

附件 2

# 企业温室气体排放核算方法与报告指南

## 发电设施

(2022 年修订版)

## 目录

1 适用范围.....	15
2 规范性引用文件.....	15
3 术语和定义.....	16
4 工作程序和内容.....	17
5 核算边界和排放源确定.....	19
6 化石燃料燃烧排放核算要求.....	20
7 购入电力排放核算要求.....	23
8 排放量计算.....	23
9 生产数据核算要求.....	23
10 数据质量控制计划.....	29
11 数据质量管理要求.....	30
12 定期报告要求.....	31
13 信息公开要求.....	31
附录 A 相关参数的缺省值.....	33
附录 B 数据质量控制计划要求.....	34
附录 C 报告内容及格式要求.....	37
附录 D 温室气体重点排放单位信息公开表.....	47

# 企业温室气体排放核算方法与报告指南 发电设施

## (2022 年修订版)

### 1 适用范围

本指南规定了发电设施的温室气体排放核算边界和排放源、化石燃料燃烧排放核算要求、购入电力排放核算要求、排放量计算、生产数据核算要求、数据质量控制计划、数据质量管理要求、定期报告要求和信息公开要求等。

本指南适用于全国碳排放权交易市场的发电行业重点排放单位（含自备电厂）使用燃煤、燃油、燃气等化石燃料及掺烧化石燃料的纯凝发电机组和热电联产机组等发电设施的温室气体排放核算。其他未纳入全国碳排放权交易市场的企业发电设施温室气体排放核算可参照本指南。

本指南不适用于单一使用非化石燃料（如纯垃圾焚烧发电、沼气发电、秸秆林木质等纯生物质发电机组，余热、余压、余气发电机组和垃圾填埋气发电机组等）发电设施的温室气体排放核算。

### 2 规范性引用文件

本指南内容引用了下列文件或其中的条款。凡是不注明日期的引用文件，其有效版本适用于本指南。

- GB/T 211 煤中全水分的测定方法
- GB/T 212 煤的工业分析方法
- GB/T 213 煤的发热量测定方法
- GB/T 214 煤中全硫的测定方法
- GB/T 474 煤样的制备方法
- GB/T 475 商品煤样人工采取方法
- GB/T 476 煤中碳和氢的测定方法
- GB/T 483 煤炭分析试验方法一般规定
- GB/T 4754 国民经济行业分类
- GB/T 8984 气体中一氧化碳、二氧化碳和碳氢化合物的测定气相色谱法
- GB/T 11062 天然气发热量、密度、相对密度和沃泊指数的计算方法
- GB/T 13610 天然气的组成分析气相色谱法
- GB 17167 用能单位能源计量器具配备和管理通则
- GB/T 19494.1 煤炭机械化采样 第1部分：采样方法
- GB/T 19494.2 煤炭机械化采样 第2部分：煤样的制备
- GB/T 19494.3 煤炭机械化采样 第3部分：精密度测定和偏倚试验
- GB 21258 常规燃煤发电机组单位产品能源消耗限额
- GB/T 21369 火力发电企业能源计量器具配备和管理要求
- GB/T 25214 煤中全硫测定 红外光谱法
- GB/T 27025 检测和校准实验室能力的通用要求

GB/T 30732 煤的工业分析方法 仪器法  
GB/T 30733 煤中碳氢氮的测定 仪器法  
GB/T 31391 煤的元素分析  
GB/T 32150 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 35574 热电联产单位产品能源消耗限额  
GB/T 35985 煤炭分析结果基的换算  
DL/T 567.8 火力发电厂燃料试验方法 第8部分：燃油发热量的测定  
DL/T 568 燃料元素的快速分析方法  
DL/T 904 火力发电厂技术经济指标计算方法  
DL/T 1030 煤的工业分析 自动仪器法  
DL/T 1365 名词术语电力节能  
DL/T 2029 煤中全水分测定 自动仪器法

### 3 术语和定义

下列术语和定义适用于本指南。

#### 3.1

**温室气体** greenhouse gas

大气中吸收和重新放出红外辐射的自然和人为的气态成分，包括二氧化碳（CO<sub>2</sub>）、甲烷（CH<sub>4</sub>）、氧化亚氮（N<sub>2</sub>O）、氢氟碳化物（HFCs）、全氟化碳（PFCs）、六氟化硫（SF<sub>6</sub>）和三氟化氮（NF<sub>3</sub>）等。本指南中的温室气体为二氧化碳（CO<sub>2</sub>）。

#### 3.2

**温室气体重点排放单位** key emitting entity of greenhouse gas

全国碳排放权交易市场覆盖行业内年度温室气体排放量达到2.6万吨二氧化碳当量的温室气体排放单位，简称重点排放单位。

#### 3.3

**发电设施** power generation facilities

存在于某一地理边界、属于某一组织单元或生产过程的电力生产装置集合。

#### 3.4

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

化石燃料在氧化燃烧过程中产生的二氧化碳排放。

#### 3.5

**购入电力排放** emission from purchased electricity

购入使用电量所对应的电力生产环节产生的二氧化碳排放。

#### 3.6

**活动数据** activity data

导致温室气体排放的生产或消费活动量的表征值，例如各种化石燃料消耗量、购入使用电量等。

### 3.7

#### 排放因子 emission factor

表征单位生产或消费活动量的温室气体排放系数，例如每单位化石燃料燃烧所产生的二氧化碳排放量、每单位购入使用电量所对应的二氧化碳排放量等。

### 3.8

#### 低位发热量 low calorific value

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。

### 3.9

#### 碳氧化率 carbon oxidation rate

燃料中的碳在燃烧过程中被完全氧化的百分比。

### 3.10

#### 负荷（出力）系数 load (output) coefficient

统计期内，单元机组总输出功率平均值与机组额定功率之比，即机组利用小时数与运行小时数之比，也称负荷率。

### 3.11

#### 热电联产机组 combined heat and power generation unit

同时向用户供给电能和热能的生产方式。本指南所指热电联产机组指具备发电能力同时有对外供热量产生的发电机组。

### 3.12

#### 纯凝发电机组 condensing power generation unit

蒸汽进入汽轮发电机组的汽轮机，通过其中各级叶片做功后，乏汽全部进入凝结器凝结为水的生产方式。本指南是指企业核准批复或备案文件中明确为纯凝发电机组，并且仅对外供电的发电机组。

### 3.13

#### 母管制系统 common header system

将多台过热蒸汽参数相同的机组分别用公用管道将过热蒸汽连在一起的发电系统。

## 4 工作程序和内容

发电设施温室气体排放核算和报告工作内容包括核算边界和排放源确定、数据质量控制计划编制、化石燃料燃烧排放核算、购入电力排放核算、排放量计算、生产数据信息获取、定期报告、信息公开和数据质量管理的相关要求。工作程序见图1。

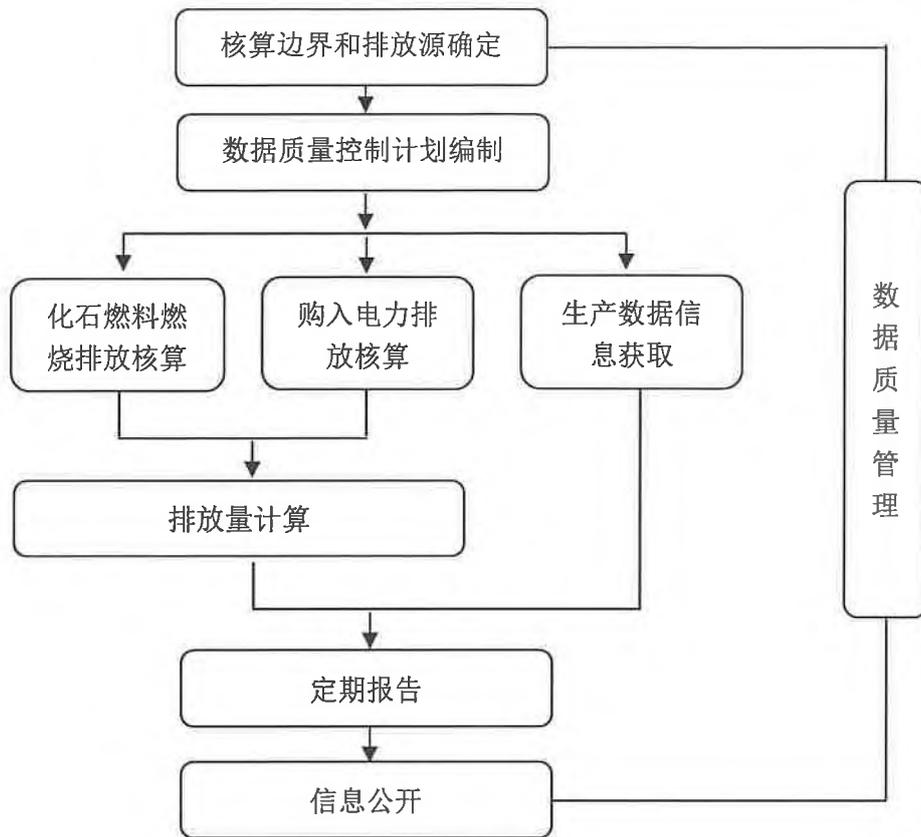


图1 工作程序

a) 核算边界和排放源确定

确定重点排放单位核算边界，识别纳入边界的排放设施和排放源。排放报告应包括核算边界所包含的装置、所对应的地理边界、组织单元和生产过程。

b) 数据质量控制计划编制

按照各类数据测量和获取要求编制数据质量控制计划，并按照数据质量控制计划实施温室气体的测量活动。

c) 化石燃料燃烧排放核算

收集活动数据、确定排放因子，计算发电设施化石燃料燃烧排放量。

d) 购入电力排放核算

收集活动数据、确定排放因子，计算发电设施购入使用电量所对应的排放量。

e) 排放量计算

汇总计算发电设施二氧化碳排放量。

f) 生产数据信息获取

获取和计算发电量、供电量、供热量、供热比、供电煤（气）耗、供热煤（气）耗、供电碳排放强度、供热碳排放强度、运行小时数和负荷（出力）系数等生产数据和信息。

g) 定期报告

定期报告温室气体排放数据及相关生产信息，并报送相关支撑材料。

h) 信息公开

定期公开温室气体排放报告相关信息，接受社会监督。

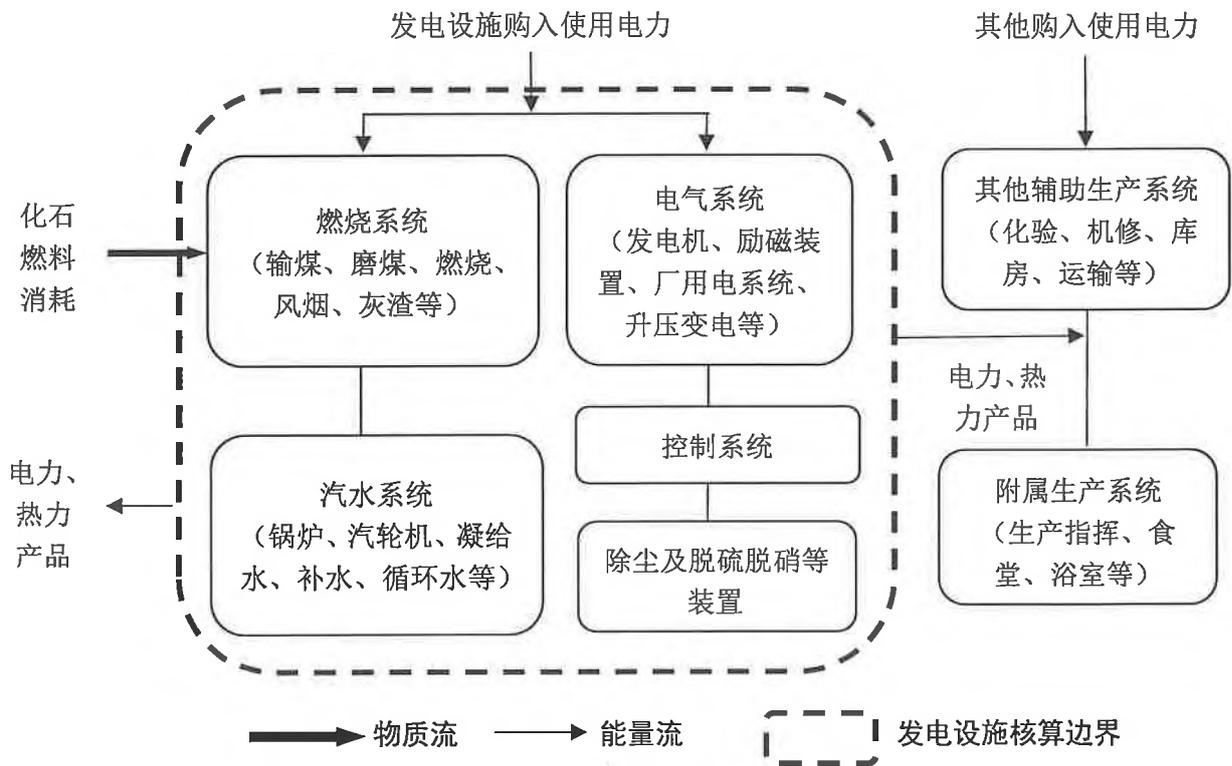
i) 数据质量管理

明确实施温室气体数据质量管理的一般要求。

## 5 核算边界和排放源确定

### 5.1 核算边界

核算边界为发电设施，主要包括燃烧系统、汽水系统、电气系统、控制系统和除尘及脱硫脱硝等装置的集合，不包括厂区内其他辅助生产系统以及附属生产系统。发电设施核算边界如图2中虚线框内所示。



### 5.2 排放源

发电设施温室气体排放核算和报告范围包括：化石燃料燃烧产生的二氧化碳排放、购入使用电力产生的二氧化碳排放。

a) 化石燃料燃烧产生的二氧化碳排放：一般包括发电锅炉（含启动锅炉）、燃气轮机等主要生产系统消耗的化石燃料燃烧产生的二氧化碳排放，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，不包括应急柴油发电机组、移动源、食堂等其他设施消耗化石燃料产生的排放。对于掺烧化石燃料的生物质发电机组、垃圾（含污泥）焚烧发电机组等产生的二氧化碳排放，仅统计燃料中化石燃料的二氧化碳排放，并应计算掺烧化石燃料热量年均占比。

b) 购入使用电力产生的二氧化碳排放。

## 6 化石燃料燃烧排放核算要求

### 6.1 计算公式

6.1.1 化石燃料燃烧排放量是统计期内发电设施各种化石燃料燃烧产生的二氧化碳排放量的加和。对于开展元素碳实测的，采用公式（1）计算。

$$E_{\text{燃烧}} = \sum_{i=1}^n (FC_i \times C_{ar,i} \times OF_i \times \frac{44}{12}) \quad (1)$$

式中： $E_{\text{燃烧}}$  — 化石燃料燃烧的排放量，单位为吨二氧化碳（tCO<sub>2</sub>）；  
 $FC_i$  — 第*i*种化石燃料的消耗量，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（10<sup>4</sup>Nm<sup>3</sup>）；  
 $C_{ar,i}$  — 第*i*种化石燃料的收到基元素碳含量，对固体和液体燃料，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/10<sup>4</sup>Nm<sup>3</sup>）；  
 $OF_i$  — 第*i*种化石燃料的碳氧化率，以%表示；  
 $44/12$  — 二氧化碳与碳的相对分子质量之比；  
 $i$  — 化石燃料种类代号。

6.1.2 对于开展燃煤元素碳实测的，其收到基元素碳含量采用公式（2）换算。

$$Car = Cad \times \frac{100-Mar}{100-Mad} \quad \text{或} \quad Car = Cd \times \frac{100-Mar}{100} \quad (2)$$

式中： $Car$  — 收到基元素碳含量，单位为吨碳/吨（tC/t）；  
 $Cad$  — 空干基元素碳含量，单位为吨碳/吨（tC/t）；  
 $Cd$  — 干燥基元素碳含量，单位为吨碳/吨（tC/t）；  
 $Mar$  — 收到基水分，可采用企业每日测量值的月度加权平均值，以%表示；  
 $Mad$  — 空干基水分，可采用企业每日测量值的月度加权平均值，以%表示。

6.1.3 对于未开展元素碳实测的或实测不符合指南要求的，其收到基元素碳含量采用公式（3）计算。

$$C_{ar,i} = NCV_{ar,i} \times CC_i \quad (3)$$

式中： $C_{ar,i}$  — 第*i*种化石燃料的收到基元素碳含量，对固体和液体燃料，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/10<sup>4</sup>Nm<sup>3</sup>）；  
 $NCV_{ar,i}$  — 第*i*种化石燃料的收到基低位发热量，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/10<sup>4</sup>Nm<sup>3</sup>）；  
 $CC_i$  — 第*i*种化石燃料的单位热值含碳量，单位为吨碳/吉焦（tC/GJ）；

### 6.2 数据的监测与获取

#### 6.2.1 化石燃料消耗量的测定标准与优先序

6.2.1.1 化石燃料消耗量应根据重点排放单位用于生产所消耗的能源实际测量值来确定，能源消耗统计应符合 GB 21258 和 DL/T 904 的有关要求，不包括非生产使用的、基建和技改等项目建设的、副产品综合利用使用的消耗量。燃煤消耗量应优先采用经校验合格后的皮带秤或耐压式计量给煤机的入炉煤测量数值，其中皮带秤须皮带秤实煤或循环链码校验每旬一次，无实煤校验装置的应利用其他已检定合格的衡器至少每季度对皮带秤进行实煤计量比对。不具备入炉煤测量条件的，根据每日或每批次入厂煤盘存测量数值统计消耗量，并报告说明未采用入炉煤测量值的原因。燃油、燃气

消耗量应至少每月测量。

6.2.1.2 化石燃料消耗量应按照以下优先级顺序选取，在之后各个核算年度的获取优先序不应降低：

- a) 生产系统记录的计量数据；
- b) 购销存台账中的消耗量数据；
- c) 供应商结算凭证的购入量数据。

6.2.1.3 测量仪器的标准应符合 GB 17167 的相关规定。轨道衡、皮带秤、汽车衡等计量器具的准确度等级应符合 GB/T 21369 的相关规定，并确保在有效的检验周期内。

## 6.2.2 元素碳含量的测定标准与频次

6.2.2.1 燃煤元素碳含量等相关参数的测定采用表 1 中所列的方法标准。重点排放单位可自行检测或委托外部有资质的检测机构/实验室进行检测。

表 1 燃煤相关项目/参数的检测方法标准

序号	项目/参数		标准名称	标准编号
1	采样	人工采样	商品煤样人工采取方法	GB/T 475
		机械采样	煤炭机械化采样 第 1 部分：采样方法	GB/T 19494.1
2	制样	人工制样	煤样的制备方法	GB/T 474
		机械制样	煤炭机械化采样 第 2 部分：煤样的制备	GB/T 19494.2
3	化验	全水分	煤中全水分的测定方法	GB/T 211
			煤中全水分测定 自动仪器法	DL/T 2029
		水分、灰分、挥发分	煤的工业分析方法	GB/T 212
			煤的工业分析方法 仪器法	GB/T 30732
			煤的工业分析 自动仪器法	DL/T 1030
		发热量 <sup>a</sup>	煤的发热量测定方法	GB/T 213
		全硫	煤中全硫的测定方法	GB/T 214
			煤中全硫测定 红外光谱法	GB/T 25214
		碳	煤中碳和氢的测定方法	GB/T 476
			煤中碳氢氮的测定 仪器法	GB/T 30733
			燃料元素的快速分析方法	DL/T 568
煤的元素分析	GB/T 31391			
4	基准换算	/	煤炭分析试验方法的一般规定	GB/T 483
		/	煤炭分析结果基的换算	GB/T 35985

注：<sup>a</sup>应优先采用恒容低位发热量，并在各统计期保持一致。

6.2.2.2 燃煤元素碳含量可采用以下方式之一获取，并确保采样、制样、化验和换算符合表 1 所列的方法标准：

a) 每日检测。采用每日入炉煤检测数据加权计算得到入炉煤月度平均收到基元素碳含量，权重为每日入炉煤消耗量；

b) 每批次检测。采用每月各批次入厂煤检测数据加权计算得到入厂煤月度平均收到基元素碳含量，权重为每批次入厂煤接收量；

c) 每月缩分样检测。每日采集入炉煤缩分样品，每月将获得的日缩分样品合并混合，用于检测其元素碳含量。合并混合前，每个缩分样品的质量应正比于该入炉煤原煤量的质量且基准保持一致，

使合并后的入炉煤缩分样品混合样相关参数值为各入炉煤相关参数的加权平均值。

6.2.2.3 燃煤元素碳含量应于每次样品采集之后 40 个自然日内完成该样品检测并出具报告，且报告应同时包括样品的元素碳含量、低位发热量、氢含量、全硫、水分等参数的检测结果。此报告中的低位发热量测试结果不用于元素碳含量参数计算，仅用于数据可靠性的对比分析和验证。

6.2.2.4 燃煤元素碳含量检测报告应由通过 CMA 认定或 CNAS 认可、且认可项包括元素碳含量的检测机构/实验室出具，检测报告应盖有 CMA 资质认定标志或 CNAS 认可标识章。

6.2.2.5 煤质分析中的元素碳含量应为收到基状态。如果实测的元素碳含量为干燥基或空气干燥基分析结果，应采用表 1 所列的方法标准转换为收到基元素碳含量。重点排放单位应保存不同基转换涉及水分等数据的可信原始记录。

6.2.2.6 燃油、燃气的元素碳含量应至少每月检测，可自行检测或委托外部有资质的检测机构/实验室进行检测。对于天然气等气体燃料，元素碳含量的测定应遵循 GB/T 13610 和 GB/T 8984 等相关标准，根据每种气体组分的体积浓度及该组分化学分子式中碳原子的数目计算元素碳含量。如果某月有多于一次的元素碳含量实测数据，宜取算术平均值计算该月数值。

### 6.2.3 低位发热量的测定标准与频次

6.2.3.1 燃煤低位发热量的测定采用表 1 中所列的方法标准。重点排放单位可自行检测或委托外部有资质的检测机构/实验室进行检测。

6.2.3.2 燃煤收到基低位发热量的测定应与燃煤消耗量数据获取状态（入炉煤或入厂煤）一致。应优先采用每日入炉煤检测数值，不具备入炉煤检测条件的，可采用每日或每批次入厂煤检测数值。已有入炉煤检测设备设施的重点排放单位，不应改用入厂煤检测结果。

6.2.3.3 燃煤的年度平均收到基低位发热量由月度平均收到基低位发热量加权平均计算得到，其权重是燃煤月消耗量。入炉煤月度平均收到基低位发热量由每日/班所耗燃煤的收到基低位发热量加权平均计算得到，其权重是每日/班入炉煤消耗量。入厂煤月度平均收到基低位发热量由每批次平均收到基低位发热量加权平均计算得到，其权重是该月每批次入厂煤接收量。当某日或某批次燃煤收到基低位发热量无实测时，或测定方法均不符合表 1 要求时，该日或该批次的燃煤收到基低位发热量应取 26.7 GJ/t。

6.2.3.4 燃油、燃气的低位发热量应至少每月检测，可自行检测或委托外部有资质的检测机构/实验室进行检测，分别遵循 DL/T 567.8 和 GB/T 11062 等相关标准。燃油、燃气的年度平均低位发热量由每月平均低位发热量加权平均计算得到，其权重为每月燃油、燃气消耗量。无实测时采用供应商提供的检测报告中的数据，或采用本指南附录 A 表 A.1 规定的各燃料品种对应的缺省值。

### 6.2.4 单位热值含碳量的取值

6.2.4.1 燃煤未开展元素碳实测或实测不符合 6.2.2 要求的，单位热值含碳量取 0.03356 tC/GJ。

6.2.4.2 燃油、燃气的单位热值含碳量应至少每月检测，可委托外部有资质的检测机构/实验室进行检测。无实测时采用供应商提供的检测报告中的数据，或采用本指南附录 A 表 A.1 规定的各燃料品种对应的缺省值。

### 6.2.5 碳氧化率的取值

6.2.5.1 燃煤的碳氧化率取 99%。

6.2.5.2 燃油和燃气的碳氧化率采用附录 A 表 A.1 中各燃料品种对应的缺省值。

## 7 购入电力排放核算要求

### 7.1 计算公式

对于购入使用电力产生的二氧化碳排放，用购入使用电量乘以电网排放因子得出，采用公式（4）计算。

$$E_{\text{电}} = AD_{\text{电}} \times EF_{\text{电}} \quad (4)$$

式中： $E_{\text{电}}$  — 购入使用电力产生的排放量，单位为吨二氧化碳（tCO<sub>2</sub>）；  
 $AD_{\text{电}}$  — 购入使用电量，单位为兆瓦时（MW·h）；  
 $EF_{\text{电}}$  — 电网排放因子，单位为吨二氧化碳/兆瓦时（tCO<sub>2</sub>/MW·h）。

### 7.2 数据的监测与获取优先序

7.2.1 购入使用电力的活动数据按以下优先序获取：

- a) 根据电表记录的读数统计；
- b) 供应商提供的电费结算凭证上的数据。

7.2.2 电网排放因子采用 0.5810 tCO<sub>2</sub>/MW·h，并根据生态环境部发布的最新数值适时更新。

## 8 排放量计算

发电设施二氧化碳年度排放量等于当年各月排放量之和。各月二氧化碳排放量等于各月度化石燃料燃烧排放量和购入使用电力产生的排放量之和，采用公式（5）计算。

$$E = E_{\text{燃烧}} + E_{\text{电}} \quad (5)$$

式中： $E$  — 发电设施二氧化碳排放量，单位为吨二氧化碳（tCO<sub>2</sub>）；  
 $E_{\text{燃烧}}$  — 化石燃料燃烧排放量，单位为吨二氧化碳（tCO<sub>2</sub>）；  
 $E_{\text{电}}$  — 购入使用电力产生的排放量，单位为吨二氧化碳（tCO<sub>2</sub>）。

## 9 生产数据核算要求

### 9.1 发电量和供电量

#### 9.1.1 计算公式

发电量是指统计期内从发电机端输出的总电量，采用计量数据。供电量是指统计期内发电设施的发电量减去与生产有关的辅助设备的消耗电量，按以下计算方法获取：

- a) 对于纯凝发电机组，供电量为发电量与生产厂用电量之差，采用公式（6）计算。

$$W_{\text{gd}} = W_{\text{fd}} - W_{\text{cy}} \quad (6)$$

式中： $W_{\text{gd}}$  — 供电量，单位为兆瓦时（MW·h）；  
 $W_{\text{fd}}$  — 发电量，单位为兆瓦时（MW·h）；  
 $W_{\text{cy}}$  — 生产厂用电量，单位为兆瓦时（MW·h）。

b) 对于热电联产机组，供电量为发电量与发电厂用电量之差，采用公式（7）和（8）计算。如出现月度生产厂用电量大于发电量的情形，不适用如下公式，当月供电量计为 0。

$$W_{gd} = W_{fd} - W_{dcy} \quad (7)$$

$$W_{dcy} = (W_{cy} - W_{rcy}) \times (1 - a) \quad (8)$$

- 式中： $W_{gd}$  — 供电量，单位为兆瓦时（MW·h）；  
 $W_{fd}$  — 发电量，单位为兆瓦时（MW·h）；  
 $W_{cy}$  — 生产厂用电量，单位为兆瓦时（MW·h）；  
 $W_{rcy}$  — 供热专用的厂用电量，指纯热网用的厂用电量如热网循环泵等只与供热有关的设备用电量，单位为兆瓦时（MW·h）；当无供热专用厂用电量计量时，该值可取 0；  
 $W_{dcy}$  — 发电厂用电量，单位为兆瓦时（MW·h）；  
 $a$  — 供热比，以%表示。

## 9.1.2 数据的监测与获取

9.1.2.1 发电量、供电量和厂用电量应根据企业电表记录的读数获取或计算，并符合 DL/T 904 和 DL/T 1365 等国家和行业标准中的要求。

9.1.2.2 发电设施的发电量和供电量不包括应急柴油发电机的发电量。如果存在应急柴油发电机所发的电量供给发电机组消耗的情形，那么应急柴油发电机所发电量应计入厂用电量，在计算供电量时予以扣除。

9.1.2.3 除尘及脱硫脱硝装置消耗电量均应计入厂用电量，不区分委托运营或合同能源管理等形式的差异。

9.1.2.4 属于下列情况之一的，不计入厂用电的计算：

- a) 新设备或大修后设备的烘炉、暖机、空载运行的电量；
- b) 新设备在未正式移交生产前的带负荷试运行期间耗用的电量；
- c) 计划大修以及基建、更改工程施工用的电量；
- d) 发电机作调相机运行时耗用的电量；
- e) 厂外运输用自备机车、船舶等耗用的电量；
- f) 输配电用的升、降压变压器（不包括厂用变压器）、变波机、调相机等消耗的电量；
- g) 非生产用（修配车间、副业、综合利用等）的电量。

## 9.2 供热量

### 9.2.1 计算公式

供热量为锅炉不经汽轮机直供蒸汽热量、汽轮机直接供热量与汽轮机间接供热量之和，不含烟气余热利用供热。采用公式（9）和（10）计算。其中  $Q_{zg}$  和  $Q_{jg}$  计算方法参考 DL/T 904 中相关要求。

$$Q_{gr} = \Sigma Q_{gl} + \Sigma Q_{jz} \quad (9)$$

$$\Sigma Q_{jz} = \Sigma Q_{zg} + \Sigma Q_{jg} \quad (10)$$

- 式中： $Q_{gr}$  — 供热量，单位为吉焦（GJ）；  
 $\Sigma Q_{gl}$  — 锅炉不经汽轮机直接或经减温减压后向用户提供热量的直供蒸汽热量之和，单位为吉焦（GJ）；  
 $\Sigma Q_{jz}$  — 汽轮机向外供出的直接供热量和间接供热量之和，单位为吉焦（GJ）；  
 $\Sigma Q_{zg}$  — 由汽轮机直接或经减温减压后向用户提供的直接供热量之和，单位为吉焦

(GJ)；

$\Sigma Q_{ig}$  — 通过热网加热器等设备加热供热介质后间接向用户提供热量的间接供热量之和，单位为吉焦（GJ）。

### 9.2.2 数据的监测与获取

9.2.2.1 对外供热是指向除发电设施汽水系统（除氧器、低压加热器、高压加热器等）之外的热用户供出的热量。

9.2.2.2 如果企业供热存在回水，计算供热量时应扣减回水热量，回水热量按照公式（12）计算。

9.2.2.3 蒸汽及热水温度、压力数据按以下优先序获取：

- a) 计量或控制系统的实际监测数据，宜采用月度算数平均值，或运行参数范围内经验值；
- b) 相关技术文件或运行规程规定的额定值。

9.2.2.4 供热量数据应每月进行计量并记录，年度值为每月数据累计之和，按以下优先序获取：

- a) 直接计量的热量数据；
- b) 结算凭证上的数据。

### 9.2.3 热量的单位换算

以质量单位计量的蒸汽可采用公式（11）转换为热量单位。

$$AD_{st} = Ma_{st} \times (En_{st} - 83.74) \times 10^{-3} \quad (11)$$

式中： $AD_{st}$  — 蒸汽的热量，单位为吉焦（GJ）；

$Ma_{st}$  — 蒸汽的质量，单位为吨蒸汽（t）；

$En_{st}$  — 蒸汽所对应的温度、压力下每千克蒸汽的焓值，取值参考相关行业标准，单位为千焦/千克（kJ/kg）；

83.74 — 给水温度为 20℃ 时的焓值，单位为千焦/千克（kJ/kg）。

以质量单位计量的热水可采用公式（12）转换为热量单位。

$$AD_w = Ma_w \times (T_w - 20) \times 4.1868 \times 10^{-3} \quad (12)$$

式中： $AD_w$  — 热水的热量，单位为吉焦（GJ）；

$Ma_w$  — 热水的质量，单位为吨（t）；

$T_w$  — 热水的温度，单位为摄氏度（℃）；

20 — 常温下水的温度，单位为摄氏度（℃）；

4.1868 — 水在常温常压下的比热，单位为千焦/(千克·摄氏度)（kJ/(kg·℃)）。

## 9.3 供热比

### 9.3.1 计算公式

重点排放单位应按照如下方法计算月度和年度供热比数据。供热比年度结果根据每月累计得到的全年供热量、产热量或耗煤量等进行计算。供热比月度结果用于数据可靠性的对比分析和验证。

a) 当存在锅炉向外直供蒸汽的情况时，供热比为统计期内供热量与锅炉总产热量之比。

$$a = \frac{\Sigma Q_{gr}}{\Sigma Q_{cr}} \quad (13)$$

式中： $a$  — 供热比，以%表示；

$\Sigma Q_{gr}$  — 供热量, 单位为吉焦 (GJ);

$\Sigma Q_{cr}$  — 锅炉总产热量, 为主蒸汽与主给水热量差值, 单位为吉焦 (GJ);

其中,

$$\Sigma Q_{cr} = (D_{zq} \times h_{zq} - D_{gs} \times h_{gs} + D_{zr} \times \Delta h_{zr}) \times 10^{-3} \quad (14)$$

式中:  $\Sigma Q_{cr}$  — 锅炉总产热量, 单位为吉焦 (GJ);

$D_{zq}$  — 锅炉主蒸汽量, 单位为吨 (t);

$h_{zq}$  — 锅炉主蒸汽焓值, 单位为千焦/千克 (kJ/kg);

$D_{gs}$  — 锅炉给水量, 单位为吨 (t), 没有计量的可按给水比主蒸汽为 1:1 计算;

$h_{gs}$  — 锅炉给水焓值, 单位为千焦/千克 (kJ/kg);

$D_{zr}$  — 再热器出口蒸汽量, 单位为吨 (t), 非再热机组或数据不可得时取 0;

$\Delta h_{zr}$  — 再热蒸汽热段与冷段焓值差值, 单位为千焦/千克 (kJ/kg)。

b) 当锅炉无向外直供蒸汽时, 参考 DL/T 904 计算方法中的要求计算供热比, 即指统计期内汽轮机向外供出的热量与汽轮机总耗热量之比, 可采用公式 (15) 计算:

$$a = \frac{\Sigma Q_{jz}}{\Sigma Q_{sr}} \quad (15)$$

式中:  $a$  — 供热比, 以%表示;

$\Sigma Q_{jz}$  — 汽轮机向外供出的热量, 为机组直接供热量和间接供热量之和, 单位为吉焦 (GJ); 机组直接供热量和间接供热量的计算参考 DL/T 904 中相关要求;

$\Sigma Q_{sr}$  — 汽轮机总耗热量, 单位为吉焦 (GJ)。当无法按照 DL/T 904 计算汽轮机总耗热量或数据不可得时, 可按汽轮机总耗热量相当于锅炉总产出的热量进行简化计算。

c) 当按照上述计算方式中锅炉产热量、汽轮机组耗热量等相关数据无法获得时, 供热比可采用公式 (16) 计算。

$$a = \frac{b_r \times Q_{gr}}{B_h} \quad (16)$$

式中:  $a$  — 供热比, 以%表示;

$b_r$  — 机组单位供热量所消耗的标准煤量, 单位为吨标准煤/吉焦 (tce/GJ);

$Q_{gr}$  — 供热量, 单位为吉焦 (GJ);

$B_h$  — 机组耗用总标准煤量, 单位为吨标准煤 (tce)。

d) 对于燃气蒸汽联合循环发电机组 (CCPP) 存在外供热量的情况, 供热比可采用供热量与燃气产生的热量之比的简化方式, 采用公式 (17) 和 (18) 进行计算。

$$a = \frac{Q_{gr}}{Q_{rq}} \quad (17)$$

$$Q_{rq} = FC_{rq} \times NCV_{rq} \quad (18)$$

式中:  $a$  — 供热比, 以%表示;

$Q_{gr}$  — 供热量, 单位为吉焦 (GJ);

$Q_{rq}$  — 燃气产生的热量, 单位为吉焦 (GJ);

$FC_{rq}$  — 燃气消耗量, 单位为万标准立方米 ( $10^4 \text{Nm}^3$ );

$NCV_{rq}$  — 燃气低位发热量, 单位为吉焦/万标准立方米 ( $\text{GJ}/10^4 \text{Nm}^3$ )。

### 9.3.2 数据的监测与获取

9.3.2.1 锅炉产热量、汽轮机组耗热量和供热量等相关参数的监测与获取参考 DL/T 904 和 GB 35574 的要求。

9.3.2.2 相关参数按以下优先序获取：

- a) 生产系统记录的实际运行数据；
- b) 结算凭证上的数据；
- c) 相关技术文件或铭牌规定的额定值。

## 9.4 供电煤（气）耗和供热煤（气）耗

### 9.4.1 计算公式

供电煤（气）耗和供热煤（气）耗参考 GB 35574 和 DL/T 904 等标准计算方法中的要求计算，采用公式（19）和（20）计算。

$$b_g = \frac{(1-a) \times B_h}{W_{gd}} \quad (19)$$

$$b_r = \frac{a \times B_h}{Q_{gr}} \quad (20)$$

式中： $a$  — 供热比，以%表示；

$b_r$  — 机组单位供热量所消耗的标准煤（气）量，单位为吨标准煤/吉焦（tce/GJ）或万标准立方米/吉焦（ $10^4 \text{Nm}^3/\text{GJ}$ ）；

$b_g$  — 机组单位供电量所消耗的标准煤（气）量，单位为吨标准煤/兆瓦时（tce/MW·h）或万标准立方米/兆瓦时（ $10^4 \text{Nm}^3/\text{MW} \cdot \text{h}$ ）；

$Q_{gr}$  — 供热量，单位为吉焦（GJ）；

$W_{gd}$  — 供电量，单位为兆瓦时（MW·h）；

$B_h$  — 机组耗用总标准煤（气）量，单位为吨标准煤（tce）或万标准立方米（ $10^4 \text{Nm}^3$ ）。

当上述供热比等相关数据不可得时，可不区分机组类型，采用反算法简化计算获取供热煤耗，即把 1GJ 供热量折算成标准煤 0.03412 tce，再除以管道效率、锅炉效率和换热器效率计算得出供热煤耗，采用公式（21）计算。

$$b_r = \frac{0.03412}{\eta_{gl} \times \eta_{gd} \times \eta_{hh}} \quad (21)$$

式中： $b_r$  — 机组单位供热量所消耗的标准煤量，单位为吨标准煤/吉焦（tce/GJ）；

$\eta_{gl}$  — 锅炉效率，来源于企业锅炉效率测试试验数据，没有实测数据时采用设计值，以%表示；

$\eta_{gd}$  — 管道效率，取缺省值 99%。

$\eta_{hh}$  — 换热器效率，对有换热器的间接供热，换热器效率采用数值为 95%；如没有则换热器效率可取 100%。

### 9.4.2 数据的监测与获取

相关参数按以下优先序获取：

- a) 企业生产系统的实测数据；
- b) 相关设备设施的设计值/标称值；

c) 采用公式 (19) 和 (20) 的计算方法, 此时供热比不能采用公式 (16) 获得。

## 9.5 供电碳排放强度和供热碳排放强度

### 9.5.1 计算公式

供电碳排放强度和供热碳排放强度可采用公式 (22)、(23)、(24) 和 (25) 计算。

$$S_{gd} = \frac{E_{gd}}{W_{gd}} \quad (22)$$

$$S_{gr} = \frac{E_{gr}}{Q_{gr}} \quad (23)$$

$$E_{gd} = (1-a) \times E \quad (24)$$

$$E_{gr} = a \times E \quad (25)$$

式中:  $S_{gd}$  — 供电碳排放强度, 即机组每供出 1MW·h 的电量所产生的二氧化碳排放量, 单位为吨二氧化碳/兆瓦时 (tCO<sub>2</sub>/MW·h);

$E_{gd}$  — 统计期内机组供电所产生的二氧化碳排放量, 单位为吨二氧化碳 (tCO<sub>2</sub>);

$W_{gd}$  — 供电量, 单位为兆瓦时 (MW·h);

$S_{gr}$  — 供热碳排放强度, 即机组每供出 1GJ 的热量所产生的二氧化碳排放量, 单位为吨二氧化碳/吉焦 (tCO<sub>2</sub>/GJ);

$E_{gr}$  — 统计期内机组供热所产生的二氧化碳排放量, 单位为吨二氧化碳 (tCO<sub>2</sub>);

$Q_{gr}$  — 供热量, 单位为吉焦 (GJ);

$a$  — 供热比, 以%表示;

$E$  — 二氧化碳排放量, 单位为吨二氧化碳 (tCO<sub>2</sub>)。

## 9.6 运行小时数和负荷 (出力) 系数

### 9.6.1 计算公式

运行小时数和负荷 (出力) 系数采用生产数据。合并填报时采用公式 (26) 和 (27) 计算。

$$t = \frac{\sum_i^n t_i \times P_{ei}}{\sum_i^n P_{ei}} \quad (26)$$

$$X = \frac{\sum_i^n W_{fdi}}{\sum_i^n P_{ei} \times t_i} \quad (27)$$

式中:  $t$  — 运行小时数, 单位为小时 (h);

$X$  — 负荷 (出力) 系数, 以%表示;

$W_{fd}$  — 发电量, 单位为兆瓦时 (MW·h);

$P_e$  — 机组容量, 单位为兆瓦 (MW), 应以发电机实际额定功率为准, 可采用排污许可证载明信息、机组运行规程、铭牌等进行确认;

$i$  — 机组代号。

### 9.6.2 数据的监测与获取

9.6.2.1 运行小时数和负荷 (出力) 系数按以下优先序获取:

- a) 企业生产系统数据;
- b) 企业统计报表数据。

9.6.2.2 多台机组合并填报，按公式（26）和（27）核算发电机组负荷（出力）系数时，不应将备用机组参与加权平均计算。可将备用机组和被调剂机组的运行小时数加和，作为一台机组计算。

## 10 数据质量控制计划

### 10.1 数据质量控制计划的内容

重点排放单位应按照本指南中各类数据监测与获取要求，结合现有测量能力和条件，制定数据质量控制计划，并按照附录 B 的格式要求进行填报。数据质量控制计划中所有数据的计算方式与获取方式应符合本指南的要求。

数据质量控制计划应包括以下内容：

- a) 数据质量控制计划的版本及修订情况；
- b) 重点排放单位情况：包括重点排放单位基本信息、主营产品、生产工艺、组织机构图、厂区平面分布图、工艺流程图等内容；
- c) 按照本指南确定的实际核算边界和主要排放设施情况：包括核算边界的描述，设施名称、类别、编号、位置情况等内容；
- d) 数据的确定方式：包括所有活动数据、排放因子和生产数据的计算方法，数据获取方式，相关测量设备信息（如测量设备的名称、型号、位置、测量频次、精度和校准频次等），数据缺失处理，数据记录及管理信息等内容。测量设备精度及设备校准频次要求应符合相应计量器具配备要求；
- e) 数据内部质量控制和质量保证相关规定：包括数据质量控制计划的制定、修订以及执行等管理程序，人员指定情况，内部评估管理，数据文件归档管理程序等内容。

### 10.2 数据质量控制计划的修订

重点排放单位在以下情况下应对数据质量控制计划进行修订，修订内容应符合实际情况并满足本指南的要求：

- a) 排放设施发生变化或使用计划中未包括的新燃料或物料而产生的排放；
- b) 采用新的测量仪器和方法，使数据的准确度提高；
- c) 发现之前采用的测量方法所产生的数据不正确；
- d) 发现更改计划可提高报告数据的准确度；
- e) 发现计划不符合本指南核算和报告的要求；
- f) 生态环境部明确的其他需要修订的情况。

### 10.3 数据质量控制计划的执行

重点排放单位应严格按照数据质量控制计划实施温室气体的测量活动，并符合以下要求：

- a) 发电设施基本情况与计划描述一致；
- b) 核算边界与计划中的核算边界和主要排放设施一致；
- c) 所有活动数据、排放因子和生产数据能够按照计划实施测量；
- d) 测量设备得到了有效的维护和校准，维护和校准能够符合计划、核算标准、国家要求、地区要求或设备制造商的要求，否则应采取符合保守原则的处理方法；

- e) 测量结果能够按照计划中规定的频次记录;
- f) 数据缺失时的处理方式能够与计划一致;
- g) 数据内部质量控制和质量保证程序能够按照计划实施。

## 11 数据质量管理要求

重点排放单位应加强发电设施温室气体数据质量管理工作，包括但不限于：

- a) 建立温室气体排放核算和报告的内部管理制度和质量保障体系，包括明确负责部门及其职责、具体工作要求、数据管理程序、工作时间节点等。指定专职人员负责温室气体排放核算和报告工作；
- b) 委托检测机构/实验室检测燃煤元素碳含量、低位发热量等参数时，应确保被委托的检测机构/实验室通过 CMA 认定或 CNAS 认可且认可项包括燃煤元素碳含量、低位发热量，其出具的检测报告应盖有 CMA 或 CNAS 标识章。受委托的检测机构/实验室不具备相关参数检测能力的、检测报告不符合规范要求的或不能证实报告载明信息可信的，检测结果不予认可。检测报告应载明收到样品时间、样品对应的月份、样品测试标准、收到样品重量和样品测试结果对应的状态（收到基、干燥基或空气干燥基）。
- c) 应保留检测机构/实验室出具的检测报告及相关材料备查，包括但不限于样品送检记录、样品邮寄单据、检测机构委托协议及支付凭证、咨询服务机构委托协议及支付凭证等；
- d) 积极改进自有实验室管理，满足 GB/T 27025 对人员、设施和环境条件、设备、计量溯源性、外部提供的产品和服务等资源要求的规定，确保使用适当的方法和程序开展取样、检测、记录和报告等实验室活动。鼓励重点排放单位对燃煤样品的采样、制样和化验的全过程采用影像等可视化手段，保存原始记录备查。因相关记录管理和保存不善或缺失，进而导致元素碳含量或燃煤低位发热量数据无法采信，应选取本指南中规定的缺省值等保守方式处理；
- e) 所有涉及本指南中元素碳含量、低位发热量检测的煤样，应留存日综合煤样和月缩分煤样一年备查。煤样的保存应符合 GB/T 474 或 GB/T 19494.2 中的相关要求；
- f) 定期对计量器具、检测设备和测量仪表进行维护管理，并记录存档；
- g) 建立温室气体数据内部台账管理制度。台账应明确数据来源、数据获取时间及填报台账的相关责任人等信息。排放报告所涉及数据的原始记录和管理台账应至少保存五年，确保相关排放数据可被追溯。委托的检测机构/实验室应同时符合本指南和资质认可单位的相关规定；
- h) 建立温室气体排放报告内部审核制度。定期对温室气体排放数据进行交叉校验，对可能产生的数据误差风险进行识别，并提出相应的解决方案；
- i) 规定了优先序的各参数，应按照规定的优先级顺序选取，在之后各核算年度的获取优先序不应降低；
- j) 相关参数未按本指南要求测量或获取时，采用生态环境部发布的相关参数值核算其排放量；
- k) 鼓励有条件的企业加强样品自动采集与分析技术应用，采取创新技术手段，加强原始数据防篡改管理。

## 12 定期报告要求

重点排放单位应在每个月结束之后的40个自然日内，按生态环境部要求在报送平台存证该月的活动数据、排放因子、生产相关信息和必要的支撑材料，并于每年3月31日前按照附录C的要求编制提交上一年度的排放报告，包括基本信息、机组及生产设施信息、活动数据、排放因子、生产相关信息、支撑材料等温室气体排放及相关信息。

### a) 重点排放单位基本信息

重点排放单位应报告重点排放单位名称、统一社会信用代码、排污许可证编号等基本信息。

### b) 机组及生产设施信息

重点排放单位应报告每台机组的燃料类型、燃料名称、机组类型、装机容量、汽轮机排汽冷却方式，以及锅炉、汽轮机、发电机、燃气轮机等主要生产设施的名称、编号、型号等相关信息。

### c) 活动数据和排放因子

重点排放单位应报告化石燃料消耗量、元素碳含量、低位发热量（如涉及）、单位热值含碳量（如涉及）、机组购入使用电量和电网排放因子数据。

### d) 生产相关信息

重点排放单位应报告发电量、供电量、供热量、供热比、供电煤（气）耗、供热煤（气）耗、运行小时数、负荷（出力）系数、供电碳排放强度、供热碳排放强度等数据。

### e) 支撑材料

重点排放单位应在排放报告中说明各项数据的来源并报送相关支撑材料，支撑材料应与各项数据的来源一致，并符合本指南中的报送要求。报送提交的原始检测记录中应明确显示检测依据（方法标准）、检测设备、检测人员和检测结果。

## 13 信息公开要求

重点排放单位应按生态环境部要求，接受社会监督，并按照附录D的格式要求在履约期结束后公开该履约期相关信息。

### a) 基本信息

重点排放单位应公开排放报告中的单位名称、统一社会信用代码、排污许可证编号、法定代表人姓名、生产经营场所地址及邮政编码、行业分类、纳入全国碳市场的行业子类等信息。

### b) 机组及生产设施信息

重点排放单位应公开排放报告中的燃料类型、燃料名称、机组类型、装机容量、锅炉类型、汽轮机类型、汽轮机排汽冷却方式、负荷（出力）系数等信息。

### c) 低位发热量和元素碳含量的确定方式

重点排放单位应公开排放报告中的元素碳含量和低位发热量（如涉及）确定方式，自行检测的应公开检测设备、检测频次、设备校准频次和测定方法标准信息，委托检测的应公开委托机构名称、检测报告编号、检测日期和测定方法标准信息，未实测的应公开选取的缺省值。

### d) 排放量信息

重点排放单位应公开排放报告中全部机组的化石燃料燃烧排放量、购入使用电力排放量和二氧化碳排放总量。

e) 生产经营变化情况

重点排放单位应公开生产经营变化情况，至少包括重点排放单位合并、分立、关停或搬迁情况，发电设施地理边界变化情况，主要生产运营系统关停或新增项目生产等情况以及其他较上一年度变化情况。

f) 编制温室气体排放报告的技术服务机构情况

重点排放单位应公开编制温室气体排放报告的技术服务机构名称和统一社会信用代码。

g) 清缴履约情况

重点排放单位应公开是否完成清缴履约。

附录 A  
相关参数的缺省值

附表 A.1 常用化石燃料相关参数缺省值

能源名称	计量单位	低位发热量 <sup>c</sup> (GJ/t, GJ/10 <sup>4</sup> Nm <sup>3</sup> )	单位热值含碳量 (tC/GJ)	碳氧化率 (%)
原油	t	41.816 <sup>a</sup>	0.02008 <sup>b</sup>	98 <sup>b</sup>
燃料油	t	41.816 <sup>a</sup>	0.0211 <sup>b</sup>	
汽油	t	43.070 <sup>a</sup>	0.0189 <sup>b</sup>	
煤油	t	43.070 <sup>a</sup>	0.0196 <sup>b</sup>	
柴油	t	42.652 <sup>a</sup>	0.0202 <sup>b</sup>	
液化石油气	t	50.179 <sup>a</sup>	0.0172 <sup>c</sup>	
炼厂干气	t	45.998 <sup>a</sup>	0.0182 <sup>b</sup>	
天然气	10 <sup>4</sup> Nm <sup>3</sup>	389.31 <sup>a</sup>	0.01532 <sup>b</sup>	99 <sup>b</sup>
焦炉煤气	10 <sup>4</sup> Nm <sup>3</sup>	173.54 <sup>d</sup>	0.0121 <sup>c</sup>	
高炉煤气	10 <sup>4</sup> Nm <sup>3</sup>	33.00 <sup>d</sup>	0.0708 <sup>c</sup>	
转炉煤气	10 <sup>4</sup> Nm <sup>3</sup>	84.00 <sup>d</sup>	0.0496 <sup>c</sup>	
其它煤气	10 <sup>4</sup> Nm <sup>3</sup>	52.27 <sup>a</sup>	0.0122 <sup>c</sup>	

注：<sup>a</sup>数据取值来源为《中国能源统计年鉴 2019》。  
<sup>b</sup>数据取值来源为《省级温室气体清单编制指南（试行）》。  
<sup>c</sup>数据取值来源为《2006 年 IPCC 国家温室气体清单指南》。  
<sup>d</sup>数据取值来源为《中国温室气体清单研究》。  
<sup>e</sup>根据国际蒸汽表卡换算，本指南热功当量值取 4.1868kJ/kcal。

**附录 B**  
**数据质量控制计划要求**

<b>B.1 数据质量控制计划的版本及修订</b>						
版本号	制定（修订）内容	制定（修订）时间	备注			
<b>B.2 重点排放单位情况</b>						
<p>1. 单位简介 （至少包括：成立时间、所有权状况、法定代表人、组织机构图和厂区平面分布图）</p> <p>2. 主营产品 （至少包括：主营产品的名称及产品代码）</p> <p>3. 主营产品及生产工艺 （至少包括：每种产品的生产工艺流程图及工艺流程描述，并在图中标明温室气体排放设施，对于涉及化学反应的工艺需写明化学反应方程式）</p>						
<b>B.3 核算边界和主要排放设施描述</b>						
<p>1. 核算边界的描述 （应包括核算边界所包含的装置、所对应的地理边界、组织单元和生产过程。）</p>						
<p>2. 主要排放设施</p>						
机组名称	设施类别	设施编号	设施名称	排放设施安装位置	是否纳入核算边界	备注说明
（1#机组）	（锅炉）	（MF143）	（煤粉锅炉）	（二厂区第三车间东）	（是）	

续表

B.4 数据的确定方式												
机组名称	参数名称	单位	数据的计算方法及获取方式 <sup>1</sup>		测量设备（适用于数据获取方式来源于实测值）					数据记录频次	数据缺失时的处理方式	数据获取负责部门
			获取方式 <sup>2</sup>	具体描述	测量设备及型号	测量设备安装位置	测量频次	测量设备精度	规定的测量设备校准频次			
1# 机组	二氧化碳排放量	tCO <sub>2</sub>	计算值									
	化石燃料燃烧排放量	tCO <sub>2</sub>										
	燃煤品种 i 消耗量	t										
	燃煤品种 i 元素碳含量	tC/t										
	燃煤品种 i 低位发热量	GJ/t										
	燃煤品种 i 单位热值含碳量	tC/GJ	缺省值	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	燃煤品种 i 碳氧化率	%	缺省值	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	燃油品种 i 消耗量	t										
	燃油品种 i 元素碳含量	tC/t										
	燃油品种 i 低位发热量	GJ/t										
	燃油品种 i 单位热值含碳量	tC/GJ										
	燃油品种 i 碳氧化率	%	缺省值	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	燃气品种 i 消耗量	10 <sup>4</sup> Nm <sup>3</sup>										
	燃气品种 i 元素碳含量	tC/10 <sup>4</sup> Nm <sup>3</sup>										
	燃气品种 i 低位发热量	GJ/10 <sup>4</sup> Nm <sup>3</sup>										
	燃气品种 i 单位热值含碳量	tC/GJ										
	燃气品种 i 碳氧化率	%	缺省值	/	/	/	/	/	/	/	/	/

<sup>1</sup>如果报告数据是由若干个参数通过一定的计算方法计算得出，需要填写计算公式以及计算公式中的每一个参数的获取方式。

<sup>2</sup>方式类型包括：实测值、缺省值、计算值、其他。

续表

B.4 数据的确定方式												
机组名称	参数名称	单位	数据的计算方法及获取方式		测量设备（适用于数据获取方式来源于实测值）					数据记录频次	数据缺失时的处理方式	数据获取负责部门
			获取方式	具体描述	测量设备及型号	测量设备安装位置	测量频次	测量设备精度	规定的测量设备校准频次			
1# 机组	购入电力排放量	tCO <sub>2</sub>	计算值									
	购入使用电量	MW·h										
	电网排放因子	tCO <sub>2</sub> /MW·h	缺省值	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	发电量	MW·h										
	供电量	MW·h										
	供热量	GJ										
	供热比	%										
	供电煤耗	tce/MW·h										
	供电气耗	10 <sup>4</sup> Nm <sup>3</sup> /MW·h										
	供热煤耗	tce/GJ										
	供热气耗	10 <sup>4</sup> Nm <sup>3</sup> /GJ										
	运行小时数	h										
	负荷（出力）系数	%										
	供电碳排放强度	tCO <sub>2</sub> /MW·h										
	供热碳排放强度	tCO <sub>2</sub> /GJ										
全部机组二氧化碳排放总量	tCO <sub>2</sub>											
B.5 数据内部质量控制和质量保证相关规定												
至少包括本指南要求的内容。												

附录 C  
报告内容及格式要求

企业温室气体排放报告  
发电设施

重点排放单位（盖章）：

报告年度：

编制日期：

根据生态环境部发布的《企业温室气体核算方法与报告指南 发电设施》及其修订版本等相关要求，本单位核算了年度温室气体排放量并填写了如下表格：

附表 C.1 重点排放单位基本信息

附表 C.2 机组及生产设施信息

附表 C.3 化石燃料燃烧排放表

附表 C.4 购入使用电力排放表

附表 C.5 生产数据及排放量汇总表

附表 C.6 低位发热量和元素碳含量的确定方式

### 声明

本单位对本报告的真实性、完整性、准确性负责。如本报告中的信息及支撑材料与实际情况不符，本单位愿承担相应的法律责任，并承担由此产生的一切后果。

特此声明。

法定代表人（或授权代表）：

重点排放单位（盖章）：

年/月/日

附表 C.1 重点排放单位基本信息

重点排放单位名称	
统一社会信用代码	
单位性质（营业执照）	
法定代表人姓名	
注册日期	
注册资本（万元人民币）	
注册地址	
生产经营场所地址及邮政编码 （省、市、县详细地址）	
发电设施经纬度	
报告联系人	
联系电话	
电子邮箱	
报送主管部门	
行业分类	发电行业
纳入全国碳市场的行业子类 <sup>1</sup>	4411（火力发电） 4412（热电联产） 4417（生物质能发电）
生产经营变化情况	至少包括： a) 重点排放单位合并、分立、关停或搬迁情况； b) 发电设施地理边界变化情况； c) 主要生产运营系统关停或新增项目生产等情况； d) 较上一年度变化，包括核算边界、排放源等变化情况。
本年度编制温室气体排放报告的技术服务机构名称 <sup>2</sup>	
编制温室气体排放报告的技术服务机构统一社会信用代码	

填报说明：

<sup>1</sup>行业代码应按照国家统计局发布的国民经济行业分类 GB/T 4754 要求填报。自备电厂不区分行业，发电设施参照电力行业代码填报。掺烧化石燃料燃烧的生物质发电设施需填报，纯使用生物质发电的无需填报。

<sup>2</sup>编制温室气体排放报告的技术服务机构是指为重点排放单位提供本年度碳排放核算、报告编制或碳资产管理等咨询服务机构，不包括开展碳排放核查/复查的机构。

附表 C.2 机组及生产设施信息

机组名称	信息项		填报内容	
1#机组 <sup>*1</sup>	燃料类型 <sup>*2</sup>		(示例: 燃煤、燃油、燃气) 明确具体种类	
	燃料名称		(示例: 无烟煤、柴油、天然气)	
	机组类别 <sup>*3</sup>		(示例: 热电联产机组, 循环流化床)	
	装机容量 (MW) <sup>*4</sup>		(示例: 630)	
	燃煤机组	锅炉	锅炉名称	(示例: 1#锅炉)
			锅炉类型	(示例: 煤粉炉)
			锅炉编号 <sup>*5</sup>	(示例: MF001)
			锅炉型号	(示例: HG-2030/17.5-YM)
			生产能力	(示例: 2030 t/h)
		汽轮机	汽轮机名称	(示例: 1#)
			汽轮机类型	(示例: 抽凝式)
			汽轮机编号	(示例: MF002)
			汽轮机型号	(示例: N630-16.7/538/538)
			压力参数 <sup>*6</sup>	(示例: 中压)
	发电机	额定功率	(示例: 630)	
		汽轮机排汽冷却方式 <sup>*7</sup>	(示例: 水冷-开式循环)	
		发电机名称	(示例: 1#)	
		发电机编号	(示例: MF003)	
	发电机型号		(示例: QFSN-630-2)	
	额定功率		(示例: 630)	
燃气机组		名称/编号/型号/额定功率		
燃气蒸汽联合循环发电机组 (CCPP)		名称/编号/型号/额定功率		
燃油机组		名称/编号/型号/额定功率		
整体煤气化联合循环发电机组 (IGCC)		名称/编号/型号/额定功率		
其他特殊发电机组		名称/编号/型号/额定功率		
...				

填报说明:

<sup>\*1</sup> 按发电机组进行填报, 如果机组数多于 1 个, 应分别填报。对于 CCPP, 视为一台机组进行填报。合并填报的参数计算方法应符合本指南要求。同一法人边界内有两台或两台以上机组合并填报的, 适用于以下要求:

- a) 对于母管制系统, 或其他存在燃料消耗量、供电量或者供热量中有一项无法分机组计量的, 可合并填报;
- b) 如果仅有元素碳含量、低位发热量无法分机组计量的, 并且各机组煤样是从同一个入炉煤皮带秤或耐压式计量给煤机上采取的, 可采用全厂实测的相同数值分机组填报;
- c) 如果机组辅助燃料量无法分机组计量的, 可按机组发电量比例分配或其他合理方式分机组填报;
- d) 如果合并填报机组中既有纯凝发电机组也有热电联产机组的, 按照热电联产机组填报;

e) 如果合并填报机组中汽轮机排汽冷却方式不同（包括水冷、空冷或为背压机组）并且无法分机组填报的，应符合当年适用的配额分配方案，无规定时应遵循保守性原则；

f) 如果母管制合并填报机组中既有常规燃煤锅炉也有非常规燃煤锅炉并且无法单独计量的，应符合当年适用的配额分配方案，无规定时当非常规燃煤锅炉产热量为总产热量 80%及以上时可按照非常规燃煤机组填报；

g) 四种机组类型（燃气机组、300MW 等级以上常规燃煤机组、300MW 等级及以下常规燃煤机组、非常规燃煤机组）跨机组类型合并填报时，应符合当年适用的配额分配方案，无规定时应遵循保守性原则；

h) 对于化石燃料掺烧生物质发电的，仅统计燃料中化石燃料的二氧化碳排放，并应计算掺烧化石燃料热量年均占比。对于燃烧生物质锅炉与化石燃料锅炉产生蒸汽母管制合并填报的，在无法拆分时可按掺烧处理，统计燃料中全部化石燃料的二氧化碳排放，并应计算掺烧化石燃料热量年均占比。

\*<sup>2</sup> 燃料类型按照燃煤、燃油或者燃气划分，可采用机组运行规程或铭牌信息等进行确认。

\*<sup>3</sup> 对于燃煤机组，机组类别指：纯凝发电机组、热电联产机组，并注明是否循环流化床机组、IGCC 机组；对于燃气机组，机组类别指：B 级、E 级、F 级、H 级、分布式等，可采用排污许可证载明信息、机组运行规程、铭牌等进行确认。

\*<sup>4</sup> 以发电机实际额定功率为准，可采用排污许可证载明信息、机组运行规程、铭牌等进行确认。

\*<sup>5</sup> 锅炉、汽轮机、发电机等主要设施的编号统一采用排污许可证中对应编码。

\*<sup>6</sup> 对于燃煤机组，压力参数指：中压、高压、超高压、亚临界、超临界、超超临界。

\*<sup>7</sup> 汽轮机排汽冷却方式是指汽轮机凝汽器的冷却方式，可采用机组运行规程或铭牌信息等进行填报。冷却方式为水冷的，应明确是否为开式循环或闭式循环；冷却方式为空冷的，应明确是否为直接空冷或间接空冷。对于背压机组、内燃机组等特殊发电机组，仅需注明，不填写冷却方式。

附表 C.3 化石燃料燃烧排放表

机组* <sup>1</sup>	参数* <sup>2,3</sup>		单位	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	全年* <sup>4</sup>
1#机组	A	燃料消耗量	t 或 10 <sup>4</sup> Nm <sup>3</sup>													(合计值)
	B	收到基 元素碳含量	tC/t													(加权平均值)
	C	燃料低位 发热量	GJ/t 或 GJ/10 <sup>4</sup> Nm <sup>3</sup>													(加权平均值)
	D	单位热值 含碳量	tC/GJ													(缺省值)
	E	碳氧化率	%													(缺省值)
		F=A×B×E×44/12 或 G=A×C×D×E×44/12	化石燃料 燃烧排放量	tCO <sub>2</sub>												
...																

填报说明:

\*<sup>1</sup> 如果机组数多于 1 个, 应分别填报。对于有多种燃料类型的, 按不同燃料类型分机组进行填报。

\*<sup>2</sup> 各参数按照指南给出的方式计算和获取。对于燃料低位发热量、单位热值含碳量, 应与燃料消耗量的状态一致, 优先采用实测值。如果存在个别月度缺失的情况, 按照指南要求取缺省值。

\*<sup>3</sup> 各参数按四舍五入保留小数位如下:

- a) 燃煤、燃油消耗量单位为 t, 燃气消耗量单位为 10<sup>4</sup>Nm<sup>3</sup>, 保留到小数点后两位;
- b) 燃煤、燃油低位发热量单位为 GJ/t, 燃气低位发热量单位为 GJ/10<sup>4</sup>Nm<sup>3</sup>, 保留到小数点后三位;
- c) 收到基元素碳含量单位为 tC/t, 保留到小数点后四位;
- d) 单位热值含碳量单位为 tC/GJ, 保留到小数点后五位;
- e) 化石燃料燃烧排放量单位为 tCO<sub>2</sub>, 保留到小数点后两位。

\*<sup>4</sup> 报送和存证下述必要的支撑材料:

- a) 对于使用生产系统记录的燃料消耗量数据的, 提供每日/每月消耗量原始记录或台账 (盖章扫描件);
- b) 对于使用购销存台账中的燃煤消耗量数据的, 提供月度/年度生产报表 (盖章扫描件);
- c) 对于使用供应商结算凭证的购入量数据的, 提供月度/年度燃料购销存记录 (盖章扫描件);
- d) 对于自行检测的燃料低位发热量 (如涉及)、元素碳含量的, 提供每日/每月燃料检测记录或煤质分析原始记录 (盖章扫描件);
- e) 对于委外检测元素碳含量的, 提供有资质的外部检测机构/实验室出具的检测报告 (应包含元素碳含量、低位发热量、氢含量、全硫、水分等数据);
- f) 对于每月进行加权计算的燃料低位发热量, 提供体现加权计算过程的 Excel 表。

附表 C.4 购入使用电力排放表

机组* <sup>1</sup>	参数* <sup>2</sup>		单位	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	全年* <sup>5</sup>
1#机组	H	购入使用电量* <sup>3</sup>	MW·h													(合计值)
	I	电网排放因子	tCO <sub>2</sub> /MW·h													(缺省值)
	J=H×I	购入电力排放量* <sup>4</sup>	tCO <sub>2</sub>													(合计值)
...																

填报说明：

\*<sup>1</sup> 如果机组数多于 1 个，应分别填报。

\*<sup>2</sup> 如果购入使用电量无法分机组，可按机组数目平分。

\*<sup>3</sup> 购入使用电量单位为 MW·h，四舍五入保留到小数点后三位。

\*<sup>4</sup> 购入使用电力对应的排放量单位为 tCO<sub>2</sub>，四舍五入保留到小数点后两位。

\*<sup>5</sup> 报送和存证下述必要的支撑材料：

- a) 对于使用电表记录的读数计算购入使用电量的，提供每月电量统计原始记录（盖章扫描件）；
- b) 对于使用电费结算凭证上的购入使用电量的，提供每月电费结算凭证（如适用）。

附表 C.5 生产数据及排放量汇总表

机组 <sup>*1</sup>	参数 <sup>*2*</sup>		单位	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	全年
1#机组	K	发电量	MW·h													(合计值)
	L	供电量	MW·h													(合计值)
	M	供热量	GJ													(合计值)
	N	供热比	%													(计算值)
	O	供电煤(气)耗	tce/MW·h 或 10 <sup>4</sup> Nm <sup>3</sup> /MW·h													(计算值)
	P	供热煤(气)耗	tce/GJ 或 10 <sup>4</sup> Nm <sup>3</sup> /GJ													(计算值)
	Q	运行小时数	h													(合计值或 计算值)
	R	负荷(出力)系数	%													(计算值)
	S	供电碳排放强度	tCO <sub>2</sub> /MW·h													(计算值)
	T	供热碳排放强度	tCO <sub>2</sub> /GJ													(计算值)
U=G+J	机组二氧化碳排放量	tCO <sub>2</sub>													(合计值)	
...		全部机组二氧化碳 排放总量	tCO <sub>2</sub>													(合计值)

填报说明:

\*<sup>1</sup> 如果机组数多于 1 个, 应分别填报。

\*<sup>2</sup> 各参数按四舍五入保留小数位如下:

- a) 电量单位为 MW·h, 保留到小数点后三位;
- b) 热量单位为 GJ, 保留到小数点后两位;
- c) 焓值单位为 kJ/kg, 保留到小数点后两位;
- d) 供热比以 % 表示, 保留到小数点后两位, 如 12.34%;
- e) 供电煤(气)耗单位为 tce/MW·h 或 10<sup>4</sup>Nm<sup>3</sup>/MW·h, 供热煤(气)耗单位为 tce/GJ 或 10<sup>4</sup>Nm<sup>3</sup>/GJ, 均保留到小数点后五位;
- f) 运行小时数单位为 h, 保留到整数位; 负荷(出力)系数以 % 表示, 保留到小数点后两位;
- g) 供电碳排放强度单位为 tCO<sub>2</sub>/MW·h, 供热碳排放强度单位为 tCO<sub>2</sub>/GJ, 均保留到小数点后三位;
- h) 机组二氧化碳排放量单位为 tCO<sub>2</sub>, 四舍五入保留整数位。

“3 报送和存证下述必要的支撑材料:

- a) 对于供电量、供热量、负荷系数等各项生产数据, 提供每月电厂技术经济报表或生产报表 (盖章扫描件);
- b) 对于各项生产数据, 提供年度电厂技术经济报表或生产报表 (盖章扫描件);
- c) 对于按照标准要求计算的供电量, 提供体现计算过程的 Excel 表;
- d) 对于供热量涉及换算的, 提供包括焓值相关参数的 Excel 计算表;
- e) 对于按照标准要求计算的供热比, 提供体现计算过程的 Excel 表;
- f) 根据选取的供热比计算方法提供相关参数证据材料 (如蒸汽量、给水量、给水温度、蒸汽温度、蒸汽压力等) (盖章扫描件);
- g) 对于运行小时数和负荷 (出力) 系数, 提供体现计算过程的 Excel 表。

附表 C.6 低位发热量和元素碳含量的确定方式

机组	参数*1	月份	自行检测				委托检测				未实测 缺省值
			检测设备	检测频次	设备校准频次	测定方法标准	委托机构名称	检测报告编号	检测日期	测定方法标准	
1#机组	元素碳含量	1月									
		2月									
		3月									
		...									
	低位发热量	1月									
		2月									
		3月									
		...									
...											

填报说明:

\*1 根据本指南要求, 仅填报涉及计算和监测的参数。

附录 D  
温室气体重点排放单位信息公开表

D.1 基本信息		
重点排放单位名称		
统一社会信用代码		
法定代表人姓名		
生产经营场所地址及邮政编码 (省、市、县、详细地址)		
行业分类		
纳入全国碳市场的行业子类		
D.2 机组及生产设施信息		
机组名称	信息项	内容
1#机组 <sup>1</sup>	燃料类型	(示例: 燃煤、燃油、燃气)
	机组类别	(示例: 300MW 等级及以下常规燃煤机组)
	装机容量 (MW)	(示例: 300MW)
	锅炉类型	(示例: 煤粉炉)
	汽轮机排汽冷却方式	(示例: 水冷)
...		

<sup>1</sup>按发电机组进行填报, 如果机组数量多于 1 个, 应分别显示。

续表

D.3 低位发热量和元素碳含量的确定方式											
机组	参数	月份	自行检测				委托检测				未实测
			检测设备	检测频次	设备校准频次	测定方法标准	委托机构名称	检测报告编号	检测日期	测定方法标准	缺省值
1#机组	元素碳含量	XX年1月									
		2月									
		3月									
		...									
	低位发热量	XX年1月									
		2月									
		3月									
		...									
...											
<b>D.4 排放量信息</b>											
全部机组二氧化碳排放总量 (tCO <sub>2</sub> )											
<b>D.5 生产经营变化情况</b>											
如适用，应包括： <ul style="list-style-type: none"> <li>a) 重点排放单位合并、分立、关停或搬迁情况；</li> <li>b) 发电设施地理边界变化情况；</li> <li>c) 主要生产运营系统关停或新增项目生产等情况；</li> <li>d) 较上一年度变化，包括核算边界、排放源等变化情况；</li> <li>e) 其他变化情况。</li> </ul>											
<b>D.6 编制温室气体排放报告的技术服务机构情况</b>											
编制温室气体排放报告的技术服务机构名称：											
编制温室气体排放报告的技术服务机构统一社会信用代码：											
<b>D.7 清缴履约情况</b>											
重点排放单位是否完成对应履约期的配额清缴履约。											