以上电网为研究范围，计算方法采用逐时段的时序生产模拟方法，计算时段一般为年度及以上。

4.3 电力系统碳排放时序模拟应以确保电力电量平衡为前提，以促进可再生能源合理消纳为原则，安排各类资源。

4.4 本文件涉及的电力系统碳排放评估边界为：研究电力系统范围内火电厂燃烧化石能源发电产生的直接二氧化碳排放量（CCUS装置捕集后、但CCUS捕集前的碳排放量也应计算给出），及受入/送出电量所对应碳排放量。

5 基础数据

5.1 电网平衡分区

5.1.1 根据计算分析目标和要求、电网调度控制平衡区以及电网断面输电受限等情况，可将目标电网划分为1个及以上的平衡分区。

5.1.2 电网平衡分区内部不考虑电网拓扑结构，各电源和负荷不受位置影响。

5.1.3 电网平衡分区之间的拓扑基于虚拟网络拓扑和实际网络拓扑均可，基于实际网络拓扑时，全系统各类机组出力安排完成后，结合全网架交流线路、变压器支路参数，应用直流潮流计算方法，获取全网潮流，并筛选输电阻塞支路，进行阻塞处理，以准确获取电网受阻断面信息。

5.1.4 电网平衡分区中各受阻线路、主变和断面限值按 DL 755 和 DL/T 5429 要求计算得到。

5.2 电源数据

5.2.1 火电数据

火电机组主要指常规燃煤发电机组、非常规燃煤发电机组、燃气机组、生物质发电机组等，机组类型划分依据见附表A.1。各平衡分区内火电厂数据应包括：

- a) 电厂名称、机组台数、机组类型、单机额定功率、调度关系、有功功率调节速率、年均计划检修小时数；
- b) 是否为必开机组；
- c) 机组供热期/非供热期最大及最小技术出力；
- d) 最小开停机时间；
- e) 机组全出力段供电煤耗特性曲线；
- f) 对于燃煤机组，可提供所用煤炭种类、煤炭低位发热量、煤炭单位热值含碳量、碳氧化率，已开展元素碳实测具有燃料元素碳含量数据提供基元素碳含量数值；
- g) 对于掺烧生物质（含垃圾、污泥等）的燃煤发电机组，需提供计算期内生物质热量占比。

5.2.2 水电数据

水电机组所需数据包括：

- a) 电厂名称、机组台数、单机额定功率、调节周期、年均计划检修小时数；
- b) 计算水文年的预想出力、平均出力、强迫出力三段式曲线，水文年可以包括：平水年、丰水年、枯水年、特枯年、特丰年等。

5.2.3 风电/光伏数据

风电/光伏所需数据包括：

- a) 平衡分区内风电/光伏出力时间序列数据以及与之对应的风电/光伏装机数据；
- b) 风电/光伏出力时间序列数据一般基于至少 1 年非限电情况下历史出力数据或依据限电记录恢复的出力数据，能正确表征当地风电出力特性，满足当地风电/光伏发电资源地理分布、时间分布和概率分布特点；
- c) 风电/光伏出力时间序列数据预测准确率。

5.2.4 核电数据

核电所需数据包括电厂名称、机组台数、单机额定功率、最大及最小技术出力、是否参与电网调峰等。

5.3 联络线数据

联络线数据要求如下：

- a) 采用固定联络线计划模式时，包括联络线计划时间序列数据；
- b) 采用可优化联络线模式时，包括联络线运行上下限、电量约束。

5.4 负荷数据

5.4.1 基准负荷数据

基准负荷曲线为时间序列数据，可基于历史用电负荷曲线，结合计算时段负荷增长情况和社会经济发展情况综合预测得到。

5.4.2 可调负荷数据

给定周期内的可调负荷电量的总量以及各时段上调功率限额、下调功率限额。

5.5 储能数据

5.5.1 抽水蓄能电厂数据

抽水蓄能电厂所需数据，包括各平衡分区内抽水蓄能电厂名称、机组台数、单机额定功率、额定功率抽水时间、转换效率、有功功率调节速率等。

5.5.2 新型储能设备数据

新型储能主要是指除抽水蓄能以外，以输出电力为主要形式的储能，主要包括新型锂离子电池、液流电池、飞轮、压缩空气、氢（氨）储能、热（冷）储能等。

新型储能设备数据所需数据，包括额定容量（包含额定功率容量和额定能量容量）、充放电功率变化范围、充放电功率调节速度、充放电效率、存储能量衰减特性（日以上长周期调节储能须给出）。

5.6 其他数据

除以上数据外，电力系统生产模拟计算还需要的其他数据包括：

- a) 电网备用容量数据，包括负荷备用率、事故备用率等；
- b) 最小开机方式数据，包括各平衡分区内全年各时段常规电源最小开机容量；
- c) 检修参数，各平衡区内分时段检修容量和周期限制；
- d) 其他影响电力系统电力电量平衡的数据。

6 电力系统运行碳排放计算模型

6.1 概述

电力系统运行碳排放计算主要包括研究电力系统范围内火电厂燃烧化石能源发电产生的直接二氧化碳排放量，及受入/送出电量所对应的碳排放量。

需要说明的是，本文件是针对未来态电力系统逐时段运行所产生碳排放进行计算和分析，计算过程中采用“抓大放小”原则，主要针对影响电力系统运行碳排放的主要成分二氧化碳的排放量进行计算，对于火电厂发电过程所产生的非二氧化碳以及非化石能源机组发电过程中直接碳排放，由于占比很小，计算时可以近似为零。

6.2 火电机组燃烧化石燃料发电的碳排放计算

6.2.1 火电机组燃烧化石燃料发电产生的二氧化碳排放量包含化石燃料燃烧排放以及脱硫脱硝等装置使用化石燃料加热烟气的二氧化碳排放。

6.2.1.1 对于已开展元素碳实测具有燃料元素碳含量数据的火电厂，火电厂发电逐时段碳排放量计算如式(1)计算：

$$E_{thermal,t} = \sum_{i=1}^I \left(FC_{i,t} \times C_{ar,i} \times OF_i \times \frac{44}{12} \right) \quad (1)$$

式中：

i —— 火电厂燃烧的化石燃料类型序号。

$E_{thermal,t}$ —— 火电机组在 t 时段内燃烧化石能源发电产生的二氧化碳排放量，单位为吨二氧化碳（tCO₂）；

$FC_{i,t}$ —— 第 i 种化石燃料 t 时段内的消耗量，对固体或液体燃料，单位为吨（t），对气体燃料，单位为万标准立方米（10⁴Nm³）；

$C_{ar,i}$ —— 第 i 种燃料的收到基元素碳含量，对固体或液体燃料，单位为吨碳/吨（tC/t），对气体燃料，单位为吨碳/万标准立方米（tC/10⁴Nm³）；

OF_i —— 第 i 种燃料的碳氧化率，以%表示，燃煤的碳氧化率取 99%，燃油和燃气的碳氧化率采用附录 A.2 中各燃料品种对应；

$\frac{44}{12}$ —— 二氧化碳与碳的相对分子质量之比。

6.2.1.2 对于未开展元素碳实测或实测不符合指南要求，不具备准确合理的燃料元素碳含量数据的火电厂，火电厂发电逐时段碳排放量计算如式(2)计算：

$$E_{thermal,t} = \sum_{i=1}^n \left(FC_{i,t} \times NCV_{i,t} \times CC_i \times OF_i \times \frac{44}{12} \right) \quad (2)$$

式中：

$FC_{i,t}$ —— 第 i 种化石燃料 t 时段内的消耗量，对固体或液体燃料，单位为吨（t），对气体燃料，单位为万标准立方米（10⁴Nm³）；

$NCV_{i,t}$ —— 第 i 种化石燃料 t 时段内的平均低位发热量（GJ/t或GJ/10⁴Nm³），对固体或液体燃料单位为吉焦/吨（GJ/t），对气体燃料，单位为吉焦/万标准立方米（GJ/10⁴Nm³），采用附录 A.2 中各燃料品种对应的缺省值；燃煤机组应取26.7GJ/t，燃油、燃气的低位发热量采用附录 A.2 中各燃料品种对应的缺省值；

CC_i —— 第 i 种化石燃料的单位热值含碳量，单位为吨碳/吉焦（tC/GJ），燃煤机组单位热值取0.03085tC/GJ，非常规燃煤机组，单位热值含碳量取0.02858 tC/GJ，燃油、燃气采用附录 A.2 中各燃料品种对应的缺省值；

OF_i —— 第 i 种燃料的碳氧化率，以%表示，燃煤的碳氧化率取 99%，燃油和燃气的碳氧化率采用附录 A.2 中各燃料品种对应的缺省值；

$\frac{44}{12}$ —— 二氧化碳与碳的相对分子质量之比。

6.2.2 化石燃料的逐时段消耗量是根据火电机组燃烧化石燃料所提供的发电量与发电煤耗计算得到，如式(3)所示：

$$FC_{i,t} = P_{i,t} \times \beta_{i,t} \times 10^{-6} \quad (3)$$

式中：

$P_{i,t}$ —— 火电机组 t 时段内燃烧第 i 种化石燃料所产生的发电量，单位为千瓦时 (kWh)；

$\beta_{i,t}$ —— 火电机组在对应功率运行点处的单位电量平均发电煤耗(g/kWh)，即比耗量，可根据火电机组发电煤耗特性曲线确定。

6.3 送出/受入电量的碳排放计算

6.3.1 送出/受入电量的碳排放计算模型主要是计算受入其他电网电量或送出本地电量至其他电网时引起计算范围内电力系统运行碳排放的增加量和减少量。

6.3.2 本文件中假定电量受入和外送是有先后顺序的，首先考虑受入电量，在受入电量与本地电量完全混合后，再外送电量至其他电网。

6.3.3 计算电网受入电量所对应的碳排放计算公式如式(4)所示：

$$E_{in,m,t} = \sum_m (P_{in,m,t} \times EF_{m,t}) \quad (4)$$

式中：

m —— 向计算电网外送电量的电网序号；

$E_{in,m,t}$ —— 计算电网 t 时段从 m 电网受入电量对应的碳排放量，单位吨二氧化碳 (tCO₂)；

$P_{in,m,t}$ —— 计算电网 t 时段从 m 电网受入的电量，单位为千瓦时 (kWh)；

$EF_{m,t}$ —— 第 m 个省级电网 t 时段供电排放因子，单位为吨二氧化碳/千瓦时 (tCO₂/kWh)，若时段供电排放因子难以获取，则每个时段电网排放因子可采用生态环境部最新发布的电网排放因子数值。

6.3.4 计算电网送出电量所对应的碳排放计算，主要考虑外送电量是否配有配套电源。

6.3.4.1 外送电量有配套电源的，则基于配套电源发电情况计算外送电量对应的碳排放量，计算公式如式(5)所示：

$$E_{out,n1,t} = P_{out,n1,t} \cdot \frac{\sum_{k1} E_{thermal,k1,t}}{Q_{thermal,n1,t} + Q_{non-fossil,n1,t}} \quad (5)$$

式中：

$n1$ —— 受入计算电网含配套电源的外送电量的电网序号；

$k1$ —— 计算电网内支撑电量外送的配套火电厂序号；

$P_{out,n1,t}$ —— 计算电网 t 时段向 $n1$ 电网的外送的电量，单位为千瓦时 (kWh)；

$E_{out,n1,t}$ —— 计算电网 t 时段向 $n1$ 电网外送电量所对应的碳排放量，单位吨二氧化碳 (tCO₂)；

$E_{thermal,k,t}$ —— 第 k 台火电机组 t 时段燃烧化石能源发电产生的二氧化碳排放量，单位为吨二氧化碳（ tCO_2 ）；

$Q_{thermal,n,t}$ —— 向 n 1 电网送出电量的所有配套火电厂 t 时段发电量之和，单位为千瓦时（ kWh ）；

$Q_{non-fossil,n,t}$ —— 向 n 1 电网送出电量的所有配套非化石能源电厂 t 时段发电量之和，单位为千瓦时（ kWh ）。

6.3.4.2 外送电量不含有配套电源支撑的，则基于全网电源发电情况来计算外送电量对应的碳排放量，并考虑从其他电网受入电量及其对应的碳排放量，计算公式如式(6)所示：

$$E_{out,n,t} = P_{out,n,t} \cdot \frac{\sum_k E_{thermal,k,t} - \sum_{n1} E_{out,n1,t} + \sum_m E_{in,m,t}}{Q_{thermal,t} + Q_{non-fossil,t} - \sum_{n1} P_{out,n1,t} + \sum_m P_{in,m,t}} \quad (6)$$

式中：

n —— 受入计算电网不含配套电源的外送电量的电网序号；

k —— 计算电网内火电厂序号；

$E_{out,n,t}$ —— 计算电网 t 时段向 n 电网外送电量所对应的碳排放量，单位吨二氧化碳（ tCO_2 ）；

$P_{out,n,t}$ —— 计算电网 t 时段向 n 电网的外送的电量，单位为千瓦时（ kWh ）；

$E_{thermal,k,t}$ —— 第 k 台火电机组 t 时段燃烧化石能源发电产生的二氧化碳排放量，单位为吨二氧化碳（ tCO_2 ）；

$Q_{thermal,n,t}$ —— 向 n 电网外送电量的所有配套火电厂 t 时段内所发电量的总和（ kWh ），单位为千瓦时；

$Q_{non-fossil,n,t}$ —— 向 n 电网输送电量的所有配套非化石能源电厂 t 时段所发电量的总和（ kWh ），单位为千瓦时。

6.4 电网时段供电排放因子

电网时段供电排放因子是指计算电网内火电机组逐时段发电产生二氧化碳排放量与逐时段受入/外送电量所对应二氧化碳排放量之和与研究电力系统范围内所有电源逐时段总发电量与逐时段受入/外送电量之和之间的比例，计算如式(7)所示。

$$EF_{grid,t} = \frac{\sum_k E_{thermal,t} + \sum_m E_{in,m,t} - \sum_{n1} E_{out,n1,t} - \sum_n E_{out,n,t}}{Q_{thermal,t} + Q_{non-fossil,t} + \sum_m P_{in,m,t} - \sum_{n1} P_{out,n1,t} - \sum_n P_{out,n,t}} \quad (7)$$

式中：

$EF_{grid,t}$ —— 计算电网 t 时段内的电网时段供电排放因子，单位为吨二氧化碳/千瓦时（tCO₂/kWh）；

7 电力系统碳排放时序模拟与预评估方法

7.1 电力系统碳排放预评估以时序生产模拟为评估手段，对每个时间断面进行电力电量平衡分析，以获得电力系统逐时段的电力平衡情况以及碳排放量情况。

7.2 电力系统碳排放时序模拟及预评估模型包括目标函数和约束条件，并对模型进行求解。

根据不同运行模拟需求，优化目标可选择运行成本最低、碳排放量最小等。

考虑的约束条件应包括：

- a) 常规电源机组出力上/下限约束；
- b) 常规电源机组功率调节速率约束；
- c) 常规电源最小开停机时间约束；
- d) 常规电源机组发电量约束；
- e) 新能源发电出力约束；
- f) 水电机组振动区约束；
- g) 抽水蓄能电站发电出力上/下限约束、抽水功率约束、库容容量约束；
- h) 新型储能出力上/下限约束、发电功率约束、荷电状态约束；
- i) 各平衡分区发电与负荷平衡约束；
- j) 备用容量约束；
- k) 各平衡分区间联络线限值约束；
- l) 检修容量限制模型；
- m) 保安容量限制模型；
- n) 需要考虑其他约束条件。

7.3 模型在不失实用性的原则下可适当简化，可采用数学优化方法求解或基于规则的模拟计算求解。

7.4 计算步骤

电力系统碳排放时序模拟预评估计算包含的基本步骤，包括基础数据整理、电网电源模型构建、机组检修计划安排、电力平衡与机组开机安排、电量平衡与碳排放时序模拟计算等。

7.4.1 基础数据整理

电力系统碳排放时序模拟及预评估模型输入的基础数据应满足实际需求，需依据本文件5.1~5.6，按照电网平衡分区分别整理计算时段内的电源、联络线、负荷、储能和其他数据等，对于随时间变化的序列数据，数据时间分辨率不应小于60min。

7.4.2 电网电源模型构建

根据不同类型电源的工作特性，按照不同平衡分区构建不同类型电源发电出力约束模型以及不同平衡分区间联络线出力约束模型，所建立模型适用于电力系统碳排放时序模拟和预评估模型，并能够覆盖计算要求。

7.4.3 机组检修计划安排

机组检修是在兼顾供电可靠性与系统灵活性的前提下对各类机组进行维护，需依据机组检修要求综合制定机组检修计划。

7.4.4 电力平衡与机组开机计划安排

电力平衡是保障电力负荷（包括损耗、备用）与电源（发电设备）容量的平衡，根据系统预测的负荷水平、必要的备用容量以及厂用网损容量确定系统所需的装机容量水平，确定机组开机计划安排，保障电力系统电力平衡。

机组开机计划安排应以依据优化目标，考虑机组正、负旋转备用约束，网络安全约束，机组技术出力上、下限约束与机组开、停机最小持续时间约束等约束，综合计算参与周或者日前开、停机机组。

7.4.5 电量平衡与碳排放时序模拟计算

电量平衡是在电力平衡基础上，逐时段安排电源出力，使其与计算电力负荷之间保持功率平衡，从而保证规定的时间内各类发电设备的发电量与预测需用电量的平衡。

碳排放量计算应根据逐时段电力电量平衡情况，通过火电机组发电功率与燃烧化石燃料耗量之间关系，获得各时段碳排放量计算结果。

7.5 模型参数校验

规定电力系统生产模拟参数与计算的校核方法，通过历史年份回测，为所建电力系统生产模拟模型提供准确的参数，计算结果应与设定的电力系统实际运行情况相符合，当计算结果与实际电网运行情况差别较大时，应查找差距原因，并调整计算约束条件和基础数据，重新进行计算，通过回测提升电力系统生产模拟计算的准确性与可信度。

校验内容还可包括：计算结果的电力、电量校验，如，新能源弃电、弃水电量以及各类电源利用小时数等，确保计算结果的准确。

8 结果分析

8.1 电力系统时序模拟结果

全网及各平衡分区煤电、气电、核电、生物质发电、水电、抽水蓄能、风电、太阳能发电、新型储能等电源逐时段运行结果。

各平衡分区间输电通道传输功率、利用小时数。

全网及各平衡分区全年及分时段用电量、外送电量、受入电量、电力缺额、各类电源发电量、各类电源利用小时数、水/风/光利用率、水/风/光电量占总发电量的比例。

8.2 碳排放结果

全网及各平衡分区总碳排放量、分时段碳排放量、分时段碳排放因子、化石能源机组的碳排放量。

8.3 碳排放时序结果分析

8.3.1 对指定年份的碳排放结果进行评估；

8.3.2 对每年或每5年或指定时间间隔的碳排放量化评估，对其二氧化碳排放轨迹合理性和进度是否完成预期要求进行评价；

8.3.3 对未来指定时间段内的碳预算消耗情况及是否满足预设的碳预算要求进行评价。

附录 A

表 A.1 火电机组类型

机组分类	判定标准
常规燃煤机组	以烟煤、褐煤、无烟煤等常规电煤为主体燃料的发电机组
非常规燃煤机组	以煤矸石、煤泥、水煤浆等非常规电煤为主体燃料（计算期前一年度内，非常规燃料热量年均占比超过 50%）的发电机组（含燃煤循环流化床机组）
燃气机组	以天然气为主体燃料（计算期前一年度内，其他掺烧燃料热量年均占比不超过 10%）的发电机组
生物质机组	包含农林废弃物直接燃烧发电、农林废弃物气化发电、垃圾焚烧发电、垃圾填埋气发电、沼气发电等
燃油机组	指使用石油或石油产品等作为燃料的火电机组。

注：计算期内，掺烧生物质（含垃圾、污泥等）热量平均占比不超过 10%的化石燃料机组，按照主体燃料判定机组类别。

表 A.2 化石燃料碳排放因子

燃料类型	计量单位	低位发热量 ^f (GJ/t 或 GJ/10 ⁴ Nm ³)	单位热值含碳量 (tC/GJ)	碳氧化率 (%)
原油	t	41.816 ^a	0.02008 ^b	0.98 ^b
燃料油	t	41.816 ^a	0.0211 ^b	
汽油	t	43.070 ^a	0.0189 ^b	
煤油	t	43.070 ^a	0.0196 ^b	
柴油	t	42.652 ^a	0.0202 ^b	
其他石油制品	t	41.031 ^d	0.0200 ^c	
液化石油气	t	50.179 ^a	0.0172 ^c	
液化天然气	t	51.498 ^e	0.0172 ^c	
炼厂干气	t	45.998 ^a	0.0182 ^b	
天然气	10 ⁴ Nm ³	389.31 ^a	0.01532 ^b	
焦炉煤气	10 ⁴ Nm ³	173.54 ^d	0.012 ^{1c}	

燃料类型	计量单位	低位发热量 ^f (GJ/t 或 GJ/10 ⁴ Nm ³)	单位热值含碳量 (tC/GJ)	碳氧化率 (%)
高炉煤气	10 ⁴ Nm ³	33.00 ^d	0.0708 ^e	
转炉煤气	10 ⁴ Nm ³	84.00 ^d	0.0496 ^e	
其他煤气	10 ⁴ Nm ³	52.27 ^a	0.0122 ^e	

注：

^a数据取值来源为《中国能源统计年鉴 2021》。

^b数据取值来源为《省级温室气体清单编制指南（试行）》。

^c数据取值来源为《2006 年 IPCC 国家温室气体清单指南》。

^d数据取值来源为《中国温室气体清单研究》。

^e数据取值来源为 GB/T 2589《综合能耗计算通则》。

^f根据国际蒸汽表卡换算，本文件热功当量值取 4.1868 kJ/kcal。

参考文献

- [1]企业温室气体排放核算与报告指南 发电设施，生态环境部
- [2]2019-2020年全国碳排放权交易配额总量设定与分配实施方案（发电行业）
- [3]2021、2022年度全国碳排放权交易配额总量设定与分配实施方案
- [4]全国碳市场百问百答，国家应对气候变化战略研究和国际合作中心

电力系统碳排放时序模拟与预评估 技术导则

(征求意见稿)

编制说明

编制组

2024年6月

目 录

目 录.....	1
一、工作概况.....	1
（一）任务来源与编制背景.....	1
（二）主要工作过程.....	2
二、编写原则和主要内容.....	3
四、标准中涉及专利的情况.....	6
五、预期达到的社会效益、对产业发展的作用情况.....	6
六、采用国际标准和国外先进标准的情况.....	6
七、与现行相关法律、法规、规章及相关标准，特别是强制性标准的协调性.....	6
八、重大分歧意见的处理经过和依据.....	6
九、标准性质的建议说明.....	7
十、贯彻标准的要求和措施建议.....	7
十一、废止现行相关标准的建议.....	7
十二、其他应予说明的事项.....	7

一、工作概况

（一）任务来源与编制背景

实现“碳中和”的核心是控制碳排放，碳排放强度已作为约束性目标纳入国家中长期规划。电力行业碳排放占全社会碳排放总量的40%，电力行业是碳减排的主力军。目前关于电力系统运行碳排放相关标准目前均是对已发生历史数据的核算和后评估，规划阶段对未来态电力系统运行所产生碳排放量采用的电量框算方法进行估算，并未考虑不同化石能源机组在不同出力水平下碳排放差异，难以支撑碳约束下的电力系统规划分析和新型电力系统减碳技术路径选择，有必要制定相关标准开展全环节、全时段电力系统运行碳排放精细化模拟与预评估技术规范工作。

2022年10月21日，国能综通科技[2022]96号文《国家能源局综合司关于下达2022年能源领域行业标准制修订计划及外文版翻译计划的通知》下达了关于电力行业标准《电力系统碳排放时序模拟与预评估技术导则》编制计划。随后，本文件转至中电联电力低碳标准化系统工作组，由中国电力联合会归口管理，中国电力科学研究院有限公司作为牵头单位，承担本文件的编制工作。

本标准为行业内首次制定，规定了电力系统运行碳排放时序模拟及预评估技术的总则、基础数据、计算模型、评估方法及结果分析等内容。适用于电力规划设计单位开展未来态电力系统运行碳排放时序模拟与预评估相关工作；其他碳管理、碳计量中涉及电力系统运行碳排放的计算分析工作可参照

执行。

（二）主要工作过程

2022年12月，成立标准编制工作组，明确各参编单位工作职责及工作组人员分工。

2023年2月，通过腾讯会议召开了标准启动会线上会议，针对标准编制大纲及主要技术内容进行了详细研讨，明确了组织分工和下一步的编写计划。

2023年3月，为提高电力标准编写质量和水平，编制组主要工作人员参与《电力标准编写培训》，并集中学习了GB/T 1.1标准，了解标准化文件主要内容，掌握起草原则，开始草案编写工作。

2023年4月，开展影响电力系统运行碳排放的关键影响因素的研究梳理和调研工作，明确参与电力系统碳排放时序模拟与预评估的计算边界和数据要求。

2023年5月~6月，编制组按照工作分工，初步完成草案初稿的编写。

2023年7月~10月，中国电科院多次组织召开标准编写讨论会，详细讨论草案结构、草案的格式以及具体内容，并进行多轮迭代修改。

2023年11月~3月，编制组完成草案修改，形成征求意见稿初稿，提交给标委会秘书处进行规定性检查，并按照标委会秘书处返回的修改意见，组织研讨和专家评审，进一步对征求意见稿进行完善修改。

2023年4月~5月，再次提交征求意见稿修改稿给标委会秘书处审查，并根据标委会秘书处第二次返回意见，组织专题研讨，明确电力系统运行碳排

放计算原则及范围。

2023年6月，编制组按照修改建议进行反复推敲、修改，完善征求意见稿，提交给标委会秘书处。

二、编写原则和主要内容

（一）标准编制原则

《电力系统碳排放时序模拟与预评估技术导则》行标的编制工作严格执行 GB/T1.1《标准化工作导则 第1部分：标准的结构和编写》和 DL/T800《电力企业标准编制导则》，并遵守以下原则：

（1）以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，深入贯彻习近平生态文明思想，遵照国家有关方针、政策和法律、法规，通过制定和实施标准，促进碳达峰、碳中和目标如期实现；

（2）坚持先进性与实用性相结合，系统分析了电力电量平衡时序模拟的技术现状，以及电力系统运行碳排放的主要影响因素，在充分调研的基础上开展标准编制工作，尽可能使该标准符合实际需求；

（3）以科学研究成果和实践经验为依据，内容科学、合理、可行，制订过程和技术内容公开、公平、公正，有利于相关法律、法规和规范性文件的实施。

（二）标准主要内容

本标准主要结构和内容如下：

（1）目次；

(2) 前言；

(3) 标准正文，共设 8 章：范围、规范性引用文件、术语和定义、总则、基础数据、电力系统碳排放计算模型、电力系统碳排放时序模拟与预评估方法。其中：

1) 范围：规定标准的适用范围；规定了本文件适用于电力规划设计单位开展未来态电力系统时序运行的碳排放模拟与预评估等相关工作。

2) 规范性引用文件：规定标准引用文件；

3) 术语和定义：规定标准采用的术语和定义；第 3 章参考 GB/T 32150、GB/T 32151.1、GB/T 32151.2 等给出了“碳排放”、“化石燃料燃烧排放”、“购入使用电力碳排放”、“时序模拟”、“预评估”、“评估边界”、“活动数据”、“排放因子”、“时段排放因子”、“碳氧化率”、“地位发热量”、“发电煤耗”、“电力电量平衡”、“常规电源”等定义。其中需要注意的是：

术语 3.1 明确了本文件中电力系统碳排放主要是指电力系统运行所产生的碳排放，电力系统运行碳排放主要来自于电源侧发电所产生的直接碳排放，考虑到化石能源发电过程所产生的非二氧化碳排放占比很小以及非化石能源发电不直接产生碳排放，计算时采取“抓大放小，化石能源非二氧化碳排放以及非化石能源发电碳排放近似为零，所以电力系统运行碳排放主要是指化石能源机组燃烧化石燃料发电过程中产生的二氧化碳排放。

术语 3.5 明确了预评估的含义，评估是测算，而不是评价的意思，是对未来态电力系统逐时段运行所产生的碳排放量的预先测算，

术语 3.6 明确了评估边界是确定与电力系统运行相关的碳排放范围。

术语 3.8 在排放因子的基础上进一步明确时段排放因子，也即电网时段供电排放因子。

4) 总则：说明了电力系统碳排放时序模拟及预评估计算目的、研究范围、计算原则以及评估边界。

5) 基础数据：说明了进行电力系统碳排放时序模拟及预评估的网、源、荷、储等数据要求；

6) 电力系统碳排放计算模型：主要给出了电力系统时序运行产生的碳排放计算模型。主要包含 2 部分：①是火电厂燃烧化石能源发电产生的直接二氧化碳排放量逐时段计算模型；②计算电网受入电量/送出电量所对应碳排放量的逐时段计算模型；

7) 电力系统碳排放时序模拟与预评估方法：给出了电力系统碳排放时序模拟与预评估方法的计算模型、求解方法、计算步骤以及模型参数校验。

8) 结果分析，主要包含了电力系统时序模拟结果、碳排放结果以及碳排放时序结果分析三部分。

(4) 附录，共有 2 个资料性附录，为附录 A.1：火电机组类型和附录 A.2 化石燃料碳排放因子。

(5) 参考文献

(三) 解决的主要问题

本标准开展精细化的碳排放时序模拟与预评估技术标准规范化的工作，可以提升电力系统碳排放时序计算与评估的准确性和规范性，支撑碳约束下

电力系统规划运行以及新型电力系统实施路径减碳效果的优选，有效保障以新型电力系统有效控碳和减碳，助力双碳目标实现。

四、标准中涉及专利的情况

本标准不涉及专利、软件著作权等知识产权使用问题。

五、预期达到的社会效益、对产业发展的作用情况

基于电力系统全时段电力电量平衡计算实现规划态电力系统碳排放时序模拟与预评估，对碳排放量进行精细化分解和量化评估，有效指导电力系统低碳化转型发展，支撑碳中和目标的实现，同时也可填补国内外在电力系统碳排放时序模拟及预评估方面标准的空白。

六、采用国际标准和国外先进标准的情况

未检索到国际同类标准，无采标。

七、与现行相关法律、法规、规章及相关标准，特别是强制性标准的协调性

本标准与相关技术领域的国家现行法律、法规和政策保持一致。

八、重大分歧意见的处理经过和依据

标准编制过程中充分征集专家意见，所有意见均按照标准编制程序进行了是否采纳分析和对应补充，不存在重大分歧意见。

九、标准性质的建议说明

无。

十、贯彻标准的要求和措施建议

建议标委会定期组织标准的宣贯，起草工作组对标准的条文进行解读宣贯。

十一、废止现行相关标准的建议

无。

十二、其他应予说明的事项

无。

标准征求意见回函表

标准项目名称： 《电力系统碳排放时序模拟与预评估技术导则》

填表单位：

填表人：

联系电话：

序号	标准章条 编号	意见内容	
		原文内容	建议改为
1			
2			
3			
4			
5			
6			
7			
8			
9			
10			
11			
12			
13			

填写时间： 年 月 日