

ICS 27.010
F01
备案号：

DL

中华人民共和国电力行业标准

DL/T 1052-2016

代替 DL/T 1052-2007

电力节能技术监督导则

Guide of energy conservation technology supervision for electric power

（注：本电子版为报批稿。请以中国电力出版社出版的正式标准文本为准）

2016-12-05 发布

2017-05-01 实施

国家能源局 发布

目 次

前 言.....	II
1 范围.....	1
2 规范性引用文件.....	1
3 术语和定义.....	4
4 体系和职责.....	4
5 电网企业节能技术监督.....	4
5.1 规划、设计和建设.....	4
5.2 生产运行与指标.....	5
5.3 电能计量.....	7
5.4 节能技术措施.....	7
5.5 节能技术检测.....	8
5.6 节能技术资料.....	8
6 发电企业节能技术监督.....	9
6.1 规划、设计和建设.....	9
6.2 生产运行与指标.....	11
6.3 能源计量.....	18
6.4 节能技术措施.....	22
6.5 节能技术检测（试验）.....	26
6.6 节能技术资料.....	28
附录 A 电网企业节能技术监督月报表.....	30
附录 B 发电企业节能技术监督月报表.....	34

前 言

本标准依据 GB/T1.1-2009 给出的规则编写。

本标准代替 DL/T 1052-2007《节能技术监督导则》，与 DL/T 1052-2007 相比，除编辑性修改外，主要技术变化如下：

- 标准名称改为《电力节能技术监督导则》；
- 对电网企业节能技术监督内容进行了更新和增补；
- 对发电企业节能技术监督内容进行了更新和增补；
- 增加了电网企业节能技术监督月报表。

本标准由中国电力企业联合会提出。

本标准由电力行业节能标准化技术委员会归口。

本标准主要起草单位：国网辽宁省电力有限公司电力科学研究院、东北电力科学研究院有限公司、辽宁中电投电站燃烧工程技术研究中心有限公司、中国电力企业联合会。

本标准主要起草人：张敏、张永兴、冷杰、邓楠、戴黎、裴杰、蒋翀、于在明、孙峰、高继录、程绪可、路军锋、金鑫、靖长财。

本标准首次发布时间：2007 年 12 月首次发布，本次为第一次修订。

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

电力节能技术监督导则

1 范围

本标准规定了对电网设施、火力发电设施开展节能技术监督工作的基本内容。

本标准适用于电网企业和火力发电企业节能技术监督工作，其他类型发电企业可参照执行。

2 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 474 煤样的制备方法

GB 475 商品煤样人工采取方法

GB 17167 用能单位能源计量器具配备和管理通则

GB 18613 中小型三相异步电动机能效限定值及能效等级

GB 19761 通风机能效限定值及能效等级

GB 19762 清水离心泵能效限定值及节能评价值

GB 20052 三相配电变压器能效限定值及能效等级

GB 21258 常规燃煤发电机组单位产品能源消耗限额

GB 24789 用水单位水计量器具配备和管理通则

GB 24790 电力变压器能效限定值及能效等级

GB 30253 永磁同步电动机能效限定值及能效等级

GB 30254 高压三相笼型异步电动机能效限定值及能效等级

GB 50059 35kV~110kV 变电站设计规范

GB 50697 1000kV 变电站设计规范

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 476 煤中碳和氢的测定方法

GB/T 3216 回转动力泵 水力性能验收试验 1级和2级

GB/T 4756 石油液体手工取样法

GB/T 6451 油浸式电力变压器技术参数和要求

GB/T 7721 连续累计自动衡器（电子皮带秤）

GB/T 7723 固定式电子衡器

GB/T 8117 汽轮机热力性能验收试验规程

GB/T 8174 设备及管道保温效果的测试与评价

GB/T 10184 电站锅炉性能试验规程

GB/T 10228 干式电力变压器技术参数和要求

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 11885 自动轨道衡

GB/T 12145 火力发电机组及蒸汽动力设备水汽质量
GB/T 13462 电力变压器经济运行
GB/T 13469 离心泵、混流泵、轴流泵与旋涡泵系统经济运行
GB/T 13609 天然气取样导则
GB/T 13610 天然气的组成分析 气相色谱法
GB/T 14100 燃气轮机 验收试验
GB/T 17468 电力变压器选用导则
GB/T 18916.1 取水定额 第1部分：火力发电
GB/T 18929 联合循环发电装置 验收试验
GB/T 19494 煤炭机械化采样
GB/T 21369 火力发电企业能源计量器具配备和管理要求
GB/T 22723 天然气能量的测定
GB/T 25082 800kV 直流输电用油浸式换流变压器技术参数和要求
GB/T 25214 煤中全硫测定 红外光谱法
GB/T 25289 20kV 油浸式配电变压器技术参数和要求
GB/T 25329 企业节能规划编制通则
GB/T 25438 三相油浸式立体卷铁心配电变压器技术参数和要求
GB/T 26925 节水型企业 火力发电行业
GB/T 28284 节水型社会评价指标体系和评价方法
GB/T 28553 汽轮机 蒸汽纯度
GB/T 28714 取水计量技术导则
GB/T 28749 企业能量平衡网络图绘制方法
GB/T 28751 企业能量平衡表编制方法
GB/T 30490 天然气自动取样方法
GB/T 30730 煤炭机械化采样系统技术条件
GB/T 30731 煤炭联合制样系统技术条件
GB/T 30732 煤的工业分析方法 仪器法
GB/T 31329 循环冷却水节水技术规范
GB /T 50102 工业循环水冷却设计规范
DL/T 241 火电建设项目文件收集及档案整理规范
DL/T 244 直接空冷系统性能试验规程
DL/T 255 燃煤电厂能耗状况评价技术规范
DL/T 300 火电厂凝汽器管防腐防垢导则
DL/T 363 超、特高压电力变压器（电抗器）设备监造技术导则
DL/T 448 电能计量装置技术管理规程
DL/T 467 电站磨煤机及制粉系统性能试验
DL/T 469 电站锅炉风机现场性能试验
DL/T 520 火力发电厂入厂煤检测实验室技术导则
DL/T 561 火力发电厂水汽化学监督导则
DL/T 567 火力发电厂燃料试验方法
DL/T 568 燃料元素的快速分析方法

DL/T 569 汽车、船舶运输煤样的人工采取方法
DL/T 586 电力设备用户监造技术导则
DL/T 606 火力发电厂能量平衡导则
DL/T 686 电力网电能损耗计算导则
DL/T 712 发电厂凝汽器及辅机冷却器管选材导则
DL/T 747 发电用煤机械采制样装置性能验收导则
DL/T 794 火力发电厂锅炉化学清洗导则
DL/T 805 火电厂汽水化学规程
DL/T 806 火力发电厂循环水用阻垢缓蚀剂
DL/T 839 大型锅炉给水泵性能现场试验方法
DL/T 851 联合循环发电机组验收试验
DL/T 855 电力基本建设火电设备维护保管规程
DL/T 891 热电联产电厂热力产品
DL/T 904 火力发电厂技术经济指标计算方法
DL/T 912 超临界火力发电机组水汽质量标准
DL/T 932 凝汽器与真空系统运行维护导则
DL/T 934 火力发电厂保温工程热态考核测试与评价规程
DL/T 936 火力发电厂热力设备耐火及保温检修导则
DL/T 956 火力发电厂停(备)用热力设备防锈蚀导则
DL/T 964 循环流化床锅炉性能试验规程
DL/T 977 发电厂热力设备化学清洗单位管理规定
DL/T 1027 工业冷却塔测试规程
DL/T 1029 火电厂水质分析仪器实验室质量管理导则
DL/T 1051 电力技术监督导则
DL/T 1078 表面式凝汽器运行性能试验规程
DL/T 1115 火力发电厂机组大修化学检查导则
DL/T 1116 循环冷却水用杀菌剂性能评价
DL/T 1127 等离子体点火系统设计与运行导则
DL/T 1180 1000kV 电气设备监造导则
DL/T 1184 1000kV 输电线路铁塔、导线、金具和光纤复合架空地线监造导则
DL/T 1199 电测技术监督导则
DL/T 1223 整体煤气化联合循环发电机组性能验收试验
DL/T 1224 单轴燃气蒸汽联合循环机组性能验收试验规程
DL/T 1288 电力金具能耗测试与节能技术评价要求
DL/T 1290 直接空冷机组真空严密性试验方法
DL/T 1308 节能发电调度信息发布技术规范
DL/T 1316 火力发电厂煤粉锅炉少油点火系统设计与运行导则
DL/T 1320 电力企业能源管理体系 实施指南
DL/T 1330 电力需求侧管理项目效果评估导则
DL/T 1333 火力发电企业标准体系实施与评价指南
DL/T 1365 名词术语 电力节能
DL/T 5004 火力发电厂试验、修配设备及建筑面积配置导则
DL/T 5014 330kV~750kV 变电站无功补偿装置设计技术规定

DL/T 5202 电能量计量系统设计技术规程
 DL/T 5210 电力建设施工质量验收及评价规程
 DL/T 5218 220kV~750kV 变电站设计技术规程
 DL/T 5223 高压直流换流站设计技术规定
 DL/T 5242 35kV~220kV 变电站无功补偿装置设计技术规定
 DL 5277 火电工程达标投产验收规程
 DL 5279 输变电工程达标投产验收规程
 DL/T 5294 火力发电建设工程机组调试技术规范
 DL/T 5295 火力发电建设工程机组调试质量验收及评价规程
 DL/T 5390 火力发电厂和变电站照明设计技术规定
 DL/T 5437 火力发电建设工程启动试运及验收规程
 JB/T 2426 发电厂和变电所自用三相变压器 技术参数和要求
 JB/T 10317 单相油浸式配电变压器技术参数和要求
 JGJ 173 供热计量技术规程
 JJF 1356 重点用能单位能源计量审查规范
 SY/T 5317 石油液体管线自动取样法

3 术语和定义

DL/T 1365 界定的术语和定义适用于本标准。

3.1

节能技术 energy conservation technology

促进能源节约集约使用、提高能源资源开发利用效率和效益、减少对环境的影响、遏制能源资源浪费的技术。

3.2

节能技术监督 energy conservation technology supervision

根据相关节能法律法规及导则要求，采用技术手段或措施，对电力企业在规划、设计、制造、建设、运行、检修和技术改造中有关能耗的重要性能参数、指标及节能管理进行监督、检查及评价的活动。

4 体系和职责

节能技术监督的体系、职责及管理要求按照 DL/T 1051 的规定执行。

5 电网企业节能技术监督

5.1 规划、设计和建设

5.1.1 规划阶段

5.1.1.1 电网规划应遵循国家的产业政策、发展方针和各项技术经济要求，符合能源资源优化配置的基本原则，做到技术先进、经济合理。

5.1.1.2 电网规划应统筹考虑，合理布局，各级电网协调发展，具备大范围资源优化配置能力。

5.1.1.3 结合能源基地建设，采用高参数交直流输电技术，提高电力输送容量、输送效率和输送距离。

5.1.1.4 配电网应与输电网协调发展，增强各层级电网间的负荷转移和相互支援，构建安全可靠、能力充足、适应性强的电网结构，满足用电需求，保障可靠供电，提高经济运行水平。

5.1.1.5 应加强智能电网规划，完善标准体系建设，推动核心技术发展，提升智能化水平，促进清洁能源接纳，优化能源结构，实现资源优化配置。

5.1.2 设计与建设阶段

5.1.2.1 新建项目应有节能评估文件及其审查意见、节能登记表及其登记备案意见，作为项目设计、施工和竣工验收的重要依据。

5.1.2.2 设计阶段的可行性研究报告应包括节能措施分析内容。系统节能分析应从系统方案设计、导线截面选择、无功配置等方面进行电能损耗比较，论述方案合理性；变电节能分析应说明设备选型情况，论述站内建筑物节能降耗措施；线路节能分析应从导线型式、导线材质及架设方式等方面论述线路节能降耗措施。应做到指标先进、技术可行、经济合理，不应使用已公布淘汰的耗能产品和工艺。

5.1.2.3 输电工程设计应遵照国家有关规定，执行各专业设计规程，完善网络结构，简化电压等级，缩短供电半径，降低技术线损。优化线路走向和宽度，可采用同塔双（多）回、紧凑型输电技术，合理采用交直流输电等技术。

5.1.2.4 输电设计中应采用新型节能导线，如钢芯高导电率铝绞线、铝合金芯高导电率铝绞线、中强度铝合金绞线等节能导线及大截面导线等；线路走廊紧张地段的增容改造线路或经经济技术比较较优的线路，可采用耐热铝合金导线、复合芯导线、殷钢芯导线、特强钢芯软铝型导线等新型导线。新建线路应采用节能金具。

5.1.2.5 变电工程设计应符合国家有关标准，35kV~110kV 变电站设计按 GB 50059 执行，220kV~750kV 变电站设计按 DL/T 5218 执行，1000kV 变电站设计按 GB 50697 执行，高压直流换流站设计按 DL/T 5223 执行。电力变压器选型按 GB/T 17468 执行。

5.2.2.6 电力变压器能效应符合GB 24790的规定；三相配电变压器能效应符合GB 20052的规定。

5.1.2.7 配电网应简化电压等级，缩短供电半径。导线截面的选择，除按电气、强度条件校核外，还应按导线截面的经济电流密度考虑，电阻率应符合各类电线和电缆规程的规定。

5.1.2.8 无功补偿装置应按分（电压）层分（供电区域）区、就地平衡的基本要求配置，宜优先采用投资省、损耗小、可分组投切的并联电容器和并联电抗器，为满足系统电能质量要求宜配置动态无功补偿装置。35kV~220kV 变电站无功补偿装置设计按 DL/T 5242 执行，330kV~750kV 变电站无功补偿装置设计按 DL/T 5014 执行。

5.1.2.9 电网企业宜委托取得相应资质的监造单位从事重要设备的现场监造工作，电力设备用户监造按 DL/T586 执行；1000kV 电气设备监造按 DL/T 1180 执行；超、特高压电力变压器（电抗器）设备监造按 DL/T 363 执行；1000kV 输电线路铁塔、导线、金具和光纤复合架空地线监造按 DL/T 1184 执行。

5.1.2.10 电网的建设和调试应选择具有相应资质的单位承担。

5.1.2.11 输变电工程达标投产验收按 DL 5279 执行。

5.2 生产运行与指标

5.2.1 技术监督管理

5.2.1.1 电网企业应根据相关法律法规、政策、标准和其他要求及其自身规模、能力、需求等状况，建立、保持和持续改进节能监督与管理体系，并形成文件。

5.2.1.2 电网企业应建立节能技术监督网络，设立节能监督领导小组和节能监督管理岗位，节能技术监督网络文件中应明确各部门和人员的职责，并定期更新。节能监督管理岗位的技术人员负责组织对本企业节能（用能）状况进行分析、评价，组织编写节能分析报告，提出节能工作的改进措施并组织实施。节能监督管理人员应当接受节能培训并具备相应的能力资质。

5.2.1.3 电网企业应制定中长期节能规划和年度节能计划，节能规划应在结合企业现状、分析节能潜力、比选节能措施的基础上确定节能规划目标。节能计划应将完成情况作为对企业和部门考核评价的内容，各单位应在建设、技改、大修、营销专项计划中统筹考虑节能项目，并为节能项目的实施提供保障。

5.2.1.4 电网企业应有完整和规范的能耗数据记录，并按规定进行计算、统计各项指标，形成月度（附录A）、季度、年度报表。定期开展能耗分析工作，找出差距，提出改进措施。编制能耗分析报告，并将节能措施予以落实。

5.2.1.5 电网企业应积极采用新技术、新工艺、新材料、新设备。企业在技术革新、技术改造项目中宜采用国家推广的重点节能低碳相关设备和技术。企业应积极研发新型节能技术、推广节能示范项目。

5.2.1.6 电网企业应建立全体员工参与的节能管理和节能机制，建立相应的奖惩制度，开展指标竞赛等活动。对节能效果显著的节能技术措施、改造项目、合理化建议或对节能技术有创新的单位和员工，根据节能效果给予奖励，对由于管理不善或工作失误，造成资源、能源浪费的行为应予以批评教育或经济处罚。

5.2.1.7 电网企业应制定年度节能培训计划，利用多种形式开展节能宣传和培训工作，每年至少举办一次节能培训活动，员工应积极参加各种形式的交流和培训。

5.2.1.8 电网企业应委托具有监督能力的服务单位开展节能技术监督工作。

5.2.2 技术指标

5.2.2.1 统计线损率。统计线损率的计算方法按DL/T 686执行，各级电网企业对其所管辖（或调度）范围内的电网线损率进行统计、分析、管理和考核。

5.2.2.2 理论线损率。各级电网企业对其所属输、变、配电设备根据设备参数、负荷潮流、特性计算线损率。负荷实测及理论线损计算应每年不少于一次。若电源布局、电网结构发生重大变化时，应及时进行计算。

5.2.2.3 统计线损率变化。统计线损率变化指标按月度和年度确定报告期，以同比变化（当期线损与上一报告期线损的比值）作为监督依据，当 $0.95 \leq \text{统计线损率同比变化} \leq 1$ 时，满足监督要求；当统计线损率同比变化 < 0.95 时，电网企业须报告说明情况；当统计线损率同比变化 > 1 时，电网企业应专门编写线损率超限报告，说明超限的原因，同时对引起线损率变化值超限的各因素进行理论分析并计算影响值。

5.2.2.4 母线电量不平衡率。关口电能表所在的发电企业、变电站、开关站与换流站交流场的母线电量不平衡率应达到：220 kV及以上不大于 $\pm 0.5\%$ ；10kV~110kV不大于 $\pm 1.0\%$ 。

5.2.2.5 分压线损率。35 kV及以上不超过同期值的 $\pm 20\%$ ；10kV（20kV、6kV）及以下不超过同期值的 $\pm 30\%$ （线路出口抄表例日为月末日 24 点，专变、公变抄表例日应与售电量抄表例日相对应）。

5.2.2.6 分区线损率。市、县级供电企业月度线损率波动幅度应不超过同期值（或理论值）的 $\pm 20\%$ 。

5.2.2.7 分元件线损率。35kV及以上线路、变压器损失率不超过1.0%；市中心区、市区、城镇、农村 10kV 线损率（含变损）分别不大于 2%、2%、3%、4%，线损率波动幅度不应超过同期值或计划指标的20%。

5.2.2.8 分台区线损率。市中心区、市区、城镇、农村低压台区线损率应分别不大于 4%、6%、7%、9%，波动幅度不应超过同期值或计划指标的20%。

5.2.2.9 配变三相负荷不平衡率。当采用三相电流进行衡量时，三相电流不平衡率不应超过15%；当采用三相电量进行衡量时，其不平衡率不应超过15%。

5.2.2.10 变电站站用电。定期对变电站内部各用电设备所消耗的电能进行统计和分析。

5.2.2.11 变压器能效。电力变压器能效应符合GB 24790的规定；三相配电变压器能效应符合GB 20052的规定。

5.2.2.12 变压器损耗。电力变压器空载损耗和负载损耗应符合GB/T 6451、GB/T 10228、GB 25082、JB/T 2426的规定；配电变压器的空载损耗和负载损耗应符合GB 20052、GB/T 25438、GB/T 25289、JB/T 10317的规定。

5.2.2.13 变压器经济运行。变压器经济运行的判别与评价符合 GB/T 13462 的规定。

5.2.2.14 节能金具。各类电力金具应经过检测并具有合格的检测报告，电力金具能耗测试与节能技术评价要求应符合 DL/T 1288 的规定。

5.3 电能计量

5.3.1 电能计量管理

5.3.1.1 市级及以上电网企业应设立电能计量监督机构，负责本区域内电能计量管理工作。各监督机构应建立计量监督管理体系和职责，设置电能计量专（兼）职监督人员。

5.3.1.2 省级及以上电网企业应设立电能计量技术机构。开展本区域内的电能计量技术监督、技术咨询和有关计量设备的周期检定工作（含现场检验）；负责对本区域发、供电企业计量检定人员进行技术培训；开展电能计量技术研究、技术改进与新技术推广等。

5.3.2 电能计量装置

5.3.2.1 各级电网企业应配置相应的电能计量系统，计量系统应是系统完整、技术成熟、功能完善、数据准确、性能可靠的独立计算机系统。

5.3.2.2 关口计量点的设置、计量装置的配置以及功能和技术要求等应符合 DL/T 5202 的要求。

5.3.2.3 电能计量装置的分类、技术要求、配置原则、准确度等级、运行管理、计量检定与修理等按 DL/T448 执行。

5.3.2.4 电网企业应对投运的电能计量装置建立档案，包括计量器具的规格型号、精度等级、生产厂家、安装日期、安装地点、轮换时间、改造情况、检验合格证书等，也包括 I、II 类电能计量装置的原理接线图和工程竣工图等。

5.4 节能技术措施

5.4.1 电网运行

5.4.1.1 线损率指标实施分级管理，电网企业应制定年度线损率指标并分解下达。线损率应实行分压、分区、分线、分台变管理，并对统计线损率和理论线损率进行分析对比，查找问题，制订降损措施。

5.4.1.2 各级电网企业应做好线路经济运行方式的合理配置与负载经济调整，依据 GB/T 13462 做好变压器经济运行方式的合理配置与负载经济调整，做好线路、变压器的经济管理与评价。

5.4.1.3 电网企业应制定年度节能降损的技术措施并纳入大修、技改、科技等工程项目安排实施。

5.4.1.4 严格抄表制度，强化例日管理。供电量方面，购外网电量、购发电企业电量严格执行月末日 24 时抄表；售电量方面，抄表例日应予固定，不得随意变更，不断提高售电量月末抄见电量比重，尽量减小供电量统计不同期对线损的影响。

5.4.1.5 制定营业管理岗位责任制，防止违章用电和窃电，开展用电检查，采取有效措施降低管理线损。

5.4.1.6 调度部门应根据电网负荷潮流变化及设备技术状况，综合考虑供电可靠性与经济性，优化调度运行方式，及时投切无功补偿设备和调整发电机运行功率。

5.4.1.7 加强对用户无功电力的管理，提高用户无功补偿设备的补偿效果。

5.4.2 维护、检修与改造

5.4.2.1 加强输配电网及设备的经济运行和维护。配电网及农村电网改造中，宜简化电压等级，缩短供电半径，采用节能型导线。

5.4.2.2 采用 S11 及以上型或非晶合金配电变压器等高效节能型变压器对老旧变压器进行更新改造。

5.4.2.3 根据相关国家和行业标准，应合理配置无功补偿设备，实施分散就地补偿与变电站集中补偿相

结合，电网补偿与用户补偿相结合，高压补偿与低压补偿相结合，满足降损和调压的需要。当受端系统存在电压稳定问题时，宜在受端系统的枢纽变电站配置动态无功补偿装置。

5.4.2.4 电网企业对电能计量装置进行定期维护，按照规定的时间间隔或在使用前进行校准或检定，并保存相关记录。计量装置的装设地点、计量方式和精确度等应经过计量管理部门技术审查和验收认证，并应充分考虑线损管理分压、分线、分台区统计分析管理的需要。通过改造计量系统，保证电能计量数据准确、完整、可靠、及时。

5.4.2.5 各级电网企业应安排专项节能资金，推广应用先进适用的节能新技术、新工艺、新设备和新材料，依靠技术进步，降低输、变、配电设备和系统的能源消耗。

5.4.2.6 在生产技术改造项目竣工投运后应开展后评价，后评价中应有效能评价内容。

5.5 节能技术检测

5.5.1 变压器

输变电工程交接验收时，变压器制造厂应提供变压器空载电流和空载损耗、短路阻抗和负载损耗等项目的测试报告。

5.5.2 电能表和互感器

关口电能表应每季度进行一次现场检验；电磁式电流、电压测量用互感器检定周期不得超过 10 年，电容式电压互感器的检定周期不得超过 4 年；电压互感器二次回路压降应每两年测试一次。

5.5.3 电力金具

各类电力金具能耗应经过试样检测，并具有合格的检测报告。

5.6 节能技术资料

5.6.1 体系文件

节能技术监督体系文件。应包含节能监督管理方针、节能目标、管理职责、实施方案及三级节能监督网络图等内容。

5.6.2 管理制度和规程

电网企业应及时修订本企业的节能技术管理制度和规程。可包含但不限于以下内容：

- a) 节能技术监督制度；
- b) 能源计量管理制度；
- c) 指标统计与电网经济运行制度；
- d) 设备维护与检修制度；
- e) 技术改造管理制度；
- f) 节能检测管理制度；
- g) 线损与节能分析管理制度；
- h) 变压器经济运行管理制度；
- i) 电压和无功管理制度；
- j) 配电变压器低压三相负荷率测试与调整管理制度；
- k) 非生产用能管理办法；
- l) 档案管理制度；
- m) 其他管理制度。

5.6.3 考核实施细则

节能技术监督考核实施细则包括但不限于以下内容：

- a) 运行指标考核实施细则；
- b) 设备维护考核实施细则；
- c) 设备检修考核实施细则；
- d) 其他需要制定的考核实施细则。

5.6.4 标准和法规

国家、行业、地方及上级有关节能的法律法规、政策和标准。应对标准进行及时更新，重要法规和标准应采用印刷版。

5.6.5 报表和总结

节能技术监督会议记录，月度节能技术监督数据报表和经济指标分析，季度、半年和年度节能技术监督总结报告。

5.6.6 设备档案

与节能有关的设备档案，主要包括：

- a) 输配电线路设计规范；
- b) 变电站设计技术规范；
- c) 运行、检修技术规程；
- d) 运行参数的原始记录；
- e) 设备维护记录；
- f) 设备检修记录；
- g) 技术改造可行性研究报告、设计方案及设备说明书；
- h) 所辖各电压等级电网接线图以及线路、变压器、补偿装置等设备参数；
- i) 分压及分行业售电量明细；
- j) 专线与专变用户资料；
- k) 配网公用线路线损档案；
- l) 线损分区、分压、分元件、分台区统计报表；
- m) 理论线损计算分析报告；
- n) 降损规划和年度降损措施计划；
- o) 节能分析总结及节能工作会议记录；
- p) 月度、季度、年度节能报表；
- q) 设备的性能试验报告。

6 发电企业节能技术监督

6.1 规划、设计和建设

6.1.1 规划阶段

6.1.1.1 以安全、绿色、集约、高效为基本原则，按煤电机组准入标准、用电规划合理布局新建发电项目。新建燃煤发电项目原则上采用大容量、高参数超超临界机组，超临界循环流化床机组、缺水地区建设空冷机组。火电建设规划应与国民经济及其他新能源发展相匹配。

6.1.1.2 坚持“以热定电”的原则，科学制定热电联产规划。在符合条件的大中城市，适度建设大型热电

机组，鼓励建设背压式机组；在中小型城市和热负荷集中的工业园区，优先建设背压式热电机组；鼓励发展热电冷多联供。

6.1.1.3 淘汰落后产能及不符合国家政策的火电机组，具备条件的地区宜通过建设背压式热电机组、高效清洁大型热电机组等方式，替代对能耗高、污染重的落后燃煤小热电机组。

6.1.2 设计阶段

6.1.2.1 新建项目应有节能评估文件及其审查意见、节能登记表及其登记备案意见，作为项目设计、施工和竣工验收的重要依据。

6.1.2.2 项目的可行性研究报告应包括节能篇章，内容应做到指标先进、技术可行、经济合理，不应使用已公布淘汰的耗能产品和工艺。

6.1.2.3 项目设计方案应开展节能经济技术对比，在系统优化、设备选型、工艺选择等方面，综合考虑节煤、节电、节油、节水等各项措施，确定先进合理的设计指标和设计方案，发电企业在确定设计过程中，应使影响能耗、能效的指标或参数达到科学、合理和可控。

6.1.2.4 应在满足安全的前提下开展优化设计，使用成熟的节能新材料、新工艺、新技术、新产品。宜采用国家推广的重点节能低碳相关设备和技术。辅助设备容量应与主机配套，应选择符合能效限值的设备。

6.1.2.5 设备选型应经过充分调研，设备的性能指标和参数应与同容量、同参数、同类型设备对比，根据已投运设备的实践经验，采用节能型、节水型、可靠性能高的设备，宜采用大容量、高参数设备。

6.1.2.6 新建燃煤发电机组供电煤耗准入值应符合 GB 21258 或国家的最新规定。

6.1.2.7 用于发电的煤矸石收到基低位发热量不低于 5020kJ/kg。以煤矸石为主要燃料的入炉燃料收到基低位发热量不高于 14640kJ/kg。

6.1.2.8 热电联产电厂热力产品应符合 DL/T 891 的规定，热电联产机组的热效率和热电比应符合下列指标：

- a) 常规热电机组总热效率年平均应大于45%；
- b) 单机容量 50MW 以下的常规热电机组，其热电比年平均应大于 100%；
- c) 单机容量 50MW 至 200MW 以下的常规热电机组，其热电比年平均应大于 50%；
- d) 单机容量 200MW 及以上抽汽凝汽两用供热机组，在采暖期热电比应大于 50%；
- e) 燃气—蒸汽联合循环热电机组总热效率年平均应大于 55%；
- f) 各容量等级的燃气-蒸汽联合循环热电机组的热电比年平均应大于 30%。

6.1.2.9 火力发电按单位装机容量核定取水量，单位装机取水量计算方法和取水量定额指标符合 GB/T 18916.1 的规定。在 GB/T 28284 所示的全国地级行政区水资源分区情况表中属于缺水地区及干旱指数大于 1.5 的缺水地区宜采用空冷机组。鼓励火力发电企业使用再生水。

6.1.3 制造和建设阶段

6.1.3.1 在设备制造过程中，发电企业可自行或委托设备监理单位根据供货合同，按照 DL/T586 等有关技术标准对设备制造过程的质量实施监督，见证合同产品与合同的符合性，保证设备制造质量。

6.1.3.2 重要设备到厂后，应按照订货合同和相关标准进行验收，形成验收记录，并及时收集与设备性能参数有关的技术资料。设备验收后，安装前，应按照设备技术文件和 DL/T855 的要求做好保管工作。

6.1.3.3 电力建设施工应由具有相应施工能力资格的单位承担，按国家和行业规程进行施工，按 DL/T 5210 进行施工质量验收及评价。

6.1.3.4 在设计和安装过程中，应配齐生产和非生产所需的煤（气）、油、水、汽、热等能源计量表计，满足商务结算、设备效率检测、指标统计和运行监测的需要。

6.1.3.5 机组在设计和安装阶段宜确定性能试验单位，性能试验单位会同设计、制造、建设和业主单位，

根据试验标准布置试验测点，确定测点位置、测点型式、尺寸规格、安装工艺并落实安装单位。试验测点应满足 DL 5277、DL/T 5437 规定的性能试验项目的要求，以及满足其他约定的试验项目的要求。

6.1.3.6 机组调试工作应由具有相应调试资质的单位承担，火电项目按 DL/T 5294 进行调试，按 DL/T 5295 进行调试质量验收及评价。

6.1.3.7 机组建设期间，发电企业宜委托具有资质能力的单位协助开展建设期间的节能技术监督工作。

6.1.3.8 机组在考核期内，应按基本建设工程启动及竣工验收相关规程中规定的性能、技术经济指标确定考核项目，按国家标准或发电企业与制造厂商定的标准进行热力性能试验和技术经济指标考核验收。

6.1.3.9 发电企业在考核期内应完成以下节能试验项目：

a) 燃煤发电机组

- 1) 锅炉热效率试验；
- 2) 锅炉最大出力试验；
- 3) 锅炉额定出力试验；
- 4) 锅炉不投油最低稳燃出力试验；
- 5) 制粉系统出力试验；
- 6) 磨煤机单耗试验；
- 7) 空气预热器漏风率试验；
- 8) 汽轮机最大出力试验；
- 9) 汽轮机额定出力试验；
- 10) 热耗率试验；
- 11) 机组供电煤耗试验；
- 12) 机组厂用电率测试；
- 13) 机组散热测试；
- 14) 其他与能耗相关的性能试验。

b) 燃气机组（燃气-蒸汽联合循环机组）

- 1) 热效率试验；
- 2) 最大出力试验；
- 3) 额定出力试验；
- 4) 热耗试验；
- 5) 供电气耗试验；
- 6) 其他与能耗相关的性能试验。

6.1.3.10 应按DL 5277对工程建设过程中有关节能部分的程序合规性、质量控制的有效性以及机组投产后的工程质量，采取量化指标比照和综合检验相结合的方式进行质量符合性验收。

6.1.3.11 建设项目应根据DL/T 241进行文件的收集及档案整理。

6.2 生产运行与指标

6.2.1 技术监督管理

6.2.1.1 发电企业应根据相关法律法规、政策、标准和其他要求，结合自身规模、能力、需求等状况，依据 DL/T1320 建立、实施、保持和持续改进节能监督与能源管理体系，并形成文件。

6.2.1.2 发电企业应建立节能监督领导小组，组长由主管生产领导担任，成员由各主管部门的负责人组成。应建立节能技术监督三级网络，成员由各部门有关人员组成。节能技术监督网络文件中应明确各

部门和人员的职责，并需要及时更新。

6.2.1.3 节能监督管理人员应了解国家和上级有关方针、政策，负责制定本企业节能管理制度、规定；应具有节能专业知识、实际经验以及管理能力；负责组织对本企业节能和用能状况进行分析、评价，组织编写节能分析报告，提出节能工作的改进措施并组织实施。节能监督管理人员应当接受必要的节能培训，并具备相应的能力资质。

6.2.1.4 发电企业参照 GB/T 25329 制定年度节能计划和中长期节能规划，节能计划和规划应在结合企业现状、分析节能潜力、比选节能措施的基础上确定，将节能目标分解到各有关责任部门和责任人，并将完成情况作为对部门和责任人考核评价的内容。

6.2.1.5 发电企业参照 DL/T 1333 制定本企业的节能管理制度和考核实施细则，每年应组织对管理制度和实施细则进行有效性、准确性评估，修订不符合项，经归口职能部门领导审核，主管生产领导审批后发布实施。

6.2.1.6 发电企业应完整、规范记录各项重要参数，并按规定统计、计算各项指标，形成月度（附录B）、季度、年度报表。每月召开一次节能分析会，对指标完成情况、设备健康状况、运行方式合理性等进行分析，通过环比与同比分析各项参数和指标的变化情况，并与同类型设备先进水平对标，找出差距，提出改进措施和节能潜力，编制能耗分析报告，落实节能措施。

6.2.1.7 发电企业应根据本企业用能实际情况，依据能量平衡测试数据和统计数据，按 GB/T 28751、GB/T 28749 编制和绘制企业能量平衡表和企业能量平衡网络图。

6.2.1.8 发电企业应按照能源计量管理的相关规定，对建设期间安装不全或需要增加的计量器具配备齐全，满足运行监测、指标统计、设备效率检测及商务结算的要求。

6.2.1.9 发电企业应定期开展对用能设备的效率监测和测试。企业宜配备节能试验人员，开展常规项目的定期检测和分析，必要时可委托具有检验、试验资质和能力的专业机构承担检验、试验项目，并做好外委试验工作管理和技术方面的监督。

6.2.1.10 发电企业宜优先安排节能技术改造所需资金，对于重要节能措施和改造项目，宜单独制定实施计划，在调研的基础上开展可行性技术研究及项目评审。改造实施前后应进行能耗状况测试，评价节能效果和经济效益。当生产运转正常后，应修订有关技术文件和能耗定额，保持节能效果。

6.2.1.11 发电企业应了解电力行业节能技术的应用情况，积极采用新技术、新工艺、新材料、新设备，研发节能技术、推广节能示范项目。在技术改进过程中宜采用国家推广的重点节能低碳相关设备和技术，可采用合同能源管理、节能自愿协议等办法推进节能工作。

6.2.1.12 发电企业应建立全体员工参与的节能管理机制，建立相应的奖惩制度，开展小指标竞赛等活动。对节能效果显著的节能技术措施、改造项目、合理化建议或对节能技术有创新的单位和员工，根据节能效果给予奖励，对由于管理不善或工作失误，造成资源、能源浪费的行为应予以批评教育或经济处罚。

6.2.1.13 发电企业应制定年度节能培训计划，利用多种形式开展节能宣传和培训工作，员工应积极参加各种形式的交流和培训。每年应举办一次节能宣传和节能培训活动。

6.2.1.14 发电企业应每年向管理节能工作的部门报送上年度的能源利用状况报告。能源利用状况包括能源消费情况、能源利用效率、节能目标完成情况、节能效益分析和节能措施等内容。

6.2.1.15 发电企业宜委托技术监督服务单位开展节能技术监督工作，技术监督服务单位每年应至少组织一次现场检查，检查人员根据企业提供的资料、技术数据以及现场检查设备的运行参数和状况，采取征询有关人员意见等方式，查找存在的问题并分析原因，定性、定量分析节能潜力，及时提出整改措施、建议及节能降耗的工作方向。

6.2.1.16 技术监督服务单位应组织对火电机组（发电企业）开展能耗状况评价，能耗状况评价宜每三年不少于一次，评价期宜选择近期一个完整年度，检查和评价方法参照 DL/T 255。实际操作中可根据监督区域内的实际情况进行调整或修改。

6.2.1.17 技术监督服务单位应在每次监督检查完成后 15 个工作日内出具监督检查报告，年度监督完成后编写年度监督总结报告，并提交给发电企业和有关主管部门。技术监督服务单位应定期组织对发电企业技术人员开展技术交流、技术培训等工作。

6.2.1.18 发电企业宜每年（或半年）向技术监督服务单位报送本企业的节能技术监督总结报告；宜参照附录B按月、季、年报送技术监督数据。技术监督服务单位根据报表，分析异常数据，查清参数或指标偏离规定值的原因，提出整改意见和建议，并将反馈意见及时发送给企业。

6.2.1.19 技术监督服务单位有权向所监督企业发送节能技术监督预警和告警通知，并报送企业或相关主管部门。预警是指没有按国家或行业技术监督相关法规、规程规定开展监督工作，技术监督指标不满足国家和行业标准或偏离规定范围时发出的通知；告警是指没有按照技术监督规定开展相关工作使节能指标出现异常或超过能耗限值而又长期得不到整改或没有整改计划时发出的通知。

6.2.2 综合经济技术指标

6.2.2.1 发电企业应对全厂和机组的发电量、发电煤耗、供电煤耗等综合经济技术指标进行统计、分析和考核，统计计算方法按 DL/T 904 执行。

6.2.2.2 发电企业应按照实际入炉煤量和入炉煤机械取样分析的收到基低位发热量采用正平衡法计算发、供电煤耗。当以入厂煤和煤场盘煤计算的煤耗（考虑热值差等因素）与以入炉煤计算的煤耗偏差达到 $\pm 1.0\%$ 时，应及时查找原因。发电企业的煤耗应定期采用反平衡法(热力性能试验)校核。

6.2.2.3 在役常规燃煤发电机组供电煤耗应不高于 GB 21258 规定的能耗限额或国家最新规定。企业应通过节能技术改造和加强节能管理，使供电煤耗达到能耗先进值。

6.2.2.4 机组（厂）供电煤耗变化指标以月度和年度为统计期，以同比变化作为监督依据。当供电煤耗同比变化下降时，满足监督要求；当供电煤耗同比变化升高时，发电企业应编写全厂或机组供电煤耗分析报告，说明升高的原因，分析各影响因素以及计划采取的降耗措施。

6.2.2.5 供热机组（厂）的供热比、热电比、总热效率、供热量、供热煤耗、供电煤耗指标按DL/T 904 计算方法统计和计算，并进行热电联产机组的判别。燃气轮机、蒸汽-燃气联合循环机组以热效率同比变化指标进行监督评价。

6.2.2.6 发电企业应对全厂和机组的综合厂用电率、生产厂用电率、发电厂用电率、供热厂用电率等指标进行统计、分析和考核，统计计算方法按 DL/T 904 执行。

6.2.2.7 综合厂用电率（全厂和机组）以月度和年度为统计期，以同比变化作为监督依据。当综合厂用电率同比变化下降时，满足监督要求；当综合厂用电率同比变化升高时，发电企业应编写全厂或机组综合厂用电率分析报告，说明升高的原因，分析各影响因素以及计划采取的降耗措施。

6.2.2.8 发电企业应对全厂单位发电量取水量进行统计、分析和考核，单位发电量取水量应不超过 GB/T 18916.1 中规定的定额指标。企业应通过节水技术改造和加强节水管理，使单位发电量取水量达到 GB/T 26925 中规定的节水型企业技术考核指标。

6.2.2.9 单机容量为 125MW 及以上循环冷却水湿冷凝汽式电厂全厂复用水率不宜低于 95%，缺水和平水地区全厂复用水率不宜低于 98%。

6.2.2.10 发电企业应使用少油或无油点火技术以降低锅炉点火和稳燃用油，应对全厂点火、稳燃用油指标进行统计、分析和考核。

6.2.2.11 发电企业将实际完成的供电煤耗、厂用电率、发电水耗及油耗指标同设计值、历史最好值以及国内外同类型机组先进值、优良值进行对标和分析，找出差距，提出改进措施。全国水平参照有关部门发布的各等级机组能效对标及竞赛资料，其中排序在前 20% 平均值作为同类机组的先进值，可参照取为标杆值；前 40% 为优良值，可参照取为当前目标值；全部的平均值则可作为企业同类机组应达到的基准值。

6.2.3 锅炉经济技术指标：

6.2.3.1 锅炉热效率。锅炉热效率按 GB/T 10184、DL/T 964 等标准进行测试和计算，若锅炉燃煤质发生较大变化或锅炉受热面进行重大改造时，宜重新计算锅炉设计热效率。以最近一次试验报告的锅炉热效率作为监督依据。额定蒸发量时锅炉热效率应达到设计值。

6.2.3.2 锅炉主蒸汽压力、主蒸汽温度、再热蒸汽温度取锅炉出口各管路的算术平均值。以统计报表、现场检查或测试的数据作为监督依据。

6.2.3.3 锅炉排烟温度。排烟温度测点应尽可能靠近最后一个受热面出口，应采用网格法测量平均排烟温度对运行表计进行标定。若锅炉受热面改动，则根据改动后受热面的变化对锅炉进行热力校核计算，用校核后的温度值作为排烟温度的规定值。锅炉排烟温度的监督以统计报表、现场检查或测试的数据作为依据。锅炉排烟温度（修正值）与规定值（或设计值）的偏差不大于规定值的 3%。

6.2.3.4 灰渣可燃物含量。飞灰和炉渣可燃物宜采用离线化验值，并对统计期内的每日飞灰可燃物含量，按各班燃煤消耗量加权计算，飞灰在线数据可作参考。灰渣可燃物含量的监督以统计报表或现场测试的数据作为依据。灰渣可燃物含量不大于设计值或按表 1 执行。

在锅炉额定出力工况（BRL）下，飞灰可燃物 C_{fa} 随着燃煤干燥无灰基挥发分 V_{daf} 的变化见表 1。

表 1 飞灰可燃物 C_{fa} 随燃煤干燥无灰基挥发分 V_{daf} 的变化关系

						%
V _{daf}	煤矸石	V _{daf} ≤10	10<V _{daf} ≤15	15<V _{daf} ≤20	20<V _{daf} ≤37	V _{daf} >37
煤粉炉 C _{fa}	—	≤5%	≤4%	≤2.5%	≤2%	≤1.2
流化床 C _{fa}	≤10%		≤7%	≤5%	≤3%	≤1.5
注 1：煤粉炉炉渣可燃物含量与飞灰基本相同；						
2：循环流化床锅炉炉渣可燃物含量不大于 2%。						

6.2.3.5 石子煤量和热值。石子煤量应不大于额定出力的 0.05% 或热值不大于 6.27MJ/kg，热值根据需要定期化验。以统计报表或现场测试的数据作为监督依据。

6.2.3.6 运行氧量。运行氧量宜通过试验确定最佳氧量并形成规定值。运行氧量的监督以统计报表、现场检查或测试的数据作为监督依据。运行氧量不超过规定值的 ± 0.3 个百分点。

6.2.3.7 空气预热器漏风率。空气预热器漏风率以测试报告的数据作为监督依据。管式预热器漏风率不大于 3%；回转式预热器漏风率不大于 6%。

6.2.3.8 除尘器漏风率。除尘器漏风率以测试报告的数据作为监督依据。电除尘器漏风率、电袋及布袋除尘器漏风率均不大于 2%。

6.2.3.9 吹灰器投入率。吹灰器投入率的监督以统计报表、现场检查或测试的数据作为依据。吹灰器投入率不低于 98%。

6.2.3.10 煤粉细度。煤粉细度宜通过试验确定经济煤粉细度。对于燃用无烟煤、贫煤和烟煤时，煤粉细度 R_{90} 可按 $0.5nV_{daf}$ （ n 为煤粉均匀性指数）选取，煤粉细度 R_{90} 的最小值应控制不低于 4%。当燃用褐煤时，对于中速磨，煤粉细度 R_{90} 可取 30%~50%，对于风扇磨，煤粉细度 R_{90} 可取 45%~55%；循环流化床锅炉入炉煤粒度应在设计范围内。煤粉细度的测试按 DL/T 567.5 进行，煤粉细度的监督以测试报告的数据作为依据。

6.2.3.11 制粉系统漏风系数。制粉系统的漏风系数不高于表 2 的数值，制粉系统漏风系数的监督以测试报告的数据作为依据。

表2 制粉系统的漏风系数

名 称	钢球磨煤机		中速磨煤机	风扇磨煤机	
制粉系统型式	贮仓式	直吹式	负压	不带烟气下降管	带烟气下降管
漏风系数	0.2~0.4	0.25	0.2	0.2	0.3

6.2.3.12 通风机能效。通风机能效应符合GB 19761，以使用区最高风机效率作为能效等级的考核值。风机的能效限定值应不低于GB 19761表1、表2、表3中3级的数值，风机的节能评价价值应不低于2级的数值。

6.2.3.13 风机机组的经济运行效率。实测的风机机组效率与风机机组的额定效率相比。其比值大于0.85，则认定风机机组运行经济；其比值为0.70~0.85，则认定风机机组运行合理；其比值小于0.70，则认定风机机组运行不经济。

6.2.3.14 锅炉过热蒸汽的减温水量和再热蒸汽的减温水量不宜超过设计值或现场规定值。

6.2.4 汽轮机经济技术指标:

6.2.4.1 热耗率。汽轮机热耗率试验可分为三级:

- a) 一级试验（高准确度试验），适用于新建或重大技术改造后的汽轮机组性能验收试验；
- b) 二级试验（宽准确度试验），适用于汽轮机组检修前后的性能试验；
- c) 三级试验，适用于汽轮机组的简化性能试验。

一、二级试验应由具有该项试验资质的单位和人员承担，应严格按照国家标准或国际通用标准进行试验；三级试验可参照国家标准，通常只进行参数修正。热耗率以最近一次试验报告的数据作为监督依据。试验热耗率与设计热耗率的偏差应不高于设计热耗率的1.5%。

6.2.4.2 汽轮机主蒸汽压力。主蒸汽如果有多路管道，取算术平均值。主蒸汽压力的监督以统计报表、现场检查或测试的数据作为依据。主蒸汽压力平均值不低于规定值0.2MPa，滑压运行机组应按设计（或试验确定）的滑压运行曲线（或经济阀位）运行。

6.2.4.3 汽轮机主蒸汽温度和再热蒸汽温度。如果有多路蒸汽管道，取算术平均值。主蒸汽温度和再热蒸汽温度的监督以统计报表、现场检查或测试的数据作为依据。蒸汽温度平均值不低于规定值3℃，对于两路以上的进汽管路，各管蒸汽温度偏差应小于3℃。

6.2.4.4 汽轮机缸效率。对排汽为过热蒸汽的缸效率宜在额定负荷及平均负荷下每月计算一次，大修前后所有汽缸效率均应测试，并与设计值进行比较、分析。以测试报告数据作为监督依据。

6.2.4.5 给水温度。应对汽轮机高压给水加热系统大旁路后的温度值进行统计。给水温度以统计报表、现场检查或测试的数据作为监督依据。给水温度的平均值不低于对应平均负荷设计的给水温度。

6.2.4.6 高压加热器投入率。高压加热器投入率是指高压加热器投运小时数与机组投运小时数的百分比，按公式（1）计算：

$$\text{高压加热器投入率} = \left(1 - \frac{\sum \text{单台高压加热器停运小时数}}{\text{高压加热器总台数} \times \text{机组投运小时数}}\right) \times 100\% \quad (1)$$

高压加热器随机组启停时投入率不低于98%；高压加热器定负荷启停时投入率不低于95%，不考核开停调峰机组。

6.2.4.7 加热器端差。应在额定负荷及平均负荷下，对加热器上端差（给水端差）和下端差（疏水端差）每月计算一次，加热器端差应不大于加热器设计端差。

6.2.4.8 凝汽器真空度。对于多压凝汽器，先求出各凝汽器排汽压力所对应蒸汽饱和温度的平均值，再折算成平均排汽压力所对应的真空值。

闭式循环水系统，凝汽器真空度的平均值不低于92%；开式循环水系统，凝汽器真空度的平均值

不低于 94%。循环水供热机组仅考核非供热期，背压机组不考核。

空冷机组，凝汽器真空度的平均值不低于 85%。

当负荷率低于 75%时，上述所有真空度再增加 1 个百分点。

6.2.4.9 真空系统严密性。湿冷机组真空系统严密性试验方法按 DL/T 932 执行，100MW 及以下机组的真空下降速度不高于 400Pa/min，100MW 以上机组的真空下降速度不高于 270Pa/min。直接空冷机组真空系统严密性试验方法按 DL/T 1290 执行，真空严密性指标小于或等于 200Pa/min 时为合格，小于或等于 100Pa/min 时为优秀。真空系统严密性以测试报告和现场实际测试数据作为监督依据。

6.2.4.10 凝汽器端差。对于多压凝汽器，应分别计算各凝汽器端差。凝汽器端差以统计报表或测试的数据作为监督依据。

凝汽器端差可以根据循环水温度制定不同的考核值：

- a) 当循环水入口温度小于或等于 14℃时，端差不大于 9℃；
- b) 当循环水入口温度大于 14℃小于 30℃时，端差不大于 7℃；
- c) 当循环水入口温度大于等于 30℃时，端差不大于 5℃；
- d) 背压机组不考核，循环水供热机组仅考核非供热期；
- e) 间接空冷系统表面式凝汽器（哈蒙系统）的端差不大于 2.8℃；
- f) 间接空冷系统喷射式凝汽器（海勒系统）的端差不大于 1.5℃。

6.2.4.11 凝结水过冷度。凝结水过冷度以统计报表或测试的数据作为监督依据。湿冷机组和空冷机组凝结水过冷度平均值均不大于 2℃。

6.2.4.12 胶球清洗装置投入率。应选用合格的胶球，其正常投入运行的胶球数量为凝汽器单侧单流程冷却管根数的 7%~13%。胶球清洗装置投入率以统计报表或测试的数据作为监督依据。胶球清洗装置投入率不低于 98%。

6.2.4.13 胶球清洗装置收球率。胶球清洗装置收球率以统计报表和现场实际测试数据作为监督依据。胶球清洗装置收球率超过 90%为合格，达到 94%为良好，达到 97%为优秀。

6.2.4.14 阀门漏泄率。阀门漏泄包含内漏和外漏，应制定阀门检查清单并按期检查，以检查报告作为监督依据。阀门漏泄率不大于 3%。

6.2.4.15 清水离心泵能效。清水离心泵能效应符合 GB 19762 的规定。当流量大于 10000 m³/h，单级单吸清水离心泵能效限定值为 87%；单级双吸清水离心泵能效限定值为 86%；泵效率的节能评价值为 90%。

6.2.4.16 水泵组的经济运行效率。水泵组的经济运行效率应符合 GB/T 13469 的规定。实测的水泵组效率与水泵组的额定效率相比，其比值大于 0.85，则认定水泵组运行经济；其比值为 0.70~0.85，则认定水泵组运行合理；其比值小于 0.70，则认定水泵组运行不经济。

6.2.4.17 湿式冷却塔的冷却能力。按 DL/T 1027 进行冷却塔的冷却能力测试，当冷却塔的实测冷却能力达到 95%及以上时视为达到设计要求；当达到 105%以上时视为超过设计要求。以测试报告数据作为监督依据。

6.2.4.18 湿式冷却水塔的冷却幅高。湿式冷却水塔的冷却幅高应定期测量，在冷却塔热负荷大于 90% 额定负荷、气象条件正常时，夏季测试的冷却水塔出口水温不高于大气湿球温度 7℃。以测试报告和现场实际测试数据作为监督依据。

6.2.4.19 直接空冷系统性能。按 DL/T 244 进行性能测试，当以排汽质量流量评价时，修正到设计条件下的各试验工况排汽质量流量达到或超过保证的排汽质量流量；或以排汽压力评价时，修正后的排汽压力低于保证的排汽压力时，则认为空冷系统及其设备运行性能指标达到规定值，否则未达到规定值。以测试报告数据作为监督依据。

6.2.5 节电指标

6.2.5.1 电动机能效限定值。高压三相笼型异步电动机能效应符合 GB 30254 规定；永磁同步电动机能效

应符合GB 30253规定；中小型三相异步电动机能效应符合GB 18613规定。

6.2.5.2 电动机综合效率。电动机综合效率大于或等于额定综合效率表明电动机对电能利用是经济的；电动机综合效率小于额定综合效率但大于或等于额定综合效率的60%，则电动机对电能利用是基本合理的；电动机综合效率小于额定综合效率的60%，表明电动机对电能利用是不经济的。在现场计算电动机综合效率有困难的情况下也可用电机输入功率(电流)与额定输入功率(电流)之比来判断电动机的工作状态；输入电流下降在15%以内属于经济使用范围；输入电流下降在35%以内属于允许使用范围、输入电流下降超过35%属于非经济使用范围。

6.2.5.3 辅助设备耗电率。对主要辅助设备和系统（风机、水泵、空冷风机群、除尘器、脱硫系统、输煤系统、除灰系统等）应每月统计一次耗电率。

6.2.5.4 非生产耗电量。应每月对非生产消耗的电量以及收费的电量进行统计。

6.2.6 节水指标：

6.2.6.1 化学自用水率。化学自用水率以统计报表数据作为监督依据。

- a) 采用单纯离子交换除盐装置和超滤水处理装置的化学自用水率不高于 10%；
- b) 采用反渗透水处理装置的化学自用水率不高于 25%。

6.2.6.2 汽水损失率。机组的汽水损失率应符合下列要求。汽水损失率以统计报表数据作为监督依据。

- a) 600MW级及以上机组应不大于锅炉额定蒸发量的1.0%；
- b) 200MW～300MW级机组应不大于锅炉额定蒸发量的1.5%；
- c) 100MW～200MW（不含）机组应不大于锅炉额定蒸发量的2.0%；
- d) 100MW 以下机组应不大于锅炉额定蒸发量的 3.0%。

6.2.6.3 水灰比。应在水力除灰系统管路上设置测量点，并有专门的测量器具，每季度宜测量一次。水灰比以测量报告数据作为监督依据。高浓度灰浆的水灰比应为 2.5～3，中浓度灰浆应为 5～6，不宜采用低浓度水力除灰。

6.2.6.4 循环水浓缩倍率。应根据水源水质、冷却水水质控制指标等，经技术经济比较，选择适当的浓缩倍率。循环水的补充水经处理后应符合 GB/T 31329 的要求。循环冷却水浓缩倍率应符合下列要求：

- a) 采用地表水、地下水或海水淡化水作为补充水，浓缩倍率不小于 5.0；
- b) 采用再生水作为补充水，浓缩倍率不小于 3.0。

6.2.6.5 循环水排污回收率。排污的循环水可作为脱硫、冲灰除渣或经过简单处理后用于其他系统的供水水源。循环水排污回收率应大于 90%。

6.2.6.6 工业水回收率。辅机的密封水、冷却水等应循环使用或梯级使用。工业水回收率宜达到 100%。

6.2.6.7 贮灰场澄清水的回收。贮灰场的澄清水一般不宜外排，应根据澄清水的水质、水量、灰场与电厂之间的距离、电厂的水源条件和环保要求等，经综合技术经济比较后确定回收利用方式。

6.2.6.8 冷却水塔飘滴损失水率。机械通风冷却塔，循环水量 1000 m³/h 以上的，其飘滴损失水率应不大于 0.005%；循环水量 1000 m³/h 及以下的，其飘滴损失水率应不大于 0.01%；自然通风冷却塔飘滴损失水率应不大于 0.01%。冷却水塔飘滴损失水率测试方法见 DL/T 1027，冷却水塔的蒸发损失水率及风吹损失水率按 GB/T 50102 计算。

6.2.6.9 供热输水管网补水率。当发电企业负责对供热管网（一环网）管理并补水时，输水管网补水率应小于 0.5%。

6.2.7 燃料指标

6.2.7.1 燃料检斤率。燃料检斤率以统计报表数据作为监督依据。燃料检斤率应为 100%。

6.2.7.2 燃料检质率。燃料检质率以统计报表数据作为监督依据。燃料检质率应为 100%。

6.2.7.3 入厂煤与入炉煤热量差。计算入厂煤与入炉煤热量差应考虑燃料收到基外在水分变化的影响，

并修正到同一收到基外在水分的状态下进行计算。入厂煤与入炉煤热量差以统计报表数据作为监督依据。入厂煤与入炉煤的热量差宜不大于 418kJ/kg。

6.2.7.4 煤场存损率。煤场存损率以统计报表数据作为监督依据。煤场存损率不大于每月的日平均存煤量的 0.5%，也可根据具体情况实际测量煤场存损率，报上级主管单位批准后作为监督依据。

6.2.8 能量平衡

发电企业应定期开展能量平衡测试，其中燃料平衡的不平衡率不超过 $\pm 1\%$ ；热平衡的不平衡率不超过 $\pm 1\%$ ；电平衡的不平衡率不超过 $\pm 1\%$ ；全厂水平衡的不平衡率不超过 $\pm 5\%$ ，各系统水量不平衡率应在 $\pm 4\%$ 之内。能量平衡测试方法按 DL/T 606 标准。

6.2.9 保温效果

保温效果。设备、管道及其附件外表面温度超过 60℃时应采取保温措施，保温效果的测试参照 GB/T 8174、DL/T 934，宜采用红外辐射温度计法。保温效果以测试报告的数据作为监督依据。当环境温度不高于 25℃时，热力设备、管道及其附件的保温结构外表面温度不应超过 50℃；当环境温度高于 25℃时，保温结构外表面温度与环境温度的温差应不大于 25℃。

6.3 能源计量

6.3.1 基本要求

6.3.1.1 能源计量器具的配备和管理按国家或行业有关规定和要求进行，符合 GB 17167、GB/T 21369、JJF 1356 的要求，能源计量器具的选型、精确度、测量范围和数量应能满足能耗定额管理、能耗考核及商务结算的需要。

6.3.1.2 计量器具应定期检定（或校准）。凡经检定(或校准)不符合要求的或超过检定周期的计量器具不应使用。属强制检定的计量器具，检定周期、检定方法应执行相应的国家计量检定规程相关要求

6.3.1.3 作为企业内部标准计量器具使用的，应备有能源计量器具量值传递或溯源图，应明确规定其准确度等级、测量范围以及可溯源的上级传递标准。

6.3.1.4 应备有完整的能源计量台账。计量台账应列出计量器具的名称、型号规格、准确度等级、测量范围、生产厂家、出厂编号、企业管理编号、安装使用地点、有效期及使用状态等(指合格、准用、停用等)。

6.3.1.5 应建立能源计量器具档案，内容包括：计量器具使用说明书、出厂合格证、最近两个连续周期的检定(测试、校准)证书、维修记录以及其他相关信息。

6.3.1.6 在用的计量器具宜在明显位置粘贴与计量器具一览表编号对应的标签，以备监督检查和管理。

6.3.1.7 应设专人负责能源计量工作的管理，负责计量器具的配备、使用、检定(校准)、维修、报废等管理工作；计量管理人员应通过相关部门的培训考核，持证上岗；用能单位应建立和保存能源计量管理的技术档案。

6.3.1.8 应配置煤检测实验室，实验室的设置、仪器设备和标准物质的配置、检测环境、设施符合 DL/T 520 的要求，检测用标准符合现行规程；仪器设备应定期检定、校准；采样员、制样员、化验员持证上岗；实验室应根据检测周期开展煤样的采取、制备及进行煤的全水分、工业分析、全硫和发热量的测定，宜开展煤元素分析、煤灰熔融性和哈氏可磨性指数测定。对于本实验室不能检测的项目，根据需要进行外检。

6.3.1.9 应配置水质分析实验室、热工自动化实验室、电测量标准实验室。实验室的仪器设备、标准物质、设施与环境分别符合 DL/T 1029、DL/T 5004 和 DL/T 1199 的要求；计量标准设备应定期校验，符合量值传递的要求；计量人员持证上岗；能开展规程规定范围内的现场仪表的定期检定、校准或检

验。

6.3.1.10 积极采用先进计量测试技术和先进的管理方法，实现从能源采购到能源消耗全过程监管。

6.3.1.11 生产用能和非生产用能应严格分开，加强管理，节约使用，对非生产用能按规定收费。对外委维护单位的用能应列入委托单位管理。

6.3.2 燃料计量

6.3.2.1 保证入厂燃料计量准确，火车运煤的应有轨道衡，轨道衡宜采用电子动态轨道衡；汽车运煤的应有汽车衡，汽车衡宜采用静态电子汽车衡。轨道衡和汽车衡应符合GB/T 11885和 GB/T 7723的技术要求。从煤矿由输煤皮带输送的入厂煤和轮船卸煤后由输送皮带输送的入厂煤宜采用电子皮带秤，电子皮带秤的技术要求应符合GB/T 7721的要求，驳船运煤可采用水尺计量称重。电厂燃油可采用检斤或检尺法计量，同时做好油温度和密度测量；天然气及其他燃气用体积流量计测量流量。

6.3.2.2 全厂煤、油、气等计量装置应定期校验或检定，并有在检定周期内的合格证书。

6.3.2.3 入厂煤宜使用机械采制样装置，其技术要求和性能符合GB/T 30730、GB/T 30731、DL/T 747的要求，机械采样装置应每二年经具有检定能力的机构进行性能检定试验。机械化静止煤采样方法适用于火车、汽车和浅驳船载煤的全深度和深部分层采样；机械化移动煤流采样方法适用于从煤矿由输煤皮带输送的入厂煤或轮船卸煤由输煤皮带输送的入厂煤。机械化采样方法、煤样的制备方法、精密度测定和偏倚试验按GB/T 19494执行。石油液体管线自动取样法按SY 5317执行；天然气及其他燃气自动取样方法按GB/T 30490执行。

6.3.2.4 入厂煤若采用人工采样，火车运输煤样的人工采取方法按 GB 475 执行；汽车、船舶运输的煤样人工采取方法按 DL/T 569 执行，煤样的制备按 GB 474 执行。石油液体手工取样法按 GB/T 4756 执行；天然气人工取样方法参照 GB/T 13609 执行。

6.3.2.5 入厂燃料在进厂后，立即采样、制样、完成化验并提出化验报告。

6.3.2.6 入炉煤量应由输煤段安装的皮带秤或称重式给煤机测量，其计量装置应定期采用实物或循环链码等方式进行校验，校验周期不大于 10 天。实物检测装置及循环链码的检定周期宜为一年。入炉油可用流量计或储油容器液位计算。天然气及其他燃气可用体积流量计测量流量。

6.3.2.7 单元制机组的入炉煤应有分炉计量装置，入炉油应单独装设燃油计量表，考核单台机组的煤耗及油耗。

6.3.2.8 入炉煤样的采取应使用机械化采制样装置，其技术要求和性能符合 GB/T 30730、GB/T 30731、DL/T 747 的要求，入炉煤样应在输送系统中采取移动煤流的采样方法，机械化采样方法、煤样的制备、精密度测定和偏倚试验按 GB/T 19494 执行，入炉煤样品的采样周期按 DL/T 567.2 执行。机械采样装置投入率在 90%以上，机械采样装置宜每二年经具有检定能力的机构进行性能检定试验。燃气轮机使用的天然气及其他燃气自动取样方法按 GB/T 30490 执行，天然气及其他燃气的能量宜在燃气轮机入口的发热量站直接测量，其方法按 GB/T 22723 执行。

6.3.2.9 当入炉煤进行人工采样时，人工采取方法按 GB 475 执行，入炉煤样品的制备按 GB 474 执行。入炉石油液体手工取样法按 GB/T 4756 执行；燃气轮机使用的天然气或其它燃气人工取样方法参照 GB/T 13609 执行。

6.3.2.10 入厂与入炉燃料的化验按下列标准进行。

- a) 煤中全水分的测定方法按 GB/T 211 进行；
- b) 煤的工业分析方法按 GB/T 212 或 GB/T 30732 进行；
- c) 煤的发热量测定按 GB/T 213 进行；
- d) 煤中全硫的测定方法按 GB/T 214 或 GB/T 25214 进行；
- e) 燃料碳和氢的测定方法按 GB/T 476 或 DL/T 568 进行；
- f) 燃油发热量的测定方法按 DL/T 567.8 进行；

g) 燃油元素分析按 DL/T 567.9 进行;

h) 天然气发热量、密度、相对密度和沃泊指数的计算方法按 GB/T 11062 进行;

i) 天然气的组成 分析气相色谱法按 GB/T 13610 进行。

6.3.2.11 库存的燃料(煤、油等)应每月未盘点一次,煤堆堆积密度应选取有代表性的部位,宜采用沉桶法,可采用模拟法测量堆积密度。

6.3.3 电能计量

6.3.3.1 发电企业负责管理本企业内部考核用电能计量装置,配合电网企业做好本企业商务结算用电能计量装置的验收、现场检验、周期检定(轮换)、故障处理等工作。

6.3.3.2 发电机,主变压器,高、低压厂用变压器,高压备用变压器以及用于商务结算的上网线路的电能计量装置(有功电能表、无功电能表、电压互感器、电流互感器)精度等级应不低于 DL/T448 的规定。运行中的电压互感器二次回路电压降应定期进行检验。

6.3.3.3 6kV 及以上电动机应配备电能计量装置,电能表精度等级不低于 1.0 级,互感器精度等级不低于 0.5 级。III类电能表的修调前检验合格率应不低于 98%,IV类电能表的修调前检验合格率应不低于 95%。

6.3.3.4 非生产用电应配齐计量表计,电能表精度等级不低于 2.0 级,检验合格率不低于 95%。

6.3.3.5 电能计量器具应建立档案(规格型号、使用说明书、出厂合格证、最近连续两个周期的检定(测试、校准)证书、维修或更换记录、安装位置等)。对于自行校准且自行确定校准间隔的电能计量器具应有现行有效的受控文件。

6.3.3.6 建立节约用电管理机构,有专人负责电能的计量工作,绘制全厂用电计量点图,随时掌握系统中各计量点的用电情况,根据节能的要求进行有效地控制。

6.3.4 热能计量

6.3.4.1 集中供热(蒸汽和热水)电厂的热量结算点应安装热量表。热量表的设计、安装及调试符合以下要求:

a) 热量表应根据公称流量选型,并校核在设计流量下的压降。公称流量可按照设计流量的80% 确定;

b) 热量表流量传感器的安装位置应符合仪表安装要求,且宜安装在回水管上;

c) 热量表数据存储宜能够满足当地供暖季供暖天数的日供热量的储存要求,且宜具备功能扩展的能力及数据远传功能。应设置存储参数和周期,内部时钟应校准一致。

6.3.4.2 对发电企业管理的热源、热力站以及供热系统的计量和调节控制应符合 JGJ 173 的规定。

6.3.4.3 向热力系统外供蒸汽和热水的机组应配置必要的热能计量装置。测点布置合理、安装符合技术要求,并应定期校验、检查、维护和修理,保证计量数据的准确性。

6.3.4.4 热能计量仪表的配置应结合热平衡测试的需要,二次仪表应定期检验并有合格检测报告。

一级热能计量(对外供热收费的计量)的仪表配备率、合格率和检测率均应达到 100%。

二级热能计量(各机组对外供热及回水的计量)的仪表配备率、合格率应达到 95%以上,检测率应达到 90%。

三级热能计量(各设备和设施用热、生活用热计量)也应配置仪表,检测率应达到 85%。

6.3.4.5 应有完整的热能计量仪表的详细资料(一次元件设计图纸、流量设计计算书、二次仪表的规格、精度等级等),电厂应有合格的定期检验报告。

6.3.4.6 应在下列各处设置热能计量仪表:

a) 对外收费的供热管道;

b) 单台机组对外供热管道;

- c) 厂内外非生产用热管道;
- d) 对外供热后的回水管道;
- e) 除本厂热力系统外的其他生产用热管道。

6.3.4.7 供热介质流量的检测应考虑温度、压力补偿, 供热介质流量检测仪表应适应不同季节流量的变化, 必要时应安装适应不同季节负荷的两套仪表。对进出电厂的蒸汽工质, 其流量测量装置的准确度等级应不小于 1.0 级, 温度测量仪表和压力测量仪表的准确度等级应分别不小于 1.0 级、0.5 级; 对进出电厂的热水工质, 其流量测量装置的准确度等级应不小于 1.5 级, 温度测量仪表和压力测量仪表的准确度等级应不小于 1.5 级。

6.3.4.8 热能计量宜安装累积式热能表计。

6.3.4.9 对零散消耗热量和排放热能, 可根据现场实际条件, 采用直接测量、计算或估算的方法。

6.3.4.10 应绘制全厂供热计量点图, 有专人负责热量的计量工作, 随时掌握系统中各计量点的用热情况, 根据节能的要求进行有效地控制。

6.3.5 水量计量

6.3.5.1 发电企业水计量器具配备和管理应满足 GB 24789 的有关要求, 对各类取水、用水进行分质计量, 对取水量、用水量、重复利用水量、排水量等进行分项统计。

6.3.5.2 从外部取水应安装计量仪表, 取水计量技术要求符合 GB/T 28714 的规定。

6.3.5.3 水量计量装置应根据用水和排水的特点、介质的性质、使用场所和功能要求进行选择。测点布置合理、安装符合技术要求, 并应定期校验、检查、维护和修理, 保证计量数据的准确性。

6.3.5.4 水量计量仪表的配置应满足水平衡测试的需要, 二次仪表应依据相应的国家计量检定规程开展周期检定工作, 并有有效期内的检定证书。

一级用水计量(取水的计量)的仪表配备率、合格率和检测率均应达到 100%, 应具有远传信号功能。

二级用水计量(各类分系统)的仪表配备率、合格率应达到100%, 检测率应达到95%, 应具有远传信号功能。

三级用水计量(各设备和设施用水、生活用水计量)也应配置仪表, 检测率应达到 85%以上。

6.3.5.5 应在下列各处设置累计式流量表:

- a) 取水泵房(地表和地下水)的原水管道;
- b) 原水入厂区后的水管道;
- c) 进入主厂房的工业用水管道;
- d) 供预处理装置或化学水处理车间的原水总管道及化学水处理后的除盐水出水管道;
- e) 循环冷却水补充水管道;
- f) 除灰渣系统及烟尘净化装置系统用水管道;
- g) 热网补充水管道;
- h) 各机组除盐水补水管道;
- i) 非生产用水总管道;
- j) 其他需要计量处。

6.3.5.6 水计量器具准确度等级优于或等于 2 级, 废水排放水表的不确定度优于或等于 5%。

6.3.5.7 水计量器具应定期检定(校准)。凡经检定(校准)不符合要求的或超过检定周期的水计量器具禁止使用。属强制检定的水计量器具, 其检定周期、检定方式应遵守有关计量技术法规的规定。在用的水计量器具应在明显位置粘贴与水计量器具一览表编号对应的标签, 以备查验和管理。

6.3.5.8 应建立水计量器具档案(规格型号、使用说明书、出厂合格证、最近连续两个周期的检定(测试、校准)证书、维修或更换记录、安装位置等)。对于自行校准且自行确定校准间隔的计量器具应有现行有效的受控文件。

6.3.5.9 对零散用水或间歇用水，可根据现场实际条件，采用直接测量、计算或估算的方法。

6.3.5.10 建立节约用水管理机构，有专人负责水量计量和统计分析工作，编制节水规划和计划，绘制全厂用水计量点图，随时掌握系统中各计量点的用水情况，根据节水的要求进行有效地控制。

6.4 节能技术措施

6.4.1 运行技术措施

6.4.1.1 运行部门应建立健全能耗小指标记录、统计制度，完善统计台帐，为能耗指标分析提供可靠依据。运行人员应加强巡检和对参数的监视，及时进行分析、判断和调整；发现缺陷并按规定填写缺陷单或做好记录，及时联系检修处理，确保机组安全经济运行。

6.4.1.2 以机组运行监测管理系统为基础，统计及耗差分析数据为依据，在运行各值之间开展以机组各主要指标和小指标为对象的值际劳动竞赛，以充分调动运行人员的积极性，实现精细化操作。

6.4.1.3 加强贮煤场的日常管理。燃料接卸应按时卸完、卸净；存煤合理分类堆放，定期测温，做好喷淋工作，防止存煤自燃，做好防风损和雨损的措施。按“烧旧存新”的原则安排入炉煤，对于褐煤存放时间不宜超过 15 天，每月对煤场存煤进行盘点，正确测量体积和密度，做好煤场盈亏统计分析。

6.4.1.4 严格执行燃煤采制化管理制度，入炉煤质的化验结果应及时提供给生产运行人员，以便根据煤质变化情况进行锅炉燃烧调整。

6.4.1.5 合理调整输煤系统运行方式，杜绝设备出力严重受阻现象。加强系统运行监视和缺陷管理，减少系统撒煤、堵煤，减少系统空载运行时间。

6.4.1.6 尽可能燃烧设计煤种，当煤质变化较大或燃用新煤种时，应根据不同煤质及锅炉设备特性及环保排放要求，通过试验确定掺烧方式和掺烧配比比例。

6.4.1.7 运行中根据煤质分析报告及实际燃烧状况进行燃烧调整，保持锅炉蒸汽参数在规定范围内。

6.4.1.8 制定各种启停炉方式的助燃油耗定额，采用先进工艺，减少锅炉启停油量。

6.4.1.9 实时分析尾部烟道各段的进出口静压差、烟温、风温等（包括送风机、一次风机、引风机、暖风器）数据，掌握尾部烟道的积灰情况和空预器的换热效果；根据吹灰前后排烟温度和主、再热汽温度的变化情况，评价吹灰效果，优化吹灰方式。

6.4.1.10 运行氧量的调整应在保证锅炉效率的前提下，调整过热蒸汽、再热蒸汽温度在正常范围内，锅炉受热面无超温，且炉内无严重结渣现象，运行氧量应根据锅炉燃烧优化调整试验结果确定的最佳运行氧量曲线进行控制。当煤种发生变化时，应对最佳氧量控制曲线进行相应调整。表盘氧量应定期进行标定。

6.4.1.11 定期检查锅炉本体、空预器及尾部烟道的漏风情况，结合漏风率测试结果，分析评价漏风率变化趋势。重点检查吹灰器、炉底水封、烟道各部位的伸缩节、人孔、检查孔、穿墙管等部位。对于干排渣系统应根据排渣温度控制冷却风门开度。

6.4.1.12 应综合考虑煤的燃烧特性、燃烧方式、炉膛热负荷、煤粉的均匀性及制粉系统电耗，通过试验确定最佳煤粉细度。磨煤机检修后应进行煤粉细度的核查，对于中速磨煤机，在磨辊运行中、后期，应根据煤粉细度的变化定期调整磨辊的间隙和加载力；对于双进双出磨煤机宜定期检查分离器，避免分离器回粉堵塞引起煤粉变粗。

6.4.1.13 在满足电网调度要求的基础上，优化机组运行方式，进行电、热负荷的合理分配和主要辅机的优化组合，实现经济运行。当机组长期停止备用时，应制定备用机组辅助设备运行方式，节省厂用电。

6.4.1.14 对于喷嘴调节的汽轮机应采用顺序阀运行方式；采用定滑压运行的汽轮机应根据制造厂给定滑压运行曲线或经过滑压运行优化试验确定的曲线运行。

6.4.1.15 各监视段抽汽压力、温度与同负荷工况设计值相比出现异常时，应查找原因或进行有效处理。汽轮机低压缸排汽温度应与凝汽器压力对应的饱和温度相匹配。

6.4.1.16 高压加热器启停时应按规定控制温度变化速率，防止温度急剧变化对加热器的损伤；运行中根据给水温度与负荷的关系曲线来监测给水温度是否达到要求；通过监测加热器进出口温度来判断加热器旁路门的严密性；加热器运行时应保持正常水位，疏水方式与设计方式相同；加热器汽侧空气门开度合理；监视和分析加热器的端差和温升，使回热系统保持最经济的运行方式。

6.4.1.17 保持汽轮机在最佳的排汽压力下运行，应定期对凝汽器的端差，循环水温升，凝结水过冷度，真空严密性，真空泵性能、冷却水塔（空冷系统）的冷却性能等进行分析。重点做好以下工作：

- a) 绘制不同循环水进口温度与机组负荷、凝汽器温升、端差的关系，确定最佳排汽压力；
- b) 循环水系统宜采用扩大单元制供水方式和循环水泵高低速配置，实现不同季节、不同负荷下循环水泵优化运行；
- c) 通过分析水塔出口水温与大气湿球温度的差值，及时掌握水塔的冷却性能；
- d) 根据真空泵运行台数与排汽压力的关系，确定合理的真空泵运行台数；分析真空泵的工作性能，选择合适的冷却水温度（尤其是夏季），提高真空泵的出力；
- e) 通过对循环水系统和凝汽器各项参数的分析，及时掌握凝汽器的换热性能，确定胶球清洗装置投入频率；分析循环水质指标，掌握凝汽器结垢或腐蚀倾向，判断凝汽器是否应进行半侧清洗；
- f) 空冷机组在环境温度及机组负荷变化时及时调整空冷风机运行方式。

6.4.1.18 机组宜采用经济性实时在线监测系统，分析热力系统的设备性能及运行参数，优化热力系统各项运行指标；开展在线锅炉效率、汽轮机热耗及机组煤耗计算，分析系统能耗指标偏差，为经济运行提供指导建议。

6.4.1.19 机组运行时水汽监督项目与指标应按GB/T 28553、GB/T 12145、DL/T 561、DL/T 912、DL/T 805.1、DL/T 805.2、DL/T 805.3、DL/T 805.4执行，防止锅炉、汽轮机及热力设备腐蚀、结垢、积盐。

6.4.1.20 应监测机组补水量的变化，根据锅炉水质化验结果控制除氧器排汽和锅炉排污，合理控制厂用蒸汽，降低水汽损失。

6.4.1.21 循环水水质处理方式宜采用石灰处理、弱酸离子交换处理、加酸处理、超滤处理、反渗透处理等工艺，循环冷却水用阻垢缓蚀剂符合DL/T 806的要求。采用直流冷却方式的凝汽器发现生物污染现象时，应进行杀菌灭藻处理，杀菌剂按DL/T 1116进行性能评价后，连续或定期向循环水系统加入。

6.4.1.22 离子交换除盐系统通过试验确定化学制水系统最佳的制水周期、再生用酸碱量和再生反洗时间，根据试验结果，优化运行操作方法、设备投入顺序，提高周期制水量，降低自用水量 and 酸碱耗用量。

6.4.1.23 根据脱硫系统、除灰渣系统、输煤栈桥冲洗、灰场喷淋等部位用水量和水质的要求，优化合理利用循环水排污水、化学车间反渗透排污水、处理合格的厂区生产和生活废水以及城市再生水。

6.4.1.24 根据机组负荷，燃料硫分变化，选择合理的浆液循环泵和氧化风机台数及组合，优化脱硫系统运行方式。

6.4.1.25 对于采用选择性催化还原脱硝系统的锅炉，控制氨逃逸率，防止硫酸氢氨沉积堵塞空气预热器增加烟风系统阻力。

6.4.1.26 根据采暖热用户热负荷需求，确定热网加热器、热网循环水泵等设备的最佳运行方式。

6.4.2 维护与检修技术措施

6.4.2.1 科学、适时安排机组检修，避免机组欠修、失修，通过检修恢复机组性能。建立完整、有效的维护与检修质量监督体系，制定检修规程，明确检修工艺和质量要求，检修中加强检查、督促，把好质量关，检修后应有质量验收报告。

6.4.2.2 应每年编制三年检修工程滚动规划和下年度检修工程计划。在机组等级检修临检前，安排机组检修缺陷处理项目。日常发现缺陷应及时处理，做好缺陷统计记录，未能及时处理的应制定处理计划。

- 6.4.2.3 各等级检修中应制定标准检修项目, 综合评估机组安全与节能的关系, 消除运行中发现的缺陷。
- 6.4.2.4 实行点检制企业按照点检计划对设备进行检查, 未实行点检制企业按照巡回检查路线、巡回检查标准对设备进行巡回检查并记录。组织对运行及维护巡检发现的缺陷进行消缺作业, 并对缺陷情况进行统计记录。
- 6.4.2.5 大小修期间加强对燃烧器的检查, 燃烧器中心标高、安装角度等应符合要求, 及时发现和消除燃烧器存在的缺陷, 确保燃烧器状态良好。根据需要开展锅炉空气动力场试验。对于循环流化床锅炉, 重点检查水冷壁磨损和风帽磨损。
- 6.4.2.6 做好制粉系统的维护工作, 根据煤质变化情况确定钢球磨煤机的最佳钢球装载量、补加钢球的周期和每次补加钢球的数量。中速磨和风扇磨的耐磨部件应及时修复或更换。
- 6.4.2.7 当回转式空气预热器的烟风压降明显偏高且吹灰效果不佳时, 应利用检修机会清除受热面积灰(宜进行水洗或碱洗)。空气预热器漏风率高于8%时宜进行密封间隙调整或密封系统改造。
- 6.4.2.8 加强电除尘器节电智能控制系统的维护, 保证其稳定工作在高效、节能状态, 使其根据运行条件的变化, 结合电除尘器运行优化试验结果, 自动调节其高压和低压电器运行方式和参数。
- 6.4.2.9 汽轮机揭缸检修时, 对通流部分轴封、隔板汽封、叶顶汽封、径向汽封的间隙按检修规程的要求进行调整, 严格验收。对各级汽封宜采用技术先进成熟的汽封装置。
- 6.4.2.10 对漏泄的加热器旁路门、水室隔板, 在检修中应及时消除。检修时宜清扫加热器换热管, 保持加热器清洁。当单台高压加热器堵管率超过 1.5%时应考虑更换管系。
- 6.4.2.11 当真空系统严密性不合格时, 检修期间可采用真空系统灌水法, 运行期间采用氦质谱检漏法、超声波检漏法等进行真空系统查漏, 并采取有效措施进行堵漏。对空冷系统也可采用微正压查漏技术进行查漏。
- 6.4.2.12 做好凝汽器及胶球清洗装置的检修维护工作, 保证循环水一次滤网、二次滤网和反冲洗装置处于良好状态。检修期间应彻底清理凝汽器水室及冷却水系统, 凝汽器管束宜采用高压水射流冲洗等方法。凝汽器管束漏泄造成堵管率超过 0.1%时应及时更换。
- 6.4.2.13 冷水塔应按规定做好检查和维护工作, 结合检修进行彻底清污和整修; 当冷却能力达不到设计要求或冷却幅高超标时, 及时查找原因; 若循环水流量发生变化, 应及时调整塔内配水方式; 出现淋水密度不均时, 及时更换喷溅装置和淋水填料; 冬季采取防冻措施, 减少水塔结冰程度; 宜采用高效淋水填料和新型喷溅装置(更换新型淋水填料、除水器、喷溅装置时应有性能试验报告), 提高水塔冷却效率。
- 6.4.2.14 空冷系统应有防风、防冻措施, 根据空冷散热器的脏污程度, 结合当地的环境因素, 合理制定空冷散热器冲洗方法和冲洗周期, 保证空冷系统换热效率。
- 6.4.2.15 加强维护, 保证热力系统各阀门处于正确阀位。通过检修, 消除阀门和管道泄漏, 治理漏汽、漏水、漏油、漏风、漏灰、漏煤、漏粉等问题。
- 6.4.2.16 积极采用新材料、新工艺, 保持热力设备、管道及阀门的保温完好, 对保温测试结果超标的部位应及时维护或检修。保温工作的技术要求、检修工艺及质量验收按 DL/T 936 执行。
- 6.4.2.17 应按 DL/T 1115 进行大修化学检查, 并按腐蚀、结垢、积盐标准判断腐蚀、结垢、积盐状况。热力设备停(备)用期间按 DL/T 956 要求做好设备防锈蚀工艺处理。
- 6.4.2.18 采用成熟、可靠、先进的燃烧器及稳燃技术, 提高锅炉在低负荷下的稳燃能力, 减少助燃用油。
- 6.4.2.19 按 DL/T 794 的规定, 确定锅炉化学清洗条件和清洗方法。承担锅炉化学清洗的单位应符合 DL/T 977 的要求, 并具备相应的资质。循环冷却水质的控制指标和冷却水防垢防腐处理方式按 DL/T 300 执行。
- 6.4.2.20 照明的节能维护和改造方法按 DL/T 5390 执行, 在满足照明效果的前提下, 选用节能、安全、

耐用的照明器具。

6.4.2.21 对各种运行仪表应加强管理，做到装设齐全、可靠。做好热控系统检测仪表的检修与维护，保证参数测试准确。做好各种计量器具的维护和检修工作，保证计量器具满足计量要求。

6.4.3 技术改造

6.4.3.1 在保证设备、系统安全可靠运行的前提下，采用先进的节能技术、工艺、设备和材料，依靠科技进步，降低设备和系统的能量消耗。鼓励对技术成熟、效益显著的项目进行宣传和推广。

6.4.3.2 对改造项目，改造前要进行节能技术可行性研究，认真制定设计方案，落实施工措施，改造后应有经济性验收报告，重大项目应进行项目后评价。

6.4.3.3 在机组改造或更换设备时，优先采购列入国家实行能源效率标识管理产品目录的产品，能效指标应不低于规定的能效限定值。

6.4.3.4 少油和无油点火技术改造。为减少启动和低负荷稳燃用油，应采用锅炉少油点火、等离子点火等技术。锅炉少油点火系统设计与运行见 DL/T 1316，等离子体点火系统设计与运行见 DL/T 1127。

6.4.3.5 锅炉排烟余热回收利用。根据锅炉排烟温度、除尘和脱硫情况，经经济技术分析合理后可实施烟气余热利用系统，回收的烟气热量宜加热汽轮机凝结水或锅炉进风。

6.4.3.6 空气预热器密封改造。对于回转式空气预热器存在密封不良、低温腐蚀或积灰堵塞等问题宜实施改造，可采用先进密封技术进行改造，控制空气预热器漏风率在 6% 以内。

6.4.3.7 汽轮机通流部分改造。对于 135MW、200MW 及早期投运 300MW 和 600MW 亚临界汽轮机，经验证通流效率低的，宜采用先进、成熟的技术实施汽轮机通流部分技术改造。

6.4.3.8 汽轮机汽封改造。对于汽轮机汽封间隙大，级间漏汽严重的机组宜实施汽轮机汽封改造，改造中应结合汽封的部位，选择合理的汽封型式和结构。

6.4.3.9 凝汽式汽轮机供热改造。根据当地供热（采暖和工业）需求，在规划期内满足热电联产机组热电比要求的情况下，宜对汽轮机采用打孔抽汽技术、低真空循环水供热技术、热泵技术等改造。当汽轮机供热抽汽压力较高时，热网循环水泵宜采用该抽汽为汽源的背压式汽轮机驱动。

6.4.3.10 热力及疏水系统改进。对于热力及疏水系统冗余较多易发生内漏的宜实施优化改造，简化热力系统，减少阀门数量，治理阀门泄漏。

6.4.3.11 凝汽器及冷却器改造。对于凝汽器结垢腐蚀严重、漏泄数量超标或使用再生水等情况宜进行凝汽器改造，改造应结合水质指标选择合适的凝汽器管材，选材导则见 DL/T 712。

6.4.3.12 风机与泵改造。对风机能效低或脱硫、脱硝和除尘改造后风机性能参数不满足要求的，宜实施风机改造或增引合一改造；循环水泵宜进行双速电机改造。

6.4.3.13 泵与风机调速技术改造。当泵与风机长期在低负载下运行，特别是机组调峰时，运行工况点偏离高效区、流量和压力变化较大时宜采用调速装置改造。对动叶可调轴流式风机一般不推荐采用调速装置改造。

中、低流量变化类型的风机和泵在满足压力时，符合下列条件适宜变频调速改造：

—流量变化幅度 $\geq 30\%$ 、变化工况时间率 $\geq 40\%$ 、年运行时间 $\geq 3000\text{h}$ ；

—流量变化幅度 $\geq 20\%$ 、变化工况时间率 $\geq 30\%$ 、年运行时间 $\geq 4000\text{h}$ ；

—流量变化幅度 $\geq 10\%$ 、变化工况时间率 $\geq 30\%$ 、年运行时间 $\geq 5000\text{h}$ 。

6.4.3.14 电除尘器改造。将电除尘器工频电源改造为高频高压电源或其他形式的节能电源，减小电除尘器电场供电能耗。

6.4.3.15 电动机改造。电动机的平均负载率低于 50% 时，宜更换成较小额定功率的电动机或进行变速改造。

6.4.3.16 对能效指标超过 GB 20052 规定的能效限定值的三相变压器应实施技术改造。

6.4.3.17 采用先进工艺进行节水改造，提高水的回收利用率。

6.4.4 能耗指标分析

6.4.4.1 能耗指标分析是指通过对能耗指标的实际值与设计值或目标值进行对比,分析能耗指标偏差,发现设备运行中经济性方面存在的问题,从而为运行优化调整、设备治理和节能改造提供依据和方向。

6.4.4.2 能耗指标分析应坚持实时分析与定期分析相结合,定性分析和定量分析相结合,单项指标分析与综合指标分析相结合的原则。

6.4.4.3 要建立健全能耗指标分析体系,完善能耗指标分析方法,建立能耗指标分析诊断的常态机制,及时发现问题、消除偏差,不断提高机组的经济性。建立单项指标对分项指标、分项指标对综合指标的分析表。

6.5 节能技术检测(试验)

6.5.1 基本要求

6.5.1.1 对主机和主要辅机应定期开展性能、效率方面的节能检测工作,节能检测应严格执行国家或行业等相关标准,没有标准的,应根据实际情况制定检测方法。常规定期节能检测项目应编制检测报告;专项节能检测项目应有检测方案和检测报告。

6.5.1.2 节能检测应包含对设备的经济性进行鉴定、诊断、分析和评价的内容,掌握机组和设备热效率的实际状况和变化趋势,发现经济性偏差和存在问题,为主辅机的优化运行、维护、检修、技术改造和制定节能措施提供依据。

6.5.1.3 发电企业应设专人负责节能检测管理工作。常规节能检测项目发电企业可自行完成,大型节能检测项目可委托专业技术单位完成。

6.5.2 节能检测人员和设备

6.5.2.1 发电企业宜设专职或兼职节能检测人员,节能检测人员应了解国家有关节能检测方面的政策、法规,掌握常用的节能检测标准,熟悉设备规范和运行状况,熟练掌握测试仪表,能够完成常规节能检测项目和经济性分析。节能检测人员应经过培训考核合格。

6.5.2.2 发电企业宜配备常规试验需要的节能检测仪表,检测仪表的精度等级、测量范围和数量应满足相关标准的要求,检测仪表应定期校验,有合格的校验证书。

6.5.2.3 外委的节能检测应在外委单位资质范围内开展工作,检测人员应熟练掌握有关方面的规程和标准,熟悉电厂设备规范和运行状况,熟练掌握测试仪表,具有检测项目经济性分析和评价能力。节能检测人员应经过培训考核合格。

6.5.2.4 节能检测单位应使用专业的节能检测仪器,检测仪器的精度等级、测量范围和数量应满足相关标准和经济性分析的要求,所有检测仪器具有合格的检定(校准)证书,并在检定周期内。

6.5.3 试验测点

6.5.3.1 新建或扩建的机组应在设计和建设阶段完成试验测点的安装,对投产后不完善的试验测点加以补装。

6.5.3.2 试验测点应满足开展锅炉热效率、汽轮机(燃气轮机)热耗率、发电机效率等测试要求,具有必要的专用测点和试验时可更换的运行测点。

6.5.3.3 试验测点应满足主要辅助设备,如加热器、凝汽器、空冷凝汽器、水塔、大型水泵、磨煤机、风机、空气预热器等性能试验的要求。

6.5.4 节能检测项目

6.5.4.1 常规定期试验项目

- a) 按 DL/T 567.3 和 DL/T 567.6 每日进行飞灰可燃物含量、每周进行炉渣可燃物含量测定；
- b) 每季度或排放异常时进行一次石子煤发热量测试；
- c) 每季度按照 GB/T 10184 进行一次锅炉空气预热器漏风率测试；
- d) 每月参照 DL/T 567.5 进行一次煤粉细度测定，燃用低挥发分等劣质煤种的机组应适当加大测试频率；
- e) 每月标定一次锅炉表盘氧量；
- f) 每季度进行一次制粉系统漏风率测试（对于负压制粉系统）；
- g) 每月按 DL/T 932 或 DL/T 1290 标准进行一次汽轮机真空严密性测试；
- h) 每月进行一次冷却水塔冷却幅高测试；
- i) 在 A/B 级检修前后进行加热器端差专项测试；
- j) 机组停机前、启动后及每季度进行一次疏放水阀门漏泄监测；
- k) 机组 A 级检修前后宜按 GB/T 8174 进行保温效果测试。

6.5.4.2 机组检修前后及专项试验项目

- a) 锅炉在 A 级检修前后或重大改造应按标准 GB/T 10184 或 DL/T 964 进行锅炉热效率试验；
- b) 汽轮机（燃气轮机）经过 A 级检修前后或重大改造应按标准 GB/T 8117.1(或 GB/T 8117.2、GB/T 8117.3)、GB/T 14100、GB/T 18929、DL/T 851、DL/T 1223、DL/T 1224 进行热耗率（热效率）试验；
- c) 结合 B/C 级检修，宜开展锅炉热效率、汽轮机热耗率试验；
- d) 水泵改造前后应进行性能试验。主要水泵（如给水泵、循环水泵、凝结水泵等）宜在 A 级检修前后进行效率试验，采用标准为 GB/T 3216 或 DL/T 839；
- e) 风机改造前后应进行性能试验。主要风机（如送风机、一次风机/排粉机、引风机、脱硫增压风机等）宜在 A 级检修前后进行效率试验，标准采用 DL/T 469；
- f) 磨煤机及制粉系统改造前后应进行性能试验。A 级检修后宜进行性能试验，试验标准采用 DL/T 467；
- g) 凝汽器压力大于对应工况下设计值15%以上时，宜进行凝汽器传热特性试验，测量与评价方法见 DL/T 1078；
- h) 当直接空冷系统性能与设计有较大偏差时，宜进行直接空冷系统性能试验。直接空冷系统性能试验标准采用 DL/T 244；
- i) 冷却水塔经过改造或当出水温度大于环境湿球温度 7℃以上时，宜进行冷却水塔的冷却能力试验，有条件时宜开展冷却水塔的性能试验。冷却水塔的试验标准采用 DL/T 1027；
- j) 新机组投入运行一年内、在役机组每 5 年宜开展一次全厂水平衡、电平衡、热平衡和燃料平衡的测试，若有扩建、大型改造项目，在正常运行后要补做一次，测试标准采用 DL/T 606。
- k) 在进行烟气脱硫、脱硝、除尘装置性能试验时，宜对电能消耗量和水消耗量及蒸汽消耗量进行检测，必要时进行脱硫、脱硝系统优化试验；
- l) 锅炉燃煤或相关设备发生较大变化及锅炉燃烧不正常时应进行锅炉燃烧调整试验；
- m) 对具有滑压运行功能的机组应开展高压调门重叠度优化试验、汽轮机滑压运行优化试验，根据主蒸汽流量、主蒸汽压力、循环水温度等参数变化确定最佳滑压运行曲线，并在机组控制系统中应用；
- n) 汽轮机冷端系统应进行运行方式的优化试验。根据不同负荷、不同循环水温度、凝汽器真空变化，选择循环水泵、真空泵的最佳经济运行方式。对于直接空冷机组，根据环境温度、风向变化及负

荷情况调整风机转速，使机组真空达到最佳值；

- o) 根据需要并按照相关标准进行的其他节能项目检测。

6.6 节能技术资料

6.6.1 体系文件

节能技术监督网络体系文件应包含三级节能监督网络图、明确节能监督管理方针、节能目标、管理职责、实施方案等内容。

6.6.2 标准和法规

应建立能源使用，能源消耗及能源效率相关的机制，及时获取并更新国家、行业、地方及上级有关节能的法律法规、政策、标准，获取并识别法规、标准中与节能相关的适用及应执行的内容，重要法规和标准应采用印刷版存档。

6.6.3 管理制度和规程

发电企业应有本企业内部的节能技术管理制度和规程，管理制度和规程应根据需要及时修订。可包含但不限于以下内容：

- a) 节能技术监督制度；
- b) 能源计量管理制度；
- c) 发电运行规程；
- d) 设备维护与检修规程；
- e) 技术改造管理制度；
- f) 燃料管理制度；
- g) 节能检测管理制度；
- h) 节能分析制度；
- i) 供热管理制度；
- j) 节电管理办法；
- k) 节水、节汽管理办法；
- l) 非生产用能管理办法；
- m) 能效对标管理办法；
- n) 节能奖惩制度；
- o) 其他管理制度。

6.6.4 考核实施细则

制定节能技术监督考核实施细则，该细则应根据需要及时修订。主要包括以下内容：

- a) 运行指标考核实施细则；
- b) 设备维护考核实施细则；
- c) 设备检修考核实施细则；
- d) 燃料管理考核实施细则；
- e) 燃料采制化考核实施细则；
- f) 节油考核实施细则；
- g) 节水（汽）考核实施细则；
- h) 节电考核实施细则；
- i) 其他需要制定的考核实施细则。

6.6.5 报告和总结

节能技术监督会议应有完整的记录，每季度、半年和年度应有节能技术监督总结报告。每月统计一次节能技术监督数据报表，并做好经济指标分析记录。

6.6.6 设备档案

发电企业应建立与节能有关的设备档案，文件收集及档案整理可参照 DL/T 241。主要包括：

- a) 汽轮机、锅炉、发电机及主变压器的设计规范；
- b) 重要辅助设备的设计规范和特性曲线；
- c) 锅炉、汽轮机热力计算书；
- d) 运行、检修等技术规程；
- e) 运行参数的原始记录；
- f) 设备维护记录；
- g) 设备检修记录；
- h) 技术改造可行性研究报告、设计方案及设备说明书；
- i) 节能规划及年度节能计划；
- j) 节能分析总结及节能工作会议记录；
- k) 月度、季度、年度节能报表；
- l) 汽轮机、锅炉等设备的性能试验报告；
- m) 生产及非生产用电、用热、用水计量点图；
- n) 燃料实验室、电测实验室、热工实验室中标准仪器的检定合格证书及检定设备的报告；
- o) 其他需要存档的资料。

附录 A 电网企业节能技术监督月报表

(资料性附录)

表 A.1 电网企业节能技术监督月报表 (地市级公司部分)

填报单位:

年 月 (单位: 万千瓦时, %)

项目	本月			累计			项目	本月			累计								
	本年	去年	同期比	本年	去年	同期比		本年	去年	同期比	本年	去年	同期比						
1. 全部供电量							6. 地区损失电量												
2. 地区供电量							其中:送变电损失电量												
110(66)kV 小计							配电损失电量												
无损电量							7. 综合线损率												
有损电量							8. 地区线损率												
10(6)kV 小计							其中:送变电损失率												
无损电量							配电损失率												
有损电量							(1) 扣无损电量												
3. 配出电量							110(66)kV 送变电												
110(66)kV 小计							10kV 配电												
无损电量							(2) 分压 220 损失率												
有损电量							分压 110(66) 损失率												
10(6)kV 小计							分压 10(6) 损失率												
无损电量																			
有损电量																			
4. 售电量							所辖区县级供电公司 10(6)千伏配网线损情况												
220kV 售电量							项目 供电公司 名称 合计	供电量		售电量		损失电量		线损率(%)		同期(%)		同期比	
110(66)kV 无损电量								本月	累计	本月	累计	本月	累计	本月	累计	本月	累计	本月	累计
110(66)kV 有损电量																			
10(6)kV 无损电量																			
10(6)kV 有损电量																			
5. 全部损失电量																			
其中: 主变损失电量																			
所用电量																			
220kV 线路损失																			

填报:

审核:

批准:

年 月 日

表 A.2 电网企业节能技术监督月报表（主网线损部分）

填报单位： 年 月 （单位：万千瓦时，%）

发电厂					联络线				
发电厂名称	500(330)kV 上网电量		500(330)kV 下网电量		联络线名称	500(330)kV 送出电量		500(330)kV 受入电量	
	本月	累计	本月	累计		本月	累计	本月	累计
合计					合计				
发电厂名称	220kV 上网电量		220kV 下网电量		联络线名称	220kV 送出电量		220kV 受入电量	
	本月	累计	本月	累计		本月	累计	本月	累计
合计									
220kV 主变一次侧					500(330)kV 主变二次侧				
供电公司	220kV 下网电量		220kV 上网电量		变电站名称	500(330)kV 上网电量		500(330)kV 下网电量	
	本月	累计	本月	累计		本月	累计	本月	累计
合计					合计				

填报： 审核： 批准： 年 月 日

表 A.3 电网企业节能技术监督月报表（主网电量不平衡率部分）

填报单位:

年 月 (单位: 万千瓦时, %)		2013 年		2014 年		2015 年		2016 年		2017 年		2018 年		2019 年		2020 年		2021 年		2022 年	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10												

[illegible]

填报:

审核:

批准:

年 月 日

表 A.4 电网企业节能技术监督月报表（省级公司部分）

填报单位： 年 月 （单位：万千瓦时，%）

指标名称		供电量				售电量								线损电量				线损率			
						合计				其中：电厂直供											
		本月	上年同月	累计	上年累计	本月	上年同月	累计	上年累计	本月	上年同月	累计	上年累计	本月	上年同月	累计	上年累计	本月	上年同月	累计	上年累计
省级公司																					
1. 合计																					
2. 主网																					
3. 地市级公司合计																					
所辖各地市 级供电公司 汇总																					

填报： 审核： 批准： 年 月 日

附录 B 发电企业节能技术监督月报表

(资料性附录)

表B.1 发电企业节能技术监督月报表（锅炉部分）

填报单位：

年 月

炉号	锅炉 容量 t/h	炉产汽量 t		运行小时 h		主汽平均流量 t/h		锅炉效率 %		主汽压力 MPa		主汽温度 ℃		再热汽压 MPa		再热汽温 ℃		给水温度 ℃		冷风温度 ℃	
		本月	累计	本月	累计	本月	累计	本月	累计	本月	累计	本月	累计	本月	累计	本月	累计	本月	累计	本月	累计
炉号	锅炉 容量 t/h	排烟温度 ℃		运行氧量 %		飞灰含碳量 %		炉渣含碳量 %		煤粉细度 %		空气预热器 漏风率%		吹灰器投入率 %		过热减温水流量 t/h		再热减温水流量 t/h		石子煤量 t/h	
		本月	累计	本月	累计	本月	累计	本月	累计	本月	累计	本月	累计	本月	累计	本月	累计	本月	累计	本月	累计

填报：

审核：

批准：

年 月 日

表B.2 发电企业节能技术监督月报表（汽机部分）

填报单位：

年 月

机号	汽机 容量 (MW)	发电量 MWh		运行小时 h		平均运行 负荷 MW		厂用电率 %		主汽压力 MPa		主汽温度℃		再热汽 压 MPa		再热汽温 ℃		给水温 度℃		真空度 %		真空泄漏 率 Pa/min		凝汽器 端差℃		凝结水过 冷度℃	
		本月	累计	本月	累计	本月	累计	本月	累计	本月	累计	本月	累计	本月	累计	本月	累计	本月	累计	本月	累计	本月	累计	本月	累计	本月	累计
机号	汽机 容量 (MW)	循环水入 口温度℃		循环水温 升℃		冷却塔冷 却幅高℃		高加投入 率%		胶球收球 率 %		1 号高加 端差 ¹⁾ ℃		2 号高加 端差 ¹⁾ ℃		3 号高加 端差 ¹⁾ ℃		高压缸 效率 ¹⁾ %		中压缸效 率 ¹⁾ %		热耗率 kJ/kWh		供热煤耗 kg/GJ		供电煤耗 g/kWh	
		本月	累计	本月	累计	本月	累计	本月	累计	本月	累计	上 端 差	下 端 差	上 端 差	下 端 差	上 端 差	下 端 差	本月	累计	本月	累计	本月	累计	本月	累计	本月	累计

注：¹⁾：在负荷 MW 时的计算值。

填报：

审核：

批准：

年 月 日

表B.3 发电企业节能技术监督月报表（全厂部分）

填报单位：

年 月

统计内容			发电量 MWh	供热量 GJ	厂用电量		厂用电率		标准煤量		标准煤耗率			燃料消耗情况							
					发电 MWh	供热 MWh	发电 %	供热 kW/GJ	发电 t	供热 t	发电 g/kWh	供电 g/kWh	供热 kg/GJ	项目	单位	煤		油			
																本月	累计	本月	累计		
全 厂	今年 实际	本月												实际入厂量	t						
		累计												发电供热用量	t						
	去年 实际	当月												非生产用量	t						
		累计												运损量	t						
	本月计划													储损量	t						
差 值	与本月计划比(±)													月末库存量	t						
	与去年同比(±)													到货率	%						
设备主 要缺陷	全厂		主 要 设 备 停 用 影 响 发 电 量 情 况(MWh)											检斤率	%						
	机		机组 号	计划停用				非计划停用				调峰起停影响				检出亏吨煤量	t				
	炉			时间 h		影响电量		时间 h		影响电量		次 数		影响电量		追回亏吨煤量	t				
	电			本月	累计	本月	累计	本月	累计	本月	累计	本月	累计	本月	累计	检出质价不符	t				
	变																				
安全运行天数： 天															入厂发热量	MJ/kg					
															炉前发热量	MJ/kg					
															热值差	kJ/kg					
															助燃油	t					
															点火用油	t / 月		次/月			
指 标			单位	本月	累计	辅助设备用电率						水消耗指标									
						设备名称		单 位		本 月		累 计		项目	单位	本月	累计				
综合厂用电率			%			给 水 泵		%						取水量	m ³						
非生产用电率			%			循环水泵		%						发电水耗	m ³ /MWh						
非生产用热量			GJ/h			凝结水泵		%						供热水耗	m ³ /GJ						
非生产用水量			t/h			送风机		%						全厂复用水率	%						
汽水泄漏点数			个			引风机		%						补水率	%						
除尘系统耗电率			%			一次风机		%						热网补水率	%						
脱硝系统耗电率			%			磨 煤 机		%						化学回收水率	%						
脱硫系统耗电率			%			除灰系统		%						循环水浓缩倍率	—						
化学制水耗电率			%			输煤系统		%						水灰比	—						

批准：

审核：

填报：

年 月 日