

ICS27.100
F10

CET

团体标准

CET XXXX-2022

火电机组在线能耗（反平衡）计算技术导则

Technical Standard for On-Line Energy Consumption Calculation
(Indirect Balance Methods)

（征求意见稿）

（本稿完成日期：2022.07.30）

XXXX-XX-XX 发布

XXXX-XX-XX 实施

中国电力技术市场协会发布

目 录

前 言	4
0 范围	1
1 规范性引用文件	1
2 术语与定义	1
3.1 在线能耗信息系统 online energy consumption information system	1
3.2 在线能耗反平衡计算 indirect balance methods of online energy consumption calculation	1
3.3 机组运行状态参数 unit operation status parameters	1
3.4 滑动平均值 sliding average value	2
3 一般性原则	2
4.1 数据源选择	2
4.2 数据预处理	2
4.3 计算最小周期	3
4.4 灰、渣含碳量	3
4.5 重要参数校准及修正的一般性措施	3
4.6 状态参数	3
4 机组在线反平衡计算	3
5.1 供热比	3
5.2 供热发电比	3
5.3 热电比（实时）	4
5.4 机组生产厂用电率（实时）	4
5.5 机组发电厂用电率（实时）	4
5.6 机组供热厂用电率（实时）	4
5.7 发电煤耗（实时）	4
5.8 供热煤耗（实时）	4
5.9 供电煤耗（实时）	4
5.10 锅炉总工质吸热量（实时）	4
5.11 汽轮机组平均总热耗量（实时）	4
5.12 机组供热量（实时）	4
5.13 机组各级供热量（实时）	5

5.14	机组燃煤量（实时）	5
5.15	管道效率（实时）	5
5	锅炉在线反平衡效率计算	5
6.1	燃料数据	5
6.2	灰渣数据	6
6.3	数据回算	6
6.4	燃烧计算	6
6.5	基准温度	7
6.6	排烟热损失	8
6.7	气体未完全燃烧热损失	8
6.8	固体未完全燃烧热损失	8
6.9	锅炉散热损失	8
6.10	灰、渣物理显热损失	8
6.11	石子煤热损失计算	8
6.12	外来热量与燃料低位发热量的百分比	9
6	汽机在线能耗计算	9
7.1	主要流量	9
7.2	抽汽加热流量	10
7.3	供热流量	10
7.4	轴封或阀杆漏气量	10
7.5	不明泄漏项	10
7.6	流量基准切换原则	10
7.7	其它测点选择	11
7.8	不同运行方式下的计算	11
7.9	辅助输出项	11

前 言

本标准按照GB/T1.1-2009《标准化工作导则——第1部分：标准的结构和编写规则》给出的规则起草。

请注意本文件的某些内容可能涉及专利。本文件的发布机构不承担识别这些专利的责任

本标准由中国电力技术市场协会提出。

本标准由中国电力技术市场协会工业互联网与智能化专委会归口。本标准起草单位：华润电力技术研究院有限公司、润电能源科学技术有限公司、华润电力控股有限公司、江苏南热发电有限责任公司、西安热工研究院有限公司、广东电科院能源技术有限责任公司

本标准主要起草人：张含智、任利明、张鸿泉、和勇、曾广斌、李晓静、马成龙、陈建华、杜学森、崔皓程、李源、刘培栋、杨旭、聂怀志

本标准为首次制定。

本标准在执行过程中如有意见和建议，请反馈至中国电力技术市场协会标准化技术委员会秘书处（地址：XXX，邮编：XXX）。

火电机组在线能耗（反平衡）计算技术导则

0 范围

本标准规定了火电机组在线能耗信息系统反平衡能耗计算（锅炉效率、汽轮机热耗）技术。

本标准适用于非循环流化床锅炉燃煤发电机组在额定负荷30%以上的在线能耗反平衡计算。

1 规范性引用文件

下列文件对于本文件的应用是必不可少的。凡是注日期的引用文件，仅所注日期的版本适用于本文件。凡是不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本文件。

GB/T 10184-2015	电站锅炉性能验收试验规程
GB/T 8117.1-2008	汽轮机热力性能验收试验规程
DL/T 904-2015	火力发电厂技术经济指标计算方法
DL/T 924-2016	火力发电厂厂级监控信息系统技术条件
GB/T 211-2007	煤中全水分的测定
GB/T 214-2007	煤中全硫的测定方法
GB/T 476-2008	煤中碳和氢的测定方法
GB/T 19227-2008	煤中氮的测定方法
GB/T 212-2001	煤的工业分析方法方法
GB/T 213-2003	煤的发热量测定方法
DL/T 567.3-2016	火力发电厂燃料试验方法第3部分：飞灰和炉渣样品的采取和制备
ASME PTC6-2004	汽轮机性能试验规程

2 术语与定义

3.1 在线能耗信息系统 online energy consumption information system

采集火力发电厂能耗相关实时数据，结合化验等非实时数据，以分钟级刷新在线计算实时能耗水平，帮助用户全面掌握机组能源消耗状况，并通过系统界面将各种能源指标数据展现出来的信息系统。

3.2 在线能耗反平衡计算 indirect balance methods of online energy consumption calculation

参照电站锅炉性能验收试验规程计算方法并尽量适应波动条件下系统不完全达到测量参数的能量、质量平衡，对在线机组的锅炉燃料效率、汽轮机热耗率、发电煤耗等指标进行近似计算。

3.3 机组运行状态参数 unit operation status parameters

采集的机组实时状态参数（如：开关量等）或者多个状态参数的组合，实现分辨机组重

要运行方式的（如：高压加热器切除等）分辨，为在线能耗信息系统采用对应的计算方法提供依据。

3.4 滑动平均值 sliding average value

在所选择的平均周期内，对所采集的连续 m 项序列的第1项至第 m 项之和除以 m 。

3 一般性原则

能耗在线反平衡计算主要是服务于机组的实时能耗数据计算，以便于提供分钟级时间尺度上的机组能耗特征数据，以便于专业技术人员能够方便的掌握机组实时能耗状态，并为进一步分析提供基础。

由于在线能耗计算相较于性能试验工况存在：机组存在吹灰、供热等非隔离情况，无法维持负荷、煤质等参数的稳定，无法实时同步进行煤、灰、渣取样分析，缺乏实时燃煤元素分析等计算所需参数，可能面临传感器代表性不好或者部分仪表故障，面临不同的系统切换运行方式等特征，造成在线能耗计算不可能完全满足相关性能试验的要求，前面所引用的文件对于能耗计算主要起到参考规范的作用，使得能耗计算产生的结果尽可能与性能试验计算产生的结果是尽量接近的计算方法，以达到计算方法的一致性。对于两者之间的区别，也应采取针对性的方法进行处理。

4.1 数据源选择

为了提高计算输出的质量，尽量抑制波动性，在汽轮机主要流量基准的选择上，需要选择波动幅度更小的测点维持输出的平稳性，必要时通过间接计算的方式产生流量值。考虑到实时锅炉效率计算采用的是反平衡计算的方式，工质流量影响散热等项目，影响有限；在计算汽轮机热耗率时，在波动性接近的情况下，应尽量选用靠近汽轮机侧的流量基准点，减少选用凝结水或给水作为基准计算时产生的流量传递滞后现象，保证汽轮机热耗率的准确性。

当现场能够获取5分钟（或更短）时间间隔的辅机电度表电量数据时，优先采用电量数据计算，当无法获取时，采用直接读取电功率或电流、电压间接计算电功率数据，并通过直接读取的电功率与电压、电流间接计算功率进行修正。

当在线燃料的信息系统能够提供较为准确的在线煤质数据时，可选取燃料在线的信息系统提供的煤质数据（包括：工业分析各项目、低位发热量、全硫等），当无法提供时，采用每日（每班）入炉化验数据。

当机组具备大气压力、空气湿度数据时，尽量读取现场测量数据，当不具备时，可考虑读取天气网站上的气压、湿度数据或者选用符合机组所在地的均值。

4.2 数据预处理

在线能耗计算所采用的数据点应进行有效性检验和数据预处理，确保数据的可靠性，应具有参数异常与超限等判断功能，程序应该能够自动识别输入参数是否足够满足产生合格的

参数，当不满足计算要求时，产生相应信息传递给计算程序进行处理。

在线能耗计算应该通过如开关量状态和一些关键的测量参数点判断实际运行中存在的运行状态切换判别，并将相应信息传递给计算程序进行处理。

4.3 计算最小周期

实时能耗计算区别于性能试验计算，需要面对更多的工况波动问题。由于系统中流量、压力、能量等的转递需要通过时间来完成，应在实时计算中选用相对略长的时间段来进行计算，根据不同机组的特性一般可将计算最小周期设定在5分钟至10分钟的范围，选取计算周期范围内相关数据的均值作为输入，以尽可能的保证输出的结果具有更好的平稳性。

4.4 灰、渣含碳量数据选择

对于灰、渣含碳量分析，可以通过相关信息系统采集获得，宜尽量在信息系统中标识每个飞灰、炉渣的采样代表时间段。

4.5 重要参数校准及修正的一般性措施

对于对实时能耗计算结果影响较大的重要参数，应通过适当的参数校准及修正机制保证其准确性。重要参数包括但不限于：凝结水流量、给水流量、主蒸汽流量、各级抽汽/供热流量、排烟温度、排烟氧量氧量等。校准及修正建议见附录A。

4.6 状态参数

实时能耗计算还应包括一些必要的状态参数，主要的状态包括：机组启停状态，各送、引、一次（排粉、增压）风机启停状态，各磨煤机启停状态，各小机启停状态，各股供热、系统用汽等蒸汽来源切换位置状态，热力系统各加热器投入或切除状态等。

4 机组在线反平衡计算

机组反平衡计算应该包括的主要参数为：供热比（实时）、供热发电比（实时）、热电比（实时）、机组生产厂用电率（实时）、机组发电厂用电率（实时）、机组供热厂用电率（实时）、发电煤耗（实时）、供热煤耗（实时）、供电煤耗（实时）、生产补水率（实时）、发电机有功功率（实时）、机组供热量（实时）、机组各级供热量（实时）、机组燃煤量（实时）、机组燃油量（实时）、管道效率（实时）。

5.1 供热比

供热比的计算方法同DL/T 904-2015《火力发电厂技术经济指标计算方法》中的规定，为计算周期内汽轮机组向外供热的热量与汽轮机组总热耗量的百分比。

5.2 供热发电比

供热发电比的计算方法同DL/T 904-2015《火力发电厂技术经济指标计算方法》中的规定，为计算周期内汽轮机组向外供热的热量与发电量之比。

5.3 热电比（实时）

热电比的计算方法同DL/T 904-2015《火力发电厂技术经济指标计算方法》中的规定，为计算周期内汽轮机组向外供热的热量与供电量的当量热量之比。

5.4 机组生产厂用电率（实时）

机组生产厂用电率，为计算周期内机组所对应的生产厂用电量与发电量的百分比。

5.5 机组发电厂用电率（实时）

机组生产厂用电率，为计算周期内机组发电用的厂用电量与发电量的百分比。

5.6 机组供热厂用电率（实时）

机组生产厂用电率，为计算周期内机组供热用的厂用电量与发电量的百分比。

5.7 发电煤耗（实时）

发电煤耗的计算方法计算方法同DL/T 904-2015《火力发电厂技术经济指标计算方法》中的规定，为计算周期内根据测量参数计算得出的机组每发出1kW·h电能所耗用的标准煤量。

5.8 供热煤耗（实时）

供热煤耗的计算方法同DL/T 904-2015《火力发电厂技术经济指标计算方法》中的规定，为计算周期内根据测量参数计算得出的机组每对外供热1GJ热量所消耗的标准煤量。

5.9 供电煤耗（实时）

供电煤耗的计算方法计算方法同DL/T 904-2015《火力发电厂技术经济指标计算方法》中的规定，为计算周期内根据测量参数计算得出的机组每供出1kW·h电能所耗用的标准煤量。

5.10 锅炉总工质吸热量（实时）

锅炉总工质吸热量的计算方法计算方法同DL/T 904-2015《火力发电厂技术经济指标计算方法》中的规定，为计算周期内根据测量参数计算得出用于过热及各级再热蒸汽加热流程中全部离开锅炉的工质总焓值与进入锅炉的工质总焓值之差。

5.11 汽轮机组平均总热耗量（实时）

汽轮机组平均总热耗量的计算方法计算方法同DL/T 904-2015《火力发电厂技术经济指标计算方法》中的规定，为计算周期内根据测量参数计算得出汽轮机组从外部热源获得的热量。

5.12 机组供热量（实时）

机组供热量的计算方法计算方法同DL/T 904-2015《火力发电厂技术经济指标计算方法》中的规定，为计算周期内根据测量参数计算得出的离开机组用于直接或间接供热的工质热量与返回或用于补充供热不足工质所补充到机组的工质热量之差。

5.13 机组各级供热量（实时）

机组各级供热量的计算方法参照机组供热量的方法，为计算周期内根据测量参数计算得出的离开机组用于特定压力直接或间接供热的工质热量与返回或用于补充供热不足工质所补充到机组的工质热量之差。

5.14 机组燃煤量（实时）

直吹式燃煤机组燃煤量的计算方法为计算周期内各台投运给煤机的平均给煤量与标定修正系数（如有）之积的累加值。

中储式燃煤机组的燃煤量一般难以通过计量直接得到，可采用间接计算的方法得到，详见附录B。

5.15 管道效率（实时）

管道效率的计算方法计算方法同DL/T 904-2015《火力发电厂技术经济指标计算方法》中的规定，为计算周期内根据测量参数计算得出的汽轮机总耗热量与锅炉总输出热量的百分比。

5 锅炉在线反平衡效率计算

锅炉在线反平衡效率计算应主要参考GB/T10184-2015《电站锅炉性能验收试验规程》的相关计算部分，取消试验条件中：受热面保持正常运行时的清洁度、机组与其它非试验系统完成隔离的要求、机组稳定时间、试验工况持续时间等实际运行状态无法达到的要求。计算所采用的实时数据来源均来自于机组运行表计。

6.1 燃料数据

燃料数据应该包括污泥等非煤掺烧燃料的综合取值。

固体燃料：应按照煤与非煤掺烧燃料各自的质量比例进行加权平均得到固体燃料的取值数据。非煤掺烧燃料如果化验频次与燃煤不一致的，按照最后一次化验结果取值。

液体燃料和气体燃料应按最近一次化验数据取值，流量应在判断燃料投入的条件下，按照运行表计流量数据与修正系数（如有）的乘积。

计算进入锅炉的燃烧反应物、产物及放热量时，应该按照固体、液体、气体分别计算，并最终按照每千克质量（或每标态立方米体积）进行加权取值。

总燃料量为：进入锅炉的固体、液体燃料质量（吨）与气体燃料（千标立方米）之和。

考虑到上煤（固体燃料）时间及煤（固体燃料）采样时间与实际煤（固体燃料）的入炉时间存偏差，宜在系统内考虑设置时间偏差设定项，方便根据各机组实际平均的时间偏差进行设定修正，以保证计算更具有代表性。

6.2 灰渣数据

灰渣数据原则上应来自于化验填报的数据；对于组织测试过典型工况下的灰（不同位置）、渣比的机组，原则上宜采用测试比例；对于未测试过典型工况下的灰（不同位置）、渣比的机组，选用GB/T10184-2015《电站锅炉性能验收试验规程》推荐的比例。

考虑到飞灰、炉渣含碳量与煤种、负荷等均具有关联关系，宜在系统内考虑设置时间分段范围，根据一般飞灰、炉渣取样的时间段，分别设定各次取样最能够代表的时间段范围。

6.3 数据回算

反平衡炉效需要用到的燃料、灰渣等数据需要延时化验后才能获得，因此，实时计算反平衡炉效应该在设定对应的时间点当燃料数据及灰渣数据都具备时进行数据回算。当对应时间点燃料数据及灰渣数据不完全具备时，宜取当前最近一条数据进行临时计算展示。

对于用于进行反平衡统计报表所采用的锅炉能耗数据，以及由采用燃料或灰渣数据产生的进一步计算出的发电煤耗及供电煤耗等数据，应以回算后的数据进行统计，当回算数据不全时，应显示在统计时间段内所采用的回算数据时间段的占比。

当具备灰渣采样时间时，对应时间内计算所得的相关锅炉能耗数据应予以专门的标签，作为锅炉能耗数据较高可信度的样本集。

6.4 燃烧计算

当入炉燃料不包括煤泥、非煤掺烧燃料等情况，并且煤种在上述无烟煤、贫煤、烟煤、长焰煤、褐煤的范围内，可以采用DL/T904-2015《火力发电厂技术经济指标计算方法》4.17中所推荐的理论干空气和理论干烟气的计算方法。

当入炉燃料包括煤泥、非煤掺烧燃料等情况，或煤种超出了无烟煤、贫煤、烟煤、长焰煤、褐煤的范围，且对应的燃料性质较为稳定，可选择采用以下方法：

参照GB/T 476-2008《煤中碳和氢的测定方法》、GB/T 19227-2008《煤中氮的测定方法》和GB/T 214-2007《煤中全硫的测定方法》对燃料的可燃部分中的碳、氢、氮、硫、氧进行分析，选择符合计算时间段内的相关数值按照各元素在干燥无灰基中所占比例进行计算。见下式：

$$C_{ar} = \frac{(100 - M_{ar} - A_{ar}) \times C_{ar}^0}{100 - M_{ar}^0 - A_{ar}^0} \quad (14)$$

$$H_{ar} = \frac{(100 - M_{ar} - A_{ar}) \times H_{ar}^0}{100 - M_{ar}^0 - A_{ar}^0} \quad (15)$$

$$O_{ar} = \frac{(100 - M_{ar} - A_{ar}) \times O_{ar}^0}{100 - M_{ar}^0 - A_{ar}^0} \quad (16)$$

$$N_{ar} = \frac{(100 - M_{ar} - A_{ar}) \times N_{ar}^0}{100 - M_{ar}^0 - A_{ar}^0} \quad (17)$$

$$S_{ar} = \frac{(100 - M_{ar} - A_{ar}) \times S_{ar}^0}{100 - M_{ar}^0 - A_{ar}^0} \quad (18)$$

M_{ar} ——计算时间段内的固体燃料收到基水分，%

M_{ar}^0 ——选择历史时间段内的固体燃料元素分析时的平均收到基水分，%

A_{ar} ——计算时间段内的固体燃料收到基灰分，%

A_{ar}^0 ——选择历史时间段内的固体燃料元素分析时的平均收到基灰分，%

C_{ar} ——计算时间段内的固体燃料收到基碳含量，%

C_{ar}^0 ——选择历史时间段内的固体燃料元素分析时的平均收到基碳含量，%

H_{ar} ——计算时间段内的固体燃料收到基氢含量，%

H_{ar}^0 ——选择历史时间段内的固体燃料元素分析时的平均收到基氢含量，%

O_{ar} ——计算时间段内的固体燃料收到基氧含量（计算值），%

O_{ar}^0 ——选择历史时间段内的固体燃料元素分析时的平均收到基氧含量（计算值），%

N_{ar} ——计算时间段内的固体燃料收到基氮含量，%

N_{ar}^0 ——选择历史时间段内的固体燃料元素分析时的平均收到基氮含量，%

S_{ar} ——计算时间段内的固体燃料收到基硫分（当未化验硫分时），%

S_{ar}^0 ——选择历史时间段内的固体燃料元素分析时的平均收到基硫分（当未化验硫分时），%

锅炉最终的燃烧化学反应计算，应该按照各种燃料的质量（或标态体积）进行加权平均后再进行计算。

在计算参与燃烧的空气时，当具备条件应该考虑在环境温度、相对湿度及大气压条件下的实际空气中水蒸汽含量的百分比，当不具备条件时，应考虑按照机组所在地的气象条件，取平均气温、相对湿度及气压下的水蒸汽含量的百分比。

6.5 基准温度

锅炉反平衡计算中，采用GB/T10184-2015《电站锅炉性能验收试验规程》中规定的25℃

作为基准温度，作为计算排烟损失与进入锅炉边界的基准温度线。

6.6 排烟热损失

当锅炉在排烟计算点处无氧量测点时，应按以下原则进行处理：按照近期沿烟气上游最近的有效氧量测点，所测试得到的漏风率，当条件具备时，可按不同出力下进行漏风率的曲线进行计算，当条件不具备时，按照商定的漏风率进行取值。

原则上通过元素进行燃烧计算，在计算排烟热损失时可不考虑单独计算一氧化碳，按照完全生成二氧化碳进行计算。

6.7 气体未完全燃烧热损失

对于未安装一氧化碳探头的锅炉，应采用最近的燃烧调整或性能试验报告中的一氧化碳浓度进行取值，当规律性较强时，宜采用一氧化碳浓度随工况变化的表达式，当规律性不明显时，宜采用一氧化碳浓度均值。

6.8 固体未完全燃烧热损失

按照GB/T10184-2015《电站锅炉性能验收试验规程》的规定计算。

6.9 锅炉散热损失

按照GB/T10184-2015《电站锅炉性能验收试验规程》所推荐的方法。

6.10 灰、渣物理显热损失

按照GB/T10184-2015《电站锅炉性能验收试验规程》的规定计算。

6.11 石子煤热损失计算

石子煤热损失计算方法如下：

（1）根据石子煤量统计，与耗煤量统计数据，得出石子煤排放比例（当磨煤机进行过相关风环改造、煤种明显变化等导致该数据在超过一周的变化超过原值±25%的情况发生时，需重新统计计算）；

（2）根据实际煤种和设备状况，取近几次（由实际情况确定）的石子煤收到基低位发热量均值数据作为石子煤发热量数据；

（3）石子煤排放损失先按照固体燃料进行计算，最后按照固体燃料在所有燃料中的热值比例进行计算：

$$q_{oth,pr} = \frac{\eta_{out,szm} \times B_{solid} \times Q_{szm,net,ar}}{\sum (B_{fuel} \times Q_{fuel,net,ar})} \quad (20)$$

$q_{oth,pr}$ ——石子煤造成的其他损失，%

$\eta_{out,szm}$ ——石子煤排放比例占固体燃料的质量百分比（统计值），%

B_{solid} ——固体燃料量, t/h

$Q_{szm, net, ar}$ ——石子煤的收到基低位发热量, kJ/kg

B_{fuel} ——入炉燃料量(固体燃料、液体燃料、气体燃料), t/h或kNm³/h

$Q_{fuel, net, ar}$ ——入炉燃料收到基低位热值(固体燃料、液体燃料、气体燃料), kJ/kg
或kJ/ Nm³

6.12 外来热量与燃料低位发热量的百分比

此部分计算应参照GB/T10184-2015《电站锅炉性能验收试验规程》中的规定,进行相关项目的计算。对于GB/T10184-2015《电站锅炉性能验收试验规程》7.2.4中的进入系统边界的空气所携带的热量项,当具备可信的一、二次风流量测量值时,可采用在线计算的一、二次风量进行计算,当不具备任意一项可信的上述流量时,应用事先计算得到的一、二次风比例值按照燃烧所需比例进行计算。

6 汽机在线能耗计算

汽机在线能耗计算主要参考ASME PTC6-2004《汽轮机性能试验规程》的相关内容。

7.1 主要流量

汽轮机主要流量作为整个热力系统的流量计算基准,可以是:凝结水流量、给水流量、主蒸汽流量等,其计算的可靠性对于汽轮机相关能耗计算至关重要,对此采取以下规定:

(1) 主要流量计算宜直接采用压力变送器和温度数据采集点,避免由于DCS调整相关流量计算系数引起的计算结果变动。

(2) 对于采用ASME长颈喷嘴或流量孔板的流量测点,应考虑按照相应的等效流量计算公式进行计算:

$$q_{flow} = K_{nozzle} \times \sqrt{\frac{\Delta P_{flow}}{\rho_{flow}}} \quad (21)$$

q_{flow} ——通过喷嘴的工质流量, t/h;

K_{nozzle} ——通过流量装置的经校验后等效流量系数;

ΔP_{flow} ——通过流量装置的差压(当有多个点时取均值), MPa;

ρ_{flow} ——通过流量装置的工质密度, kg/m³。

通过流量装置的经校验后等效流量系数,应该根据性能试验期间的数据进行比对,特别是采用了经校验的长颈喷嘴进行试验期间的数据;比对应该采用多个工况点分别计算该系数,当各工况点的流量系数与均值偏差最大不超过0.5%时,原则上可以用定值,当不满足上述

条件时，该系数应按照不同流量产生等效流量系数拟合曲线。

7.2 抽汽加热流量

计算抽汽加热流量无法满足ASME PTC6-2004《汽轮机性能试验规程》规定的测量装置测量方法，对此规定如下：

（1）对于入口蒸汽过热度大于15℃的给水加热器、除氧器或凝结水加热器，可直接采用加热器热平衡间接计算对应的抽汽流量；

（2）对于入口蒸汽过热度小于15℃的凝结水加热器，在计算时，推荐采用间接计算方法：由发电机功率、机械损耗功率、发电机损耗功率三者之和与各过热段级组计算输出功率，及设定的可能含湿段设定参数，求解可能含湿段的相关流量、湿度等参数；其中，可能含湿段的级组效率设定，推荐按分段设定进行取值。

7.3 供热流量

供热流量的计算优先采用本机不同股抽汽的流量计的测量参数进行计算，当该流量计测量参数不能够满足且无法通过修正满足正常计算时，可考虑采用商业供热流量结算点进行间接计算；上述两种计算均需通过商定后确定。

当流量点在减温减压器后，需要扣除减温减压器水流量时，可用热平衡间接计算水流量，减温器后的温度测点应选择最近一个下游减温水完全蒸发后的正常温度测点。

7.4 轴封或阀杆漏气量

轴封或阀杆漏气量，可以按照设计漏气量进行计算，当有实际漏气量测试结果时，可商定采用实际漏气量结果。

当工况偏离额定工况时，应按照相应压力、温度的变化或漏气量设计参数进行计算。

7.5 不明泄漏项

由于在线试验中，计算周期较短，难以准确考虑相关热井、除氧器、汽包等处水位变化对流量平衡造成的影响，并且难以在线测量相关泄漏流量，因此，对于机组的不明泄漏项，可根据机组的热力试验情况商定固定的取值方法以及泄漏点等效位置。

7.6 流量基准切换原则

在线计算时，应将选择作为基准并修正后的流量与其余备用基准流量进行在线修正系数的持续计算，当判断当前采用流量基准的流量同时大幅度偏离流量与出力的规律且其余备用基准流量的修正系数正常范围时，应当提示当前基准流量异常，并提供流量基准在线切换的能力。

当存在多个备用基准流量时，首先选择备用流量与机组出力相关性高的流量测点。

7.7 其它测点选择

在计算汽机热耗时，除流量外，还需要引用到相关点的温度、压力等参数。对此说明如下：

- （1）在引用相关测点参与计算时，应首先对测点的基本数值是否正常进行初步判断，对存在异常的点应查找原因并进行处理，当暂时不具备处理条件时，应剔除问题测点。
- （2）各压力、温度测点应遵循热力系统工艺原理，符合逐级下降的趋势。
- （3）考虑到压力测点大部分为表压，因此，采用表压测量的数据，应进行大气压力的修正。
- （4）对于湿蒸汽段，应选择测点中更符合热力系统特性的压力或温度一项，另一项由饱和汽水关系求解。

7.8 不同运行方式下的计算

考虑到机组存在不同运行方式的切换，如：部分回热加热器切除、切除部分外部换热装置、供热方式改变等，系统应通过相应的状态判断方式，对不同切换运行方式下的热力系统采用符合结构的计算方法。

7.9 辅助输出项

为了更好的判断汽轮机在线性能状态，除常规汽轮机热耗等输出项外，主要的辅助输出项还应该包括：

- （1）计算得出的各股阀杆、轴封漏气量；
- （2）循环各节点流量（含过、再热蒸汽流量、包括低缸湿蒸汽段在内的各股抽汽流量、各级组流量、低缸排汽流量、各段凝结水流量、各段给水流量、各加热器疏水流量、各股耗用蒸汽流量、各供热蒸汽及供热减及供热温水流量、各外部换热器流量、其它计算需用到的流量等）；
- （3）各换热器换热量及回热系统加热器端差，加热器温升吸热比例；
- （4）各级组计算轴功、计算轴功做功比例、计算级组效率，各级组入口至排汽的单位蒸汽剩余做功能力，各缸计算轴功、轴功做功比例、效率等；
- （5）各节点工质焓、熵；
- （6）其它有助于辅助判断机组运行方式及状态的参数。

附录A

（资料性附录）

重要参数校准及修正建议

凝结水流量：通过记录试验期间的测试凝结水流量与同期间的DCS凝结水流量值，至少形成3个以上工况点的比对数据，工况点之间的流量间距应尽量均等，最大、最小流量因尽量接近实际运行能够达到的最大、最小流量；每台机组应该安排间隔5-6年进行一次流量结果比对（长颈喷嘴，对于孔板2年一次）。

给水流量：通过记录试验期间的测试计算给水流量与同期间的DCS给水流量值，至少形成3个以上工况点的比对数据，工况点之间的流量间距应尽量均等，最大、最小流量因尽量接近实际运行能够达到的最大、最小流量；每台机组应该安排间隔5-6年进行一次流量结果比对（长颈喷嘴，对于孔板2年一次）。

主蒸汽流量：通过记录试验期间的测试计算主蒸汽流量与同期间的DCS主蒸汽流量值及调节级压力、温度数据，至少形成3个以上工况点的比对数据，工况点之间的流量间距应尽量均等，最大、最小流量因尽量接近实际运行能够达到的最大、最小流量；每台机组应该安排间隔5-6年进行一次流量结果比对。

各级抽汽流量：应安排定期（每2年一次）对各机组的各级抽汽流量与每级的辅汽用汽量、小汽轮机用汽量及对外供热计算关口用汽量进行平衡分析，当存在2%以上的汽量偏差时，应安排对抽汽流量孔板进行重新校验。

排烟温度：通过记录试验期间的网格法测试排烟温度值，与同期DCS排烟温度值，至少形成3个以上的工况点，工况点之间的锅炉出力间隔应尽量均等，最大、最小出力因尽量接近实际运行能够达到的最大、最小值；排烟温度应按照不同的烟道分别比对；每台机组应该安排间隔2-3年进行一次结果比对。

排烟氧量：对于现场安装了空预器出口的氧量测点的，按照不同的空预器或烟道，记录试验期间的网格法测试氧量与同期DCS该处氧表数据值，至少形成3个以上工况点的比对数据，工况点之间的锅炉出力间距应尽量均等，最大、最小出力因尽量接近实际运行能够达到的最大、最小值；每台机组应该安排间隔1年进行一次氧量结果比对。对于现场未安装空预器出口氧量测点的，建议安排计划加装，在未加装前，通过记录不同空预器入口烟道的试验期间网格法测试氧量与同期DCS该处氧表数据值以及各工况下的空预器漏风率，至少形成3个以上工况点的比对数据，工况点之间的锅炉出力间距应尽量均等，最大、最小出力因尽量接近实际运行能够达到的最大、最小值；每台机组应该安排间隔1年进行一次氧量结果比对。

根据上述校验或比对结果，安排在DCS或实时能耗计算的数据预处理环节进行修正，原则上除流量修正宜在DCS上进行，排烟温度和氧量的修正宜在能耗计算数据预处理环节进行。¹

附录B

（规范性附录）

中储式制粉系统锅炉实时燃煤量及入炉煤等效工业分析值的计算方法

中储式制粉系统由于存在制粉系统的周期性启停，因此无论是制粉系统启动或停运状态下都不能按照给煤机给煤量作为锅炉燃煤量，在制粉系统启、停不同状态下需采用分别对应的燃煤量计算方法，具体如下：

两种计算均需要获取额外的关键参数：煤粉全水分 M_{CP} ，%。

当煤粉水分较为稳定且 M_{CP} 变化不超过 $\pm 1\%$ 时， M_{CP} 可以取多次分析结果的平均值；当煤粉水分波动较大时，可以采用煤粉水分相对于原煤水分与磨出口温度的得出的经验表达式。

1、制粉系统停运时

（1）入炉煤水分分为：

$$M_{ar_off_mill} = M_{CP} \dots\dots\dots (22)$$

$M_{ar_off_mill}$ ——停止制粉系统时的入炉煤水分，%；

（2）入炉煤灰分为：

$$A_{ar_off_mill} = A_{ar} \times \frac{100 - M_{ar_off_mill}}{100 - M_{ar}} \dots\dots\dots (23)$$

$A_{ar_off_mill}$ ——停止制粉系统时的入炉煤灰分，%；

（3）入炉煤收到基低位发热量为：

$$Q_{net,ar_off_mill} = (Q_{net,ar} + 22.4 \times M_{ar}) \times \frac{100 - M_{ar_off_mill}}{100 - M_{ar}} - 22.4 \times M_{ar_off_mill} \dots\dots\dots (24)$$

Q_{net,ar_off_mill} ——停止制粉系统时的入炉煤收到基低位发热量，kJ/kg；

$Q_{net,ar}$ ——原煤收到基低位发热量，kJ/kg；

（4）入炉煤量为：

$$B_{coal_off_mill} = Q_B \times \frac{100000}{\eta_B \times Q_{net,ar_off_mill}} \dots\dots\dots (25)$$

$B_{coal_off_mill}$ ——停止制粉系统时的入炉煤量，t/h；

η_B ——锅炉效率（可简化计算），%；

2、制粉系统启动时：

（5）入炉煤水分分为：

$$M_{ar_on_mill} = \frac{-B + \sqrt{B^2 - 4 \times A \times C}}{2 \times A} \dots\dots\dots (26)$$

$$A = -D \times E \times (F + 22.4) \dots\dots\dots (27)$$

$$B = D \times E \times (99 \times F + 22.4) \dots\dots\dots (28)$$

$$C = -(100 \times A \times B \times C + (100 - M_{ar}) \times M_{cp}) \dots\dots\dots (29)$$

$$D = G \times B_T \times (100 - M_{cp}) \dots\dots\dots (30)$$

$$E = \frac{\eta_B}{100000 \times Q_B} \dots\dots\dots (31)$$

$$F = \frac{Q_{net,ar} + 22.4}{100 - M_{ar}} \dots\dots\dots (32)$$

$$G = \frac{100 \times (M_{ar} - M_{cp})}{100 - M_{cp}} \dots\dots\dots (33)$$

$M_{ar_on_mill}$ ——启动制粉系统时的入炉煤水分，%；

B_T ——启动制粉系统时的机组总给煤量，t/h；

(6) 入炉煤灰分为：

$$A_{ar_on_mill} = A_{ar} \times \frac{100 - M_{ar_on_mill}}{100 - M_{ar}} \dots\dots\dots (34)$$

$A_{ar_on_mill}$ ——启动制粉系统时的入炉煤灰分，%；

(7) 入炉煤收到基低位发热量为：

$$Q_{net,ar_on_mill} = (Q_{net,ar} + 22.4 \times M_{ar}) \times \frac{100 - M_{ar_on_mill}}{100 - M_{ar}} - 22.4 \times M_{ar_on_mill} \dots\dots\dots (35)$$

Q_{net,ar_on_mill} ——启动制粉系统时的入炉煤收到基低位发热量，kJ/kg；

(8) 入炉煤量为：

$$B_{coal_on_mill} = Q_B \times \frac{100}{\eta_B \times Q_{net,ar_on_mill}} \dots\dots\dots (36)$$

$B_{coal_on_mill}$ ——启动制粉系统时的入炉煤量，t/h；