

关于印发《温室气体自愿减排项目方法学 造林碳汇（CCER-14-001-V01）》等4项方法学的通知

环办气候函〔2023〕343号

为规范全国温室气体自愿减排项目设计、实施、审定和减排量核算、核查工作，我部根据《温室气体自愿减排交易管理办法（试行）》制定了《温室气体自愿减排项目方法学 造林碳汇（CCER-14-001-V01）》《温室气体自愿减排项目方法学 并网光热发电（CCER-01-001-V01）》《温室气体自愿减排项目方法学 并网海上风力发电（CCER-01-002-V01）》《温室气体自愿减排项目方法学 红树林营造（CCER-14-002-V01）》。现予公布，自印发之日起施行。

特此通知。

生态环境部办公厅

2023年10月24日

（此件社会公开）

抄送：自然资源部、市场监管总局办公厅，国家能源局综合司，国家林草局办公室，各省、自治区、直辖市生态环境厅（局），新疆生产建设兵团生态环境局。

温室气体自愿减排项目方法学 并网海上风力发电 (CCER—01—002—V01)

1 引言

并网海上风力发电项目具有显著的温室气体减排效果和低碳示范效应，是可再生能源发电的创新性领域，对推动实现碳达峰碳中和目标具有积极作用。并网海上风力发电项目以风能替代化石能源发电，避免了项目所在区域电网的其他并网发电厂（包括可能的新建发电厂）发电产生的温室气体排放。本方法学属于能源产业领域方法学。符合条件的并网海上风力发电项目可以按照本文件要求，设计和审定温室气体自愿减排项目，以及核算和核查温室气体自愿减排项目的减排量。

2 适用条件

本文件适用于离岸 30 公里以外，或者水深大于 30 米的并网海上风力发电项目。项目应符合法律、法规要求，符合行业发展政策。

3 规范性引用文件

本文件引用了下列文件或其中的条款。凡是注明日期的引用文件，仅注日期的版本适用于本文件。凡是未注日期的引用文件，其有效版本（包括所有的修改单）适用于本文件。

JJG 596	电子式交流电能表检定规程
DL/T 448	电能计量装置技术管理规程
DL/T 1664	电能计量装置现场检验规程

4 术语和定义

GB/T 31464 界定的以及下列术语和定义适用于本文件。

4.1

海上风力发电 off-shore wind power generation

指在沿海多年平均大潮高潮线以下海域开展的风力发电活动。

[来源：《海上风电开发建设管理办法》（国能新能〔2016〕394号），有修改]

4.2

并网 grid connection

从技术上指发电机组或发电厂（场、站）或直调用户与电网之间的物理连接。从管理上指其与电网调度机构建立调度关系。

[来源：GB/T 31464—2022，3.2.2]

5 项目边界、计入期和温室气体排放源

5.1 项目边界

并网海上风力发电项目边界包括项目发电及配套设施，以及项目所在区域电网中的所有发电设施，如图1所示。

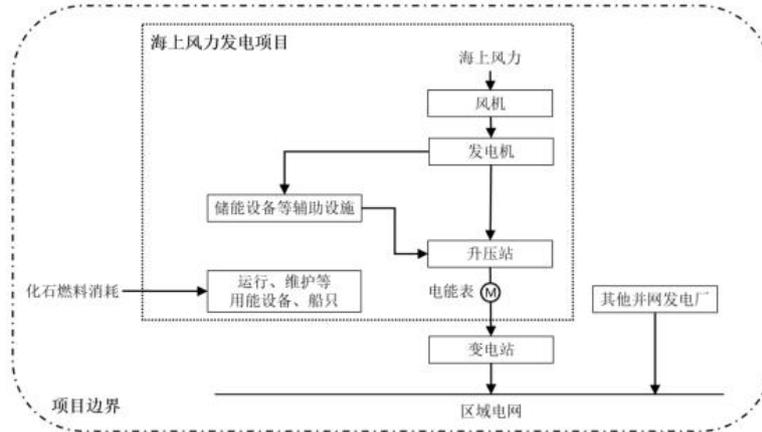


图 1 项目边界图

5.2 项目计入期

5.2.1 项目寿命期限的开始时间为项目并网发电日期。项目寿命期限的结束时间应在项目正式退役之前。

5.2.2 项目计入期为可申请项目减排量登记的时间期限，从项目业主申请登记的项目减排量的产生时间开始，最长不超过 10 年。项目计入期须在项目寿命期限范围之内。

5.3 温室气体排放源

并网海上风力发电项目边界内选择不选择的温室气体种类以及排放源如表1所示。

表 1 项目边界内选择不选择的温室气体种类以及排放源

温室气体排放源		温室气体种类	是否选择	理由
基准线情景	项目替代的所在区域电网的其他并网发电厂（包括可能的新建发电厂）发电产生的排放	CO ₂	是	主要排放源
		CH ₄	否	次要排放源，按照保守性原则不计此项
		N ₂ O	否	次要排放源，按照保守性原则不计此项
项目情景	项目备用发电机、运维船舶和车辆使用化石燃料产生的排放	CO ₂	是	排放量小，为降低项目实施和管理成本，计为 0
		CH ₄	否	次要排放源，忽略不计
		N ₂ O	否	次要排放源，忽略不计

6 项目减排量核算方法

6.1 基准线情景识别

本文件规定的并网海上风力发电项目基准线情景为：并网海上风力发电项目的上网电量由项目所在区域电网的其他并网发电厂（包括可能的新建发电厂）进行替代生产的情景。

6.2 额外性论证

并网海上风力发电项目受海洋环境复杂、关键设备依赖进口等因素影响，建设成本远高于同等规模的陆上风力发电项目。并网海上风力发电是可再生能源发电的前沿领域，相关技术专业性强、创新性强。海上风力发电场运行维护工作量远高于同等规模陆上风力发电场，对技术人员和设备的数量、施工和管理能力提出了更高要求，并网海上风力发电项目普遍存在技术障碍。符合本文件适用条件的的项目，其额外性免于论证。

6.3 基准线排放量计算

基准线排放量按照公式（1）计算：

$$BE_y = EG_{PJ,y} \times EF_{grid,CM,y} \quad (1)$$

式中：

- BE_y —— 第 y 年的项目基准线排放量，单位为吨二氧化碳（tCO₂）；
- $EG_{PJ,y}$ —— 第 y 年的项目净上网电量，单位为兆瓦时（MW·h）；
- $EF_{grid,CM,y}$ —— 第 y 年的项目所在区域电网的组合边际排放因子，单位为吨二氧化碳每兆瓦时（tCO₂/MW·h）。

项目第 y 年净上网电量 $EG_{PJ,y}$ 按照公式（2）计算：

$$EG_{PJ,y} = EG_{export,y} - EG_{import,y} \quad (2)$$

式中：

- $EG_{PJ,y}$ —— 第 y 年的项目净上网电量，单位为兆瓦时（MW·h）；
- $EG_{export,y}$ —— 第 y 年的项目输送至区域电网的上网电量，单位为兆瓦时（MW·h）；
- $EG_{import,y}$ —— 第 y 年的区域电网输送至项目的下网电量，单位为兆瓦时（MW·h）。

项目第 y 年所在区域电网的组合边际排放因子 $EF_{grid,CM,y}$ 按照公式（3）计算：

$$EF_{grid,CM,y} = EF_{grid,OM,y} \times \omega_{OM} + EF_{grid,BM,y} \times \omega_{BM} \quad (3)$$

式中：

- $EF_{grid,CM,y}$ —— 第 y 年的项目所在区域电网的组合边际排放因子，单位为吨二氧化碳每兆瓦时（tCO₂/MW·h）；
- $EF_{grid,OM,y}$ —— 第 y 年的项目所在区域电网的电量边际排放因子，单位为吨二氧化碳每兆瓦时（tCO₂/MW·h）；
- $EF_{grid,BM,y}$ —— 第 y 年的项目所在区域电网的容量边际排放因子，单位为吨二氧化碳每兆瓦时（tCO₂/MW·h）；
- ω_{OM} —— 电量边际排放因子的权重；
- ω_{BM} —— 容量边际排放因子的权重。

6.4 项目排放量计算

并网海上风力发电项目的排放量主要来自于备用发电机、运维船舶和车辆使用化石燃料产生的排放，但考虑到其排放量小，为降低项目实施和管理成本，直接计为0。项目第y年排放量 PE_y 为0。

6.5 项目泄漏计算

并网海上风力发电项目有可能导致上游部门在开采、加工、运输等环节中使用化石燃料等情形，与项目减排量相比，其泄漏较小，忽略不计。

6.6 项目减排量核算

项目减排量按照公式（4）核算：

$$ER_y = BE_y - PE_y \quad (4)$$

式中：

- ER_y —— 第y年的项目减排量，单位为吨二氧化碳（tCO₂）；
- BE_y —— 第y年的项目基准线排放量，单位为吨二氧化碳（tCO₂）；
- PE_y —— 第y年的项目排放量，单位为吨二氧化碳（tCO₂）。

7 监测方法

7.1 项目设计阶段需确定的参数和数据

项目设计阶段需确定的参数和数据的技术内容和确定方法见表2和表3。

表 2 ω_{OM} 的技术内容和确定方法

数据/参数名称	ω_{OM}
应用的公式编号	公式（3）
数据描述	电量边际排放因子权重
数据单位	无量纲
数据来源	默认值
数值	0.5
数据用途	用于计算项目所在区域电网的组合边际排放因子 $EF_{grid,CM,y}$

表 3 ω_{BM} 的技术内容和确定方法

数据/参数名称	ω_{BM}
应用的公式编号	公式（3）
数据描述	容量边际排放因子权重
数据单位	无量纲
数据来源	默认值
数值	0.5

数据用途	用于计算项目所在区域电网的组合边际排放因子 $EF_{grid,CM,y}$
------	--

7.2 项目实施阶段需监测和确定的参数和数据

项目实施阶段需监测和确定的参数和数据的技术内容和确定方法见表4—表7。

表 4 $EG_{export,y}$ 的技术内容和确定方法

数据/参数名称	$EG_{export,y}$
应用的公式编号	公式 (2)
数据描述	第 y 年的项目输送至区域电网的上网电量
数据单位	MW·h
数据来源	使用电表监测获得。在项目设计阶段估算减排量时，采用可行性研究报告预估数据。
监测点要求	采用在并网协议中明确的上网计量点电表进行监测
监测仪表要求	电表须经检定且符合相关的国家及行业标准，电表准确度符合 DL/T 448 规定的准确度要求，电表准确度等级不低于 0.5 级。
监测程序与方法要求	详见 7.3 相关内容
监测频次与记录要求	连续监测，至少每月记录一次
质量保证/质量控制程序要求	定期对电表进行校准维护。电表上网读数记录与上网电量结算凭证进行交叉核对，以确保数据记录的准确性和完整性。
数据用途	用于计算项目净上网电量 $EG_{PJ,y}$

表 5 $EG_{import,y}$ 的技术内容和确定方法

数据/参数名称	$EG_{import,y}$
应用的公式编号	公式 (2)
数据描述	第 y 年的区域电网输送至项目的下网电量
数据单位	MW·h
数据来源	使用电表监测获得。在项目设计阶段估算减排量时，采用可行性研究报告预估数据。
监测点要求	采用在并网协议中明确的下网计量点电表进行监测
监测仪表要求	电表须经检定且符合相关的国家及行业标准，电表准确度符合 DL/T 448 规定的准确度要求，电表准确度等级不低于 0.5 级。
监测程序与方法要求	详见 7.3 相关内容
监测频次与记录要求	连续监测，至少每月记录一次
质量保证/质量控制程序要求	定期对电表进行校准维护。电表下网读数记录与下网电量结算凭证进行交叉核对，以确保数据记录的准确性和完整性。
数据用途	用于计算项目净上网电量 $EG_{PJ,y}$

表 6 $EF_{grid,OM,y}$ 的技术内容和确定方法

数据/参数名称	$EF_{grid,OM,y}$
应用的公式编号	公式 (3)

数据描述	第 y 年的项目所在区域电网的电量边际排放因子
数据单位	tCO ₂ /MW·h
数据来源	采用生态环境部组织公布的第 y 年项目所在区域电网的电量边际排放因子。在审定与核查机构通过全国温室气体自愿减排注册登记系统上传减排量核查报告时，尚未公布当年度数据的，采用第 y 年之前最近年份的可获得数据。在估算减排量时，采用最新的可获得数据。
数值	/
数据用途	用于计算项目所在区域电网的组合边际排放因子 $EF_{grid,CM,y}$

表 7 $EF_{grid,CM,y}$ 的技术内容和确定方法

数据/参数名称	$EF_{grid,CM,y}$
应用的公式编号	公式 (3)
数据描述	第 y 年的项目所在区域电网的容量边际排放因子
数据单位	tCO ₂ /MW·h
数据来源	采用生态环境部组织公布的第 y 年项目所在区域电网的容量边际排放因子。在审定与核查机构通过全国温室气体自愿减排注册登记系统上传减排量核查报告时，尚未公布当年度数据的，采用第 y 年之前最近年份的可获得数据。在估算减排量时，采用最新的可获得数据。
数值	/
数据用途	用于计算项目所在区域电网的组合边际排放因子 $EF_{grid,CM,y}$

7.3 项目实施及监测的数据管理要求

7.3.1 一般要求

项目业主应采取以下措施，确保监测参数和数据的质量：

- a) 遵循项目设计阶段确定的数据监测程序与方法要求，制定详细的监测方案；
- b) 建立可信且透明的内部管理制度和质量保障体系；
- c) 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；
- d) 指定专职人员负责上网电量、下网电量等数据的监测、收集、记录和交叉核对。

7.3.2 电能表与计量装置的检定、校准要求

7.3.2.1 项目使用的电能表在安装前应由国家法定计量检定机构或获得计量授权的计量技术机构按照 JJG 596 等相关规程的要求进行检定。在电能表使用期间，项目业主应委托具备 CNAS 或 CMA 资质的第三方计量技术机构，按照 DL/T 1664 等相关标准和规程的要求每年对电能表进行校准，并且出具报告。

7.3.2.2 已安装的电能表出现以下情形时，项目业主应委托具备 CNAS 或 CMA 资质的第三方计量技术机构在 30 天内对电能表进行校准，必要时更换新电能表，以确保监测数据的准确性：

- a) 主表、备表的误差超出电能表的准确度范围；
- b) 零部件故障问题导致电能表不能正常使用。

7.3.3 数据管理与归档要求

7.3.3.1 对于收集到的监测数据，项目业主应建立数据、信息等原始记录和台账管理制度，妥善保管监测数据、电量结算凭证，以及计量装置的检定、校准相关报告和维护记录。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。项目设计和实施阶段产生的所有数据、信息均应电子存档，在该温室气体自愿减排项目最后一期减排量登记后至少保存 10 年，确保相关数据可被追溯。

7.3.3.2 项目业主应建立数据内部审核制度，定期对监测数据进行审核，电能表读数记录应与电量结算凭证进行数据交叉核对，确保数据记录的准确性、完整性符合要求。

7.3.4 数据精度控制与校正要求

电能表出现未校准、延迟校准或者准确度超过规定要求情形时，应对该时间段内的电量数据采用如下措施进行保守性处理：

a) 上网电量的处理方式：

——及时校准、但准确度超过规定要求：计量结果 \times （1-实际基本误差的绝对值）；

——未校准：计量结果 \times （1-准确度等级对应的最大允许误差）；

——延迟校准：延迟的时间段内按未校准情形处理。

b) 下网电量的处理方式：

——及时校准、但准确度超过规定要求：计量结果 \times （1+实际基本误差的绝对值）；

——未校准：计量结果 \times （1+准确度等级对应的最大允许误差）；

——延迟校准：延迟的时间段内按未校准情形处理。

8 项目审定核查要点及方法

8.1 项目适用条件的审定与核查要点

8.1.1 审定与核查机构可通过查阅项目业主编制的海域使用论证报告，以及由相关主管部门出具的用海批复等文件，确定项目场址是否离岸30公里以外，或者水深是否大于30米。同时，审定与核查机构可进一步通过查阅项目可行性研究报告及其批复（备案）文件、环境影响评价报告书（表）及其批复（备案）文件、扫海报告或者海洋等深线等方式核实项目场址离岸距离和水深。

8.1.2 审定与核查机构可通过查阅环境影响评价报告书（表）及其批复（备案）文件、竣工环境保护验收报告、环境监测报告、社会责任报告、环境社会与治理报告、可持续发展报告等，以及现场走访等形式评估项目是否符合可持续发展要求，是否对可持续发展各方面产生不利影响。

8.2 项目边界的审定与核查要点

审定与核查机构可通过查阅由相关主管部门出具的用海批复等文件、可行性研究报告及其批复（备案）文件、电力接线图、环境影响评价报告书（表）及其批复（备案）文件等，以及现场走访、使用北斗卫星导航系统（BDS）、全球定位系统（GPS）、地理信息系统（GIS）等方式确认项目业主是否正确描述了项目地理边界和拐点经纬度坐标（以度表示，至少保留6位小数）、项目设备设施。

8.3 项目监测计划的审定与核查要点

审定与核查机构通过查阅项目设计文件、减排量核算报告、电力接线图、电量监测计量点位图、计量器具检定（校准）报告等相关证据材料，以及现场走访查看电能表安装位置、电能表准确度、电能表个数等，确定项目设计文件、监测计划描述的准确性，核实项目业主是否按照监测计划实施监测。

8.4 参数的审定与核查要点及方法

参数的审定与核查要点及方法见表8。

表 8 参数的审定与核查要点及方法

序号	内容	审定要点及方法	核查要点及方法
1	$EG_{export,y}$	a) 查看项目可行性研究报告中的上网电量； b) 对于已经投入运行的项目，应现场查看以下内容： ——计量点电能表的安装位置； ——查看上网电量的数据监测、记录是否与监测计划的描述一致。	a) 查阅电能表上网读数记录与上网电量结算凭证； b) 查阅电能表检定、校准记录； c) 现场查看以下内容： ——电能表的安装位置是否符合并网协议要求； ——电能表的准确度等级是否不低于 0.5 级； ——数据是否连续监测并按期记录。
2	$EG_{import,y}$	a) 查看项目可行性研究报告中的下网电量，如无数据，可计为 0； b) 对于已经投入运行的项目，应现场查看以下内容： ——计量点电能表的安装位置； ——查看下网电量的数据监测、记录是否与监测计划的描述一致。	a) 查阅电能表下网读数记录与下网电量结算凭证； b) 查阅电能表检定、校准记录； c) 现场查看以下内容： ——电能表的安装位置是否符合并网协议要求； ——电能表的准确度等级是否不低于 0.5 级； ——数据是否连续监测并按期记录。
3	$EF_{grid,OM,y}$	a) 查阅项目设计文件中的电量边际排放因子取值； b) 查阅项目审定时生态环境部组织公布的最新的“中国区域电网基准线排放因子”中的项目所在区域电网的电量边际排放因子取值； c) 核对取值是否一致，以项目审定时生态环境部组织公布的最新的“中国区域电网基准线排放因子”中的项目所在区域电网电量边际排放因子为准。	a) 查阅项目减排量核算报告中的电量边际排放因子取值； b) 查阅审定与核查机构通过全国温室气体自愿减排注册登记系统上传减排量核查报告时，生态环境部是否组织公布了第 y 年“中国区域电网基准线排放因子”。如果公布，以第 y 年项目所在区域电网的电量边际排放因子为准；如果未公布，以第 y 年之前最近年份的所在区域电网的电量边际排放因子为准。
4	$EF_{grid,BM,y}$	a) 查阅项目设计文件中的容量边际排放因子取值； b) 查阅项目审定时生态环境部组织公布的最新的“中国区域电网基准线排放因子”中的项目所在区域电网的容量边际排放因子取值； c) 核对取值是否一致，以项目审定时生态环境部组织公布的最新的“中国区域电网基准线排放因子”中的项目所在区域电网容量边际排放因子为准。	a) 查阅项目减排量核算报告中容量边际排放因子的取值； b) 查阅审定与核查机构通过全国温室气体自愿减排注册登记系统上传减排量核查报告时，生态环境部是否组织公布了第 y 年“中国区域电网基准线排放因子”。如果公布，以第 y 年项目所在区域电网的容量边际排放因子为准；如果未公布，以第 y 年之前最近年份的所在区域电网的容量边际排放因子为准。

9 方法学编制单位

在本文件编制工作中，中国电力企业联合会，以及中国华能集团有限公司、华能碳资产经营有限公司、中国大唐集团有限公司、中国大唐集团绿色低碳发展有限公司、中国三峡新能源（集团）股份有限公司、中国广核新能源控股有限公司、国家电力投资集团有限公司、国家电投集团碳资产管理有限公司、中国华电集团有限公司、中国华电集团碳资产运营有限公司、国家能源投资集团有限责任公司、龙源（北京）碳资产管理技术有限公司、中海油研究总院有限责任公司、电力规划设计总院能源政策与市场研究院、海油总节能减排监测中心有限公司等单位作出积极贡献。

温室气体自愿减排项目方法学 并网光热发电 (CCER—01—001—V01)

1 引言

并网光热发电项目兼具绿色发电、储能和调峰电源等多重功能，能够安全、高效、长时储存能量并且稳定供电，可为电力系统提供长周期调峰能力和转动惯量，是新能源安全可靠替代传统化石能源的有效手段，对推动实现碳达峰碳中和目标具有积极作用。并网光热发电项目将太阳能转换为热能以替代化石能源发电，避免了项目所在区域电网的其他并网发电厂（包括可能的新建发电厂）发电产生的温室气体排放。本方法学属于能源产业领域方法学。符合条件的并网光热发电项目可按照本文件要求，设计和审定温室气体自愿减排项目，以及核算和核查温室气体自愿减排项目的减排量。

2 适用条件

本文件适用于独立的并网光热发电项目，或者“光热+”一体化项目中的并网光热发电部分，且并网光热发电部分的上网电量应可单独计量。项目应符合法律、法规要求，符合行业发展政策。

3 规范性引用文件

本文件引用了下列文件或其中的条款。凡是注明日期的引用文件，仅注日期的版本适用于本文件。凡是未注日期的引用文件，其有效版本（包括所有的修改单）适用于本文件。

GB 17167	用能单位能源计量器具配备和管理通则
GB/T 21446	用标准孔板流量计测量天然气流量
JIG 596	电子式交流电能表检定规程
JIG 640	差压式流量计检定规程
DL/T 448	电能计量装置技术管理规程
DL/T 1664	电能计量装置现场检验规程

4 术语和定义

GB/T 26972 和 GB/T 31464 界定的以及下列术语和定义适用于本文件。

4.1

光热发电 solar thermal power

指太阳能热发电。将太阳能转换为热能，通过热功转换过程发电的系统。一般包括集热器、储热器和发电等几部分。

[来源：GB/T 26972—2011，5.1]

4.2

“光热+”一体化项目 integrated project of solar thermal power generation
指光热与风电、光伏等多能源组合的多能互补发电项目，包括“光热+风电”、“光热+光伏”、“光热+风电+光伏”等组合形式。

4.3

集热场 collector field
指将太阳能聚集并转化为热能的系统，在聚光型太阳能热发电系统中一般由聚光场和吸热器组成。
[来源：GB/T 26972—2011，5.12]

4.4

储热系统 thermal energy storage system
指将吸热器输出的热量进行存储和利用的系统，通常由储热容器、储热介质、动力系统、压力保护系统、辅助加热器和保温系统等组成。
[来源：GB/T 26972—2011，5.18]

4.5

蒸汽发生器 steam generator
指太阳能热发电厂中的熔融盐、空气、导热油、液态金属、固体球等非水传热介质与水进行热交换产生蒸汽的装置。
[来源：GB/T 26972—2011，4.60]

4.6

并网 grid connection
从技术上指发电机组或发电厂（场、站）或直调用户与电网之间的物理连接。从管理上指其与电网调度机构建立调度关系。
[来源：GB/T 31464—2022，3.2.2]

5 项目边界、计入期和温室气体排放源

5.1 项目边界

并网光热发电项目边界包括光热发电项目发电及配套设施、与之相连的一体化项目发电及配套设施（若有），以及项目所在区域电网中的所有发电设施，如图1所示。

5.2 项目计入期

5.2.1 项目寿命期限的开始时间为项目并网发电日期。项目寿命期限的结束时间应在项目正式退役之前。

5.2.2 项目计入期为可申请项目减排量登记的时间期限，从项目业主申请登记的项目减排量的产生时间开始，最长不超过10年。项目计入期须在项目寿命期限范围之内。

5.3 温室气体排放源

并网光热发电项目边界内选择不选择的温室气体种类以及排放源如表1所示。

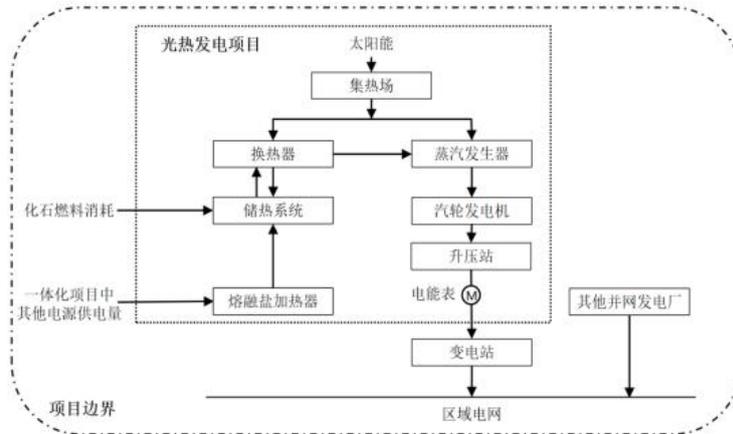


图 1 项目边界图

表 1 项目边界内选择或不选择的温室气体种类以及排放源

温室气体排放源	温室气体种类	是否选择	理由	
基准线情景 项目替代的所在区域电网的其他并网发电厂（包括可能的新建发电厂）发电产生的排放	CO ₂	是	主要排放源	
	CH ₄	否	次要排放源，按照保守性原则不计此项	
	N ₂ O	否	次要排放源，按照保守性原则不计此项	
项目情景 项目防凝 ^a 导致的化石燃料消耗产生的排放	CO ₂	是	主要排放源	
	CH ₄	否	次要排放源，忽略不计	
	N ₂ O	否	次要排放源，忽略不计	
	项目运维电力消耗产生的排放	CO ₂	是	主要排放源
		CH ₄	否	次要排放源，忽略不计
		N ₂ O	否	次要排放源，忽略不计
	项目运维车辆使用化石燃料产生的排放	CO ₂	是	排放量小，为降低项目实施和管理成本，计为 0
		CH ₄	否	次要排放源，忽略不计
		N ₂ O	否	次要排放源，忽略不计

^a 指在光热发电项目储能系统运行过程中，通过外部热源加热传热介质（如导热油）、储热介质（如熔融盐），保证其维持液体状态的措施。

6 项目减排量核算方法

6.1 基准线情景识别

本文件规定的并网光热发电项目基准线情景为：并网光热发电项目的上网电量由项目所在区域电网的其他并网发电厂（包括可能的新建发电厂）进行替代生产的情景。

6.2 额外性论证

为实现长时储能和稳定供能，并网光热发电项目能量转换环节较多，投资建设成本及后期运维成本高。同时，由于并网光热发电项目仍处于产业发展初期，存在因技术和投资风险带来的投融资障碍。符合本文件适用条件的项目，其额外性免于论证。

6.3 基准线排放量计算

基准线排放量按照公式（1）计算：

$$BE_y = EG_{PJ,y} \times EF_{grid,CM,y} \quad (1)$$

式中：

- BE_y —— 第 y 年的项目基准线排放量，单位为吨二氧化碳（tCO₂）；
- $EG_{PJ,y}$ —— 第 y 年的项目净上网电量，单位为兆瓦时（MW·h）；
- $EF_{grid,CM,y}$ —— 第 y 年的项目所在区域电网的组合边际排放因子，单位为吨二氧化碳每兆瓦时（tCO₂/MW·h）。

项目第 y 年的净上网电量 $EG_{PJ,y}$ 按照公式（2）计算：

$$EG_{PJ,y} = EG_{export,y} - EG_{import,y} \quad (2)$$

式中：

- $EG_{PJ,y}$ —— 第 y 年的项目净上网电量，单位为兆瓦时（MW·h）；
- $EG_{export,y}$ —— 第 y 年的项目输送至区域电网的上网电量，单位为兆瓦时（MW·h）；
- $EG_{import,y}$ —— 第 y 年的区域电网输送至项目的下网电量，单位为兆瓦时（MW·h）。

项目第 y 年所在区域电网的组合边际排放因子 $EF_{grid,CM,y}$ 按照公式（3）计算：

$$EF_{grid,CM,y} = EF_{grid,OM,y} \times \omega_{OM} + EF_{grid,BM,y} \times \omega_{BM} \quad (3)$$

式中：

- $EF_{grid,CM,y}$ —— 第 y 年的项目所在区域电网的组合边际排放因子，单位为吨二氧化碳每兆瓦时（tCO₂/MW·h）；
- $EF_{grid,OM,y}$ —— 第 y 年的项目所在区域电网的电量边际排放因子，单位为吨二氧化碳每兆瓦时（tCO₂/MW·h）；
- $EF_{grid,BM,y}$ —— 第 y 年的项目所在区域电网的容量边际排放因子，单位为吨二氧化碳每兆瓦时（tCO₂/MW·h）；
- ω_{OM} —— 电量边际排放因子的权重；
- ω_{BM} —— 容量边际排放因子的权重。

6.4 项目排放量计算

项目排放量按照公式（4）计算：

$$PE_y = \sum_i FC_{i,y} \times COEF_{i,y} \quad (4)$$

式中：

- PE_y —— 第 y 年的项目排放量，单位为吨二氧化碳（tCO₂）；
- $FC_{i,y}$ —— 第 y 年的项目第 i 种化石燃料消耗量，单位为吨或万标准立方米（t 或万 Nm³）；
- $COEF_{i,y}$ —— 第 y 年的项目消耗第 i 种化石燃料的 CO₂ 排放系数，单位为吨二氧化碳每吨或吨二氧化碳每万标准立方米（tCO₂/t 或 tCO₂/万 Nm³）；

i —— 化石燃料种类, $i=1, 2, 3, \dots$, 无量纲。

项目第 y 年消耗第 i 种化石燃料的 CO_2 排放系数 $COEF_{i,y}$ 按照公式 (5) 计算:

$$COEF_{i,y} = NCV_{i,y} \times CC_{i,y} \times OF_{i,y} \times \frac{44}{12} \quad (5)$$

式中:

$COEF_{i,y}$ —— 第 y 年的项目消耗第 i 种化石燃料的 CO_2 排放系数, 单位为吨二氧化碳每吨或吨二氧化碳每万标准立方米 (tCO_2/t 或 $\text{tCO}_2/\text{万 Nm}^3$);

$NCV_{i,y}$ —— 第 y 年的项目消耗第 i 种化石燃料的平均低位发热量, 单位为吉焦每吨或吉焦每万标准立方米 (GJ/t 或 $\text{GJ}/\text{万 Nm}^3$);

$CC_{i,y}$ —— 第 y 年的项目消耗第 i 种化石燃料的单位热值含碳量, 单位为吨碳每吉焦 (tC/GJ);

$OF_{i,y}$ —— 第 y 年的项目消耗第 i 种化石燃料的碳氧化率, 以%表示;

$\frac{44}{12}$ —— 二氧化碳与碳的相对分子质量之比。

6.5 项目泄漏计算

并网光热发电项目有可能导致上游部门在开采、加工、运输等环节中使用化石燃料等情形, 与项目减排量相比, 其泄漏较小, 忽略不计。

6.6 项目减排量核算

项目减排量按照公式 (6) 核算:

$$ER_y = BE_y - PE_y \quad (6)$$

式中:

ER_y —— 第 y 年的项目减排量, 单位为吨二氧化碳 (tCO_2);

BE_y —— 第 y 年的项目基准线排放量, 单位为吨二氧化碳 (tCO_2);

PE_y —— 第 y 年的项目排放量, 单位为吨二氧化碳 (tCO_2)。

7 监测方法

7.1 项目设计阶段需确定的参数和数据

项目设计阶段需确定的参数和数据的技术内容和确定方法见表 2—表 6。

表 2 ω_{OM} 的技术内容和确定方法

数据/参数名称	ω_{OM}
应用的公式编号	公式 (3)
数据描述	电量边际排放因子的权重
数据单位	无量纲
数据来源	默认值
数值	0.5
数据用途	用于计算项目所在区域电网的组合边际排放因子 $EF_{grid,CM,y}$

表 3 ω_{BM} 的技术内容和确定方法

数据/参数名称	ω_{BM}
应用的公式编号	公式 (3)
数据描述	容量边际排放因子的权重
数据单位	无量纲
数据来源	默认值
数值	0.5
数据用途	用于计算项目所在区域电网的组合边际排放因子 $EF_{grid,CM,y}$

表 4 $NCV_{i,y}$ 的技术内容和确定方法

数据/参数名称	$NCV_{i,y}$
应用的公式编号	公式 (5)
数据描述	第 y 年的项目消耗第 i 种化石燃料的平均低位发热量
数据单位	GJ/t 或 GJ/万 Nm^3
数据来源	生态环境部发布的最新的企业温室气体排放核算与报告指南确定的缺省值
数值	/
数据用途	用于计算项目排放量 PE_y

表 5 $CC_{i,y}$ 的技术内容和确定方法

数据/参数名称	$CC_{i,y}$
应用的公式编号	公式 (5)
数据描述	第 y 年的项目消耗第 i 种化石燃料的单位热值含碳量
数据单位	tC/GJ
数据来源	生态环境部发布的最新的企业温室气体排放核算与报告指南确定的缺省值
数值	/
数据用途	用于计算项目排放量 PE_y

表 6 $OF_{i,y}$ 的技术内容和确定方法

数据/参数名称	$OF_{i,y}$
应用的公式编号	公式 (5)
数据描述	第 y 年的项目消耗第 i 种化石燃料的碳氧化率
数据单位	%
数据来源	生态环境部发布的最新的企业温室气体排放核算与报告指南确定的缺省值
数值	/

数据用途	用于计算项目排放量 PE_y
------	------------------

7.2 项目实施阶段需监测和确定的参数和数据

项目实施阶段需监测和确定的参数和数据的技术内容和确定方法见表 7—表 11。

表 7 $EG_{export,y}$ 的技术内容和确定方法

数据/参数名称	$EG_{export,y}$
应用的公式编号	公式 (2)
数据描述	第 y 年的项目输送至区域电网的上网电量
数据单位	MW·h
数据来源	使用电能表监测获得。在项目设计阶段估算减排量时，采用可行性研究报告预估数据。
监测点要求	对于独立的光热发电项目，采用在并网协议中明确的上网计量点电能表进行监测。对于“光热+”一体化项目，在光热发电部分的上网计量点电能表进行监测。
监测仪表要求	电能表须经检定且符合相关的国家及行业标准，电能表准确度符合 DL/T 448 规定的准确度要求，电能表准确度等级不低于 0.5 级。
监测程序与方法要求	详见 7.3 相关内容
监测频次与记录要求	连续监测，至少每月记录一次
质量保证/质量控制程序要求	定期对电能表进行校准维护。独立的光热发电项目的电能表上网读数记录与上网电量结算凭证进行交叉核对，光热一体化项目中的光热发电部分的电能表上网读数记录与上网电量结算凭证或电网公司出具的光热上网电量证明进行交叉核对，以确保数据记录的准确性和完整性。
数据用途	用于计算项目净上网电量 $EG_{PJ,y}$

表 8 $EG_{import,y}$ 的技术内容和确定方法

数据/参数名称	$EG_{import,y}$
应用的公式编号	公式 (2)
数据描述	第 y 年的区域电网输送至项目的下网电量
数据单位	MW·h
数据来源	使用电能表监测获得。在项目设计阶段估算减排量时，采用可行性研究报告预估数据。
监测点要求	对于独立的光热发电项目，采用在并网协议中明确的下网计量点电能表进行监测。对于“光热+”一体化项目，在光热发电部分的下网计量点电能表进行监测。
监测仪表要求	电能表须经检定且符合相关的国家及行业标准，电能表准确度符合 DL/T 448 规定的准确度要求，电能表准确度等级不低于 0.5 级。
监测程序与方法要求	详见 7.3 相关内容
监测频次与记录要求	连续监测，至少每月记录一次
质量保证/质量控制程序要求	定期对电能表进行校准维护。独立的光热发电项目的电能表下网读数记录与下网电量结算凭证进行交叉核对，光热一体化项目中的光热发电部分的电能表下网读数记录与下网电量结算凭证或电网公司出具的光热下网电量证明进行交叉核对，以确保数据记录的准确性和完整性。
数据用途	用于计算项目净上网电量 $EG_{PJ,y}$

表 9 $EF_{grid,OM,y}$ 的技术内容和确定方法

数据/参数名称	$EF_{grid,OM,y}$
应用的公式编号	公式 (3)
数据描述	第 y 年的项目所在区域电网的电量边际排放因子
数据单位	tCO ₂ /MW·h
数据来源	采用生态环境部组织公布的第 y 年项目所在区域电网的电量边际排放因子，在审定与核查机构通过全国温室气体自愿减排注册登记系统上传减排量核查报告时，尚未公布当年度数据的，采用第 y 年之前最近年份的可获得数据。在估算减排量时，采用最新的可获得数据。
数值	/
数据用途	用于计算项目所在区域电网的组合边际排放因子 $EF_{grid,CM,y}$

表 10 $EF_{grid,BM,y}$ 的技术内容和确定方法

数据/参数名称	$EF_{grid,BM,y}$
应用的公式编号	公式 (3)
数据描述	第 y 年的项目所在区域电网的容量边际排放因子
数据单位	tCO ₂ /MW·h
数据来源	采用生态环境部组织公布的第 y 年项目所在区域电网的容量边际排放因子。在审定与核查机构通过全国温室气体自愿减排注册登记系统上传减排量核查报告时，尚未公布当年度数据的，采用第 y 年之前最近年份的可获得数据。在估算减排量时，采用最新的可获得数据。
数值	/
数据用途	用于计算项目所在区域电网的组合边际排放因子 $EF_{grid,CM,y}$

表 11 $FC_{i,y}$ 的技术内容和确定方法

数据/参数名称	$FC_{i,y}$
应用的公式编号	公式 (4)
数据描述	第 y 年的项目第 i 种化石燃料的消耗量
数据单位	t 或万 Nm ³
数据来源	使用流量计等计量装置监测获得。在项目设计阶段估算减排量时，采用可行性研究报告预估数据。
监测点要求	在进入光热发电项目的能源计量点进行监测
监测仪表要求	计量装置须经过检定且符合相关的国家及行业标准。对于气体燃料，流量计准确度符合 GB 17167 规定的准确度要求，流量计准确度等级不低于 2.0 级。
监测程序与方法要求	详见 7.3 相关内容
监测频次与记录要求	连续监测，至少每月记录一次
质量保证/质量控制程序要求	定期对计量装置进行校准维护。计量装置读数记录与化石燃料购买凭证进行交叉核对，以确保数据记录的准确性和完整性。
数据用途	用于计算项目排放量 PE_y

7.3 项目实施及监测的数据管理要求

7.3.1 一般要求

项目业主应采取以下措施，确保监测参数和数据的质量：

- a) 遵循项目设计阶段确定的数据监测程序与方法要求，制定详细的监测方案；
- b) 建立可信且透明的内部管理制度和质量保障体系；
- c) 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；
- d) 指定专职人员负责上网电量、下网电量、化石燃料消耗量等数据的监测、收集、

记录和交叉核对。

7.3.2 电能表与计量装置的检定、校准要求

7.3.2.1 项目使用的电能表在安装前应由国家法定计量检定机构或获得计量授权的计量技术机构按照 JJG 596 等相关规程的要求进行检定。在电能表使用期间，项目业主应委托具备 CNAS 或 CMA 资质的第三方计量技术机构，按照 DL/T 1664 等相关标准和规程的要求每年对电能表进行校准，并且出具报告。

7.3.2.2 项目使用的流量计等计量装置在安装前应由国家法定计量检定机构或获得计量授权的计量技术机构按照 JJG 640 等相关规程的要求进行检定。在计量装置使用期间，项目业主应委托具备 CNAS 或 CMA 资质的第三方计量技术机构，按照 GB/T 21446 等相关标准和规程的要求每年对计量装置进行校准，并且出具报告。

7.3.2.3 已安装的电能表出现以下情形时，项目业主应委托具备 CNAS 或 CMA 资质的第三方计量技术机构在 30 天内对电能表进行校准，必要时更换新电能表，以确保监测数据的准确性：

- a) 主表、备表的误差超出电能表的准确度范围；
- b) 零部件故障问题导致电能表不能正常使用。

7.3.2.4 已安装的流量计等计量装置出现以下情形时，项目业主应委托具备 CNAS 或 CMA 资质的第三方计量技术机构在 30 天内对计量装置进行校准，必要时更换新的计量装置，以确保监测数据的准确性：

- a) 流量计等计量装置的误差超出规定的准确度范围；
- b) 零部件故障问题导致流量计等计量装置不能正常使用。

7.3.3 数据管理与归档要求

7.3.3.1 对于收集到的监测数据，项目业主应建立数据、信息等原始记录和台账管理制度，妥善保管监测数据、电量结算凭证、化石燃料购买凭证，以及计量装置的检定、校准相关报告和维护记录。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。项目设计和实施阶段产生的所有数据、信息均应电子存档，在该温室气体自愿减排项目最后一期减排量登记后至少保存 10 年，确保相关数据可被追溯。

7.3.3.2 项目业主应建立数据内部审核制度，定期对监测数据进行审核，电能表读数记录应与电量结算凭证或电网公司出具的电量证明进行交叉核对，化石燃料消耗量应与购买凭证进行交叉核对，确保数据记录的准确性、完整性符合要求。

7.3.4 数据精度控制与校正要求

电能表或者流量计等计量装置出现未校准、延迟校准或者准确度超过规定要求时，应对该时间段内的电量、化石燃料消耗量数据采用如下措施进行保守性处理：

- a) 上网电量的处理方式：
 - 及时校准，但准确度超过规定要求：计量结果 \times （1-实际基本误差的绝对值）；
 - 未校准：计量结果 \times （1-准确度等级对应的最大允许误差）；
 - 延迟校准：延迟的时间段内按未校准情形处理。
- b) 下网电量的处理方式：
 - 及时校准，但准确度超过规定要求：计量结果 \times （1+实际基本误差的绝对

- 值)；
- 未校准：计量结果×(1+准确度等级对应的最大允许误差)；
 - 延迟校准：延迟的时间段内按未校准情形处理。
- c) 化石燃料消耗量的处理方式：
- 及时校准，但准确度超过规定要求：计量结果×(1+实际基本误差的绝对值)；
 - 未校准：计量结果×(1+准确度等级对应的最大允许误差)；
 - 延迟校准：延迟的时间段内按未校准情形处理。

8 项目审定与核查要点及方法

8.1 项目适用条件的审定与核查要点

8.1.1 审定与核查机构可通过查阅项目可行性研究报告及其批复(备案)文件、环境影响评价报告书(表)及其批复(备案)文件等，以及现场走访查看项目设施，确定项目是否采用了光热发电技术。对于“光热+”一体化项目，可通过重点查阅电力接线图、并网协议，以及现场走访查看电能表安装位置、项目生产系统，确定“光热+”一体化项目的光热发电部分是否单独计量。

8.1.2 审定与核查机构可通过查阅环境影响评价报告书(表)及其批复(备案)文件、竣工环境保护验收报告、环境监测报告、社会责任报告、环境社会与治理报告、可持续发展报告等，以及现场走访等形式评估项目是否符合可持续发展要求，是否对可持续发展各方面产生不利影响。

8.2 项目边界的审定与核查要点

审定与核查机构可通过查阅项目可行性研究报告及其批复(备案)文件、电力接线图、环境影响评价报告书(表)及其批复(备案)文件等，以及现场走访、使用北斗卫星导航系统(BDS)、全球定位系统(GPS)、地理信息系统(GIS)等方式确定项目业主是否正确描述了项目地理边界和拐点经纬度坐标(以度表示，至少保留6位小数)、项目设备设施。

8.3 项目监测计划的审定与核查要点

审定与核查机构通过查阅项目设计文件、减排量核算报告、电力接线图、监测计量点位图、计量装置检定(校准)报告等相关证据材料，以及现场走访查看电能表、流量计等计量装置的安装位置、准确度、个数等，确定项目设计文件、监测计划描述的准确性，核实项目业主是否按照监测计划实施监测。

8.4 参数的审定与核查要点及方法

参数的审定与核查要点及方法见表12。

表12 参数的审定与核查要点及方法

序号	内容	审定要点及方法	核查要点及方法
1	NCV_{Ly}	a) 查阅项目设计文件中的项目消耗化石燃料的平均低位发热量取值； b) 查阅项目审定时生态环境部发布的最新的企业温室气体排放核算与报告指南中该化石燃料平均低位发热量缺省值的取值； c) 核对取值是否一致，以项目审定时生态环境部发布的最新的企业温室气体排放核算与报告指南为准。	查阅项目减排量核算报告中的参数取值是否与项目设计文件一致、准确。

序号	内容	审定要点及方法	核查要点及方法
2	$CC_{L,y}$	a) 查阅项目设计文件中的项目消耗的化石燃料单位热值含碳量的取值； b) 查阅项目审定时生态环境部发布的最新的企业温室气体排放核算与报告指南中该化石燃料单位热值含碳量缺省值的取值； c) 核对取值是否一致，以项目审定时生态环境部发布的最新的企业温室气体排放核算与报告指南为准。	查阅项目减排量核算报告中的参数取值是否与项目设计文件一致、准确。
3	$OF_{L,y}$	a) 查阅项目设计文件中的项目消耗的化石燃料的碳氧化率取值； b) 查阅项目审定时生态环境部发布的最新的企业温室气体排放核算与报告指南中该化石燃料碳氧化率缺省值的取值； c) 核对取值是否一致，以项目审定时生态环境部发布的最新的企业温室气体排放核算与报告指南为准。	查阅项目减排量核算报告中的参数取值是否与项目设计文件一致、准确。
4	$EG_{export,y}$	a) 查看项目可行性研究报告中的上网电量； b) 对于已经投入运行的项目，应现场查看以下内容： ——计量点电能表的安装位置； ——查看上网电量的数据监测、记录是否与监测计划的描述一致。	a) 查阅电能表上网读数记录与上网电量结算凭证或电网公司开具的上网电量证明； b) 查阅电能表检定、校准记录； c) 现场查看以下内容： ——对于独立的光热发电项目，电能表的安装位置是否符合并网协议要求；对于“光热+”一体化项目的光热发电部分，电能表的安装位置是否在光热发电部分的上网计量点； ——电能表的准确度等级是否不低于0.5级； ——数据是否连续监测并按期记录。
5	$EG_{import,y}$	a) 查看项目可行性研究报告中的下网电量，如无数据，可计为0； b) 对于已经投入运行的项目，应现场查看以下内容： ——计量点电能表的安装位置； ——查看下网电量的数据监测、记录是否与监测计划的描述一致。	a) 查阅电能表下网读数记录与下网电量结算凭证或电网公司开具的下网电量证明； b) 查阅电能表检定、校准记录； c) 现场查看以下内容： ——对于独立的光热发电项目，电能表的安装位置是否符合并网协议要求；对于“光热+”一体化项目的光热发电部分，电能表的安装位置是否在光热发电部分的下网计量点； ——电能表的准确度等级是否不低于0.5级； ——数据是否连续监测并按期记录。
6	$EF_{grid,OM,y}$	a) 查阅项目设计文件中的电量边际排放因子取值； b) 查阅项目审定时生态环境部组织公布的最新的“中国区域电网基准线排放因子”中的项目所在区域电网的电量边际排放因子取值； c) 核对取值是否一致，以项目审定时生态环境部组织公布的最新的“中国区域电网基准线排放因子”中的项目所在区域电网电量边际排放因子为准。	a) 查阅项目减排量核算报告中的电量边际排放因子取值； b) 查阅审定与核查机构通过全国温室气体自愿减排注册登记系统上传减排量核查报告时，生态环境部是否组织公布了第y年“中国区域电网基准线排放因子”。如果公布，以第y年项目所在区域电网的电量边际排放因子为准；如果未公布，以第y年之前最近年份的所在区域电网的电量边际排放因子为准。

序号	内容	审定要点及方法	核查要点及方法
7	$EF_{grid, BM, y}$	a) 查阅项目设计文件中的容量边际排放因子取值； b) 查阅项目审定时生态环境部组织公布的最新的“中国区域电网基准线排放因子”中的项目所在区域电网的容量边际排放因子取值； c) 核对取值是否一致，以项目审定时生态环境部组织公布的最新的“中国区域电网基准线排放因子”中的项目所在区域电网容量边际排放因子为准。	a) 查阅项目减排量核算报告中容量边际排放因子的取值； b) 查阅审定与核查机构通过全国温室气体自愿减排注册登记系统上传减排量核查报告时，生态环境部是否组织公布了第 y 年“中国区域电网基准线排放因子”。如果公布，以第 y 年项目所在区域电网的容量边际排放因子为准；如果未公布，以第 y 年之前最近年份的所在区域电网的容量边际排放因子为准。
8	$FC_{i, y}$	a) 查看项目可行性研究报告中的化石燃料消耗量； b) 对于已经投入运行的项目，应现场查看以下内容： ——流量计等计量装置的安装位置； ——查看化石燃料消耗量的数据监测、记录过程是否与监测计划的描述一致。	a) 查阅化石燃料消耗量月报数据，以及购买凭证； b) 查阅计量装置检定、校准记录； c) 现场查看以下内容： ——是否安装流量计等计量装置； ——流量计等计量装置的准确度，如流量计准确度是否不低于 2.0 级； ——数据是否连续计量并按期记录。

9 方法学编制单位

在本方法学编制工作中，中国广核新能源控股有限公司，以及清华大学能源环境经济研究所、电力规划设计总院能源政策与市场研究院、中国能源建设集团新疆电力设计院有限公司、中国电力科学研究院有限公司等单位作出积极贡献。