

附件 3

温室气体自愿减排项目方法学 陆上油田低气量伴生气回收利用 (CCER—10—004—V01)

1 引言

陆上油田低气量伴生气回收利用项目是将直接燃烧的陆上油田低气量伴生气回收并利用，减少温室气体排放的同时实现资源回收利用，对于推动国家甲烷回收利用及减少二氧化碳排放具有积极作用。本方法学属于燃料的逸散性排放领域方法学。符合条件的陆上油田低气量伴生气回收利用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

2.1 本文件适用于陆上油田低气量伴生气回收利用项目，适用本文件的项目必须满足以下条件：

- a) 项目回收的油田伴生气来自于陆上油田生产井，不包括预探井和评价井，且同一站场（厂）内伴生气处理系统设计总规模小于 $3 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ (20°C , 101.325kpa)；
- b) 回收油田伴生气用于生产管输天然气、液化天然气、压缩天然气、液化石油气、稳定轻烃、混烃等产品；
- c) 项目监测数据应与全国碳市场管理平台 (<https://www.cets.org.cn>) 联网，减排量产生于项目相关监测数据联网（完成联网试运行）之后；
- d) 项目应符合国家法律、法规、标准要求，符合行业发展政策。

2.2 同一企业单位内，位于同一省（自治区、直辖市）内的多个伴生气回收利用项目且伴生气处理系统总设计规模小于 $3 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ (20°C , 101.325kpa)，可合并申请。

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 50093	自动化仪表工程施工及质量验收规范
GB/T 7723	固定式电子衡器
GB/T 9109.2	石油和液体石油产品动态计量 第 2 部分：流量计安装技术要求
GB/T 18603	天然气计量系统技术要求
GB/T 21446	用标准孔板流量计测量天然气流量
GB/T 32151.16	碳排放核算与报告要求 第 16 部分：石油天然气生产企业
GB/T 51366	建筑碳排放计算标准
JJG 49	弹性元件式精密压力表和真空表
JJG 52	弹性元件式一般压力表、压力真空表和真空表
JJG 229	工业铂、铜热电阻
JJG 313	测量用电流互感器
JJG 314	测量用电压互感器
JJG 539	数字指示秤
JJG 596	电子式交流电能表
JJG 640	差压式流量计
JJG 875	数字压力计
JJG 882	压力变送器
JJG 1003	流量积算仪
JJG 1029	涡街流量计
JJG 1030	超声流量计
JJG 1037	涡轮流量计
JJG 1038	科里奥利质量流量计
JJG 1118	电子汽车衡（衡器载荷测量仪法）
JJG 1121	旋进旋涡流量计
JJG 1165	三相组合互感器
JJF 1637	贵金属热电偶校准规范
DL/T 448	电能计量装置技术管理规程
DL/T 825	电能计量装置安装接线规则

4 术语和定义

GB 39728、GB/T 8423.1、GB/T 8423.3、SY/T 5398 和 SY/T 6986.3 界定的以及下列术语和定义适用于本文件。

4.1

油田伴生气 oilfield associated gas

油田开采过程中，油层间存在与石油共生的、伴随石油一起开采出来的气体，其主要成分为甲烷、乙烷、丙烷、丁烷、戊烷和重烃。

4.2

生产井 producer

油气田中直接开采油气流的井。

[来源：GB/T 8423.1—2018，4.3.2.4]

4.3

预探井 wildcat well

根据初步的地质及地球物理调查结果，在有潜在油气圈闭的地区，为证实有无油气蕴藏而钻的井。

[来源：GB/T 8423.1—2018，3.2.2.12]

4.4

评价井 evaluation well

对一个已证实有工业性发现的油气流圈闭，为查明油气藏类型，构造形态，油气层厚度及物性变化，评价油气田规模、生产能力（产能）及经济价值，最终以建立探明储量为目的而钻的井。

[来源：GB/T 8423.1—2018，3.2.2.13]

4.5

直接燃烧 direct combustion

在油田开采过程中，伴生气未经过回收净化处理，通过火炬系统燃烧直接排放到大气的过程。

4.6

站场（厂） station

对管输流体进行集输、净化、液化、接收、利用、增压、减压、储存、计量、加热、冷却或清管等操作的场地和设施。

[来源：GB/T 8423.3—2018，2.1.7]

4.7

处理系统 processing system

对陆上油田伴生气进行脱硫（碳）、脱水、烃水露点控制、产品分馏、凝液回收，对产出的酸气和废水进行处理，生产合格产品的系统的总称。

[来源：GB 39728—2020，3.5，有修改]

4.8

管输天然气 pipeline natural gas

经过净化处理后，达到产品质量标准的、通过管道输送的天然气。

[来源：GB/T 8423.3—2018，2.1.13，有修改]

4.9

液化天然气 liquefied natural gas; LNG

主要由甲烷组成，可能含有少量的乙烷、丙烷、丁烷、氮或通常存在于天然气中的其他组分的一种无色低温液态流体。

[来源：GB/T 8423.3—2018，2.1.14]

4.10

压缩天然气 compressed natural gas; CNG

压缩到压力大于或等于 10MPa 且不大于 25MPa 的气态天然气。

[来源：GB/T 8423.3—2018，2.1.15]

4.11

液化石油气 liquefied petroleum gas; LPG

常温常压下为气态，经压缩或冷却后为液态的丙烷、丁烷及其混合物。

[来源：GB/T 8423.3—2018，2.1.16]

4.12

稳定轻烃 natural gasoline

从天然气凝析液或原油中提取的，以戊烷和更重的烃类为主要成分的液态石油产品，也称天然汽油。其终馏点不高于 190℃，在规定的蒸气压下，允许含少量丁烷。

[来源：SY/T 5398—2017，3.2]

4.13

混烃 hydrocarbon mixture

由两种或两种以上不同的烃类化合物混合而成的物质。

4.14

集气系统 gas gathering system

油田内部自一级油气分离器至伴生气净化系统之间的气管道及设施。

[来源：GB/T 8423.3—2018，3.2.7，有修改]

4.15

净化系统 purification system

对适用于本文件的陆上油田伴生气进行脱硫（碳）、脱水，以及对产出的酸气和废水进行处理的系统。

[来源：GB 39728—2020，3.6，有修改]

4.16

输送系统 transfer system

由输送管线或车载及其配套设施组成，用于运输回收产品的系统。

[来源：SY/T 6986.3—2016，3.11，有修改]

4.17

回收产品 recycled products

通过适用于本文件的伴生气回收利用项目回收的管输天然气、LNG、CNG、LPG、稳定轻烃、混烃等。

5 项目边界、计入期和温室气体排放源

5.1 项目边界

陆上油田低气量伴生气回收利用项目边界包括伴生气集气系统、伴生气处理系统、输送系统的所有设备及辅助系统，以及项目所在区域电网中的所有发电设施。如图 1 所示。

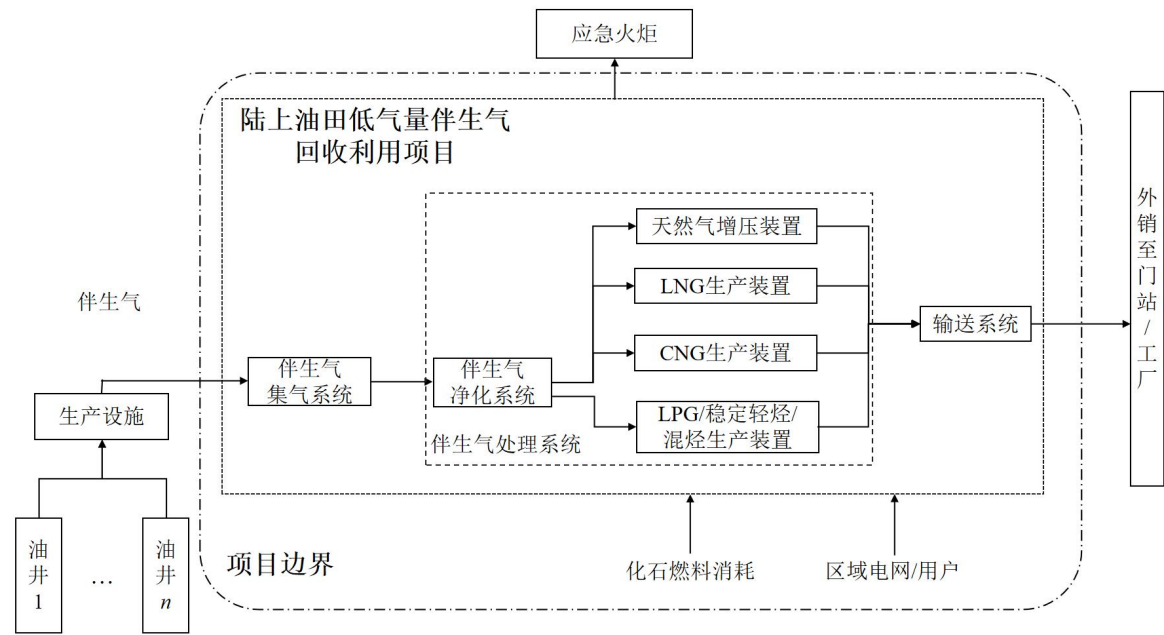


图 1 项目边界图

5.2 项目计入期

5.2.1 项目寿命期限的开始时间为项目建成投产日期。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

陆上油田低气量伴生气回收利用项目边界内选择或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	陆上油田伴生气直接燃烧产生的排放	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	项目集气系统、处理	CO ₂	是	主要排放源

温室气体排放源		温室气体种类	是否选择	理由
情景	系统化石燃料消耗产生的排放	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
	项目运维所需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
	项目输送系统使用化石燃料产生的排放	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
	项目集气系统、处理系统、输送系统的逸散排放	CH ₄	否	次要排放源，忽略不计
	应急火炬	CO ₂	否	主要排放源，排放点在回收产品计量点之前，不在计算边界内
		CH ₄	否	次要排放源，排放点在回收产品计量点之前，不在计算边界内
		N ₂ O	否	次要排放源，排放点在回收产品计量点之前，不在计算边界内

6 项目减排量核算方法

6.1 基准线情景识别

本文件规定的陆上油田低气量伴生气回收利用项目基准线情景为：陆上油田伴生气在生产设施处直接燃烧。

6.2 额外性论证

陆上油田低气量伴生气回收利用项目受气质组分复杂、井场位置偏远、产品销路受限、气源条件波动等因素影响，建设投资大、运行成本高，普遍存在投资风险带来的障碍。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：

$$BE_y = BE_{GP,y} + BE_{LNG,y} + BE_{BP,y} \quad (1)$$

式中：

BE_y —— 第 y 年项目的基准线排放量，单位为吨二氧化碳（tCO₂）；

$BE_{GP,y}$ —— 第 y 年项目气态回收产品直接燃烧产生的基准线排放量，单位为吨

	——	二氧化碳 (tCO ₂);
$BE_{LNG,y}$	——	第 y 年项目 LNG 回收产品直接燃烧产生的基准线排放量, 单位为吨二氧化碳 (tCO ₂);
$BE_{BP,y}$	——	第 y 年项目其他回收产品直接燃烧产生的基准线排放量, 单位为吨二氧化碳 (tCO ₂)。

第 y 年项目气态回收产品直接燃烧产生的基准线排放量 $BE_{GP,y}$ 按照公式 (2) 计算:

$$BE_{GP,y} = \sum_i (V_{i,y} \times NCV_{GP,y} \times EF_{CO_2,gas,y}) \quad (2)$$

式中:

$V_{i,y}$	——	第 y 年第 i 种气态回收产品标准状况 (0℃, 101.325kpa) 下的总体积, 单位为万标准立方米 (10 ⁴ Nm ³);
$NCV_{GP,y}$	——	第 y 年气态回收产品的低位发热量, 单位为吉焦每万标准立方米 (GJ/10 ⁴ Nm ³);
$EF_{CO_2,gas,y}$	——	第 y 年天然气燃烧的 CO ₂ 排放因子, 单位为吨二氧化碳每吉焦 (tCO ₂ /GJ);
i	——	回收的气态天然气产品类型, 为管输天然气或 CNG。

第 y 年第 i 种气态回收产品标准状况下的总体积 $V_{i,y}$ 按照公式 (3) 计算:

$$V_{i,y} = \sum_{h=1}^{time_y} F_{NGP,h,i} \times 10^{-4} \quad (3)$$

式中:

$F_{NGP,h,i}$	——	第 h 小时第 i 种气态回收产品标准状况下的流量 ¹ , 单位为标准立方米每小时 (Nm ³ /h)。若无法直接监测, 则按照公式 (4) 进行换算;
$time_y$	——	第 y 年项目运行总时长, 单位为小时 (h);
h	——	项目运行的第 h 小时。

第 h 小时第 i 种气态回收产品标准状况下的流量 $F_{NGP,h,i}$ 按照公式 (4) 换算:

$$F_{NGP,h,i} = \frac{F_{GP,h,i} \times T_{NPT} \times P_{GP,h,i}}{(273.15 + t_{GP,h,i}) \times P_{NPT}} \quad (4)$$

式中:

$F_{GP,h,i}$	——	第 h 小时第 i 种气态回收产品的工况流量, 单位为立方米每小时 (m ³ /h);
T_{NPT}	——	0℃的开尔文温度, 单位为开 (K), 数值为 273.15;
$P_{GP,h,i}$	——	第 h 小时第 i 种气态回收产品的绝对压力 ² , 单位为千帕 (kPa);
$t_{GP,h,i}$	——	第 h 小时第 i 种气态回收产品的温度 ³ , 单位为摄氏度 (℃);

¹ 为该小时监测仪表单位步长流量读数与步长乘积之和的累加值。

² 为该小时检测仪表单位步长绝对压力读数的平均值。

³ 为该小时检测仪表单位步长温度读数的平均值。

P_{NPT} —— 标准大气压，单位为千帕（kPa），数值为 101.325。

第 y 年项目 LNG 回收产品直接燃烧产生的基准线排放量 $BE_{\text{LNG},y}$ 按照公式（5）计算：

$$BE_{\text{LNG},y} = M_{\text{LNG},y} \times NCV_{\text{LNG},y} \times EF_{\text{CO}_2,\text{LNG},y} \quad (5)$$

式中：

$M_{\text{LNG},y}$ —— 第 y 年 LNG 回收产品的质量，单位为吨（t）；
 $NCV_{\text{LNG},y}$ —— 第 y 年 LNG 回收产品的低位发热量，单位为吉焦每吨（GJ/t）；
 $EF_{\text{CO}_2,\text{LNG},y}$ —— 第 y 年 LNG 燃烧的 CO_2 排放因子，单位为吨二氧化碳每吉焦（ tCO_2/GJ ）。

第 y 年项目其他回收产品直接燃烧产生的基准线排放量 $BE_{\text{BP},y}$ 按照公式（6）计算：

$$BE_{\text{BP},y} = \sum_j (M_{j,y} \times NCV_{\text{BP},j,y} \times EF_{\text{CO}_2,\text{BP},j,y}) \quad (6)$$

式中：

$M_{j,y}$ —— 第 y 年第 j 种其他回收产品的质量，单位为吨（t）；
 $NCV_{\text{BP},j,y}$ —— 第 y 年第 j 种其他回收产品的低位发热量，单位为吉焦每吨（GJ/t）；
 $EF_{\text{CO}_2,\text{BP},j,y}$ —— 第 y 年第 j 种其他回收产品燃烧的 CO_2 排放因子，单位为吨二氧化碳每吉焦（ tCO_2/GJ ）；
 j —— 回收的其他产品类型，为 LPG、稳定轻烃或混烃。

6.4 项目排放量计算

项目排放量按照公式（7）计算：

$$PE_y = PE_{\text{FC},y} + PE_{\text{elec},y} + PE_{\text{tran},y} \quad (7)$$

式中：

PE_y —— 第 y 年的项目排放量，单位为吨二氧化碳（ tCO_2 ）；
 $PE_{\text{FC},y}$ —— 第 y 年项目消耗的化石燃料产生的排放量，单位为吨二氧化碳（ tCO_2 ）；
 $PE_{\text{elec},y}$ —— 第 y 年项目消耗所在区域电网电量所产生的排放量，单位为吨二氧化碳（ tCO_2 ）；
 $PE_{\text{tran},y}$ —— 第 y 年项目运输回收产品产生的排放量，单位为吨二氧化碳（ tCO_2 ）。

第 y 年项目消耗的化石燃料产生的排放量 $PE_{\text{FC},y}$ 按照公式（8）计算：

$$PE_{\text{FC},y} = \sum_k (FC_{k,y} \times NCV_{k,y} \times EF_{\text{CO}_2,k,y}) \quad (8)$$

式中：

$FC_{k,y}$ —— 第 y 年项目消耗的第 k 种化石燃料的质量或标准状况下的体积，

单位为吨或万标准立方米 (t 或 10^4Nm^3);

$NCV_{k,y}$	——	第 y 年项目消耗的第 k 种化石燃料的低位发热量, 单位为吉焦每吨或吉焦每万标准立方米 (GJ/t 或 $\text{GJ}/10^4\text{Nm}^3$);
$EF_{\text{CO}_2,k,y}$	——	第 y 年项目消耗的第 k 种化石燃料的 CO_2 排放因子, 单位为吨二氧化碳每吉焦 (tCO_2/GJ);
k	——	项目消耗的第 k 种化石燃料, $k=1, 2, 3\cdots$ 。

对于气体化石燃料, 第 y 年项目消耗的第 k 种化石燃料标准状况下的体积 $FC_{k,y}$ 按照公式 (9) 计算:

$$FC_{k,y} = \sum_{h=1}^{time_y} F_{\text{NGF},h,k} \times 10^{-4} \quad (9)$$

式中:

$F_{\text{NGF},h,k}$	——	第 h 小时项目消耗的第 k 种化石燃料标准状况下的流量, 单位为标准立方米每小时 (Nm^3/h)。若无法直接监测, 则按照公式 (10) 进行换算;
$time_y$	——	第 y 年项目运行总时长, 单位为小时 (h);
h	——	项目运行的第 h 小时。

第 h 小时项目消耗的第 k 种化石燃料标准状况下的流量 $F_{\text{NGF},h,k}$ 按照公式 (10) 换算:

$$F_{\text{NGF},h,k} = \frac{F_{\text{GF},h,k} \times T_{\text{NPT}} \times P_{\text{GF},h,k}}{(273.15 + t_{\text{GF},h,k}) \times P_{\text{NPT}}} \quad (10)$$

式中:

$F_{\text{GF},h,k}$	——	第 h 小时项目消耗的第 k 种化石燃料的工况流量, 单位为立方米每小时 (m^3/h);
T_{NPT}	——	0°C 的开尔文温度, 单位为开 (K), 数值为 273.15;
$P_{\text{GF},h,k}$	——	第 h 小时项目消耗的第 k 种化石燃料的绝对压力, 单位为千帕 (kPa);
$t_{\text{GF},h,k}$	——	第 h 小时项目消耗的第 k 种化石燃料的温度, 单位为摄氏度 ($^\circ\text{C}$);
P_{NPT}	——	标准大气压, 单位为千帕 (kPa), 数值为 101.325。

第 y 年项目消耗所在区域电网电量所产生的排放量 $PE_{\text{elec},y}$ 按照公式 (11) 计算:

$$PE_{\text{elec},y} = \text{CONS}_{\text{grid},y} \times EF_{\text{grid,CM},y} \quad (11)$$

式中:

$\text{CONS}_{\text{grid},y}$	——	第 y 年项目消耗所在区域电网电量, 单位为兆瓦时 ($\text{MW}\cdot\text{h}$);
$EF_{\text{grid,CM},y}$	——	第 y 年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 ($\text{tCO}_2/\text{MW}\cdot\text{h}$)。

第 y 年项目消耗所在区域电网电量 $CONS_{grid,y}$ 按照公式 (12) 计算:

$$CONS_{grid,y} = CONS_{ELEC,y} / (1 - TDL_y) \quad (12)$$

式中:

$CONS_{ELEC,y}$ —— 第 y 年项目消耗的下网电量, 单位为兆瓦时 (MW·h);
 TDL_y —— 第 y 年的项目所在省 (自治区、直辖市) 的电网输配电损失率, 单位为百分比 (%).

第 y 年项目所在区域电网的组合边际排放因子 $EF_{grid,CM,y}$ 按照公式 (13) 计算:

$$EF_{grid,CM,y} = EF_{grid,OM,y} \times \omega_{OM} + EF_{grid,BM,y} \times \omega_{BM} \quad (13)$$

式中:

$EF_{grid,OM,y}$ —— 第 y 年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。

第 y 年项目运输回收产品产生的排放量 $PE_{tran,y}$ 按照公式 (14) 计算:

$$PE_{tran,y} = \sum_f (D_{f,y} \times FR_{f,y} \times EF_{CO_2,f} \times 10^{-3}) \quad (14)$$

式中:

$D_{f,y}$ —— 第 y 年第 f 次运输回收产品的往返距离, 单位为千米 (km);
 $FR_{f,y}$ —— 第 y 年第 f 次运输回收产品的质量, 单位为吨 (t);
 $EF_{CO_2,f}$ —— 第 f 次运输回收产品的车辆的碳排放因子, 单位为千克二氧化碳每吨千米 (kgCO₂/ (t·km));
 f —— 第 f 次运输, $f=1, 2, 3, \dots$ 。

6.5 项目泄漏计算

陆上油田低气量伴生气回收项目有可能导致上游部门在加工、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 (15) 核算:

$$ER_y = BE_y \times (1 - R_y) - PE_y \quad (15)$$

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 ）；
R_y	——	第 y 年项目所属行业符合本文件适用条件的伴生气回收利用率，单位为百分比（%）；
PE_y	——	第 y 年的项目排放量，单位为吨二氧化碳（tCO ₂ ）。

6.7 项目减排量保守性取值判断

当项目出现公式（16）的情形时，即第 y 年的项目基准线排放量大于第 y 年进入处理系统的伴生气直接燃烧产生的排放量时，项目基准线排放量为项目基准线排放量（ BE_y ）减去两者差值（ $BE_y - BE_{AG,y}$ ）。

$$BE_y > BE_{AG,y} \quad (16)$$

式中：

BE_y	——	第 y 年的项目基准线排放量，单位为吨二氧化碳（tCO ₂ ）；
$BE_{AG,y}$	——	第 y 年进入处理系统的伴生气燃烧产生的排放量，单位为吨二氧化碳（tCO ₂ ）。

第 y 年进入处理系统的伴生气燃烧产生的排放量 $BE_{AG,y}$ 按照公式（17）计算：

$$BE_{AG,y} = V_{AG,y} \times \sum_l \left(\frac{12 \times CN_l \times X_{l,y}}{22.4} \times 10 \right) \times OF_{AG} \times \frac{44}{12} \quad (17)$$

式中：

$V_{AG,y}$	——	第 y 年进入处理系统的伴生气标准状况下的总体积，单位为万标准立方米（10 ⁴ Nm ³ ）；
CN_l	——	气体组分 l 化学分子式中碳原子的数目；
$X_{l,y}$	——	第 y 年进入处理系统的伴生气的气体组分 l 的摩尔分数，取当年检测数据的算术平均值，单位为百分比（%）；
OF_{AG}	——	进入处理系统的伴生气燃烧的碳氧化率，单位为百分比（%）；
l	——	进入处理系统的伴生气的第 l 种组分， $l=1, 2, 3, \dots$ ；
12	——	碳的摩尔质量，单位为千克每千摩尔（kg/kmol）；
22.4	——	标准状况下理想气体的摩尔体积，单位为标准立方米每千摩尔（Nm ³ /kmol）；
10	——	tCO ₂ /10 ⁴ Nm ³ 、kg/kmol 以及 Nm ³ /kmol 之间的量级转变系数；
$\frac{44}{12}$	——	二氧化碳与碳的相对分子质量之比。

第 y 年进入处理系统的伴生气标准状况下的总体积 $V_{AG,y}$ 按照公式（18）计算：

$$V_{AG,y} = \sum_{h=1}^{time_y} F_{NAG,h} \times 10^{-4} \quad (18)$$

式中：

$F_{NAG,h}$	——	第 h 小时进入处理系统的伴生气标准状况下的流量，单位为标准立
-------------	----	-----------------------------------

方米每小时（Nm³/h）。若无法直接监测，则按照公式（19）进行换算；

$time_y$ —— 第 y 年项目运行总时长，单位为小时（h）；

h —— 项目运行的第 h 小时。

第 h 小时进入处理系统的伴生气标准状况下的流量 $F_{NAG,h}$ 按照公式（19）换算：

$$F_{NAG,h} = \frac{F_{AG,h} \times T_{NPT} \times P_{AG,h}}{(273.15 + t_{AG,h}) \times P_{NPT}} \tag{19}$$

式中：

$F_{AG,h}$ —— 第 h 小时进入处理系统的伴生气的工况流量，单位为立方米每小时（m³/h）；

T_{NPT} —— 0℃的开尔文温度，单位为开（K），数值为 273.15；

$P_{AG,h}$ —— 第 h 小时进入处理系统的伴生气的绝对压力，单位为千帕（kPa）；

$t_{AG,h}$ —— 第 h 小时进入处理系统的伴生气的温度，单位为摄氏度（℃）；

P_{NPT} —— 标准大气压，单位为千帕（kPa），数值为 101.325。

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 14。

表 2 $NCV_{GP,y}$ 的技术内容和确定方法

数据/参数名称	$NCV_{GP,y}$
应用的公式编号	公式（2）
数据描述	第 y 年气态回收产品的低位发热量
数据单位	GJ/10 ⁴ Nm ³
数据来源	默认值，参考 GB/T 32151.16 中天然气低位发热量的缺省值
数值	389.31
数据用途	用于计算第 y 年项目气态回收产品直接燃烧产生的基准线排放量 $BE_{GP,y}$

表 3 $EF_{CO_2,gas,y}$ 的技术内容和确定方法

数据/参数名称	$EF_{CO_2,gas,y}$
应用的公式编号	公式（2）
数据描述	第 y 年天然气燃烧的 CO ₂ 排放因子
数据单位	tCO ₂ /GJ

数据来源	默认值，参考 GB/T 32151.16 中规定的程序和下表数据计算获得：		
	单位	值	来源
	天然气的单位热值含碳量	$15.3 \times 10^{-3} \text{ tC/GJ}$	GB/T 32151.16：表 C.1
	天然气燃烧的碳氧化率	99%	GB/T 32151.16：表 C.1
	二氧化碳与碳的相对分子质量之比	$\frac{44}{12}$	—
数值	0.05554		
数据用途	用于计算第 y 年项目气态回收产品直接燃烧产生的基准线排放量 $BE_{GP,y}$		

表 4 $NCV_{LNG,y}$ 的技术内容和确定方法

数据/参数名称	$NCV_{LNG,y}$
应用的公式编号	公式（5）
数据描述	第 y 年 LNG 回收产品的低位发热量
数据单位	GJ/t
数据来源	默认值，参考 GB/T 32151.16 中 LNG 的缺省值
数值	51.498
数据用途	用于计算第 y 年项目 LNG 回收产品直接燃烧产生的基准线排放量 $BE_{LNG,y}$

表 5 $EF_{CO_2,LNG,y}$ 的技术内容和确定方法

数据/参数名称	$EF_{CO_2,LNG,y}$		
应用的公式编号	公式（5）		
数据描述	第 y 年 LNG 燃烧的 CO_2 排放因子		
数据单位	tCO ₂ /GJ		
数据来源	默认值，参考 GB/T 32151.16 中规定的程序和下表数据计算获得：		
	单位	值	来源
	液化天然气的单位热值含碳量	15.3×10^{-3} tC/GJ	GB/T 32151.16：表 C.1
	液化天然气燃烧的碳氧化率	98%	GB/T 32151.16：表 C.1
	二氧化碳与碳的相对分子质量之比	$\frac{44}{12}$	—
数值	0.05498		
数据用途	用于计算第 y 年项目 LNG 回收产品直接燃烧产生的基准线排放量 $BE_{LNG,y}$		

表 6 $NCV_{BP,j,y}$ 的技术内容和确定方法

数据/参数名称	$NCV_{BP,j,y}$
---------	----------------

应用的公式编号	公式（6）
数据描述	第 y 年第 j 种其他回收产品的低位发热量
数据单位	GJ/t
数据来源	默认值，参考 GB/T 32151.16 中化石燃料的缺省值
数值	LPG 为 50.179，混烃或稳定轻烃为 41.031
数据用途	用于计算第 y 年项目其他回收产品直接燃烧产生的基准线排放量 $BE_{BP,y}$

表 7 $EF_{CO_2,BP,j,y}$ 的技术内容和确定方法

数据/参数名称	$EF_{CO_2,BP,j,y}$		
应用的公式编号	公式（6）		
数据描述	第 y 年第 j 种其他回收产品燃烧的 CO_2 排放因子		
数据单位	tCO ₂ /GJ		
数据来源	默认值，参考 GB/T 32151.16 中规定的程序和下表数据计算获得：		
	类别	值	来源
	液化石油气的单位热值含碳量	17.2×10^{-3} tC/GJ	GB/T 32151.16: 表 C.1
	液化石油气燃烧的碳氧化率	98%	GB/T 32151.16: 表 C.1
	其他石油制品的单位热值含碳量	20.0×10^{-3} tC/GJ	GB/T 32151.16: 表 C.1
	其他石油制品燃烧的碳氧化率	98%	GB/T 32151.16: 表 C.1
	二氧化碳与碳的相对分子质量之比	$\frac{44}{12}$	—
数值	LPG 为 0.06181，混烃或稳定轻烃为 0.07187		
数据用途	用于计算第 y 年项目其他回收产品直接燃烧产生的基准线排放量 $BE_{BP,y}$		

表 8 $NCV_{k,y}$ 的技术内容和确定方法

数据/参数名称	$NCV_{k,y}$
应用的公式编号	公式（8）
数据描述	第 y 年项目消耗的第 k 种化石燃料的低位发热量
数据单位	GJ/t 或 GJ/10 ⁴ Nm ³
数据来源	默认值，参考 GB/T 32151.16 中化石燃料低位发热量的缺省值

数值	燃料品种	低位发热量
	天然气	389.31
	汽油	43.070
	液化石油气	50.179
	柴油	42.652
数据用途	用于计算第 y 年项目消耗的化石燃料产生的排放量 $PE_{FC,y}$	

表 9 $EF_{CO_2,k,y}$ 的技术内容和确定方法

数据/参数名称	$EF_{CO_2,k,y}$		
应用的公式编号	公式 (8)		
数据描述	第 y 年项目消耗的第 k 种化石燃料的 CO_2 排放因子		
数据单位	t CO_2 /GJ		
数据来源	默认值, 参考 GB/T 32151.16 中规定的程序和下表数据计算获得:		
	类别	值	来源
	天然气的单位热值含碳量	15.3×10^{-3} tC/GJ	GB/T 32151.16: 表 C.1
	天然气燃烧的碳氧化率	99%	GB/T 32151.16: 表 C.1
	汽油的单位热值含碳量	18.9×10^{-3} tC/GJ	GB/T 32151.16: 表 C.1
	汽油燃烧的碳氧化率	98%	GB/T 32151.16: 表 C.1
	液化天然气的单位热值含碳量	15.3×10^{-3} tC/GJ	GB/T 32151.16: 表 C.1
	液化天然气燃烧的碳氧化率	98%	GB/T 32151.16: 表 C.1
	液化石油气的单位热值含碳量	17.2×10^{-3} tC/GJ	GB/T 32151.16: 表 C.1
	液化石油气燃烧的碳氧化率	98%	GB/T 32151.16: 表 C.1
	柴油的单位热值含碳量	20.2×10^{-3} tC/GJ	GB/T 32151.16: 表 C.1
	柴油燃烧的碳氧化率	98%	GB/T 32151.16: 表 C.1
	二氧化碳与碳的相对分子质量之比	$\frac{44}{12}$	—
数值	天然气的 CO_2 排放因子为 0.05554 汽油的 CO_2 排放因子为 0.06791 液化天然气的 CO_2 排放因子为 0.05498 液化石油气的 CO_2 排放因子为 0.06181 柴油的 CO_2 排放因子为 0.07259		
数据用途	用于计算第 y 年项目消耗的化石燃料产生的排放量 $PE_{FC,y}$		

表 10 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（13）
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	用于计算第 y 年项目所在区域电网的组合边际排放因子 $EF_{grid,CM,y}$

表 11 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（13）
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	用于计算第 y 年项目所在区域电网的组合边际排放因子 $EF_{grid,CM,y}$

表 12 $EF_{CO_2,f}$ 的技术内容和确定方法

数据/参数名称	$EF_{CO_2,f}$	
应用的公式编号	公式（14）	
数据描述	第 f 次运输回收产品的车辆的碳排放因子	
数据单位	$kgCO_2 / (t \cdot km)$	
数据来源	默认值，参考 GB/T 51366 中运输车辆的碳排放因子	
数值	运输方式类别	碳排放因子
	轻型汽油货车运输（载重 2 t）	0.334
	中型汽油货车运输（载重 8 t）	0.115
	重型汽油货车运输（载重 10 t）	0.104
	重型汽油货车运输（载重 18 t）	0.104
	轻型柴油货车运输（载重 2 t）	0.286

	中型柴油货车运输（载重 8 t）	0.179
	重型柴油货车运输（载重 10 t）	0.162
	重型柴油货车运输（载重 18 t）	0.129
	重型柴油货车运输（载重 30 t）	0.078
	重型柴油货车运输（载重 46 t）	0.057
	电力机车运输	0.010
	内燃机车运输	0.011
	铁路运输（中国市场平均）	0.010
数据用途	用于计算第 y 年项目运输回收产品产生的排放量 $PE_{\text{tran},y}$	

表 13 R_y 的技术内容和确定方法

数据/参数名称	R_y
应用的公式编号	公式（15）
数据描述	第 y 年项目所属行业符合本文件适用条件的伴生气回收利用率
数据单位	%
数据来源	默认值
数值	18
数据用途	用于计算第 y 年的项目减排量 ER_y

表 14 OF_{AG} 的技术内容和确定方法

数据/参数名称	OF_{AG}
应用的公式编号	公式（17）
数据描述	进入处理系统的伴生气燃烧的碳氧化率
数据单位	%
数据来源	默认值，参考 GB/T 32151.16 中天然气碳氧化率的缺省值
数值	99
数据用途	用于计算第 y 年进入处理系统的伴生气燃烧产生的排放量 $BE_{AG,y}$

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 15—表 37，计量仪表的安装点位等相关要求如图 2 所示。

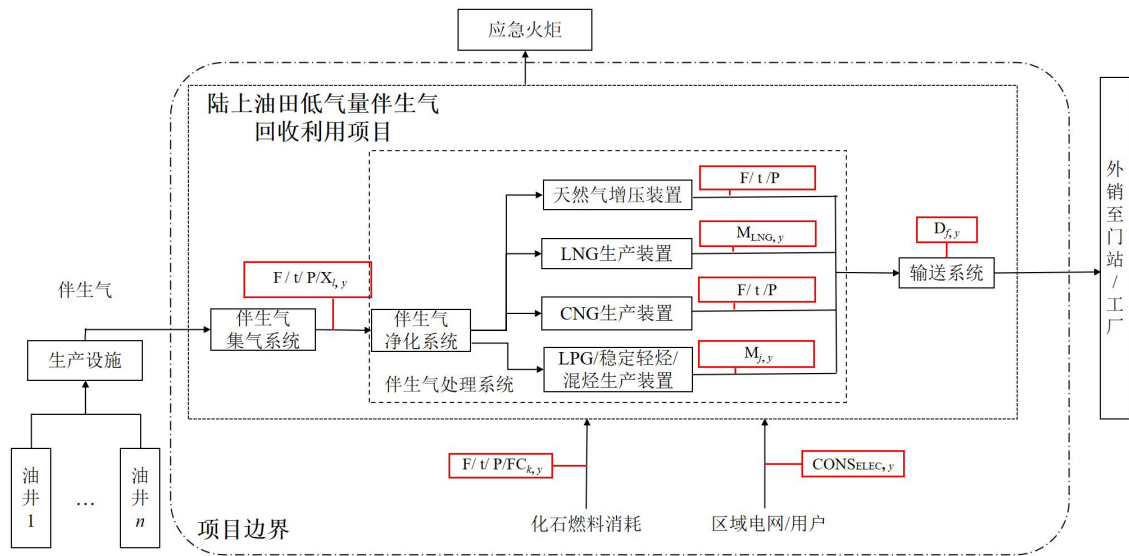


图 2 项目监测点布置示意图

表 15 $F_{NGP,h,i}$ 的技术内容和确定方法

数据/参数名称	$F_{NGP,h,i}$
应用的公式编号	公式 (3)
数据描述	第 h 小时第 i 种气态回收产品标准状况下的流量
数据单位	Nm^3/h
数据来源	使用带内置转换装置的流量计监测或按照公式 (4) 换算获得。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	监测仪表按照 GB 50093、GB/T 18603、GB/T 21446 安装要求安装。当回收产品为管输天然气时，监测仪表安装在管输天然气外输计量交接处；当回收产品为 CNG 时，监测仪表安装在 CNG 贸易交接计量处
监测仪表要求	按照 GB 17167 要求，最大允许误差要求不超过 $\pm 1.5\%$
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，监测原始数据每秒接入项目监测数据储存系统。每整点记录该小时流量，数据存入项目监测数据储存系统
质量保证/质量控制程序要求	按照 JJG 640、JJG 1003、JJG1029、JJG 1030、JJG 1037、JJG 1121 等现行有效的国家计量技术规范规定的检定周期要求实施检定。监测仪表应在检定有效期内，且每年对监测仪表进行校准，定期维护监测仪表
数据用途	用于计算第 y 年第 i 种气态回收产品标准状况下的总体积 $V_{i,y}$

表 16 $time_y$ 的技术内容和确定方法

数据/参数名称	$time_y$
应用的公式编号	公式 (3) (9) (18)
数据描述	第 y 年项目运行总时长

数据单位	h
数据来源	通过项目中控系统获得。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，监测原始数据每秒接入项目监测数据储存系统
质量保证/质量控制 程序要求	/
数据用途	用于计算第 y 年第 i 种气态回收产品标准状况下的总体积 $V_{i,y}$ 、第 y 年项目消耗的第 k 种化石燃料标准状况下的体积 $FC_{k,y}$ 和第 y 年进入处理系统的伴生气标准状况下的总体积 $V_{AG,y}$

表 17 $F_{GP,h,i}$ 的技术内容和确定方法

数据/参数名称	$F_{GP,h,i}$
应用的公式编号	公式 (4)
数据描述	第 h 小时第 i 种气态回收产品的工况流量
数据单位	m^3/h
数据来源	使用流量计监测获得。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	监测仪表按照 GB 50093、GB/T 18603、GB/T 21446 安装要求安装。当回收产品为管输天然气时，监测仪表安装在管输天然气外输计量交接处；当回收产品为 CNG 时，监测仪表安装在 CNG 贸易交接计量处
监测仪表要求	按照 GB 17167 要求，最大允许误差要求不超过 $\pm 1.5\%$
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，监测原始数据每秒接入项目监测数据储存系统。每整点记录该小时流量，数据存入项目监测数据储存系统
质量保证/质量控制 程序要求	按照 JJG 640、JJG 1003、JJG 1029、JJG 1030、JJG 1037、JJG 1121 等现行有效的国家计量技术规范规定的检定周期要求实施检定。监测仪表应在检定有效期内，且每年对监测仪表进行校准，定期维护监测仪表
数据用途	用于计算第 h 小时第 i 种气态回收产品标准状况下的流量 $F_{NGP,h,i}$

表 18 $P_{GP,h,i}$ 的技术内容和确定方法

数据/参数名称	$P_{GP,h,i}$
应用的公式编号	公式 (4)
数据描述	第 h 小时第 i 种气态回收产品的绝对压力
数据单位	kPa
数据来源	使用压力计量仪监测获得。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	监测仪表按照 GB 50093、GB/T 18603 安装要求安装。当回收产品为管输天然气时，监测仪表安装在管输天然气外输计量交接处；当回收产品为 CNG 时，监测仪表安装在 CNG 贸易交接计量处

监测仪表要求	按照 GB 17167 要求，准确度等级要求不低于 2.5 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，监测原始数据每秒接入项目监测数据储存系统。每整点记录该小时压力，数据存入项目监测数据储存系统
质量保证/质量控制程序要求	按照 JJG 49、JJG 52、JJG 875、JJG 882 等现行有效的国家计量技术规范规定的检定周期要求实施检定。监测仪表应在检定有效期内，且每年对监测仪表进行校准，定期维护监测仪表
数据用途	用于计算第 h 小时第 i 种气态回收产品标准状况下的流量 $F_{\text{NGP},h,i}$

表 19 $t_{\text{GP},h,i}$ 的技术内容和确定方法

数据/参数名称	$t_{\text{GP},h,i}$
应用的公式编号	公式（4）
数据描述	第 h 小时第 i 种气态回收产品的温度
数据单位	℃
数据来源	使用温度计量仪监测获得。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	监测仪表按照 GB 50093、GB/T 18603 安装要求安装。当回收产品为管输天然气时，监测仪表安装在管输天然气外输计量交接处；当回收产品为 CNG 时，监测仪表安装在 CNG 贸易交接计量处
监测仪表要求	按照 GB 17167 要求，最大允许误差要求不超过 $\pm 2.0\%$
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，监测原始数据每秒接入项目监测数据储存系统。每整点记录该小时温度，数据存入项目监测数据储存系统
质量保证/质量控制程序要求	按照 JJF 1637、JJG 229 等现行有效的国家计量技术规范规定的检定周期或复校时间间隔要求实施检定或校准。监测仪表应在检定或复校时间间隔有效期内，且每年对监测仪表进行校准，定期维护监测仪表
数据用途	用于计算第 h 小时第 i 种气态回收产品标准状况下的流量 $F_{\text{NGP},h,i}$

表 20 $M_{\text{LNG},y}$ 的技术内容和确定方法

数据/参数名称	$M_{\text{LNG},y}$
应用的公式编号	公式（5）
数据描述	第 y 年 LNG 回收产品的质量
数据单位	t
数据来源	使用电子汽车衡（地磅）或质量流量计监测获得。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	监测仪表按照 GB 50093、GB/T 7723、GB/T 18603 安装要求安装在 LNG 贸易交接计量处

监测仪表要求	按照 GB/T 17167 要求，电子汽车衡（地磅）准确度不低于Ⅲ级，质量流量计最大允许误差要求不超过±0.5%
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	电子汽车衡（地磅）每次计量，每次记录，数据存入项目监测数据储存系统；质量流量计连续监测，监测原始数据每秒接入项目监测数据储存系统。每整点记录该小时总质量，数据存入项目监测数据储存系统
质量保证/质量控制程序要求	按照 JJG 539、JJG 1029、JJG 1038、JJG 1118 等现行有效的国家计量技术规范规定的检定周期要求实施检定。监测仪表应在检定有效期内，且每年对监测仪表进行校准，定期维护监测仪表
数据用途	用于计算第 y 年项目 LNG 回收产品直接燃烧产生的基准线排放量 $BE_{LNG,y}$

表 21 $M_{j,y}$ 的技术内容和确定方法

数据/参数名称	$M_{j,y}$
应用的公式编号	公式（6）
数据描述	第 y 年第 j 种其他回收产品的质量
数据单位	t
数据来源	使用电子汽车衡（地磅）或质量流量计监测获得。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	监测仪表按照 GB 50093、GB/T 7723、GB/T 9109.2、GB/T 18603 安装要求安装在 LPG、稳定轻烃、混烃等其他产品的贸易交接计量处
监测仪表要求	按照 GB 17167 要求，电子汽车衡（地磅）准确度不低于Ⅲ级，质量流量计最大允许误差要求不超过±0.5%
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	电子汽车衡（地磅）每次计量，每次记录，数据存入项目监测数据储存系统；质量流量计连续监测，监测原始数据每秒接入项目监测数据储存系统。每整点记录该小时总质量，数据存入项目监测数据储存系统
质量保证/质量控制程序要求	按照 JJG 539、JJG 1029、JJG 1038、JJG 1118 等现行有效的国家计量技术规范规定的检定周期要求实施检定。监测仪表应在检定有效期内，且每年对监测仪表进行校准，定期维护监测仪表
数据用途	用于计算第 y 年项目其他回收产品直接燃烧产生的基准线排放量 $BE_{BP,y}$

表 22 $FC_{k,y}$ 的技术内容和确定方法

数据/参数名称	$FC_{k,y}$
应用的公式编号	公式（8）
数据描述	第 y 年项目消耗的第 k 种化石燃料的质量或标准状况下的体积
数据单位	t 或 10^4Nm^3

数据来源	对于液体化石燃料，使用质量流量计监测获得。对于气体化石燃料，按照公式（9）计算获得。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	监测仪表按照 GB 50093、GB/T 9109.2 安装要求安装在项目化石燃料的输入端
监测仪表要求	按照 GB 17167 要求，质量流量计最大允许误差要求不超过±0.5%
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	对于液体化石燃料连续监测，监测原始数据每秒接入项目监测数据储存系统。每整点记录该小时燃料消耗量，数据存入项目监测数据储存系统
质量保证/质量控制程序要求	按照 JJG 1029、JJG 1038 等现行有效的国家计量技术规范规定的检定周期要求实施检定。监测仪表应在检定有效期内，且每年对监测仪表进行校准，定期维护监测仪表
数据用途	用于计算第 y 年项目消耗的化石燃料产生的排放量 $PE_{FC,y}$

表 23 $F_{NGF,h,k}$ 的技术内容和确定方法

数据/参数名称	$F_{NGF,h,k}$
应用的公式编号	公式（9）
数据描述	第 h 小时项目消耗的第 k 种化石燃料标准状况下的流量
数据单位	Nm ³ /h
数据来源	使用带内置转换装置的流量计监测或按照公式（10）换算获得。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	监测仪表按照 GB 50093、GB/T 18603、GB/T 21446 安装要求安装在项目化石燃料的输入端
监测仪表要求	按照 GB 17167 要求，最大允许误差要求不超过±1.5%
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，监测原始数据每秒接入项目监测数据储存系统。每整点记录该小时流量，数据存入项目监测数据储存系统
质量保证/质量控制程序要求	按照 JJG 640、JJG 1003、JJG 1029、JJG 1030、JJG 1037、JJG 1121 等现行有效的国家计量技术规范规定的检定周期要求实施检定。监测仪表应在检定有效期内，且每年对监测仪表进行校准，定期维护监测仪表
数据用途	用于计算第 y 年项目消耗的第 k 种化石燃料的质量或标准状况下的体积 $FC_{k,y}$

表 24 $F_{GF,h,k}$ 的技术内容和确定方法

数据/参数名称	$F_{GF,h,k}$
应用的公式编号	公式（10）
数据描述	第 h 小时项目消耗的第 k 种化石燃料的工况流量

数据单位	m^3/h
数据来源	使用流量计监测获得。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	监测仪表按照 GB 50093、GB/T 18603、GB/T 21446 安装要求安装在项目化石燃料的输入端
监测仪表要求	按照 GB 17167 要求，最大允许误差要求不超过 $\pm 1.5\%$
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，监测原始数据每秒接入项目监测数据储存系统。每整点记录该小时流量，数据存入项目监测数据储存系统
质量保证/质量控制程序要求	按照 JJG 640、JJG 1003、JJG 1029、JJG 1030、JJG 1037、JJG 1121 等现行有效的国家计量技术规范规定的检定周期要求实施检定。监测仪表应在检定有效期内，且每年对监测仪表进行校准，定期维护监测仪表
数据用途	用于计算第 h 小时项目消耗的第 k 种化石燃料标准状况下的流量 $F_{\text{NGF},h,k}$

表 25 $P_{\text{GF},h,k}$ 的技术内容和确定方法

数据/参数名称	$P_{\text{GF},h,k}$
应用的公式编号	公式（10）
数据描述	第 h 小时项目消耗的第 k 种化石燃料的绝对压力
数据单位	kPa
数据来源	使用压力计量仪监测获得。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	监测仪表按照 GB 50093、GB/T 18603 安装要求安装在项目化石燃料的输入端
监测仪表要求	按照 GB 17167 要求，准确度等级要求不低于 2.5 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，监测原始数据每秒接入项目监测数据储存系统。每整点记录该小时压力，数据存入项目监测数据储存系统
质量保证/质量控制程序要求	按照 JJG 49、JJG 52、JJG 875、JJG 882 等现行有效的国家计量技术规范规定的检定周期要求实施检定。监测仪表应在检定有效期内，且每年对监测仪表进行校准，定期维护监测仪表
数据用途	用于计算第 h 小时项目消耗的第 k 种化石燃料标准状况下的流量 $F_{\text{NGF},h,k}$

表 26 $t_{\text{GF},h,k}$ 的技术内容和确定方法

数据/参数名称	$t_{\text{GF},h,k}$
应用的公式编号	公式（10）

数据描述	第 h 小时项目消耗的第 k 种化石燃料的温度
数据单位	℃
数据来源	使用温度计量仪监测获得。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	监测仪表按照 GB 50093、GB/T 18603 安装要求安装在项目化石燃料的输入端
监测仪表要求	按照 GB 17167 要求，最大允许误差要求不超过 $\pm 2.0\%$
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，监测原始数据每秒接入项目监测数据储存系统。每整点记录该小时温度，数据存入项目监测数据储存系统
质量保证/质量控制程序要求	按照 JJF 1637、JJG 229 等相关现行有效的国家计量技术规范规定的检定周期或复校时间间隔要求实施检定或校准。监测仪表应在检定或复校时间间隔有效期内，且每年对监测仪表进行校准，定期维护监测仪表
数据用途	用于计算第 h 小时项目消耗的第 k 种化石燃料标准状况下的流量 $F_{NGF,h,k}$

表 27 $CONS_{ELEC,y}$ 的技术内容和确定方法

数据/参数名称	$CONS_{ELEC,y}$
应用的公式编号	公式（12）
数据描述	第 y 年项目消耗的下网电量
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	采用在购售电协议中明确的下网计量点电能表进行监测，参照 DL/T 448、DL/T 825 安装要求进行安装
监测仪表要求	按照 GB 17167 要求，I 类电能计量装置为 0.2S 级，II、III 类电能计量装置为 0.5S 级，IV 类电能计量装置为 1.0 级，V 类电能计量装置为 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，监测原始数据每秒接入项目监测数据储存系统。每整点记录该小时消耗电量，数据存入项目监测数据储存系统
质量保证/质量控制程序要求	按照 JJG 313、JJG 314、JJG 596、JJG 1165 等现行有效的国家计量技术规范规定的检定周期要求实施检定。监测仪表应在检定有效期内，且每年对监测仪表进行校准，定期维护监测仪表
数据用途	用于计算第 y 年项目消耗所在区域电网电量 $CONS_{grid,y}$

表 28 TDL_y 的技术内容和确定方法

数据/参数名称	TDL_y
应用的公式编号	公式（12）
数据描述	第 y 年的项目所在省（自治区、直辖市）的电网输配电损失率
数据单位	%
数据来源	采用《电力工业统计资料汇编》公布的第 y 年项目所在省（自治区、直辖市）的电网输配电损失率。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	用于计算第 y 年项目消耗所在区域电网电量 $CONS_{grid,y}$

表 29 $EF_{grid,OM,y}$ 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（13）
数据描述	第 y 年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
数据用途	用于计算第 y 年项目所在区域电网的组合边际排放因子 $EF_{grid,CM,y}$

表 30 $EF_{grid,BM,y}$ 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（13）
数据描述	第 y 年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
数据用途	用于计算第 y 年项目所在区域电网的组合边际排放因子 $EF_{grid,CM,y}$

表 31 $D_{f,y}$ 的技术内容和确定方法

数据/参数名称	$D_{f,y}$
应用的公式编号	公式（14）
数据描述	第 y 年第 f 次运输回收产品的往返距离
数据单位	km
数据来源	优先采用电子运单系统、北斗卫星导航系统（BDS）等方式记录。若无法获取运输距离，采用默认值，CNG、LPG、混烃、稳定轻烃，采用单程距离 400 公里，往返 800 公里；LNG 采用单程距离 1000 公里，往返 2000 公里
监测频次与记录要求	每车次监测，每车次记录，数据存入项目监测数据储存系统
质量保证/质量控制程序要求	运输距离数据与回收产品运输结算凭证、产品运输台账进行交叉核对，以确保数据记录的准确性和完整性
数据用途	用于计算第 y 年项目运输回收产品产生的排放量 $PE_{\text{tran},y}$

表 32 $FR_{f,y}$ 的技术内容和确定方法

数据/参数名称	$FR_{f,y}$
应用的公式编号	公式（14）
数据描述	第 y 年第 f 次运输回收产品的质量
数据单位	t
数据来源	当回收产品为 CNG 时，使用流量计监测获得该次运输装车时段标准状况下的流量，并根据装车时长按照公式（3）计算获得该次运输回收产品标准状况下的体积，乘以标准状况下的甲烷密度（7.17 t/10 ⁴ Nm ³ ）进行质量换算获得该次运输回收产品的质量；当回收产品为 LNG 和其他回收产品时，使用电子汽车衡（地磅）或质量流量计监测获得该次运输回收产品的质量。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	CNG 回收产品监测点与表 15 为同一监测点；LNG 回收产品与表 20 为同一监测点，其他回收产品同表 21 为同一监测点
监测仪表要求	CNG 回收产品监测点同表 15 要求；LNG 回收产品同表 20 要求；其他回收产品同表 21 要求
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	每次计量，每次记录，数据存入项目监测数据储存系统
质量保证/质量控制程序要求	CNG 回收产品同表 15 要求；LNG 回收产品同表 20 要求；其他回收产品同表 21 要求
数据用途	用于计算第 y 年项目运输回收产品产生的排放量 $PE_{\text{tran},y}$

表 33 $X_{l,y}$ 的技术内容和确定方法

数据/参数名称	$X_{l,y}$
应用的公式编号	公式 (17)
数据描述	第 y 年进入处理系统的伴生气的气体组分 l 的摩尔分数
数据单位	%
数据来源	通过中国计量认证 (CMA) 认定的第三方检测机构提供的检测报告, 为当年检测结果的算术平均值。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	取样点在伴生气处理系统入口处
监测仪表要求	/
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	每季度检测一次, 检测结果每次记录, 数据存入项目监测数据储存系统
质量保证/质量控制程序要求	检测报告应由通过 CMA 认定的检测方出具, 并且检测报告须加盖 CMA 章
数据用途	用于计算第 y 年进入处理系统的伴生气燃烧产生的排放量 $BE_{AG,y}$, 进行 6.7 项目减排量保守性取值判断

表 34 $F_{NAG,h}$ 的技术内容和确定方法

数据/参数名称	$F_{NAG,h}$
应用的公式编号	公式 (18)
数据描述	第 h 小时进入处理系统的伴生气标准状况下的流量
数据单位	Nm^3/h
数据来源	使用带内置转换装置的流量计监测或按照公式 (19) 换算获得。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	监测仪表按照 GB 50093、GB/T 18603、GB/T 21446 安装要求安装在伴生气处理系统的入口处
监测仪表要求	按照 GB 17167 要求, 最大允许误差要求不超过 $\pm 1.5\%$
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, 监测原始数据每秒接入项目监测数据储存系统。每整点记录该小时流量, 数据存入项目监测数据储存系统
质量保证/质量控制程序要求	按照 JJG 640、JJG1003、JJG 1029、JJG 1030、JJG 1037、JJG 1121 等现行有效的国家计量技术规范规定的检定周期要求实施检定。监测仪表应在检定有效期内, 且每年对监测仪表进行校准, 定期维护监测仪表
数据用途	用于计算第 y 年进入处理系统的伴生气标准状况下的总体积 $V_{AG,y}$

表 35 $F_{AG,h}$ 的技术内容和确定方法

数据/参数名称	$F_{AG,h}$
应用的公式编号	公式（19）
数据描述	第 h 小时进入处理系统的伴生气的工况流量
数据单位	m^3/h
数据来源	使用流量计监测获得。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	监测仪表按照 GB 50093、GB/T 18603、GB/T 21446 安装要求安装在伴生气处理系统的入口处
监测仪表要求	按照 GB 17167 要求，最大允许误差要求不超过 $\pm 1.5\%$
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，监测原始数据每秒接入项目监测数据储存系统。每整点记录该小时流量，数据存入项目监测数据储存系统
质量保证/质量控制程序要求	按照 JJG 640、JJG1003、JJG 1029、JJG 1030、JJG 1037、JJG 1121 等现行有效的国家计量技术规范规定的检定周期要求实施检定。监测仪表应在检定有效期内，且每年对监测仪表进行校准，定期维护监测仪表
数据用途	用于计算第 h 小时进入处理系统的伴生气标准状况下的流量 $F_{NAG,h}$

表 36 $P_{AG,h}$ 的技术内容和确定方法

数据/参数名称	$P_{AG,h}$
应用的公式编号	公式（19）
数据描述	第 h 小时进入处理系统的伴生气的绝对压力
数据单位	kPa
数据来源	使用压力计量仪监测获得。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	监测仪表按照 GB 50093、GB/T 18603 安装要求在安装在伴生气处理系统的入口处
监测仪表要求	按照 GB 17167 要求，准确度等级要求不低于 2.5 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，监测原始数据每秒接入项目监测数据储存系统。每整点记录该小时压力，数据存入项目监测数据储存系统
质量保证/质量控制程序要求	按照 JJG 49、JJG 52、JJG 875、JJG 882 等现行有效的国家计量技术规范规定的检定周期要求实施检定。监测仪表应在检定有效期内，且每年对监测仪表进行校准，定期维护监测仪表
数据用途	用于计算第 h 小时进入处理系统的伴生气标准状况下的流量 $F_{NAG,h}$

表 37 $t_{AG,h}$ 的技术内容和确定方法

数据/参数名称	$t_{AG,h}$
应用的公式编号	公式（19）
数据描述	第 h 小时进入处理系统的伴生气的温度
数据单位	℃
数据来源	使用温度计量仪监测获得。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	监测仪表按照 GB 50093、GB/T 18603 安装要求安装在伴生气处理系统的入口处
监测仪表要求	按照 GB 17167 要求，最大允许误差要求不超过 $\pm 2.0\%$
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，监测原始数据每秒接入项目监测数据储存系统。每整点记录该小时温度，数据存入项目监测数据储存系统
质量保证/质量控制程序要求	按照 JJF 1637、JJG 229 等现行有效的国家计量技术规范规定的检定周期或复校时间间隔要求实施检定或校准。监测仪表应在检定或复校时间间隔有效期内，且每年对监测仪表进行校准，定期维护监测仪表
数据用途	用于计算第 h 小时进入处理系统的伴生气标准状况下的流量 $F_{NAG,h}$

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：

- 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；
- 建立可信且透明的内部管理制度和质量保障体系；
- 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；
- 指定专职人员负责回收产品流量、回收产品质量、电量、化石燃料消耗量、进入处理系统的伴生气的组分及流量、温度、压力、项目运行时长、产品运输距离等数据的监测、收集、记录和交叉核对。

7.3.2 计量装置的检定、校准要求

7.3.2.1 项目使用的流量计在安装前和使用期间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依据 JJG 640、JJG 1003、JJG 1029、JJG 1030、JJG 1037、JJG 1038、JJG 1121 等相关规程的要求进行检定。在流量计使用期间，项目业主应委托获得中国合格评定国家认可委员

会（CNAS）认可的第三方计量技术机构，按照现行有效的相关标准和规范的要求每年对流量计进行校准，并且出具报告。

7.3.2.2 项目使用的温度计量仪在安装前和使用期间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依据 JJG 229、JJF 1637 等相关规程的要求进行检定。在温度计量仪使用期间，项目业主应委托获得 CNAS 认可的第三方计量技术机构，按照现行有效的相关标准和规范的要求每年对温度计量仪进行校准，并且出具报告。

7.3.2.3 项目使用的压力计量仪在安装前和使用期间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依据 JJG 49、JJG 52、JJG 875、JJG 882 等相关规程的要求进行检定。在压力计量仪使用期间，项目业主应委托获得 CNAS 认可的第三方计量技术机构，按照现行有效的相关标准和规范的要求每年对压力计量仪进行校准，并且出具报告。

7.3.2.4 项目使用的电子汽车衡（地磅）在安装前和使用期间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依据 JJG 539、JJG 1118 等相关规程的要求进行检定。在电子汽车衡（地磅）使用期间，项目业主应委托获得 CNAS 认可的第三方计量技术机构，按照现行有效的相关标准和规范的要求每年对电子汽车衡（地磅）进行校准，并且出具报告。

7.3.2.5 项目使用的电能表在安装前和使用期间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依据 JJG 313、JJG 314、JJG 596、JJG 1165 等相关规程的要求进行检定。在电能表使用期间，项目业主应委托获得 CNAS 认可的第三方计量技术机构，按照现行有效的相关标准和规范的要求每年对电能表进行校准，并且出具报告。

7.3.2.6 已安装的流量计、温度计量仪、压力计量仪、电子汽车衡（地磅）、电能表等计量仪表发现以下情形时，项目业主应委托获得 CNAS 认可的第三方计量技术机构在 30 天内对计量仪表进行校准，必要时更换新的计量仪表，以确保监测数据的准确性：

- a) 计量仪表的误差超出规定的准确度范围、最大允许误差要求；
- b) 零部件故障问题导致计量仪表不能正常使用。

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、信息等原始凭证和台账管理制度，妥善保管监测数据、回收产品贸易结算凭证及产品产量台账、电量结算凭证及电量消耗台账、化石燃料购买凭证及化石燃料消耗台账、回收产品运输结算凭证及运输台账、计量仪表的检定、校准相关报告和维护记录，以及检测报告。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，且不可更改。

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，回收产品产量应与回收产品贸易结算凭证、产品产量台账进行交叉核对，电能表读数记录应与电量结算凭证、电量消耗台账进行交叉核对，化石燃料消耗量应与化石燃料购买凭证、化石燃料消耗台账进行交叉核对，回收产品运输距离应与回收产品运输结算凭证、回收产品运输台账进行交叉核对，运输回收产品的质量应与回收产品运输结算凭证、回收产品运输台账进行交叉核对，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

计量仪表出现未校准、延迟校准或者准确度超过规定要求时，应采取措施对该时间段内的数据进行保守性处理。回收产品流量、回收产品产量、下网电量、化石燃料消耗量、进入处理系统的伴生气流量等关键参数的保守性处理方式如下：

a) 气态回收产品流量的处理方式：

- 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) LNG 和其他回收产品产量的处理方式：

- 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。

c) 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。

d) 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 $\times$ （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。

e) 进入处理系统的伴生气流量的处理方式：

- 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。

7.3.5 数据联网要求

7.3.5.1 项目业主应在全国温室气体自愿减排注册登记系统及信息平台开始公示项目设计文件后，按照附录 A 的格式要求通过全国碳市场管理平台填报监测数据联网基础信息表，具体操作流程见全国温室气体自愿减排注册登记系统及信息平台办事指南栏目。

7.3.5.2 项目业主应建立项目监测数据储存系统，根据监测数据联网基础信息表中填报的监测频次与记录要求实时采集项目所涉计量仪表监测数据，监测数据储存系统中数据应至少存储 10 年。

7.3.5.3 项目监测数据储存系统中记录的计量仪表监测数据应与全国碳市场管理平台联网，具体联网要求如下：

a) 项目业主应在项目监测数据储存系统安装数据采集网关，数据采集网关在确保数据安全的前提下，对监测数据储存系统记录数据进行数据转发，具备断线缓存及监视管理功能；

b) 数据采集网关应具备如下能力：

- 应支持分布式控制系统（DCS）、可编程逻辑控制器（PLC）、远程终端控制系统（RTU）等多种工业自动化系统通讯协议；
- 应具备将上述多种通讯协议转换为消息队列遥测传输（MQTT）协议的能力；
- 数据采集网关应至少具备 16GB 以上内存以及 1TB 以上储存；

——项目业主应为项目监测数据储存系统数据传输提供稳定的互联网宽带或 4G/5G 无线通信数据传输环境；

c) 项目监测数据储存系统数据应通过数据采集网关每分钟上传一次；

d) 项目业主应每天核对监测数据储存系统数据记录值与计量仪表监测值，如有数值偏差或数据传输延迟应及时修复；

e) 项目业主应每月对监测数据储存系统数据记录情况及采集网关数据传输情况进行核对，确保数据完整准确记录；

f) 联网期间应尽量避免因设备故障所引起的数据缺失和数据中断情况，若发生应及时修复并上传情况说明，故障期数据不予再次上传、不予计算减排量。若每年度数据缺失和中断总时长超过 20 天，或自然月内数据缺失和中断持续超过 3 天，则该月份数据存疑，审定与核查机构需重点核查；

g) 项目监测数据储存系统数据联网试运行周期应不少于 1 个月，试运行期间应确保数据无中断。如发生中断，须重新进行联网试运行。

7.3.5.4 项目业主应留存监测各环节的原始记录、自动监测仪表运维记录等，各类原始记录内容应完整并有相关人员签字，应在项目最后一期减排量登记后至少保存 10 年。

7.3.5.5 项目业主应具有健全的自动监测仪表运行管理工作和质量管理制度。

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、项目批复文件、工程设计文件、环境影响评价报告书（表）及其批复文件，以及现场走访查看项目设施，确认项目的真实性。

8.1.2 审定与核查机构可通过查阅项目可行性研究报告、项目批复文件等，确认伴生气是否来自于陆上油田，确认伴生气处理系统设计规模是否小于 $3 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

8.1.3 审定与核查机构可通过查看项目可行性研究报告、项目批复文件、工程设计文件、环境影响评价报告书（表）及其批复文件、回收产品贸易交接凭证，以及现场走访查看项目设施，确认伴生气是否用于生产管输天然气、液化天然气、压缩天然气、液化石油气、稳定轻烃、混烃等产品。

8.1.4 审定与核查机构可通过查阅环境影响评价报告书（表）及其批复文件、社会责任报告、环境社会与治理报告、可持续发展报告等，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、项目批复文件、工程设计文件、环境影响评价报告书（表）及其批复文件等，以及现场走访、使用北斗卫星导航系统（BDS）、地理信息系统（GIS）等方式确定项目业主是否正确地描述了项目地理边界和拐点经纬度坐标、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温室气体自愿减排项目设计文件、减排量核算报告、监测计量点位图、计量仪表检定（校准）报告等相关证据材料，以及现场走访查看温度计量仪、压力计量仪、流量计、电能表、电子汽车衡（地磅）等计量仪表的安装位置、准确度、个数和监测数据，确定项目设计文件、监测计划和监测数据联网基础信息表描述的完整性、准确性，核实项目业主是否按照监测计划实施监测。

8.4 项目减排量的交叉核对

审定与核查机构通过查看全国碳市场管理平台联网监测数据及产品产量、电量、化石燃料消耗量、进入处理系统的伴生气的组分等相关证明材料，交叉核对核算报告中计算的减排量，按照保守原则取值。

8.5 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 38。

表 38 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	第 h 小时第 i 种气态回收产品标准状况下的流量 ($F_{NGP,h,i}$)	a) 查阅项目可行性研究报告中气态产品标准状况下的流量设计值（如有）； b) 应现场查看以下内容： ——流量计是否按照 GB 50093、GB/T 18603、GB/T 21446 安装要求安装； ——查阅设备首次检定记录，确认流量计的最大允许误差不超过 $\pm 1.5\%$； ——当回收产品为管输天然气时，流量计是否位于管输天然气外输计量交接处；当回收产品为 CNG 时，流量计是否位于 CNG 贸易交接计量处； ——流量计是否按照仪表设定频次开展连续监测，是否每整点记录该小时流量，数据是否接入项目监测数据储存系统和全国碳市场管理平台； ——上传至全国碳市场管理平台的监测数据联网基础信息表中对此参数的描述是否完整、准确； ——流量数据监测、记录是否与监测计划、监测数据联网基础信息表的描述一致。	a) 查阅设备检定、校准记录，确认流量计是否在检定、校准有效期内，确认流量计的最大允许误差不超过 $\pm 1.5\%$； b) 查阅回收产品贸易结算凭证、回收产品产量台账，与流量计监测数据进行交叉核对； c) 应现场查看以下内容： ——流量计是否按照 GB 50093、GB/T 18603、GB/T 21446 安装要求安装，是否位于管输天然气外输计量交接处或者 CNG 贸易交接计量处； ——流量计是否按照监测计划、监测数据联网基础信息表开展监测； ——接入项目监测数据储存系统和全国碳市场管理平台的数据是否与流量计读数一致。

序号	内容	审定要点及方法	核查要点及方法
2	第 y 年项目运行总时长 ($time_y$)	a) 查阅项目可行性研究报告中项目运行总时长设计值; b) 应现场查看以下内容: ——项目运行状态和运行时长数据是否连续监测, 数据是否接入项目监测数据储存系统和全国碳市场管理平台; ——上传至全国碳市场管理平台的监测数据联网基础信息表中对此参数的描述是否完整、准确; ——运行时长数据监测、记录是否与监测计划、监测数据联网基础信息表的描述一致。	应现场查看以下内容: ——项目实际运行情况; ——项目监测数据储存系统是否按照监测计划、监测数据联网基础信息表记录项目运行状态和运行时长; ——接入项目监测数据储存系统和全国碳市场管理平台的数据是否与项目实际运行情况一致。
3	第 h 小时第 i 种气态回收产品的工况流量 ($F_{GP,h,i}$)	a) 查阅项目可行性研究报告中气态产品工况流量设计值 (如有); b) 应现场查看以下内容: ——流量计是否按照 GB 50093、GB/T 18603、GB/T 21446 安装要求安装; ——查阅设备首次检定记录, 确认流量计的最大允许误差不超过 $\pm 1.5\%$; ——当回收产品为管输天然气时, 流量计是否位于管输天然气外输计量交接处; 当回收产品为 CNG 时, 流量计是否位于 CNG 贸易交接计量处; ——流量计是否按照仪表设定频次开展连续监测, 是否每整点记录该小时流量, 数据是否接入项目监测数据储存系统和全国碳市场管理平台; ——上传至全国碳市场管理平台的监测数据联网基础信息表中对此参数的描述是否完整、准确; ——流量数据监测、记录是否与监测计划、监测数据联网基础信息表的描述一致。	a) 查阅设备检定、校准记录, 确认流量计是否在检定、校准有效期内, 确认流量计的最大允许误差不超过 $\pm 1.5\%$; b) 查阅回收产品贸易结算凭证、回收产品产量台账, 与流量计监测数据进行交叉核对; c) 应现场查看以下内容: ——流量计是否按照 GB 50093、GB/T 18603、GB/T 21446 安装要求安装, 是否位于管输天然气外输计量交接处或者 CNG 贸易交接计量处; ——流量计是否按照监测计划、监测数据联网基础信息表开展监测; ——接入项目监测数据储存系统和全国碳市场管理平台的数据是否与流量计读数一致。

序号	内容	审定要点及方法	核查要点及方法
4	第 h 小时第 i 种气态回收产品的绝对压力 ($P_{GP,h,i}$)	a) 查阅项目可行性研究报告中气态回收产品的绝对压力值设计值 (如有); b) 应现场查看以下内容: ——压力计量仪是否按照 GB 50093、GB/T 18603 安装要求安装; ——查阅设备首次检定记录, 确认压力计量仪准确度等级要求不低于 2.5 级; ——当回收产品为管输天然气时, 压力计量仪是否位于管输天然气外输计量交接处; 当回收产品为 CNG 时, 压力计量仪是否位于 CNG 贸易交接计量处; ——压力计量仪是否按照仪表设定频次开展连续监测, 是否每整点记录该小时压力, 数据是否接入项目监测数据储存系统和全国碳市场管理平台; ——上传至全国碳市场管理平台的监测数据联网基础信息表中对此参数的描述是否完整、准确; ——压力数据监测、记录是否与监测计划、监测数据联网基础信息表的描述一致。	a) 查阅设备检定、校准记录, 确认压力计量仪是否在检定、校准有效期内, 确认压力计量仪的准确度等级要求不低于 2.5 级; b) 应现场查看以下内容: ——压力计量仪是否按照 GB 50093、GB/T 18603 安装要求安装, 是否位于管输天然气外输计量交接处或者 CNG 贸易交接计量处; ——压力计量仪是否按照监测计划、监测数据联网基础信息表开展监测; ——接入项目监测数据储存系统和全国碳市场管理平台的数据是否与压力计量仪读数一致。
5	第 h 小时第 i 种气态回收产品的温度 ($t_{GP,h,i}$)	a) 查阅项目可行性研究报告中气态回收产品的温度设计值 (如有); b) 应现场查看以下内容: ——温度计量仪是否按照 GB 50093、GB/T 18603 安装要求安装; ——查阅设备首次检定记录, 确认温度计量仪的最大允许误差不超过 $\pm 2.0\%$; ——当回收产品为管输天然气时, 温度计量仪是否位于管输天然气外输计量交接处; 当回收产品为 CNG 时, 温度计量仪是否位于 CNG 贸易交接计量处; ——温度计量仪是否按照仪表设定频次开展连续监测, 是否每整点记录该小时温度, 数据是否接入项目监测数据储存系统和全国碳市场管理平台; ——上传至全国碳市场管理平台的监测数据联网基础信息表中对此参数的描述是否完整、准确; ——温度数据监测、记录是否与监测计划、监测数据联网基础信息表的描述一致。	a) 查阅设备检定、校准记录, 确认温度计量仪是否在检定或复校时间间隔有效期内, 确认温度计量仪的最大允许误差不超过 $\pm 2.0\%$; b) 应现场查看以下内容: ——温度计量仪是否按照 GB 50093、GB/T 18603 安装要求安装, 是否位于管输天然气外输计量交接处或者 CNG 贸易交接计量处; ——温度计量仪是否按照监测计划、监测数据联网基础信息表开展监测; ——接入项目监测数据储存系统和全国碳市场管理平台的数据是否与温度计量仪读数一致。

序号	内容	审定要点及方法	核查要点及方法
6	第 y 年 LNG 回收产品的质量 ($M_{\text{LNG},y}$)	a) 查阅项目可行性研究报告中可回收的 LNG 总质量设计值; b) 应现场查看以下内容: ——电子汽车衡(地磅)是否按照 GB/T 7723 安装要求进行安装,质量流量计是否按照 GB 50093、GB/T 18603 安装要求安装,是否位于 LNG 贸易交接计量处; ——查阅设备首次检定记录,确认电子汽车衡(地磅)的准确度等级不低于Ⅲ级,确认质量流量计的最大允许误差不超过$\pm 0.5\%$; ——电子汽车衡(地磅)是否每次计量、每次记录,数据是否接入项目监测数据储存系统和全国碳市场管理平台;质量流量计是否按照仪表设定频次开展连续监测,是否每整点记录该小时总质量,数据是否接入项目监测数据储存系统和全国碳市场管理平台; ——上传至全国碳市场管理平台的监测数据联网基础信息表中对此参数的描述是否完整、准确; ——质量数据监测、记录是否与监测计划、监测数据联网基础信息表的描述一致。	a) 查阅设备检定、校准记录,确认电子汽车衡(地磅)、质量流量计是否在检定、校准有效期内,确认电子汽车衡(地磅)的准确度等级不低于Ⅲ级,确认质量流量计的最大允许误差不超过$\pm 0.5\%$; b) 查阅回收 LNG 产品贸易结算单、回收产品产量台账,与电子汽车衡(地磅)或质量流量计读数记录进行交叉核对; c) 应现场查看以下内容: ——电子汽车衡(地磅)是否按照 GB/T 7723 安装要求安装,质量流量计是否按照 GB 50093、GB/T 18603 安装要求安装,是否位于 LNG 贸易交接计量处; ——电子汽车衡(地磅)、质量流量计是否按照监测计划、监测数据联网基础信息表开展监测; ——接入项目监测数据储存系统和全国碳市场管理平台的数据是否与电子汽车衡(地磅)或质量流量计读数一致。
7	第 y 年第 j 种其他回收产品的质量 ($M_{j,y}$)	a) 查阅项目可行性研究报告中可回收的 LPG、稳定轻烃、混烃等其他产品的总质量设计值; b) 应现场查看以下内容: ——电子汽车衡(地磅)是否按照 GB/T 7723 安装要求安装,质量流量计是否按照 GB 50093、GB/T 9109.2、GB/T 18603 安装要求安装,是否位于贸易交接计量处; ——查阅设备首次检定记录,确认电子汽车衡(地磅)的准确度等级不低于Ⅲ级,确认质量流量计的最大允许误差不超过$\pm 0.5\%$; ——电子汽车衡(地磅)是否每次计量、每次记录,数据是否接入项目监测数据储存系统和全国碳市场管理平台;质量流量计是否按照仪表设定频次开展连续监测,是否每整点记录该小时总质量,数据是否接入项目监测数据储存系统和全国碳市场管理平台; ——上传至全国碳市场管理平台的监测数据联网基础信息表中对此参数的描述是否完整、准确; ——质量数据监测、记录是否与监测计划、监测数据联网基础信息表的描述一致。	a) 查阅设备检定、校准记录,确认电子汽车衡(地磅)、质量流量计是否在检定、校准有效期内,确认电子汽车衡(地磅)的准确度等级不低于Ⅲ级,确认质量流量计的最大允许误差不超过$\pm 0.5\%$; b) 查阅回收 LPG、稳定轻烃、混烃等其他产品的贸易结算单、回收产品产量台账,与电子汽车衡(地磅)或流量计读数记录进行交叉核对; c) 应现场查看以下内容: ——电子汽车衡(地磅)是否按照 GB/T 7723 安装要求安装,质量流量计是否按照 GB 50093、GB/T 9109.2、GB/T 18603 安装要求安装,是否位于贸易交接计量处; ——电子汽车衡(地磅)、质量流量计是否按照监测计划、监测数据联网基础信息表开展监测; ——接入项目监测数据储存系统和全国碳市场管理平台的数据是否与电子汽车衡(地磅)或质量流量计读数一致。

序号	内容	审定要点及方法	核查要点及方法
8	第 y 年项目消耗的第 k 种化石燃料的质量或标准状况下的体积 ($FC_{k,y}$) ⁴	a) 查阅项目可行性研究报告中化石燃料消耗量设计值 (如有); b) 应现场查看以下内容: ——流量计是否按照 GB 50093、GB/T 9109.2 安装要求安装, 是否位于项目化石燃料的输入端; ——查阅设备首次检定记录, 确认质量流量计最大允许误差不超过 $\pm 0.5\%$; ——流量计是否按照仪表设定频次开展连续监测, 是否每整点记录该小时燃料消耗量, 数据是否接入项目监测数据储存系统和全国碳市场管理平台; ——上传至全国碳市场管理平台的监测数据联网基础信息表中对此参数的描述是否完整、准确; ——质量或体积数据监测、记录是否与监测计划、监测数据联网基础信息表的描述一致。	a) 查阅设备检定、校准记录, 确认流量计是否在检定、校准有效期内, 确认质量流量计最大允许误差不超过 $\pm 0.5\%$; b) 查阅化石燃料消耗量台账或购买凭证, 与流量计监测数据进行交叉核对; c) 应现场查看以下内容: ——流量计是否按照 GB 50093、GB/T 9109.2 安装要求安装, 是否位于项目化石燃料的输入端; ——流量计是否按照监测计划、监测数据联网基础信息表开展监测; ——接入项目监测数据储存系统和全国碳市场管理平台的数据是否与流量计读数一致。
9	第 h 小时项目消耗的第 k 种化石燃料标准状况下的流量 ($F_{NGF,h,k}$)	a) 查阅项目可行性研究报告中项目消耗的气体化石燃料标准状况下的流量设计值 (如有); b) 应现场查看以下内容: ——流量计是否按照 GB 50093、GB/T 18603、GB/T 21446 安装要求安装, 是否位于项目化石燃料的输入端; ——查阅设备首次检定记录, 确认流量计的最大允许误差不超过 $\pm 1.5\%$; ——流量计是否按照仪表设定频次开展连续监测, 是否每整点记录该小时流量, 数据是否接入项目监测数据储存系统和全国碳市场管理平台; ——上传至全国碳市场管理平台的监测数据联网基础信息表中对此参数的描述是否完整、准确; ——流量数据监测、记录是否与监测计划、监测数据联网基础信息表的描述一致。	a) 查阅设备检定、校准记录, 确认流量计是否在检定、校准有效期内, 确认流量计的最大允许误差不超过 $\pm 1.5\%$; b) 查阅化石燃料消耗量台账或购买凭证, 与流量计监测数据进行交叉核对; c) 应现场查看以下内容: ——流量计是否按照 GB 50093、GB/T 18603、GB/T 21446 安装要求安装, 是否位于项目化石燃料的输入端; ——流量计是否按照监测计划、监测数据联网基础信息表开展监测; ——接入项目监测数据储存系统和全国碳市场管理平台的数据是否与流量计读数一致。

⁴ 本处审定与核查要点仅适用于液体化石燃料, 气体化石燃料体积应按照对参数 $F_{NGF,h,k}$ 的要求开展审定与核查。

序号	内容	审定要点及方法	核查要点及方法
10	第 h 小时项目消耗的第 k 种化石燃料的工况流量 ($F_{GF,h,k}$)	a) 查阅项目可行性研究报告中项目消耗的气体化石燃料工况流量设计值 (如有) ; b) 应现场查看以下内容: ——流量计是否按照 GB 50093、GB/T 18603、GB/T 21446 安装要求安装, 是否位于项目化石燃料的输入端; ——查阅设备首次检定记录, 确认流量计的最大允许误差不超过 $\pm 1.5\%$; ——流量计是否按照仪表设定频次开展连续监测, 是否每整点记录该小时流量, 数据是否接入项目监测数据储存系统和全国碳市场管理平台; ——上传至全国碳市场管理平台的监测数据联网基础信息表中对此参数的描述是否完整、准确; ——流量数据监测、记录是否与监测计划、监测数据联网基础信息表的描述一致。	a) 查阅设备检定、校准记录, 确认流量计是否在检定、校准有效期内, 确认流量计的最大允许误差不超过 $\pm 1.5\%$; b) 查阅化石燃料消耗量台账或购买凭证, 与流量计监测数据进行交叉核对; c) 应现场查看以下内容: ——流量计是否按照 GB 50093、GB/T 18603、GB/T 21446 安装要求安装, 是否位于项目化石燃料的输入端; ——流量计是否按照监测计划、监测数据联网基础信息表开展监测; ——接入项目监测数据储存系统和全国碳市场管理平台的数据是否与流量计读数一致。
11	第 h 小时项目消耗的第 k 种化石燃料的绝对压力 ($P_{GF,h,k}$)	a) 查阅项目可行性研究报告中项目消耗的气体化石燃料的绝对压力设计值 (如有) ; b) 应现场查看以下内容: ——压力计量仪是否按照 GB 50093、GB/T 18603 安装要求安装, 是否位于项目化石燃料的输入端; ——查阅设备首次检定记录, 确认压力计量仪准确度等级要求不低于 2.5 级; ——压力计量仪是否按照仪表设定频次开展连续监测, 是否每整点记录该小时压力, 数据是否接入项目监测数据储存系统和全国碳市场管理平台; ——上传至全国碳市场管理平台的监测数据联网基础信息表中对此参数的描述是否完整、准确; ——压力数据监测、记录是否与监测计划、监测数据联网基础信息表的描述一致。	a) 查阅设备检定、校准记录, 确认压力计量仪是否在检定、校准有效期内, 确认压力计量仪准确度等级要求不低于 2.5 级; b) 应现场查看以下内容: ——压力计量仪是否按照 GB 50093、GB/T 18603 安装要求安装, 是否位于项目化石燃料的输入端; ——压力计量仪是否按照监测计划、监测数据联网基础信息表开展监测; ——接入项目监测数据储存系统和全国碳市场管理平台的数据是否与压力计量仪读数一致。

序号	内容	审定要点及方法	核查要点及方法
12	第 h 小时项目消耗的第 k 种化石燃料的温度 ($t_{GF,h,k}$)	a) 查阅项目可行性研究报告中项目消耗的气体化石燃料的温度设计值 (如有); b) 应现场查看以下内容: ——温度计量仪是否按照 GB 50093、GB/T 18603 安装要求安装, 是否位于项目化石燃料的输入端; ——查阅设备首次检定记录, 确认温度计量仪的最大允许误差不超过 $\pm 2.0\%$; ——温度计量仪是否按照仪表设定频次开展连续监测, 是否每整点记录该小时温度, 数据是否接入项目监测数据储存系统和全国碳市场管理平台; ——上传至全国碳市场管理平台的监测数据联网基础信息表中对此参数的描述是否完整、准确; ——温度数据监测、记录是否与监测计划、监测数据联网基础信息表的描述一致。	a) 查阅设备检定、校准记录, 确认温度计量仪是否在检定或复校时间间隔有效期内, 确认温度计量仪的最大允许误差不超过 $\pm 2.0\%$; b) 应现场查看以下内容: ——温度计量仪是否按照 GB 50093、GB/T 18603 安装要求安装, 是否位于项目化石燃料的输入端; ——温度计量仪是否按照监测计划、监测数据联网基础信息表开展监测; ——接入项目监测数据储存系统和全国碳市场管理平台的数据是否与温度计量仪读数一致。
13	第 y 年项目消耗的下网电量 ($CONS_{ELEC,y}$)	a) 查阅项目可行性研究报告中项目消耗的下网电量设计值; b) 应现场查看以下内容: ——电能表是否按照 DL/T 448、DL/T 825 安装要求进行安装, 是否位于购售电协议中明确的下网计量点; ——查阅设备首次检定记录, 确认电能表的准确度等级是否符合 GB 17167 要求; ——电能表是否按照仪表设定频次开展连续监测, 是否每整点记录该小时下网电量, 数据是否接入项目监测数据储存系统和全国碳市场管理平台; ——上传至全国碳市场管理平台的监测数据联网基础信息表中对此参数的描述是否完整、准确; ——电量数据监测、记录是否与监测计划、监测数据联网基础信息表的描述一致。	a) 查阅电能表检定、校准记录, 确认电能表是否在检定、校准有效期内, 确认电能表的准确度等级是否符合 GB 17167 要求; b) 查阅电量结算凭证、消耗台账等文件, 与电能表监测数据进行交叉核对; c) 应现场查看以下内容: ——电能表是否按照 DL/T 448、DL/T 825 安装要求进行安装, 是否位于购售电协议中明确的下网计量点; ——电能表是否按照监测计划、监测数据联网基础信息表开展监测; ——接入项目监测数据储存系统和全国碳市场管理平台的数据是否与电能表读数一致。

序号	内容	审定要点及方法	核查要点及方法
14	第 y 年的项目所在省（自治区、直辖市）的电网输配电损失率（ TDL_y ）	a) 查阅项目设计文件中的项目所在省（自治区、直辖市）的电网输配电损失率取值； b) 查阅项目审定时《电力工业统计资料汇编》公布的最新的项目所在省（自治区、直辖市）的电网输配电损失率取值； c) 核对取值是否一致，以项目审定时《电力工业统计资料汇编》公布的最新的项目所在省（自治区、直辖市）的电网输配电损失率为准。	a) 查阅项目减排量核算报告中的项目所在省（自治区、直辖市）的电网输配电损失率取值； b) 查阅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，《电力工业统计资料汇编》是否公布了第 y 年项目所在省（自治区、直辖市）的电网输配电损失率。如果公布，以第 y 年项目所在省（自治区、直辖市）的电网输配电损失率为准；如果未公布，以第 y 年之前可获得的最近年份的项目所在省（自治区、直辖市）的电网输配电损失率为准。
15	第 y 年项目所在区域电网的电量边际排放因子（ $EF_{\text{grid},0M,y}$ ）	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
16	第 y 年项目所在区域电网的容量边际排放因子 ($EF_{\text{grid,BM},y}$)	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的容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。
17	第 y 年第 f 次运输回收产品的往返距离 ($D_{f,y}$)	应现场查看以下内容: ——项目业主是否存有电子运单系统数据、车辆北斗卫星导航系统(BDS)数据、运输结算凭证、产品运输台账; ——运输距离数据是否每车次监测、每车次记录,数据是否存入项目监测数据储存系统和全国碳市场管理平台; ——上传至全国碳市场管理平台的监测数据联网基础信息表中对此参数的描述是否完整、准确; ——运输距离数据监测、记录是否与监测计划、监测数据联网基础信息表的描述一致。	a) 查阅回收产品运输结算凭证、回收产品运输台账与电子运单系统数据、车辆北斗卫星导航系统(BDS)数据进行交叉核对; b) 应现场查看以下内容: ——运输距离数据是否按照监测计划开展监测、监测数据联网基础信息表开展监测; ——接入项目监测数据储存系统和全国碳市场管理平台的数据是否与回收产品运输结算凭证与产品运输台账数据一致。

序号	内容	审定要点及方法	核查要点及方法
18	第 y 年第 f 次运输回收产品的质量 ($FR_{f,y}$)	a) 查阅项目可行性研究报告中运输回收产品的质量设计值; b) 当回收产品为气态产品时, 应现场查看以下内容: ——流量计是否按照 GB 50093、GB/T 18603、GB/T 21446 安装要求安装, 是否位于贸易交接计量处; ——查阅设备首次检定记录, 确认流量计的最大允许误差不超过 $\pm 1.5\%$; ——流量计是否按照仪表设定频次开展连续监测, 是否每整点记录该小时流量, 数据是否接入项目监测数据储存系统和全国碳市场管理平台; ——上传至全国碳市场管理平台的监测数据联网基础信息表中对此参数的描述是否完整、准确; ——流量数据监测、记录是否与监测计划、监测数据联网基础信息表的描述一致; c) 当回收产品为液态产品时, 应现场查看以下内容: ——电子汽车衡(地磅)是否按照 GB/T 7723 安装要求安装, 质量流量计是否按照 GB 50093、GB/T 9109.2、GB/T 18603、GB/T 21446 安装要求安装, 是否位于贸易交接计量处; ——查阅设备首次检定记录, 确认电子汽车衡(地磅)的准确度不低于 III 级, 确认质量流量计最大允许误差要求不超过 $\pm 0.5\%$; ——电子汽车衡(地磅)是否每次计量、每次记录, 数据是否存入项目监测数据储存系统和全国碳市场管理平台; 质量流量计是否按照仪表设定频次开展连续监测, 是否每整点记录该小时总质量, 数据是否接入项目监测数据储存系统和全国碳市场管理平台; ——上传至全国碳市场管理平台的监测数据联网基础信息表中对此参数的描述是否完整、准确; ——质量数据监测、记录是否与监测计划、监测数据联网基础信息表的描述一致。	a) 查阅设备检定、校准记录, 确认流量计、电子汽车衡(地磅)是否在检定、校准有效期内, 确认体积流量计的最大允许误差不超过 $\pm 1.5\%$, 确认电子汽车衡(地磅)准确度等级不低于 III 级, 确认质量流量计的最大允许误差不超过 $\pm 0.5\%$; b) 查阅回收产品贸易结算凭证、回收产品运输结算凭证、回收产品产量台账与监测仪表读数记录进行交叉核对; c) 应现场查看以下内容: ——流量计是否按照 GB 50093、GB/T 9109.2、GB/T 18603、GB/T 21446 安装要求安装, 电子汽车衡(地磅)是否按照 GB/T 7723 安装要求安装, 是否位于贸易交接计量处; ——流量计、电子汽车衡(地磅)是否按照监测计划、监测数据联网基础信息表开展监测; ——存入项目监测数据储存系统和全国碳市场管理平台的数据是否与流量计、电子汽车衡(地磅)读数一致。

序号	内容	审定要点及方法	核查要点及方法
19	第 y 年进入处理系统的伴生气的气体组分 l 的摩尔分数 ($X_{l,y}$)	a) 查阅项目可行性研究报告中可回收的伴生气组分设计值; b) 应现场查看以下内容: ——取样点是否位于伴生气处理系统入口; ——组分检测是否按照规定的频次开展, 是否每次检测、每次记录, 数据是否存入项目监测数据储存系统和全国碳市场管理平台; ——上传至全国碳市场管理平台的监测数据联网基础信息表中对此参数的描述是否完整、准确。 ——组分数据检测、记录是否与监测计划、监测数据联网基础信息表的描述一致。	a) 查阅送检样品送检记录, 是否每季度送检一次, 检测方是否获得 CMA 认定, 检测报告是否加盖 CMA 章; b) 应现场查看以下内容: ——取样点是否位于伴生气处理系统入口; ——存入项目监测数据储存系统和全国碳市场管理平台的数据是否与检测结果一致。
20	第 h 小时进入处理系统的伴生气标准状况下的流量 ($F_{NAG,h}$)	a) 查阅项目可行性研究报告中进入处理系统的伴生气标准状况下的流量设计值 (如有); b) 应现场查看以下内容: ——流量计是否按照 GB 50093、GB/T 18603、GB/T 21446 安装要求安装, 是否位于伴生气处理系统入口处; ——查阅设备首次检定记录, 确认流量计的最大允许误差不超过 $\pm 1.5\%$; ——流量计是否按照仪表设定频次开展连续监测, 是否每整点记录该小时流量, 数据是否接入项目监测数据储存系统和全国碳市场管理平台; ——上传至全国碳市场管理平台的监测数据联网基础信息表中对此参数的描述是否完整、准确; ——流量数据监测、记录是否与监测计划、监测数据联网基础信息表的描述一致。	a) 查阅设备检定、校准记录, 确认流量计是否在检定、校准有效期内, 确认流量计的最大允许误差不超过 $\pm 1.5\%$; b) 应现场查看以下内容: ——流量计是否按照 GB 50093、GB/T 18603、GB/T 21446 安装要求安装, 是否位于伴生气处理系统入口处; ——流量计是否按照监测计划、监测数据联网基础信息表开展监测; ——接入项目监测数据储存系统和全国碳市场管理平台的数据是否与流量计读数一致。

序号	内容	审定要点及方法	核查要点及方法
21	第 h 小时进入处理系统的伴生气的工况流量 ($F_{AG,h}$)	a) 查阅项目可行性研究报告中进入处理系统的伴生气工况流量设计值 (如有) ; b) 应现场查看以下内容: ——流量计是否按照 GB 50093、GB/T 18603、GB/T 21446 安装要求安装, 是否位于伴生气处理系统入口处; ——查阅设备首次检定记录, 确认流量计的最大允许误差不超过 $\pm 1.5\%$; ——流量计是否按照仪表设定频次开展连续监测, 是否每整点记录该小时流量, 数据是否接入项目监测数据储存系统和全国碳市场管理平台; ——上传至全国碳市场管理平台的监测数据联网基础信息表中对此参数的描述是否完整、准确; ——流量数据监测、记录是否与监测计划、监测数据联网基础信息表的描述一致。	a) 查阅设备检定、校准记录, 确认流量计是否在检定、校准有效期内, 确认流量计的最大允许误差不超过 $\pm 1.5\%$; b) 应现场查看以下内容: ——流量计是否按照 GB 50093、GB/T 18603、GB/T 21446 要求安装, 是否位于伴生气处理系统入口处; ——流量计是否按照监测计划、监测数据联网基础信息表开展监测; ——接入项目监测数据储存系统和全国碳市场管理平台的数据是否与流量计读数一致。
22	第 h 小时进入处理系统的伴生气的绝对压力 ($P_{AG,h}$)	a) 查阅项目可行性研究报告中进入处理系统的伴生气的压力设计值 (如有) ; b) 应现场查看以下内容: ——压力计量仪是否按照 GB 50093、GB/T 18603 安装要求安装, 是否位于伴生气处理系统入口处; ——查阅设备首次检定记录, 确认压力计量仪准确度等级要求不低于 2.5 级; ——压力计量仪是否按照仪表设定频次开展连续监测, 是否每整点记录该小时压力, 数据是否接入项目监测数据储存系统和全国碳市场管理平台; ——上传至全国碳市场管理平台的监测数据联网基础信息表中对此参数的描述是否完整、准确; ——压力数据监测、记录是否与监测计划、监测数据联网基础信息表的描述一致。	a) 查阅设备检定、校准记录, 确认压力计量仪是否在检定、校准有效期内, 确认压力计量仪准确度等级要求不低于 2.5 级; b) 应现场查看以下内容: ——压力计量仪是否按照 GB 50093、GB/T 18603 安装要求安装, 是否位于伴生气处理系统入口处; ——压力计量仪是否按照监测计划、监测数据联网基础信息表开展监测; ——接入项目监测数据储存系统和全国碳市场管理平台的数据是否与压力计量仪读数一致。

序号	内容	审定要点及方法	核查要点及方法
23	第 h 小时进入处理系统的伴生气的温度 ($t_{AG,h}$)	a) 查阅项目可行性研究报告中进入处理系统的伴生气的温度设计值 (如有); b) 应现场查看以下内容: —— 温度计量仪是否按照 GB 50093、GB/T 18603 安装要求安装, 是否位于伴生气处理系统入口处; —— 查阅设备首次检定记录, 确认温度计量仪的最大允许误差不超过 $\pm 2.0\%$; —— 温度计量仪是否按照仪表设定频次开展连续监测, 是否每整点记录该小时温度, 数据是否接入项目监测数据储存系统和全国碳市场管理平台; —— 上传至全国碳市场管理平台的监测数据联网基础信息表中对此参数的描述是否完整、准确; —— 温度数据监测、记录是否与监测计划、监测数据联网基础信息表的描述一致。	a) 查阅设备检定、校准记录, 确认温度计量仪是否在检定或复校时间间隔有效期内, 确认温度计量仪的最大允许误差不超过 $\pm 2.0\%$; b) 应现场查看以下内容: —— 温度计量仪是否按照 GB 50093、GB/T 18603 安装要求安装, 是否位于伴生气处理系统入口处; —— 温度计量仪是否按照监测计划、监测数据联网基础信息表开展监测; —— 接入项目监测数据储存系统和全国碳市场管理平台的数据是否与温度计量仪读数一致。

9 方法学编制单位

在本文件编制工作中, 中国石油集团安全环保技术研究院有限公司, 以及生态环境部环境规划院、北京摄氏能元科技发展有限公司、中国质量认证中心、中环联合 (北京) 认证中心有限公司、生态环境部环境发展中心、中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司、中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司、中石化 (大连) 石油化工研究院有限公司、中国计量科学研究院、生态环境部信息中心等单位作出积极贡献。

附 录 A

监测数据联网基础信息表

A.1 监测数据联网基础信息表的版本及修订					
版本号	制定（修订）年月	修订说明			
A.2 项目基本情况					
1. 项目基本信息 （包括项目名称、计入期、项目业主、项目权属等情况） 2. 项目运行情况 （包括伴生气集气系统、伴生气净化系统、天然气增压装置、LNG 生产装置、CNG 生产装置、LPG/稳定轻烃/混烃生产装置、输送系统等运行情况）					
A.3 项目边界和主要系统设施描述					
1. 项目边界的描述 （包括项目边界所包含的系统设施、所对应的地理边界、工艺流程图及工艺流程描述，工艺流程图中标注各系统设施、监测仪表点位）					
2. 主要系统设施					
系统设施名称	监测数据储存系统名称	上位机/DCS	通信方式	网络情况	备注说明
例：伴生气集气系统	XX 控制系统	EDPF NT+（V3.0）	TCP/IP	无线网	
伴生气净化系统					
天然气增压装置					
LNG 生产装置					
CNG 生产装置					
LPG/稳定轻烃/混烃生产装置					
.....					
A.4 数据内部质量控制和质量保证相关规定					
1. 内部管理制度和质量保证体系 （1）明确监测数据联网工作的负责部门及责任人，以及工作要求、工作流程等； （2）建立监测仪表使用和管理制度，明确监测仪表检定（校准）、维护等工作的负责部门及责任人等； （3）针对回收产品产量、下网电量、化石燃料消耗量、进入处理系统的伴生气气体流量和组分、产品运输距离、温度、压力、项目运行时长等关键参数，建立监测仪表管理台账，并保留检定、校准、检测相关原始凭证。					

参数	设备名称	设备型号	安装位置	生产厂家	监测频次	监测仪表准确度	监测原始数据小数位数*	检定和校准频次	最近一次检定和校准时间	检定和校准报告	是否接入监测数据储存系统	传输协议
第 h 小时第 i 种气态回收产品标准状况下的流量	流量计 1#							检定： 校准：	检定： 校准：	检定： 校准：		
第 y 年 LNG 回收产品的质量	电子汽车衡（地磅）1#							检定： 校准：	检定： 校准：	检定： 校准：		
第 y 年项目消耗的下网电量	电能表 1#							检定： 校准：	检定： 校准：	检定： 校准：		
第 h 小时第 i 种气态回收产品的绝对压力	压力计量仪 1#							检定： 校准：	检定： 校准：	检定： 校准：		
第 h 小时第 i 种气态回收产品的温度	温度计量仪 1#							检定： 校准：	检定： 校准：	检定： 校准：		
.....												
2. 原始凭证和台账记录管理制度 （包括监测数据、检定（校准）报告、检测报告，以及其他相关材料的登记、保存和记录）												

*流量、电量四舍五入保留到小数点后三位。距离、质量、温度、压力、运行时长四舍五入保留到小数点后两位。