

广东电力市场系统运行管理 实施细则

(征求意见稿)

目录

1	总述	4
2	适用范围	4
3	引用文件	4
4	并网要求	5
4.1	发电机组并网必备条件	5
4.2	可调度用户并网要求	9
4.3	直调规模化储能电站并网必备条件	10
4.4	第三方辅助服务提供者与发电单元联合体并网必备条件	10
4.5	其他可不予调度对象并网运行的情况	11
4.6	调度运行技术支持系统账号管理	11
5	机组运行参数管理	11
5.1	机组运行参数类型	11
5.2	新建发电机组运行参数申报	13
5.3	机组运行参数计划变更	13
6	机组出力限值临时变更管理	14
7	设备检修管理	15
7.1	机组检修管理	15
7.1.1	检修类型	15
7.1.2	检修批复原则	15
7.1.3	检修申报与批复	16
7.1.4	机组检修的临时调整	18
7.2	输变电设备检修管理	18
7.2.1	检修类型	18
7.2.2	检修批复原则	19
7.2.3	检修申请与批复	19
7.2.4	输变电检修的临时调整	20
7.3	继电保护装置检修管理	21
7.4	安自装置检修和检验管理	22
8	燃料管理	22
8.1	电煤管理	22
8.1.1	电厂存煤统计方式	22
8.1.2	电煤信息报送要求	22
8.1.3	电煤预控要求	23
8.2	燃气管理	23
8.2.1	燃气存量统计方式	23
8.2.2	燃气信息报送要求	24
8.2.3	燃气预控要求	25
9	机组调试管理	26
9.1	新机组调试管理	26
9.2	在运机组调试（试验）管理	27
9.2.1	电网原因的涉网试验	27
9.2.2	电厂原因的涉网试验	29

10	热电联产机组管理	29
10.1	热电联产机组定义	29
10.2	发电调度原则	30
10.3	供热信息报送要求	30
10.4	供热数据异常处置	31
10.5	供热工况实测变更	31
11	技术支持系统异常处理	32

1 总述

为保障电力系统的安全稳定运行和电力可靠供应，保障南方（以广东起步）电力现货市场安全有序运转，依据《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）及其配套文件、《中共广东省委 广东省人民政府关于进一步深化电力体制改革的实施意见》（粤发〔2015〕14号）、《广东省有序放开发用电计划和推进节能低碳电力调度实施方案》（粤发改能电〔2017〕48号）、《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于开展电力现货市场建设试点工作的通知》（发改办能源〔2017〕1453号）等文件要求，制定本细则。

2 适用范围

本细则适用于广东电力市场运行过程中省级及以上电力调度机构调管的发电机组及其二次设备、输变电设备及其二次设备、可调度用户、直调规模化储能电站、第三方辅助服务提供者与发电单元联合体等调度对象的调度运行管理。

3 引用文件

中华人民共和国国家安全法

中华人民共和国网络安全法

电网调度管理条例（国务院令 第 588 号）

电力安全事故应急处置和调查处理条例（国务院令 第

599 号)

电力监控系统安全防护规定 (国家发展和改革委员会 14 号令)

广东电力市场运营基本规则(试行)

广东省热电联产机组节能发电调度管理办法 (试行)

电网运行准则 (GB/T 31464-2015)

电力系统安全稳定导则 (DL 755-2001)

电力系统电压和无功电力技术导则 (SD 325-1989)

中国南方电网电力调度管理规程 (Q/CSG 2012045-2017)

南方电网清洁能源调度操作规则 (试行)

南方电网安全稳定计算分析导则 (Q/CSG 11004-2009)

南方电网有功功率运行备用技术规范

电力交易安全校核技术规范 (Q/CSG 1204026-2018)

中国南方电网自动发电控制 (AGC) 运行管理规定

中国南方电网自动电压控制 (AVC) 运行管理规定

广东电力系统调度规程 (Q/CSG-GPG 2 12 001-2011)

中国南方电网电力监控系统安全防护技术规范 (Q/CSG1204009-2015)

广东电网有限责任公司安全自动装置管理细则 (Q/CSG-GPG 2 12 006-2014)

4 并网要求

4.1 发电机组并网必备条件

(1) 并入电力系统的发电机组应具备有效的《并网协议》、《购售电合同》和《并网调度协议》，取得能源监管机构颁发的电力业务许可证（发电类），且符合国家有关法律法规要求。

(2) 电厂电气主接线及接入系统一次方式的设计和运行应满足电网安全稳定运行要求。

(3) 发电机组有功调整能力、无功调整能力、调速系统、励磁系统应达到设计要求，并满足电网运行要求和有关规范。

(4) 电厂安全自动装置应符合国家标准、电力行业标准以及所属电力调度机构的相关标准要求，需符合电力系统继电保护及安自装置反事故措施的有关规定。凡应用于广东电力系统的安自装置，均须通过所属电力调度机构组织的入网测试。

(5) 电厂应按要求组织新、改（扩）建安全自动装置的测试、联调，经验收合格，具备挂网试运行条件。新、改（扩）建的安自装置，须同步开展现场开关传动试验，电厂须制定相关的传动试验计划和技术方案，传动试验报告需盖章报所属电力调度机构备案。

(6) 以 220kV 及以上电压等级接入电网的电厂应配置专用的调度网络发令系统，并经调试顺畅后，具备运行条件。

(7) 电厂继电保护装置（含保信子站、故障录波器）应符合国家、行业和南方电网相关反措、技术规范的要求，电

厂采用的装置型号及软件版本应通过南方电网组织的入网测试。

(8) 电厂应按要求完成现场保护故障管理信息系统子站与站内设备、主站的联调，完成厂内继电保护设备的调试、验收和整改工作，并将发变组保护定值报所属电力调度机构备案。

(9) 电厂应编制完善的继电保护设备现场运行操作规程，规程应包括但不限于以下内容：继电保护装置的名称、型号、生产厂家、软件版本、功能简述；装置在正常状态、告警状态、事故状态下的状态说明；运行维护的注意事项、日常巡视的内容；异常及事故处理的步骤等。

(10) 电厂必须按所属电力调度机构的要求配置自动化设备，满足相关信息传送要求。

(11) 应具备 AGC 功能的机组在正式投产之前必须满足 AGC 投运条件。应具备 AVC 功能的电厂必须配置 AVC 子站，且应随一次设备同步设计、同步施工、同步验收、同步投运。电厂负责本厂 AGC、AVC 相关设备的运行维护和检验，保证电厂 AGC、AVC 功能的安全、可靠、稳定运行，使 AGC、AVC 可用率及控制性能满足相关技术规范、考核办法和并网调度协议的要求。

(12) 电厂应严格遵守有关电力监控系统网络安全的设计、运行和管理规程、规范，负责电厂电力监控系统的运行

维护。电厂网络安全设备选型应符合国家标准、行业标准及南方电网并网管理技术规范的要求。电厂所有电力监控系统，包括调度自动化系统、继电保护信息系统等，必须通过网络安全系统与调度主站通信。电厂在并网前须提交网络安全实施方案至所属电力调度机构审核通过，并确保网络安全系统与一次、二次系统同步建设、同步验收、同步投入运行。电厂电力监控系统应根据国家相关要求通过网络安全等级保护测评和电力监控系统安全防护评估并完成问题整改。

(13) 发电机组有关设备应满足节能发电调度开展烟气脱硫、脱硝、热负荷及煤耗实时监测的要求。其中，热电联产机组应将供热信息接入所属电力调度机构运行监控系统和热负荷在线监测系统，向所属电力调度机构提供准确可靠的远动接入信息和主站侧所需供热限值计算的模型资料、经有资质的第三方检测机构检测并制定的供热参数实测报告，保证测点数据连续、真实、可靠。

(14) 电力通信应符合电力行业标准、规范及南方电网并网管理技术规范的要求。设备选型、配置、接口、性能及软件版本满足现有网络的技术指标和管理要求，并能纳入电力调度机构对所辖并网设备的统一网管。110kV 及以上厂站接入电力通信网应具备两条独立的通信传输路由，35kV 变电站接入电力通信网具备至少一条光通信传输路由。电力调度机构至厂站的调度电话、自动化通信通道，220kV 及以上线

路保护通信通道、安全自动装置的通信通道，必须具备两种不同通信方式，不会因单一故障导致生产实时控制业务通信通道全部中断。纳入“两个细则”管理的电厂应建设通信管理信息业务网。

(15) 中调及以上水电厂应建成水情自动测报系统，并接入所属电力调度机构水调自动化系统，并保证上传信息及时、准确、完整。

(16) 风电、光伏电厂应建成功率预测子站，并接入所属电力调度机构新能源智能管控平台，并保证上传信息及时、准确、完整。

(17) 设备故障跳闸后，运维单位需按要求完成故障调查、分析与处理，经评估对系统安全不构成威胁，经所属电力调度机构同意并采取措施后，方可恢复相关一次设备并网运行。

(18) 设备异常跳闸后，运维单位应配合所属电力调度机构完成事件原因调查与责任分析，待隐患彻底消除后，经评估对系统安全不构成威胁，经所属电力调度机构同意并采取措施后，方可恢复相关一次设备并网运行。

4.2 可调度用户并网要求

(1) 并网负荷具备可中断或可柔性调节等特性；

(2) 具备完善的负荷管理设施、负控装置及用户侧开关设备，且运行状态良好；

(3) 已实现负荷在线监测、遥控，并接入电网企业相关电力负荷管理系统；

(4) 满足电力调度机构关于网络安全防护的各项要求；

(5) 负荷集成商作为单个用户申请参与需求响应，其集成的电力用户需满足上述条件。

4.3 直调规模化储能电站并网必备条件

(1) 并入系统的直调规模化储能电站应具备有效的《并网协议》和《并网调度协议》；

(2) 并入系统的直调储能电站需满足电压、频率、有功功率响应及调节基本要求；

(3) 并入系统的直调储能电站需满足在线监测、遥控、网络安全防护等要求。

4.4 第三方辅助服务提供者与发电单元联合体并网必备条件

(1) 并入系统的第三方辅助服务提供者与发电单元联合体必须严格遵守《中国南方电网电力调度管理规程》、《南方电网系统运行并网管理规定》等相关规程规定。

(2) 因联合提供辅助服务将改变发电单元运行特性，相关电厂与所属电力调度机构应重新签订并网调度协议。

(3) 并入系统的第三方辅助服务提供者与发电单元联合体所属电厂应及时提交技术方案、仿真模型和调试方案，相关方案和调试计划需经所属电力调度机构审核同意。

4.5 其他可不予调度对象并网运行的情况

各调度对象需满足 4.1-4.4 节所列并网必备条件，方可并网运行。在此基础上，调度对象若出现以下情况之一的，电力调度机构可不予并网运行：

(1) 违反调度纪律；

(2) 因电厂原因未按要求执行涉网设备定检、涉网试验、反措、保护/开关特维传动、电网风险预警通知书提出的防控措施等；

(3) 存在可能影响电网安全运行的重大隐患。

4.6 调度运行技术支持系统账号管理

(1) 新建电厂应在升压站启动前 30 天向所属电力调度机构申请开通调度运行技术支持系统账号，经审核同意后生效。

(2) 退役机组完成退役手续办理后，所属电力调度机构应在 5 个工作日内注销其调度运行技术支持系统账号。

(3) 电厂若因人员变动等情况需办理账号变更，应向所属电力调度机构提交账号变更申请，经审核同意后生效。

5 机组运行参数管理

5.1 机组运行参数类型

所有中调及以上的发电机组均需向所属电力调度机构提供机组的运行参数，经审核同意后生效。主要包括：

(1) 发电机组额定有功功率，单位为 MW，应与并网调

度协议保持一致，额定有功功率即调度容量原则上以政府电力主管部门核准文件或电力业务许可证为准（两者取最新）。

(2) 发电机组最小稳定技术出力，单位为 MW，应与并网调度协议保持一致，最小稳定技术出力原则上以试验结果为准；

(3) 发电机组有功功率调节速率，单位为 MW/分钟，应与并网调度协议保持一致；

(4) 发电机组日内允许的最大启停次数，单位为 次/每天；

(5) 发电机组厂用电率，单位为 百分数；

(6) 发电机组冷态启动通知时间，即机组处于冷态情况下开机需要提前通知的时间，单位为 小时；

(7) 发电机组温态启动通知时间，即机组处于温态情况下开机需要提前通知的时间，单位为 小时；

(8) 发电机组热态启动通知时间，即机组处于热态情况下开机需要提前通知的时间，单位为 小时；

(9) 燃气机组夏季（4月至10月）最大技术出力，单位为 MW；

(10) 燃气机组冬季（11月至次年3月）最大技术出力，单位为 MW；

(11) 典型开机曲线，即机组在开机过程中，从并网至最小技术出力期间的升功率曲线，时间间隔为15分钟；

(12) 典型停机曲线，即机组在停机过程中，从最小技术出力至解列期间的降功率曲线，时间间隔为 15 分钟；

(13) 电力调度机构所需的其他参数。

其中，A 类发电机组的运行参数作为编制日前发电计划的默认参数，B 类发电机组的运行参数作为现货电能量市场交易出清的默认参数。

5.2 新建发电机组运行参数申报

新建发电机组应在首次并网前 30 天向所属电力调度机构申报机组运行参数，经审核同意后生效。

5.3 机组运行参数计划变更

每年 10 月底前，发电机组可综合经政府核准后的增容容量、设备状态等情况，向所属电力调度机构申请运行参数变更，经审核同意后生效。各类参数变更申请要求如下：

(1) 发电机组额定有功功率的变更：应经政府部门核准并取得能源监管机构电力业务许可证（发电类）后，向所属电力调度机构申请变更，重签并网调度协议后生效。

(2) 发电机组最小稳定技术出力、发电机组有功功率调节速率、燃机最大技术出力的变更：允许每年申请一次变更，经所属调度机构审核同意后生效。变更后的参数自动作为该机组并网调度协议的补充条款。

(3) 其余各类运行参数的变更：允许每年申请一次变更，经所属调度机构审核同意后生效。

6 机组出力限值临时变更管理

(1) 竞价日前一日 (D-2) 下午 15:00 前, 若电厂预计发电机组在运行日存在出力限高或限低的时段, 应向所属电力调度机构报送机组出力限值临时变更申请, 电力调度机构结合系统运行情况予以批复。

(2) 竞价日上午 9:30 前, 电力调度机构应根据机组的额定有功功率、最小稳定技术出力、检修、调试 (试验) 及出力限值临时变更等情况, 发布运行日其调管范围内机组的 96 点机组出力约束。其中, 已发生限高或限低但未完成机组限值临时变更补单流程的机组, 运行日全天均按当前实际出力限值发布。电厂应于竞价日上午 10:30 前在调度运行技术支持系统中确认电厂原因的出力限值约束以及受限时段, 并于竞价日 15:00 前向所属电力调度机构提交限值临时变更申请补单。经确认的机组出力限值作为日前电能量市场出清的边界条件。

(3) 竞价日 10:30 至竞价日 24:00 期间发生的机组限值临时变更, 在日前电能量市场出清过程中不予考虑。电厂应于次日 9:00 前向所属电力调度机构提交机组限值临时申请补单。

(4) 当机组在运行日内发生临时限值变更时, 电厂应及时向所属电力调度机构提交出力限值变更申请, 经所属电力调度机构审核同意, 由广东中调确认后生效。

(5) A 类机组发生限高或限低的，按照现行南方区域“两个细则”进行考核。相关行为由所属电力调度机构记录，并由广东中调统一纳入市场监控。

(6) B 类机组发生限高或限低的，按照《广东现货电能市场交易实施细则》中 10.2、10.3 节的规定进行考核，相关行为由所属电力调度机构记录，并由广东中调统一纳入市场监控。

7 设备检修管理

7.1 机组检修管理

7.1.1 检修类型

计划检修：指以年度检修计划为基础、并经月度计划批准的发电设备检修工作。计划检修根据机组检修规模和停用时间，分为 A、B、C、D 四个等级。

临时检修：除计划检修以外的设备检修，包括因设备缺陷、故障、异常等原因需临时停运或已经强迫停运的检修，以及未能按期完成的计划检修延期（指检修工期过半后申请的延期与延长工期超过原工期的 1/4 的部分）。

7.1.2 检修批复原则

机组检修计划安排应满足以下原则：

(1) 满足全省电力供应需要。机组检修应根据广东电力系统的电力平衡情况进行均衡安排，原则上供应偏紧的度夏负荷高峰期不安排机组计划检修。

(2) 满足局部网络约束要求。长期有顶峰要求的机组优先安排在一、四季度低负荷期检修。长期送出受限的机组应按照均衡受限容量的原则优化机组检修。同片区机组避免安排同时检修。机组检修应与输变电停电工作要求相结合，避免局部网络错峰限电及电厂重复停电。

(3) 满足系统调峰需要。供热机组、核电机组应结合节假日等调峰困难时期安排检修，蓄能机组优先在枯期(1-5月、11-12月)的常规时期安排检修。

(4) 降低极端天气影响期的系统运行风险。具备FCB功能的机组、黑启动电源、沿海地区网络支撑电源不安排在台风极端天气多发期的6-10月进行计划检修。

(5) 降低汛期弃水风险。水电机组避免在汛期(4-9月)安排计划检修，并满足供水、灌溉、航运等综合利用要求。

7.1.3 检修申报与批复

(1) 每年9月底前，各发电厂应向所属电力调度机构报送年度检修计划，所属电力调度机构结合系统运行需要，于12月15日前予以批复。

(2) 每月10日前，各发电厂在已获所属电力调度机构批准的年度检修计划基础上，可根据机组实际运行情况申请检修工期调整、变更或新增，所属电力调度机构结合系统运行需要，于每月20日前予以批复。

(3) 检修开工前3个工作日，发电厂基于月度检修计

划，向所属电力调度机构提交日前计划检修申请，所属电力调度机构结合系统运行需要，于竞价日前一日（D-2）予以批复。月度计划以外新增的检修均计为临修。

（4）竞价日上午 9:30 前，电力调度机构根据机组检修批复情况、当前已存在的机组紧急停运情况，发布竞价日其调管范围内机组的 96 点状态，发电厂应于竞价日上午 10:30 前在调度运行技术支持系统中确认结束时间，经确认的机组状态作为日前电能量市场出清的边界条件。其中，已紧急停运但未完成检修补单流程的机组，运行日按全天均为不可用（检修）状态发布，并于竞价日 15:00 前向所属电力调度机构提交检修申请补单。

（5）竞价日 10:30 至竞价日 24:00 期间发生的机组紧急停运，其状态变化在日前电能量市场的出清过程中不予考虑。发电厂应于次日 9:00 前向所属电力调度机构提交检修申请补单。

（6）A 类、B 类机组临修的实际停运时长均视为非计划停运，按照现行南方区域“两个细则”进行考核。

（7）若 B 类机组发生临时非计划停运造成日前电能量市场与实时电能量市场之间的偏差结算收益，按照《广东现货电能量市场交易实施细则》中 10.1.1 节的规定对偏差结算收益进行处理。

（8）机组发生临修后，下一次开机所产生的启动费用不

予补偿。

7.1.4 机组检修的临时调整

系统运行中出现以下情况时，电力调度机构可对已批复的机组检修进行临时调整：

- (1) 电网出现临时故障或存在电力供应不足风险；
- (2) 出清计算过程中出现安全校核无法通过等特殊情况。

竞价日出清结果发布前，若电力调度机构对机组检修进行临时调整，该机组按照调整后的机组状态参与日前电能量市场、实时电能量市场和调频辅助服务市场出清。

竞价日出清结果发布后，若电力调度机构对机组检修进行临时调整，该机组按照调整后的机组状态参与日前调度计划编制，并参与实时电能量市场和调频辅助服务市场出清，日前电能量市场的出清结果和调频辅助服务市场的预出清结果不作变更。

7.2 输变电设备检修管理

7.2.1 检修类型

计划检修：指经过初步电网安全约束评估，综合考虑基建、技改、市政迁改、用户工程及设备日常维护等停电需求，经所属电力调度机构批复并纳入年度、月度计划的检修项目。

非计划检修：指月内新增安排的检修项目，包括设备缺陷、设备故障、事故后设备检查或检修等。

7.2.2 检修批复原则

输变电设备检修计划安排应满足以下原则：

(1) 统筹考虑基建、技改及设备日常维护的停电需求，以及公路、市政建设等外部单位要求的线路迁改、升塔等工作需要，严格按计划开展检修，提高设备健康水平，减少临时性和重复性检修。

(2) 同一设备或同一间隔（或单元）的相关检修工作原则上应同时安排，二次设备检修工作应配合一次设备同时安排，相互影响的发电机组、变压器、线路等设备检修原则上应同时安排。

(3) 重要法定节日、重要保供电、恶劣天气期间，避免安排电网运行风险较大的关键设备停电。

7.2.3 检修申请与批复

(1) 每年9月底前，各供电局、直调电厂应向所属电力调度机构报送输变电设备年度检修计划，所属电力调度机构协调有关部门，结合系统运行需要予以批复。

(2) 每月10号前，各供电局、直调电厂在已批复的年度检修计划基础上，可根据实际运行情况申请检修工期调整、检修计划变更或检修计划新增，所属电力调度机构结合系统运行需要予以批复。

(3) 输变电设备计划检修开工前5个工作日，相关供电局、直调电厂基于月度检修计划，向所属电力调度机构提交

日前计划检修申请，所属电力调度机构结合系统运行需要，于竞价日前一日（D-2）予以批复。

（4）若输变电设备在竞价日 12:00 前发生非计划检修且预计运行日仍存在检修时段，相关的输变电设备检修状态在日前电能量市场出清的边界条件中予以考虑。

（5）若输变电设备在竞价日 12:00 至竞价日 24:00 期间发生的临时紧急停运，相关的输变电设备检修状态在日前电能量市场出清的边界条件中不予考虑。

（6）中调及以上调度管辖的输变电设备检修如对全省电力供应、同级或上级电力调度机构调管区域的电网安全存在影响，应经相关方会签后安排。

7.2.4 输变电检修的临时调整

系统运行中出现以下情况时，电力调度机构可对已批复的输变电设备检修进行临时调整：

（1）相关单位未按要求提交相关参数资料或未落实电网发布的风险管控措施；

（2）与待检修设备存在相互影响的其他设备存在安全隐患、临时检修或未能按计划复电；

（3）前序检修工作未按计划开展；

（4）因天气条件、青赔、物资到货、设备缺陷等导致检修不具备开工条件；

（5）因电力供应紧张、调峰困难或存在断面过载等导致

检修不具备开工条件；

(6) 电力调度机构认为需要调整或取消输变电设备检修计划的其他情况。

7.3 继电保护装置检修管理

(1) 继电保护装置计划性检修工作(含定期检验、特维传动、反措、升级、大修技改等),应按照国家规程规范要求,按照规定期限完成。继电保护装置检修计划的申请、批复按照发输变电设备检修管理要求执行。

(2) 如继电保护装置临时检修工作可以结合发输变电设备检修进行,相关单位应在发输变电设备检修单中注明继电保护装置检修工作要求及开展的具体时段,经所属电力调度机构审核同意后方可进行。

(3) 如继电保护装置临时检修工作无法结合发输变电设备检修进行,相关单位应提前一周向所属电力调度机构申报,所属电力调度机构应在每周四结合下周系统运行情况预测,制定继电保护装置检修计划,并通报相关单位。涉及需电厂停机配合的情况时,由电力调度机构将继电保护装置临时检修工作对应时段的机组状态设置为不可用状态。

(4) 继电保护装置检修工作涉及不同电力调度机构的,相关单位应按要求分别向相关电力调度机构申报检修计划。检修计划批复不一致时,由相应线路或变压器所属的电力调度机构进行协调安排,并通报其他相关电力调度机构。

(5) 线路两侧的运行维护单位应及时互相通报停电安排情况，确保线路两侧同时开展继电保护装置检修工作。

7.4 安自装置检修和检验管理

(1) 安自装置的检修工作，应提前至少 5 个工作日向所属电力调度机构报送安自装置投退申请，经所属电力调度机构审核同意后执行，主要包括安自装置的检验、消缺、软硬件改造、新建安自装置的投运操作、元件接入及保供电等工作。

(2) 安自装置的检验周期应满足“236”要求，即新建、改（扩）建和退出进行软硬件升级的安自装置在投运后的两年内应进行一次全部检验，以后每三年进行一次部分检验，每六年进行一次全部检验（包括区域稳控系统联合调试检验）。

8 燃料管理

8.1 电煤管理

8.1.1 电厂存煤统计方式

电厂存煤可用天数按照下述公式计算：

$$\text{电厂存煤可用天数} = \frac{\text{昨日存煤量}}{\text{前 30 天实际平均耗煤量}}$$

电厂无法使用的垫底煤、不能直接燃用的低热值劣质煤不计为存煤量。

8.1.2 电煤信息报送要求

各直调燃煤电厂应按以下要求，通过南方电网发电燃料管理信息系统向所属电力调度机构报送电煤供应信息：

(1) 每年 11 月 10 日前，各燃煤电厂应报送当年电煤的运输方式、运输距离、煤种类型等信息，预计当年至年底的电煤存量以及次年分月电煤供应计划。

(2) 每月 23 日前，各燃煤电厂应报送预计本月底电煤存储量及下月电煤供应计划。

(3) 每周三 17:00 前，各燃煤电厂应报送下周电煤供应计划。

(4) 每日 10:30 前，各燃煤电厂应报送前一日实际电煤供应情况。

(5) 燃煤电厂的电煤供应发生可能导致燃煤供应中断或大幅度减少等异常情况时，应立即报告所属电力调度机构。

8.1.3 电煤预控要求

燃煤电厂厂内存煤可用天数低于 5 天时，所属电力调度机构应启动电煤预控管理。期间，相关电厂各台机组按照《广东现货电能量市场交易实施细则》的相关规定参与现货电能量市场交易。

燃煤电厂由于厂内存煤可用天数低于 5 天时发生的停机视为非计划停运，按照现行南方区域“两个细则”进行考核。

8.2 燃气管理

8.2.1 燃气存量统计方式

供应方燃气最低可用天数是指未来 45 天内的最低罐存（或气田产量）日可用天数。罐存（或气田产量）日可用天数按照下述公式计算：

$$\text{日可用天数} = \text{预计 LNG 日罐存气量（或气田产量）} / \text{用户日总用气需求量}$$

电厂燃气可用天数按照下述公式计算：

$$\text{电厂燃气可用天数} = \text{未来 45 天内合同气量（含已签订的现货气合同）} / \text{电厂日耗气量}$$

8.2.2 燃气信息报送要求

8.2.2.1 燃气电厂信息报送要求

各直调燃气电厂应按以下要求，通过南方电网发电燃料管理信息系统向所属电力调度机构报送燃气供应信息：

(1) 每年 11 月 30 日前，各燃气电厂应报送当年气源情况、预计至本年底的燃气消耗情况、以及次年各合同分月燃气供应计划。

(2) 每月 25 日前，各燃气电厂应报送预计本月底燃气消耗情况及下月各合同燃气供应计划。

(4) 每周四 17:00 前，各燃气电厂应报送下周各合同燃气供应计划。

(5) 每日 10:30 前，各燃气电厂应报送前一日实际燃气消耗情况。

(6) 燃气电厂的燃气供应发生可能导致燃气供应中断

或大幅度减少的异常情况时，应立即报告所属电力调度机构。

8.2.2.2 燃气供应方信息通报要求

省内各主要燃气供应方与相关电力调度机构应按以下要求相互通报燃气供应相关信息：

(1) 每年 11 月 30 日前，燃气供应方应向相关电力调度机构通报上一年（含自然年、合同年）气量计划执行情况、预计各供气电厂次年逐月可保障供气量；电力调度机构应向燃气供应方通报次年电力供需形势、燃机检修计划、以及相关网络阻塞预测。

(2) 每月 25 日前，燃气供应方应向相关电力调度机构通报本月气量计划执行情况、预计各供气电厂次月可保障供气量及供气时段及供应风险；电力调度机构应向燃气供应方通报次月电力供需形势、燃机检修计划、以及燃机最小发电需求。

(3) 每周四 17:00 前，燃气供应方应向相关电力调度机构接收站通报近 9 天日均耗气量、未来 45 天燃气物理库存最低可用天数及所在日期、供气电厂下周可保障供气量及供气时段、上周气量计划执行情况。

(4) 燃气供应方预计存在导致燃气供应中断或大幅度减少的异常情况时，应及时通报相关电力调度机构。

8.2.3 燃气预控要求

当燃气供应出现以下情况时，相关电力调度机构将向相

关电厂发布燃料供应不足风险预警，启动燃气预控管理：

(1) 接收站燃气库存未来 45 天最低日可用天数低于或等于 3 天；

(2) 燃气电厂月度合同全厂剩余可用天数低于 5 天时或年度合同全厂剩余可用天数低于 20 天。

燃气电厂（群）进入燃气供应不足预警状态时，相关电厂各台机组按照《广东现货电能量市场交易实施细则》的相关规定参与现货电能量市场交易。

因燃气电厂全厂燃气可用天数低于 5 天时发生的停机视为非计划停运，按照现行南方区域“两个细则”进行考核。

9 机组调试管理

9.1 新机组调试管理

(1) 新建机组进行涉网试验前，应由具备资质的试验单位编制试验方案，并提前 30 天报送所属电力调度机构，经审核同意后方可执行。

(2) 新建机组应在试验开始前 7 个工作日，将涉及启停机和负荷要求的试验计划上报所属电力调度机构，电力调度机构根据系统运行情况予以批复。

(3) 竞价日上午 10:30 前，新建调试机组应通过所属电力调度机构的技术支持系统报送未来三天滚动调试计划曲线，所属电力调度机构根据系统运行情况予以批复。经批复的运行日调试曲线作为日前电能量市场出清的边界条件。

(4) 实时运行中，新建调试机组的调试计划原则上按照日前申报计划执行。当运行日的调试计划发生变更时，电厂需及时通过所属电力调度机构的技术支持系统滚动更新当日调试计划曲线，电力调度机构根据系统运行情况予以批复。经批复的运行日调试曲线作为实时电能量市场出清的边界条件。

(5) 新建机组在完成涉网试验后，应在3个工作日内向所属电力调度机构报送试验快报，15天内报送试验报告。

(6) 新建 A 类机组在并网调试期间按照调试需求安排发电，完成连续试运行后，电力调度机构在保证电力供需平衡以及电网安全的前提下，以政府下达的年度基数电量为依据，安排 A 类机组发电。

(7) 新建 B 类机组在并网调试期间按照调试需求安排发电，完成连续试运行当天 (T) 的次日 (T+1)，机组可参与 (T+2) 日的日前电能量市场申报及出清。B 类机组完成连续试运行后，原则上按照最小稳定技术出力安排运行，直至机组参与日前电能量市场出清的运行日 (T+2) 当天零点；

(T+2) 日起，发电机组按照现货电能量市场交易规则参与出清。

9.2 在运机组调试（试验）管理

9.2.1 电网原因的涉网试验

(1) 电网原因的涉网试验包括但不限于：PSS 试验、

励磁系统试验、调速系统试验、一次调频试验、AGC 试验、AVC 试验、进相试验、甩负荷试验、迟相试验、FCB 试验、黑启动试验等。

(1) 每年 9 月底前，各发电厂应向所属电力调度机构报送年度涉网试验计划，所属电力调度机构根据系统运行需要进行批复。其中，正式投运的电厂要求每三年开展一次 AGC、AVC 定检。

(2) 每月 20 日前，各电厂根据年度涉网试验计划，结合发输变电设备月度检修计划，向所属电力调度机构报送月度涉网试验计划，所属电力调度机构根据系统运行需要予以批复。如预计涉网试验计划无法结合机组检修进行，所属电力调度机构应在每月 20 日前结合系统运行预测，制定次月机组涉网试验计划，并通报相关单位。电力调度机构将该机组在经批复同意的涉网试验时段设为必开状态。

(3) 试验开展前 3 个工作日，电厂应向所属电力调度机构申报机组涉网试验计划、试验方案以及相应的机组出力计划曲线，所属电力调度机构结合系统运行需要，于竞价日前一日 (D-2) 予以批复。

(4) 运行日内若电厂需变更试验计划曲线，应通过所属电力调度机构的技术支持系统提交更新后的试验计划曲线，电力调度机构根据系统运行情况予以批复。

(5) 正常运行中，未经电力调度机构许可，任何人不得

修改电厂 AGC、AVC 定值及软件版本，如需调整定值或升级软件版本，需经所属电力调度机构审核同意。电厂不得人为干预 AGC 电厂（机组）的出力。

(6) 因一、二次设备改造导致机组涉网参数发生变化的，需向所属电力调度机构申请重新开展相关试验并更新定值单。

9.2.2 电厂原因的涉网试验

(1) 试验开展前 5 日，电厂应向所属电力调度机构申报机组涉网试验计划以及相应的机组出力计划曲线。

(2) 竞价日前一日 (D-2) 上午 12:00 前，电力调度机构应组织完成机组涉网试验会签流程，相关试验经所属电力调度机构审核同意后生效。

(3) 运行日内若电厂需变更试验计划曲线，应通过所属电力调度机构的技术支持系统提交更新后的试验计划曲线，所属电力调度机构根据系统运行情况予以批复。

(4) 同一自然月内，同一电厂因电厂原因的机组涉网试验不得超过 2 次。

10 热电联产机组管理

10.1 热电联产机组定义

热电联产机组指纳入广东省节能发电调度机组组合方案或按照《广东省节约能源条例》、《关于进一步做好热电联产资源综合利用机组核查认定有关工作的通知》（粤经贸电

力〔2007〕338号)认定,且已将供热信息接入所属电力调度机构运行监控系统和热负荷在线监测系统的省级调度热电联产机组。对于技术条件达不到实施“以热定电”要求的,视同纯凝机组调度。

10.2 发电调度原则

热电联产机组以保证供热安全和电网运行安全为前提安排发电,以供热为主要任务,按“以热定电”原则确定的上网电量优先上网。

10.3 供热信息报送要求

竞价日上午 10:30 前,经政府认定的热电联产电厂应通过所属电力调度机构的技术支持系统向电力调度机构申报运行日的供热计划,电力调度机构以发电机组实测供热工况图(热-电负荷对应关系表)为基础,根据电厂申报的机组 96 点供热流量曲线,计算供热机组电力负荷的上下限曲线。电厂应报送的具体内容包括:

- (1) 运行日该电厂计划用于供热的机组名称以及编号;
- (2) 运行日该电厂供热机组的 96 点供热流量预测曲线,单位为吨/小时;
- (3) 若电厂全厂供热流量未达到单机最大供热能力时,仅能指定单台机组进行供热;若电厂全厂供热流量超过单机最大供热能力时,可以指定两台机组进行供热。

运行日,电力调度机构以发电机组实测供热工况图(热

-电负荷对应关系表)为基础,根据实时采集的机组供热流量,计算供热机组实际供热电力负荷的上下限。

10.4 供热数据异常处置

(1) 竞价日若机组供热数据发生报送延迟等异常情况,按竞价日前一天的实际供热流量数据计算该机组在日前电能量市场的供热电力负荷上下限。

(2) 运行日若机组供热数据发生明显错数、断点等异常情况,按竞价日机组申报的供热流量数据计算该机组在实时电能量市场的供热电力负荷上下限。

(3) 日前申报的热电联产机组原则上在实时运行中不允许更换。当日前申报的热电联产机组在实时运行中发生故障或非计划停运而不具备供热条件时,电厂可向所属电力调度机构申请更换供热机组,经许可后可进行更换,更换后的供热机组按照《广东现货电能量市场交易实施细则》的相关规定参与实时电能量市场出清。发生故障或非计划停运的供热机组视同纯凝机组参与实时电能量市场出清。

(4) 由于电厂自身原因发生供热数据异常等情况,按照《广东现货电能量交易实施细则》10.4节的规定进行考核。

10.5 供热工况实测变更

当实际供热工况持续 30 天明显偏离实测工况时,热电联产电厂可向省经济和信息化委提交重测申请,获省经济和信息化委许可重测后,电厂应重新组织对供热工况进行实测,

并将更新后的实测报告及评审意见一起报省发展改革委、经济和信息化委以及所属电力调度机构。所属电力调度机构接到有资质的第三方机构出具的重测报告后3个工作日，按照更新后的实测工况进行调度。

实际供热工况明显偏离实测工况含以下情况：

(1) 实际供汽流量需求超过上次试验最大供汽流量的5%；

(2) 与实测工况相比，机组正常运行时出力上（下）限变化量超过机组额定出力的5%。

11 技术支持系统异常处理

(1) 电厂运行值班人员发现或接到自动化设备故障的通知后，应立即联系自动化运维人员进行处理，并向所属电力调度机构自动化值班员汇报情况。其中，发生遥控、遥调（AGC、AVC）等控制功能异常时，应立即报告所属电力调度机构当值调度员并采取相应措施。

(2) 发生自动化系统或设备重大异常事件、电力二次系统网络与信息安全事件时，运行维护单位应立即启动专项应急预案，在1小时之内向所属电力调度机构自动化值班员口头报告事件发生和处理的基本情况，并于2个工作日内通过故障处理报告书面上报。

(3) 当技术支持系统运行异常导致发布的市场出清结果出现差错时，需重新按照原有边界条件重新进行出清计算，

得到校正之后的出清结果，并及时向市场成员发布。

若重新计算校正结果后，出清结果尚未执行，则按校正之后的结果执行。

若重新计算校正结果后，出清结果已经执行，但市场未正式结算，则按校正之后的结果结算。

若重新计算校正结果后，市场已经正式结算，则按照《广东电力市场交易结算实施细则》中结算差错退补的相关原则进行电费的追退补。