

华东电力市场运营规则（试行）

目 录

1. 总则.....	1
1.1 概述.....	1
1.2 适用范围.....	1
1.3 华东电力市场建设目标.....	1
1.4 制订本规则的原则.....	2
1.5 集中竞价模式的试运行前提条件.....	2
1.6 其他.....	3
2. 安全运行.....	4
2.1 概述.....	4
2.2 职责.....	4
2.2.1 华东电力调度交易中心.....	4
2.2.2 省（市）电力调度交易结算中心.....	5
2.2.3 电网经营企业.....	6
2.2.4 发电企业.....	7
2.3 电力系统安全原则.....	7
2.4 电力稳定限额的确定.....	8
2.5 系统调度运行.....	8
2.5.1 电力系统紧急状态.....	8
2.5.2 事故处理.....	8
2.5.3 事故分析.....	8
2.6 负荷预测.....	9
2.7 频率和省（市）联络线潮流控制.....	9
2.8 备用容量.....	9
2.9 电力系统稳定.....	9
2.10 电压和无功功率管理.....	9
2.11 低频减载和拉、限电.....	10
2.12 设备停复役管理.....	10

2.13	继电保护和安全自动装置.....	10
2.14	遥控、遥调、监控和二次防护管理.....	10
2.15	数据信息的管理.....	10
2.16	通信管理.....	10
3.	市场管理.....	12
3.1	概述.....	12
3.2	职责.....	12
3.2.1	华东电力调度交易中心.....	12
3.2.2	省（市）电力调度交易结算中心.....	12
3.2.3	华东电网有限公司.....	13
3.2.4	省（市）电力公司.....	13
3.2.5	发电企业.....	14
3.2.6	区外购售电企业.....	15
3.3	市场主体注册.....	15
3.3.1	注册要求.....	15
3.3.2	注册过程.....	16
3.3.3	注册资格注销.....	18
3.4	华东电力市场联络协调工作组.....	18
3.4.1	联络协调工作组的设立.....	18
3.5	规则管理.....	18
3.5.1	规则起草.....	18
3.5.2	规则审议、通过和公布.....	19
3.5.3	规则修改.....	19
3.5.4	临时条款.....	20
3.5.5	《规则》部分无效认定.....	20
3.6	争议解决.....	20
3.6.1	争议的内容和范围.....	20
3.6.2	争议解决的原则.....	20
3.6.3	争议解决的程序.....	21

3.7	信息披露.....	21
3.7.1	市场信息.....	21
3.7.2	公开信息.....	22
3.7.3	私有信息.....	23
3.7.4	交换信息.....	23
3.7.5	月度竞价交易的信息披露.....	23
3.7.6	日前竞价交易的信息披露.....	24
3.8	保密规定.....	24
3.9	网损因子.....	25
3.10	最高限价.....	26
3.11	时段划分.....	26
4.	双边合同.....	27
4.1	概述.....	27
4.2	原则.....	27
4.3	类型和签订办法.....	27
4.4	长期双边合同.....	27
4.5	中期双边合同.....	28
4.6	短期双边合同.....	28
4.7	实时双边合同.....	28
4.8	相关信息披露.....	29
5.	年度发电合同.....	30
5.1	概述.....	30
5.2	年度发电合同类型.....	30
5.3	A类机组年度发电合同.....	30
5.3.1	设计原则.....	30
5.3.2	年度发电合同总量.....	31
5.3.2.1	年度发电合同总量的确定.....	31
5.3.2.2	年度基数合同电量的调整.....	32

5.3.3	年度发电合同电量的价格.....	32
5.3.4	年度发电合同的签订.....	32
5.3.5	年度发电合同分解.....	33
5.3.6	年度发电合同数据申报.....	33
5.4	B类机组年度发电合同.....	34
5.4.1	设计原则.....	34
5.4.2	年度发电合同电量的安排.....	34
5.4.3	年度发电合同电量的调整.....	34
5.4.4	年度发电合同电量的价格.....	35
5.4.5	年度发电合同的签订.....	35
5.4.6	B类机组年度发电合同分解.....	35
5.4.7	B类机组年度发电合同数据申报.....	36
6.	月度竞价交易.....	37
6.1	概述.....	37
6.2	月度竞价交易通则.....	37
6.3	月度竞价交易流程.....	37
6.3.1	省（市）基础计划数据申报.....	38
6.3.2	华东电力调度交易中心提供初始数据.....	38
6.3.3	申报电量限额的确定.....	39
6.3.4	发电报价.....	40
6.3.5	购电报价.....	40
6.3.6	报价确认和修改.....	41
6.4	月度竞价交易成交.....	41
6.4.1	中标电量及价格.....	42
6.4.2	网损处理.....	42
6.5	月度中标电量的分解及计划编制.....	42
7.	日前竞价交易.....	44
7.1	概述.....	44

7.2	日前竞价交易通则.....	44
7.3	日前竞价交易流程.....	45
7.4	报价.....	47
7.4.1	发电报价.....	47
7.4.2	报价确认.....	48
7.4.3	遵守报价.....	48
7.4.4	缺省报价.....	48
7.5	日前竞价交易出清.....	49
7.5.1	市场出清原则.....	49
7.5.2	市场出清计划.....	49
7.5.3	市场清算价格.....	49
7.6	日前竞价交易安全校核.....	50
8.	实时平衡.....	51
8.1	概述.....	51
8.2	原则.....	51
8.2.1	基本原则.....	51
8.2.2	职责划分.....	51
8.3	实时平衡处理.....	52
8.3.1	不修改省（市）联络线计划.....	52
8.3.2	修改省（市）联络线计划.....	52
8.4	违反实时调度指令处理.....	52
9.	辅助服务.....	53
9.1	概述.....	53
9.2	辅助服务通则.....	53
9.3	辅助服务类型.....	53
10.	性能指标管理.....	54
10.1	定义和说明.....	54
10.2	流程.....	54

10.3	性能指标类型.....	55
11.	市场计量.....	56
11.1	概述.....	56
11.1.1	目的.....	56
11.1.2	计量原则.....	56
11.2	义务和责任.....	57
11.3	计量装置的配置.....	57
11.3.1	计量装置基本要求.....	57
11.3.2	计量点.....	58
11.3.3	主表和副表.....	59
11.4	计量装置的管理.....	59
11.4.1	计量装置注册.....	59
11.4.2	计量装置参数、定值更改.....	59
11.4.3	计量装置检定和校验.....	60
11.4.4	计量装置的密封.....	60
11.5	计量数据的采集与管理.....	61
11.5.1	计量数据采集.....	61
11.5.2	计量数据库.....	61
11.5.3	数据确认和替代.....	61
11.5.4	误差超标.....	61
11.5.5	计量数据的安全和访问权限.....	62
11.6	计量系统的审核.....	62
11.7	计量电量处理.....	63
12.	交易结算.....	64
12.1	概述.....	64
12.2	结算原则.....	64
12.3.1	计量数据.....	64
12.3.2	各类计划数据.....	64

12.3.3	合同数据.....	64
12.3.4	月度竞价交易数据.....	65
12.3.5	日前竞价交易数据.....	65
12.4	集中竞价交易电能结算基本数据.....	65
12.4.1	月度竞价交易电能结算基本数据.....	65
12.4.2	日前竞价交易电能结算基本数据.....	65
12.5	电能结算.....	67
12.5.1	华东电网有限公司与省（市）电力公司之间结算.....	67
12.5.1.1	结算公式.....	67
12.5.1.2	结算步骤.....	67
12.5.2	省（市）电力公司与发电企业的结算.....	68
12.5.2.1	结算公式.....	68
12.5.2.2	结算步骤.....	69
12.6	结算争议程序及结算调整.....	70
12.6.1	结算争议程序.....	70
12.6.2	结算调整.....	71
12.7	性能考核结算.....	71
12.7.1	发电功率偏差.....	71
12.7.2	分段发电量偏差.....	72
12.7.3	停运.....	72
12.7.4	调差能力.....	73
12.7.5	AGC性能.....	73
12.7.6	一次调频性能.....	73
12.7.7	进相运行.....	73
12.7.8	无功电压.....	73
13.	市场干预.....	74
13.1	概述.....	74
13.2	市场干预措施.....	74
13.3	调整运行方式.....	74

13.4	价格管制.....	75
13.5	市场模式转换.....	75
13.5.1	市场模式转换的条件.....	75
13.5.2	模式转换的流程.....	76
13.6	市场干预的通知.....	77
14.	附则.....	78
14.1	罚则.....	78
14.2	不可抗力.....	78
附件一：	华东电力市场名词解释.....	79
附件二：	华东电力市场月度竞价交易出清数学模型.....	83
附件三：	年度发电合同电量分解管理办法.....	85
附件四：	华东电力市场日前竞价交易出清数学模型.....	91
附件五：	一次调频机组有关参数的设置要求.....	92
附件六：	华东电力市场网损处理办法.....	93
附件七：	华东电力市场主体注册表.....	97
附件八：	华东电力市场联络协调工作组工作规则.....	122
附件九：	电量电费结算单.....	124

1. 总则

1.1 概述

1. 本规则名称为《华东电力市场运营规则》，以下简称《规则》或市场规则。
2. 为规范华东电力市场的运行和管理，实现电力交易的公开、公平、公正，促进华东电力市场的稳定、健康、有序、协调发展，制订本规则。
3. 本规则依据《中华人民共和国电力法》、《中华人民共和国合同法》、《电力监管条例》、《电网调度管理条例》、《国务院关于印发电力体制改革方案的通知》、《国务院办公厅关于印发电价改革方案的通知》、《国家发展改革委关于印发电价改革实施办法的通知》、《电力市场基本规则》、《电力市场监管办法》、《华东电力市场试点方案》，国家有权部门颁布的相关法规、规程、行业标准、文件等，结合华东电网实际情况，进行编制。

1.2 适用范围

1. 本规则适用于华东电力市场一期（依据《华东电力市场试点方案》划分）。
2. 本规则所称华东电力市场，地理范围覆盖上海市、江苏省、浙江省、安徽省和福建省（简称四省一市或五省（市））。
3. 参与华东电力市场的所有市场主体和电力调度交易机构必须遵守本《规则》。华东电力市场的市场主体包括在华东电力市场注册的发电企业、电网经营企业，经核准的区外购售电企业。
4. 电网经营企业包括华东电网有限公司和省（市）电力公司；省（市）电力公司具体包括上海市电力公司、江苏省电力公司、浙江省电力公司、安徽省电力公司、福建省电力公司。
5. 电力调度交易机构包括华东电力调度交易中心和省（市）电力调度交易结算中心；省（市）电力调度交易结算中心具体包括上海市电力调度交易中心、江苏省电力调度交易中心、浙江省电力调度交易中心、安徽省电力调度交易中心、福建省电力调度交易中心。

1.3 华东电力市场建设目标

1. 建设华东电力市场的总体目标是：引入竞争机制，打破市场壁垒，实现电力

资源优化配置，促使电力企业加强管理、提高效率、改善服务，形成政府监管下的统一、开放、竞争、有序的区域电力市场。

6. 依据《华东电力市场试点方案》，华东电力市场的建设分三期实施。其中，华东电力市场一期的目标是：建立华东统一的电能交易平台，部分电量在这一平台上统一竞争，有步骤地开展大用户直接向发电企业购电试点，建立华东电力市场运营的法规体系和监管组织体系，改革和完善电价制度，初步建立输配电电价体系，建立统一竞争、分区控制、区域和省（市）协调运作的华东电力市场。

1.4 制订本规则的原则

1. 坚持电力系统安全、优质、经济运行，确保连续可靠供电的原则。
7. 坚持“公开、公平、公正”的原则。
8. 积极发挥市场机制作用，积极稳妥，平稳起步，兼顾各方利益，坚持可持续发展的原则。

1.5 集中竞价模式的试运行前提条件

1. 华东电力市场必须具备以下前提条件，方可由模拟运行转入试运行：
 - (1) 在发电企业的年度购售电合同中预留华东电力市场月度竞价交易和日前竞价交易开展统一竞价所需的电量空间，相关配套政策已颁布实施。
 - (2) 华东电力市场平衡账户、限价、价格联动、电费支付等风险管理办法的颁布实施。
 - (3) 根据年度华东区外来电计划、年度负荷预测、年度区域内装机容量变化情况以及年度检修计划等数据，预测得出华东全网电力供需基本保持平衡。
 - (4) 经华东电网有限公司和四省一市电力公司统一规划、统一设计、统一技术标准、统一组织、分级管理的技术支持系统建设全部完成，并经过电力监管机构的审批后投运。
 - (5) 市场规则经过模拟阶段的充分模拟检验，不断加以修订后，得到市场参与各方的一致认可，并经过国家有权部门的确认。
 - (6) 参与华东电力市场竞价交易的所有市场主体的有关人员受到必要的培训，并获得电力监管机构颁发的资格证书之后。

(7) 其他必须具备的条件。

1.6其他

1. 《规则》应与现行的法律法规、技术规程等国家行业标准相统一，当《规则》与最新行业标准发生矛盾时，《规则》应服从最新行业标准的规定。
9. 本规则是华东电力市场运营的基本规则，华东电力市场的市场主体和电力调度交易机构制定的规章、规则、规程等不得与本规则相抵触。
10. 本规则中使用的专业术语和有关名词的详细解释，详见附件一。
11. 本规则由国家电力监管委员会负责解释。
12. 本规则自发布之日起生效，原《华东电力市场运营规则》同时废止。

2. 安全运行

2.1 概述

1. 本章主要规定了市场主体和电力调度交易机构在市场规则下应遵守的保障电力系统安全运行管理的内容。
2. 华东电力系统包括四省一市境内并入华东电网的发电厂、变电所、输电线路、和用户等组成的一个区域性整体，以及相配套的继电保护及安全自动装置、调度自动化相应的调度通信系统。华东电力系统是一个不可分割的完整系统，所有市场主体及电力调度交易机构必须严格遵守调度纪律，相互协作配合，保障电力系统的安全稳定运行。
3. 本章节所依据的各类相关规程如发生变更，以新生效的规程为准。本规则未提及的安全运行管理规定仍依据《华东电力系统调度规程》和相关规程文件执行。
4. 华东电力系统中国家电力调度通信中心管辖或许可的发输电设备的调度管理，根据国家电力调度通信中心有关规定执行。

2.2 职责

2.2.1 华东电力调度交易中心

1. 华东电力调度交易中心负责组织、指挥、指导、协调和监督华东电力系统运行、操作和事故处理，履行下列职责：
 13. 制定有关电网调度运行的规章制度；
 14. 编制和执行系统的运行方式，监视和控制华东电力系统运行；
 15. 根据规程、规定等，调度有关市场主体，要求在规定时间内完成方式调整，恢复系统安全；
 16. 编制管辖/许可范围内设备停复役计划，审批设备停复役申请；
 17. 对调度管辖范围内的设备进行操作管理；
 18. 监督和指挥全网频率和电压的调整工作，确保全网频率和各地区电压在合格范围内，通过调整机组出力、开停机、错峰和拉限电等措施使之在规定时间内达到要求；

19. 依据本规则及《华东电力系统调度规程》及其他相关规程、规定，进行发电机组及负荷的调度；
20. 确定、发布并监督所调度管辖/许可范围发电设备的稳定限额，通过调整机组出力、开停机、错峰和拉限电等措施使之在规定时间内达到要求；
21. 确定、发布并监督全网备用容量要求，通过调整机组出力、开停机、错峰和拉限电等措施使之在规定时间内达到要求；
22. 负责调度管辖范围内的继电保护和安全自动装置以及电力调度通信和调度自动化设备的运行管理；
23. 及时向市场主体预报或通报严重影响电力系统安全的有关信息；
24. 研究可能出现的重、特大电力系统事故，组织制定事故预案和应急措施，并要求各市场主体落实执行。

2.2.2 省（市）电力调度交易结算中心

1. 各省（市）电力调度交易结算中心在华东电力调度交易中心组织、指挥和监督下根据《华东电力系统调度规程》负责所辖电力系统安全运行和事故处理，履行下列职责：
 - (1) 依据华东电力调度交易中心的指令和相关规程、规定等调度市场主体，要求其在规定时间内完成方式调整，恢复系统安全。
 - (2) 制定所辖电力系统调度方面的规程制度；
 - (3) 编制和执行所辖电力系统的运行方式，监视和控制所辖电力系统的运行；
 - (4) 编制调度管辖/许可范围内设备停复役计划，批准设备停复役申请。属华东电力调度交易中心调度管辖/许可范围内的设备停复役，需得到其批准；
 - (5) 对调度管辖范围内的设备进行操作管理；
 - (6) 确定所调度管辖电气设备的稳定限额，并协助华东电力调度交易中心确定 500kV 和 220kV 电气设备的稳定限额组合；
 - (7) 依据华东电力调度交易中心调度指令和市场规则并考虑电气设备稳定限额的制约，进行所辖电力系统范围内发电机组及负荷的调度；
 - (8) 配合华东电力调度交易中心监视电网频率，并确保本省（市）区域控制误差（ACE）满足联络线控制要求；

- (9) 监视所辖电力系统发电机组备用容量，当备用容量不满足要求时，及时向华东电力调度交易中心汇报，并根据其调度指令采取合理步骤使备用达到要求；
- (10) 监督和指挥所辖电力系统范围内电压的调整，确保各地区电压在合格范围内；
- (11) 负责调度管辖范围内的继电保护和安全自动装置以及电力调度通信和调度自动化设备的运行管理，负责下级调度管辖的上述设备和装置的技术指导；
- (12) 及时向有关市场主体预报或通报严重影响所辖电力系统安全的信息，并汇报华东电力调度交易中心；
- (13) 研究所辖电力系统可能出现的重、特大电力系统事故，制定事故预案和应急措施，并要求各市场主体落实执行；
- (14) 确保与华东电力调度交易中心和其他市场主体保持密切的联系，承担相关华东主系统输电网和所辖电力系统的安全责任。

2.2.3 电网经营企业

1. 电网经营企业履行下列职责：

- (1) 严格遵守法律法规、行业标准、以及国家电力管理、监管部门的规定，根据调度关系对各级电网进行调度，保证华东电网的安全、稳定、经济运行；
- (2) 严格遵守华东电网和所在省（市）电网的调度规程和本市场规则；
- (3) 电网经营企业应对其管辖的输、变、配电设备进行运行管理、检修维护；
- (4) 电网经营企业应对其管辖的继电保护、安全自动装置、自动化、通信等二次设备进行技术管理及运行维护；
- (5) 由于电网事故导致发电企业主设备停运的，电网经营企业应组织相关发电企业共同参与事故分析、调查；
- (6) 电网经营企业应优化网络结构，充分发挥现有输、变、配电设备的输送能力；
- (7) 电网经营企业应积极采取有效措施加强和促进电网建设，提高输送能力，减少输送限制；

(8) 依据相关规定进行所辖电网范围内的需求侧管理。

2.2.4 发电企业

1. 发电企业履行下列职责：

- (1) 严格遵守有关法律法规、行业标准以及国家电力管理、监管部门和华东电力系统安全、优质、经济运行的有关规程、规定；
- (2) 严格遵守华东电网和所在省（市）电网的调度规程和相关《并网调度协议》；
- (3) 根据调度管辖范围，服从电力调度交易机构的统一调度，当华东电力调度交易中心和所在省（市）的电力调度交易中心的调度指令存在矛盾时，以华东电力调度交易中心的调度指令为准；
- (4) 防止任何影响电力系统安全运行的事故发生，并制定相关安全技术措施，报华东电力调度交易中心和所在省（市）的电力调度交易中心备案；
- (5) 根据电力调度交易机构的要求，对安全稳定自动装置进行安装、调试、维护和运行；
- (6) 电厂涉网设备出现重大缺陷或隐患，应及时按电力行业标准、相关电力系统调度规程和发电厂调度管理规定等进行处理，同时向所属电力调度交易机构报告，处理完毕后应及时将处理结果以书面形式告知所属电力调度交易机构；
- (7) 电厂主要设备发生故障，应立即向所属电力调度交易机构的值班员报告设备故障情况，涉及电力系统安全稳定运行的，应同时提供有关数据及故障录波图，并允许所属电力调度交易机构方参与事故调查和事故分析；
- (8) 制定切实可行的措施，确保电厂的安全；
- (9) 在未收到所属电力调度交易机构的实时调度指令时，应严格按照所属电力调度交易机构事先下达的调度计划和电压曲线运行；
- (10) 按《规则》要求提供各种辅助服务和控制装置、通信设施；
- (11) 严格执行电力调度交易机构为保证所辖电力系统安全稳定运行而下达的各类安全技术措施。

2.3 电力系统安全原则

1. 各市场主体和电力调度交易机构严格按照《华东电力系统调度规程》、《华东

电网稳定运行规定》、《华东电网继电保护及安全自动装置运行管理规定》、《220kV~500kV 电网继电保护装置运行整定规程》和各省（市）的《调度规程》、《电网稳定运行规定》及其他临时制定的稳定控制要求等，控制有关输变电设备运行状态在相关稳定限额之内，保证系统安全稳定地运行。

2. 各省（市）电力调度交易结算中心严格监视、控制本省（市）区域控制误差（ACE）满足控制 CPS 标准，在 ACE 严重偏离合格范围时必须及时采取有效措施，防止系统长时间低频或高频运行带来的风险。
3. 各省（市）电力系统必须有充足的具有黑启动能力的机组和切实可行的黑启动恢复方案，以使系统可在无外来电源情况下得到恢复；
4. 各市场主体应根据《并网调度协议》和辅助服务协议提供必要的设施，并保证设施的正常投入，按以下方式运行：
 - (1) 协助防止或控制电力系统的事故；
 - (2) 协助维护或恢复电力系统的安全运行状态。

2.4 电力稳定限额的确定

1. 本节确定调度管辖范围内电气设备的稳定限额。
2. 根据《华东电力系统调度规程》第七章、《华东电网稳定运行规定》和《电力系统安全稳定导则》执行。

2.5 系统调度运行

1. 本节确定调度运行相关工作，包括电力系统紧急状态、事故处理、事故分析
2. 根据《华东电力系统调度规程》第十一章、第十二章执行。

2.5.1 电力系统紧急状态

1. 根据《华东电力系统调度规程》第十二章执行。

2.5.2 事故处理

1. 本节确定事故处理，根据《华东电力系统调度规程》第十二章执行。

2.5.3 事故分析

1. 在出现系统事故后，电力调度交易机构应及时进行事故分析，如实提供事故发生、处理的原始情况，并对为恢复或维持电力系统安全所采取的措施是否恰当作出初步判断。

2. 若在事故处理时，电力调度交易机构下令让某一发电机组与主系统解列，在事故处理后应当向该市场主体提供事故分析报告，说明事故发生时采取该措施的必要性。对于影响面较大的事故，根据本章提供的事故分析报告必须向所有市场主体公布。
3. 市场主体必须配合电力调度交易机构开展事故分析，包括及时准确地提供相关的记录和信息。
4. 在电力调度交易机构提出要求时，市场主体应向电力调度交易机构提供事故发生期间或事故后设备的各类运行数据和性能参数，以便进行事故分析。
5. 在市场主体提出要求时，电力调度交易机构应把事故分析中涉及的该成员的设备在事故期间的有关信息提供给该市场主体。

2.6 负荷预测

1. 本节确定负荷预测，根据《华东电力系统调度规程》第四章执行。

2.7 频率和省（市）联络线潮流控制

1. 本节确定频率控制和省（市）联络线潮流控制，根据《华东电力系统调度规程》第十章执行。

2.8 备用容量

1. 本节确定备用容量，根据《华东电力系统调度规程》第十章及《华东电网运行备用调度管理规定（试行）》（华东电网调[2004]293号文）执行。

2.9 电力系统稳定

1. 本节确定电力系统稳定的定义、基本要求、电力系统稳定计算等。
2. 根据《电力系统安全稳定导则》执行。

2.10 电压和无功功率管理

1. 本节确定电压和无功功率管理内容，包括基本要求、无功设备管理、电压监视和电压控制。
2. 根据《华东电力系统调度规程》第八章和《电力系统电压和无功技术导则》的“基本要求”执行。

2.11 低频减载和拉、限电

1. 本节确定低频减载和拉、限电内容，包括自动低频减负荷、拉限电。
2. 根据《华东电力系统调度规程》第十章和《电力系统自动低频减负荷技术规范》执行。

2.12 设备停复役管理

1. 本节确定设备的停复役管理内容。
2. 根据《华东电力系统调度规程》第五章执行。

2.13 继电保护和安全自动装置

1. 本节确定继电保护和安全自动装置的内容。
2. 根据《华东电力系统调度规程》第十三章执行。

2.14 遥控、遥调、监控和二次防护管理

1. 本节确定遥控、遥调、监控和二次防护管理内容。
2. 根据《华东电力系统调度规程》第十四章和第十五章执行。
3. 各市场主体应遵守《全国电力二次系统安全防护总体方案》要求。

2.15 数据信息的管理

1. 本节确定数据信息的管理。
2. 根据《华东电力系统调度规程》第十四章和第十五章执行。

2.16 通信管理

1. 本节确定通信管理的具体内容，根据《华东电力系统调度规程》第十五章执行。
2. 电力调度交易机构应及时记录所有的通信信息，记录可以以书面形式或其他任何一种可供审查的形式长期保留。
3. 电力调度交易机构必须保证运营通信记录的完整性，包括每一通信的时间和内容及每次通信的各方。
4. 电力调度交易机构必须保证调度通话记录的完整性，并将它们作为书面记录的补充。
5. 电力调度交易机构必须将所有的通信记录（包括语音录音）保留至少三个月。

6. 电力调度交易机构必须采取合理措施，保守有关通信信息的秘密。
7. 如果发生纠纷，以电力调度交易机构所作的通信记录及录音为准。
8. 条件允许时，电力调度交易机构应建立供电力市场运营使用的独立语音录音系统。

3. 市场管理

3.1 概述

1. 本章规定了华东电力市场管理程序：
 - (1) 华东电力市场的市场主体类别，市场主体及电力调度交易机构的职责，市场注册条件及过程；
 - (2) 《规则》的起草，审议，通过，公布和修改程序；
 - (3) 华东电力市场的争议解决机制；
 - (4) 华东电力市场的信息披露机制；
 - (5) 华东电力市场的保密规定及其他规定。
2. 市场风险防范体系将根据市场成熟程度适时建立并完善。

3.2 职责

3.2.1 华东电力调度交易中心

1. 华东电力调度交易中心的市场管理职责如下：
 - (1) 组织华东电力市场月度竞价交易和日前竞价交易的电能竞价；
 - (2) 发布电力市场信息，保证信息披露及时、真实、准确和完整；
 - (3) 执行国家有权部门公布的集中竞价交易最高限价；
 - (4) 优化和发布全网机组的日计划，制定省（市）联络线交换计划；
 - (5) 组织、安排和调用华东电力系统的辅助服务；
 - (6) 负责电能计量与市场电能结算；
 - (7) 为保证电网的安全、稳定运行，在出现或可能出现市场风险或异常时，对市场采取干预措施，并于事后及时向电力监管机构申报、备案；
 - (8) 坚持统一规划、统一设计、统一技术标准、统一组织、分级管理的原则，负责电力市场技术支持系统的规划、建设、运行、维护和管理。

3.2.2 省（市）电力调度交易结算中心

1. 省（市）电力调度交易结算中心的市场管理职责如下：
 - (1) 根据调度规程负责所辖电力系统安全运行和事故处理；
 - (2) 负责调度管辖范围内电厂的年度分月计划编制、月度电量需求编制和日

前省（市）负荷预测的申报；

（3）安排各类合同分解计划，并根据日前竞价交易竞价形成的日计划制定发电计划，调度所辖各发电厂；

（4）负责全省（市）年度发电合同的实施和实时电力电量的平衡；

（5）执行省（市）联络线交换计划；

（6）负责本省（市）电能计量及电能结算；

（7）按市场规则提供规定的信息给华东电力调度交易中心；

（8）确定和上报省（市）电网安全准则，包括电力系统安全约束及标准；

（9）按规则规定的时间、内容和要求，向华东电力调度交易中心提交月度竞价交易和日前竞价交易所需的运行信息和参数。

（10）配合华东电力调度交易中心进行电力市场技术支持系统的建设、维护和运营，负责省（市）配套技术支持系统的建设、运行、维护和管理。

3.2.3 华东电网有限公司

1. 华东电网有限公司履行下列职责：

（1）公平、无歧视开放电网；

（2）按规定管理华东电网，提供输电服务，执行输电电价；

（3）购销和组织购销区域外交易主体的电力电量，满足区域内用电需要；

（4）负责管理电力调度交易机构；

（5）经营管理所属调峰调频电厂，负责管理代管电厂；

（6）根据市场规则的要求提供信息。

3.2.4 省（市）电力公司

1. 省（市）电力公司履行下列职责：

（1）公平、无歧视开放电网；

（2）按规定管理所辖电网，提供输配电服务，执行输配电价；

（3）代表本省（市）用电方参与市场；

（4）签订和履行购售电合同；

（5）执行各类辅助服务政策；

（6）根据市场规则的要求提供信息；

3.2.5 发电企业

1. 华东电网范围内的统调发电机组分为 A、B 两类机组。A 类机组必须参加集中竞价交易，B 类机组在条件成熟时参与集中竞价交易。
2. A 类机组指单机额定容量 100MW 及以上常规燃煤机组。
3. B 类机组包括：
 - (1) 核电机组；
 - (2) 水电机组；
 - (3) 抽水蓄能机组；
 - (4) 燃气（LNG）机组；
 - (5) 燃油机组；
 - (6) 100MW 以下的燃煤机组；
 - (7) 风力、垃圾焚烧发电等属可再生能源范畴的机组；
 - (8) 热电联产机组；
 - (9) 自备电厂所属机组；
 - (10)由省（市）级及以上政府授权与电网经营企业签订的照付不议购售电合同（尚在有效期内）并经监管机构认定列入 B 类机组范畴的机组；
 - (11)其它非 A 类的统调机组。
4. 发电企业分为 A、B 两类发电企业。A 类发电企业指拥有 A 类机组的发电厂。B 类发电企业指仅拥有 B 类机组的发电厂。
5. A 类发电企业履行下列职责：
 - (1) 所拥有的 A 类机组必须参加华东月度竞价交易和日前竞价交易；
 - (2) 与本省（市）电力公司签订和履行购售电合同；
 - (3) 与电力调度交易机构签订和履行并网调度协议；
 - (4) 按规则完成市场主体注册工作，并配合完成注册参数的校核；
 - (5) 提供辅助服务；
 - (6) 根据市场规则的要求提供信息；
 - (7) 负责厂端技术支持系统的建设、运行、维护和管理。
6. B 类发电企业履行下列职责：

- (1) 与本省（市）电力公司签订和履行购售电合同；
- (2) 与电力调度交易机构签订和履行并网调度协议；
- (3) 按规则完成市场主体注册工作，并配合完成注册参数的校核；
- (4) 提供辅助服务；
- (5) 根据市场规则的要求提供信息；
- (6) 负责厂端技术支持系统的建设、运行、维护和管理。

3.2.6 区外购售电企业

1. 区外购售电企业包括三峡、华中、阳城等华东区域以外的电能提供者，对落实全国产业政策，实现资源优化配置起着非常重要的作用，优先安排，确保支付。
2. 区外购售电企业履行下列职责：
 - (1) 遵守调度规程，履行系统安全义务；
 - (2) 签订和履行购售电合同；
 - (3) 可参与市场交易；
 - (4) 负责终端技术支持系统的建设、运行、维护和管理。

3.3 市场主体注册

3.3.1 注册要求

1. 发电企业、电网经营企业、区外购售电企业应向华东电力调度交易中心申请注册，取得市场主体资格后，才能参加华东电力市场。未经注册，任何机构不能以市场主体的身份参加市场交易。
2. 所有新增市场主体及市场主体新增交易品种须经国家有权部门批准。
3. 发电企业、省（市）电力公司注册为华东电力市场主体须具备以下条件：
 - (1) 承诺遵守电力市场运营的法律法规并履行电力市场主体的责任和义务；
 - (2) 具有符合电力市场要求的技术条件：满足系统安全稳定运营的技术标准要求，符合并网规定，并具有参加市场交易所需的硬件、软件和通信基础设施。
4. 区外购售电企业注册
 - (1) 区外电网经营企业、经国家有权部门批准的发电企业可注册为区外购售

电企业。

3.3.2 注册过程

1. 发电企业在新投产机组调试结束（通过 168 小时试运行）后的一个月内，必须向华东电力调度交易中心申请注册。
2. 市场主体必须按照 附件七：华东电力市场主体注册表规定的格式向华东电力调度交易中心递交网上申请，同时寄送书面注册申请，申请材料包括：
 - (1) 公司法定代表人（或委托代理人）签署的书面申请，内容包括：申请的交易主体类别，公司名称，公司通信地址、邮政编码、联系人、联系电话、电子信箱地址等；
 - (2) 公司的企业法人营业执照复印件；
 - (3) 公司章程、公司股权结构及股东的有关情况；
 - (4) 提交其所有机组的详细技术参数，包括但不限于：机组装机容量、最大出力、最小出力、机组启停参数、机组爬坡速率、励磁系统设备参数等；
 - (5) 申请单位的有关自动化系统、数据通信系统等技术条件满足华东电力市场要求的证明材料，包括：具备符合计量规则的计量设备，具备电力调度数据网络接入条件，数据网络满足电力二次安全防护条件；接入电力市场技术支持系统的终端设备或系统满足电力二次安全防护条件；电厂需提供远动信息接入及 AGC 控制能力，并符合所属专业管理的技术标准和《并网调度协议》的要求。
3. 华东电力调度交易中心应自收到申请材料之日起 5 个工作日内，完成对材料的初步审查：
 - (1) 对申请材料齐备的，向申请单位发出受理申请通知书，同时发放机组的注册编号；
 - (2) 对申请材料不齐备的，书面通知申请单位补齐；申请单位接收到通知后，应尽快补齐资料，按照规定的格式向华东电力调度交易中心重新递交注册申请。
4. 华东电力调度交易中心在发出受理申请通知书当日内委托参数校核单位实施现场校核工作，参数校核单位根据《华东电力市场主体注册参数校核管理办法》与有关单位协调完成市场主体注册参数的校核工作。

5. 现场校核工作完成后的 15 个工作日内，参数校核单位完成市场主体注册参数校核报告，交华东电力监管机构和华东电力调度交易中心，同时向市场主体通报。
6. 华东电力调度交易中心在收到注册参数校核报告后的 5 个工作日内决定申请人是否通过注册申请。对通过注册申请的，华东电力调度交易中心将在通过的当日启动注册工作内部流程。
7. 华东电力调度交易中心对不予注册的，应当通知申请单位并说明理由，同时备案。审查中，对申请材料不符合要求的，应当通知申请单位修改和补充，申请单位必须自通知发出之日起 20 个工作日内按要求完成。申请单位修改和补充材料的时间不计算在审查工作时限内。
8. 对华东电力调度交易中心的决定不服的，申请单位可以在知道该处理决定之日起 60 日内向电力监管机构提请复议。
9. 华东电力调度交易中心将在每月中旬的第五个工作日之前为上月通过注册申请的新市场主体创建用户名（字母组合）/口令，用户名作为该市场主体的标识，并通过市场主体注册系统分配给该用户缺省的权限。新注册市场主体自行负责通信通道、报价终端等必要设施的建设和维护。
10. 每一市场主体可以通过默认的用户名/口令登录市场主体注册系统，修改自身的信息；修改的结果经华东电力调度交易中心确认后，正式生效。
11. 市场主体可以要求华东电力调度交易中心为其增加新的用户，新用户的用户名和其自身权限的选择可以根据市场主体的要求来设置。
12. 华东电力调度交易中心及其委托机构负责市场注册的培训工作。已注册的市场主体发生兼并、重组、合并、分立等导致其股权发生变化的，变更部分必须重新申请注册。
13. 已注册的市场主体的新投产机组在调试结束后，必须重新申请注册。
14. 当市场主体在设备改造、大修、变更等情况时，需要更改注册参数的，市场主体应立即申请更改参数，并由参数校核单位根据《华东电力市场主体注册参数校核管理办法》进行校核。
15. 华东电力调度交易中心每年对市场主体的市场资格进行注册年检，同时委托参数校核单位根据《华东电力市场主体注册参数校核管理办法》定期对市场

主体注册参数进行校核。

16. 已注册的机组只有在正式商业运营后方可参与集中竞价。

3.3.3 注册资格注销

1. 注销注册资格

(1) 已注册的市场主体发生兼并、重组、合并、分立、破产等变化，要求注销原市场主体的，应书面通知华东电力调度交易中心和电力监管机构，经电力监管机构批准后，报华东电力调度交易中心办理注销手续；

(2) 对违反市场规则的市场主体，电力监管机构对其处罚，并通知电力调度交易机构和所有市场主体。

2. 注册资格注销后的市场主体必须执行下列规定：

(1) 该市场主体必须按通知规定，停止其在相关市场中的所有交易及活动；

(2) 在注册资格注销后 15 个工作日内，该市场主体必须结清与所有相关市场主体的账目及款项；

(3) 注册资格注销后，该市场主体在注册资格停止前与另一市场主体存在的争议仍须通过市场争议解决程序解决；

(4) 注册资格注销后，该市场主体在注册资格停止前已产生的未履行完毕的义务和责任仍应继续履行。

3.4 华东电力市场联络协调工作组

3.4.1 联络协调工作组的设立

1. 为及时协调市场主体和电力调度交易机构涉及市场运营、规则执行、规则修改和争议解决的相关事宜，设立华东电力市场联络协调工作组（以下简称工作组）。

2. 联络协调工作组是由市场主体代表和电力调度交易机构代表组成的非常设工作机构。联络协调工作组按附件八：《华东电力市场联络协调工作组工作规则》工作。

3.5 规则管理

3.5.1 规则起草

1. 《规则》由华东电力监管机构负责拟定。

2. 《规则》的起草应当深入调查研究，总结实践经验，广泛听取政府有关部门、电力调度交易机构、市场主体及有关专家的意见，听取意见可以采取召开座谈会、论证会、听证会等多种形式。

3.5.2 规则审议、通过和公布

1. 《规则》由国家电力监管委员会审定通过后，公布实施。

3.5.3 规则修改

1. 市场主体、电力调度交易机构、联络协调工作组有权向华东电监局提出修改规则的建议。华东电力监管机构在认为有必要时可以启动规则修改程序。
2. 华东电力监管机构启动规则修改，按下列程序进行：
 - (1) 根据国家政策和市场各方的建议形成规则修改动议；
 - (2) 直接或委托联络协调工作组组织对规则修改动议进行讨论及审议；
 - (3) 根据讨论结果进行规则修改。
3. 市场主体，电力调度交易机构提出修改建议，按下列程序进行：
 - (1) 向华东电力监管机构提出规则修改建议；
 - (2) 华东电力监管机构直接或委托联络协调工作组组织讨论及审议意见；
 - (3) 根据讨论结果进行规则修改。
4. 联络协调工作组提出修改建议，按下列程序进行：
 - (1) 联络协调工作组收集电力调度交易机构和市场主体有关规则修改的建议，报华东电力监管机构；
 - (2) 华东电力监管机构批准修改的建议，由联络协调工作组在 15 个工作日内通知所有市场主体、电力调度交易机构；
 - (3) 所有市场主体、电力调度交易机构应在收到规则修改通知后的规定时间内返回意见；
 - (4) 联络协调工作组应在收到返回意见后的 10 个工作日内召开会议，组织讨论及审议意见；
 - (5) 联络协调工作组根据会议讨论的结论意见，组织起草修改动议，书面报告华东电力监管机构。

3.5.4 临时条款

1. 出现下列情况时，华东电力监管机构授权华东电力调度交易中心商市场主体按程序制订并发布本《规则》的临时条款：
 - (1) 本《规则》的某项规定严重损害市场主体权益的；
 - (2) 本《规则》存在漏洞，导致市场秩序混乱的；
 - (3) 其他紧急情况。
2. 临时条款一经发布立即生效，与临时条款相抵触的原条款暂时失效。
3. 华东电力调度交易中心在发布本《规则》的临时条款时，应向市场主体说明制订临时条款的理由，列举详细的证据，并及时报华东电力监管机构备案。
4. 临时条款经电力监管机构批准后转为正式条款。

3.5.5 《规则》部分无效认定

1. 当规则修改被批准，新的条款生效后，《规则》原条款相应废除。

3.6 争议解决

3.6.1 争议的内容和范围

1. 本条款所称争议特指发生在市场主体之间，或者市场主体与电力调度交易机构之间的下列争议：
 - (1) 对市场主体加入的争议；
 - (2) 对机组性质认定的争议；
 - (3) 对规则的解释、理解和履行的争议；
 - (4) 对市场主体、电力调度交易机构权利行使和义务履行的争议；
 - (5) 对市场交易、结算的争议；
 - (6) 其他方面的争议。

3.6.2 争议解决的原则

1. 争议解决应遵循以下原则：
 - (1) 应遵循依法、透明、公平、公正的原则；
 - (2) 应争取以简单、快捷及经济的方式解决；
 - (3) 应有利于市场的正常稳定运行；
 - (4) 应有利于维持、巩固争议各方关系。

3.6.3 争议解决的程序

1. 发生争议时，可以选择以下方式解决：
 - (1) 争议双方协商解决；
 - (2) 由联络协调工作组进行初步协商解决；
 - (3) 由电力监管机构调解或裁决；
 - (4) 根据有关规定向仲裁机构申请仲裁；
 - (5) 向人民法院起诉。
2. 联络协调工作组协商处理争议按以下流程进行：
 - (1) 争议方应将争议内容书面提交联络协调工作组，并制作副本抄送争议相关方；
 - (2) 如果争议涉及商业机密，争议各方可以建议联络协调工作组成立专门小组解决此类争议；
 - (3) 联络协调工作组收到某市场主体争议文本材料后，5个工作日内，向争议各方发出“争议协商处理通知书”；
 - (4) 争议各方收到“争议协商处理通知书”后，应在确定协商日前将本方意见书面提交联络协调工作组；
 - (5) 若争议各方达成协商调解协议，则在协调联络工作组主持下形成协商（或调解）协议，争议各方及联络协调工作组在协议上分别签字后生效；
 - (6) 该调解协议由联络协调工作组备存，电力监管机构认为必要时可以查阅；
 - (7) 协商处理结果由联络协调工作组按规定公布。
3. 电力监管机构处理争议按照《电力争议调解暂行办法》等相关办法进行调解或裁决。

3.7 信息披露

3.7.1 市场信息

1. 市场信息分为公众信息、公开信息、私有信息和交换信息：
 - (1) 公众信息指电力监管机构批准下达后，由华东电力调度交易中心向社会公布的信息；
 - (2) 所有市场主体均可获得公开信息，电力调度交易机构应保证市场主体可

以在规定时间内范围内无歧视地获得各类公开信息；

- (3) 只有特定的市场主体及电力调度交易机构可获得私有信息，电力调度交易机构应采取必要措施来保证市场主体可以按时获得私有信息，并保证市场范围内私有信息的保密性；
 - (4) 交换信息是电力调度交易机构之间为维持电力系统正常运行和电力市场正常运转所交换的信息，只有电力调度交易机构有权获得交换信息。
2. 市场主体应当按照本《规则》的规定，向电力调度交易机构提供信息，并对所提供信息的正确性负责。
 3. 电力调度交易机构应创造信息公开的良好条件，建立市场信息发布系统或通过其他媒介披露市场信息，披露的信息应真实、准确、及时、完整。
 4. 电力调度交易机构应满足市场主体合理的信息查询要求，对质疑积极给予解答。
 5. 市场主体不得非法查看他人私有信息或交换信息。
 6. 信息披露工作主要由华东电力调度交易中心管理，各省（市）电力调度交易结算中心配合华东电力调度交易中心进行信息披露工作。

3.7.2 公开信息

1. 公开信息包括：
 - (1) 市场规则、市场范围内适用的法律、法规、电力行业规程、管理规定等；
 - (2) 市场主体名单；
 - (3) 各注册发电机组容量；
 - (4) 网损因子；电力调度交易机构应当在每季度的第三个月份，重新确定并公布下一个季度每个市场主体的网损因子，网损因子的确定原则详见附件六：华东电力市场网损处理办法。
 - (5) 集中竞价交易最高限价；
 - (6) 负荷预测，电力调度交易机构应当按照本规则 2.6 条的规定，及时公布负荷预测情况，负荷预测应当在现有技术水平下达到合理精度；
 - (7) A 类机组台数及容量；
 - (8) B 类机组年度发电合同的利用小时数；
 - (9) A 类机组检修计划总容量；

- (10)主要输变电设备检修计划安排；
- (11)主要输电断面的输送能力、负荷率；
- (12)新机组投产情况；
- (13)全网每半年发电设备容量和构成情况（分水、火、核电）；
- (14)全网每月发、用电量及并网电厂的平均利用小时数；
- (15)跨大区、跨省（市）电力、电量交换情况；
- (16)其他按有关规定披露的信息。

3.7.3 私有信息

- 1. 私有信息包括：
 - (1) 发电机组特性参数；
 - (2) 各机组的中标电量及中标价格；
 - (3) 发电企业性能指标管理金额；
 - (4) 结算信息。

3.7.4 交换信息

- 1. 交换信息包括：
 - (1) 实时信息；
 - (2) 网络拓扑；
 - (3) 本规则中规定的各类交换信息。

3.7.5 月度竞价交易的信息披露

- 1. 华东电力调度交易中心每月中旬第五个工作日前发布月度竞价交易前的市场信息，并在每月下旬第一个工作日发布月度竞价交易后的市场信息。
- 2. 月度竞价交易前，华东电力调度交易中心发布以下信息：
 - (1) 竞价月各省（市）峰、谷总用电需求预测量（公开信息）；
 - (2) 竞价月各省（市）B类机组分月计划电量总额（公开信息）；
 - (3) 竞价月省（市）联络线传输电量限额（公开信息）；
 - (4) 竞价月月度竞价交易的开启和关闭时间（公开信息）；
 - (5) 竞价月各省（市）区外来电预安排（交换信息）；
 - (6) 竞价月各机组已安排年度发电合同发电量（私有信息）；

- (7) 竞价月各机组年度发电合同已安排最大出力（私有信息）；
 - (8) 竞价月各市场主体的购/售电申报电量上限（私有信息）。
3. 月度竞价交易后，华东电力调度交易中心应发布以下信息：
- (1) 月度竞价交易峰、谷分省市场清算价（公开信息）；
 - (2) 月度竞价交易峰、谷分省中标电量（公开信息）；
 - (3) 月度竞价交易网络阻塞情况（公开信息）；
 - (4) 各机组月度竞价交易峰、谷中标电量、中标电价（私有信息）；
 - (5) 各市场主体月度竞价交易结算信息（私有信息）。

3.7.6 日前竞价交易的信息披露

1. 日前竞价交易中，华东电力调度交易中心应按照本规则规定的日前竞价交易流程发布有关市场信息。
2. 竞价日前，华东电力调度交易中心应发布以下信息：
- (1) 执行日每个交易时段的华东负荷预测，96 点区外来电负荷和省间联络线潮流（公开信息）；
 - (2) 执行日 A 类发电机组检修总容量（公开信息）；
 - (3) 执行日处于阻塞市场力监控区中的 A 类发电机组名单（私有信息）；
 - (4) 执行日各机组已安排每个合同出力计划、月度竞价交易出力计划（私有信息、交换信息）。
3. 竞价日后，华东电力调度交易中心发布以下信息：
- (1) 各省（市）参考节点各交易时段的电价（公开信息）；
 - (2) 阻塞的线路、时段、严重程度（公开信息）；
 - (3) 各机组的日前发电计划（私有信息、交换信息）；
 - (4) 各机组的节点电价（私有信息、交换信息）；
 - (5) 省间各时段交易电量及出清价（私有信息、交换信息）；
 - (6) 省间各时段各合同及月度竞价交易的分解电量（私有信息、交换信息）。
4. 华东电力调度交易中心应统计发电机组在日前竞价交易中的中标电量情况并定期予以公布。

3.8 保密规定

1. 私有信息和交换信息具有保密性，未经电力监管机构批准，市场主体和电力

调度交易机构不得向其他市场主体和电力调度交易机构透露这两类信息。

2. 公开信息、私有信息和交换信息具有保密性，未经电力监管机构批准，市场主体不得向公众透露这三类信息。
3. 泄密事件涉及权益当事人的，该当事人可向电力监管机构提出对泄密责任人的申诉。
4. 以下属于例外情况：
 - (1) 应司法、仲裁机构要求透露、使用或者复制该信息时；
 - (2) 应法律、争议解决程序、仲裁程序要求使用或复制该信息时。

3.9 网损因子

1. 网损是指电能在参考点与上网点（或下网点）之间传输过程中发生的损耗。
2. 网损因子：
 - (1) 华东电力市场采用基于微增网损的计算方法，即给定一种典型电力系统运行方式，在上网点增加一单位的发电出力，在区域参考节点增加相应负荷，全网仍能保持电能平衡，计算系统网损的增加量，网损因子定义为（1—该增加量与单位发电出力的比值）；
 - (2) 华东电力市场采用静态的网损因子，即取多个典型电力系统运行方式下的网损因子的加权平均作为最终采用的网损因子；
 - (3) 华东电网设一个区域参考节点 **RRN**，四省一市在本省（市）的省际联络线节点内选取一个作为省参考节点 **PRN**，计算各发电企业相对华东区域参考节点 **RRN** 的网损因子 **GLF**；
 - (4) 月度竞价交易、日前竞价交易中，采用 **GLF** 对各市场主体的报价进行折算。
3. 华东电力市场中月度竞价交易、日前竞价交易采用同一套网损因子。
4. 华东电力调度交易中心负责网损因子的计算和公布。
5. 华东电力调度交易中心在每季度的第三个月份，确定下一季度的以下数据：
 - (1) 网损的计算原理、方法及采用的程序；
 - (2) 华东全网的区域参考节点；
 - (3) 各省（市）参考节点；
 - (4) 计算网损因子用的典型运行方式、数据及计算结果；

- (5) 下一季度每个市场主体、每台注册机组的网损因子。
6. 如果电网结构发生重大变化，华东电力调度交易中心负责网损因子的重新计算和公布。
7. 网损因子经华东电监局批准后实行。

3.10 最高限价

1. 月度竞价交易和日前竞价交易采用最高限价。
2. 最高限价由国家有关部门制订并修改。
3. 月度竞价交易执行最高限价（含增值税），暂定为××元/MWh。
4. 日前竞价交易执行最高限价（含增值税），暂定为××元/MWh。

3.11 时段划分

1. 月度竞价交易分为高峰、低谷两时段，其中高峰时段：8:00—22:00（不含22:00）；低谷时段：22:00—次日8:00（不含次日8:00）。
2. 日前竞价交易以15分钟为周期划分交易点，每执行日含96个交易点，起始交易点为00:15；相邻两个交易点间为一个交易时段，第一个交易时段为00:00~00:15。

4. 双边合同

4.1 概述

1. 本章规定了双边合同的原则、类型、签订和执行办法。

4.2 原则

1. 本章规定的双边合同是指电网经营企业间签订的电力电量交易合同。条件允许情况下,可跨地区送电的发电企业与受端电网企业可直接签订电能交易合同。
2. 双边合同签订双方借助于华东电网电能交易系统实行自由选择、协商交易,交易价格由交易双方协商确定。
3. 双边合同必须遵守华东电网安全稳定运行的有关规定。

4.3 类型和签订办法

1. 双边合同分为以下几类:
 - (1) 长期双边合同: 一年或一年以上的双边合同;
 - (2) 中期双边合同: 一年以内、一个月及以上的双边合同;
 - (3) 短期双边合同: 一个月以内一天以上的双边合同;
 - (4) 实时双边合同: 24 小时以内电网经营企业间签订的双边合同。
2. 双边合同以售电方参考节点为电能交付点和结算点。
3. 双边合同经华东电力调度交易中心进行安全校核后生效。
4. 双边合同一经生效,华东电力调度交易中心将其纳入省(市)联络线计划并监督执行。

4.4 长期双边合同

1. 长期双边合同要在上一年 12 月份前上报给华东电力调度交易中心,内容包括年度总电量、分月电量,分月 96 点典型曲线。
2. 如遇系统限制难以安排电力电量交易,华东电力调度交易中心于 12 月上旬最后一个工作日前将不能安排的电力电量情况告知合同双方,合同双方应按电网安全运行要求协商修改交易的电力电量,五个工作日内将修改后的合同计划报送华东电力调度交易中心,经确认后,合同生效。

3. 长期双边合同在执行过程中原则上不作分月修改，但经合同双方协商一致，以合同执行修改单的形式上报华东电力调度交易中心，经华东电力调度交易中心安全确认后，适当修改，合同执行修改单的主要内容为合同计划修改前后的 96 点典型曲线，分月电量。
4. 交易双方必须在每月中旬最后一个工作日前将下月的 96 点曲线及电量上报华东电力调度交易中心，经华东电力调度交易中心安全校核后纳入省（市）联络线送受电计划。

4.5 中期双边合同

1. 中期双边合同必须上报给华东电力调度交易中心，内容包括总电量、分月电量，分月 96 点典型曲线
2. 中期双边合同在合同第一个计划交易点前一个月中旬第一个工作日前将计划安排上报给华东电力调度交易中心，经华东电力调度交易中心安全校核后，方可生效执行。
3. 中期双边合同在执行过程中原则上不作分月修改，但经合同双方协商一致，以合同执行修改单的形式上报华东电力调度交易中心，经华东电力调度交易中心安全校核后，适当修改。合同执行修改单的主要内容为合同计划修改前后的 96 点典型曲线，分月电量。
4. 合同双方必须在每月中旬最后一个工作日前将下月的 96 点曲线及电量上报华东电力调度交易中心，经华东电力调度交易中心安全校核后纳入省（市）联络线送受电计划。

4.6 短期双边合同

1. 短期双边合同必须上报给华东电力调度交易中心，内容包括总电量、时段电量，96 点典型曲线。
2. 华东电力调度交易中心负责对短期双边合同进行安全校核，如果安全校核通过，短期双边合同的电力电量纳入省（市）联络线送受电计划。

4.7 实时双边合同

1. 实时双边合同提前 1 小时将双边合同申请上报华东电力调度交易中心。
2. 实时双边合同经华东电力调度交易中心安全校核后生效，并纳入相应省（市）

联络线送受电计划。

3. 在电网事故、信息传输中断等特殊情况下，交易双方协商后，可通过录音电话或华东电力调度交易中心认可的其他形式提交双边合同申请，由华东电力调度交易中心当班调度员安全校核后直接修改合同双方的送受电计划，同时合同双方必须在条件恢复后 2 小时内补签实时双边合同，并上报华东电力调度交易中心。

4.8 相关信息披露

1. 为规范电网企业间双边合同的交易行为，保证交易公开、透明，应及时向市场主体公布跨省（市）交易的购、售电量。

5. 年度发电合同

5.1 概述

1. 年度发电合同规则用于规范省（市）电力公司与发电企业间年度发电合同的签订和执行。
2. 本章规定了年度发电合同方面的内容，主要包括：
 - (1) 类型；
 - (2) 设计原则；
 - (3) 总量及价格；
 - (4) 签订；
 - (5) 分解；
 - (6) 申报。

5.2 年度发电合同类型

1. 在华东电力市场中，年度发电合同总体上分为年度基数合同、年度交易合同两种类型。
2. 年度基数合同指国家有权部门授权省（市）电力公司与本省（市）发电企业之间签订的年度购售电合同。
3. 年度交易合同指省（市）电力公司与本省（市）发电企业之间签订的用于跨省（市）双边交易的年度内各类购售电合同。

5.3A 类机组年度发电合同

5.3.1 设计原则

1. A 类机组年度发电合同的设计，应当遵循以下原则：
 - (1) 分省（市）签订和履行；
 - (2) 易于电算化；
 - (3) 易于合同双方实现交易；
 - (4) 简明规范；
 - (5) 能适应市场发展需要。

5.3.2 年度发电合同总量

1. 年度发电合同总量的确定

1. 年度发电合同的签订应遵循以下原则：
 - (1) 贯彻国家能源政策、环保政策、产业政策，实施资源优化配置，提高能源综合利用效率；
 - (2) 公开、公平、公正；
 - (3) 考虑历史沿革，尊重现实，兼顾各方利益；
 - (4) 考虑市场需求情况；
 - (5) 考虑机组的不同类别，同类型机组以相当的利用小时数编制年度发电合同电量；
 - (6) 考虑地区电厂供电安全和供热电厂的热电平衡；
 - (7) 其他应该考虑的因素。
 2. 年度发电合同总量是指省（市）电力公司与本省（市）发电企业所签订的年度发电合同电量之和，包括年度基数合同、年度交易合同两种类型。
 3. 年度发电合同分机组签订。
 4. 年度发电合同电量是指机组上网点的电量。
 5. 根据用电需求、A类机组的发电能力、B类机组的发电能力以及双边合同等，综合考虑确定A类机组的预测的年度发电利用小时数。
 6. 省（市）电力公司签订的年度基数合同电量应满足华东电力监管机构确定的年度基数合同电量的比例要求。A类机组年度基数合同发电量由以下步骤确定：
 - (1) A类机组的预计年度上网计划电量的确定：
 - i. 由政府有权部门明确；
 - ii. 政府有权部门未明确的，由华东电力监管机构商省（市）有权部门确定。
 - (2) 计算确定A类机组的年度基数合同电量：
 - i. $A类机组的预计年度基数合同电量 = A类机组的预计年度发电计划电量 \times (1 - 核定的综合厂用电率) \times K$
- 其中：K为A类机组的预计年度基数合同电量的比例，由华东电力监管机

构根据华东电力市场情况每年确定。核定的综合厂用电率由发电企业根据预计的合同年机组发电情况，参考往年同期实绩上报，根据《华东电力市场主体注册参数校核管理办法》核定。

ii. 若日前竞价交易暂停，计算确定暂停期间的 A 类机组年度发电计划电量返还，并在相应执行日予以安排。

7. 年度交易合同电量由电网经营企业与本省发电企业之间通过协商确定。

2. 年度基数合同电量的调整

1. 当发生下列情况时，省（市）电力公司及时向政府有关部门和电力监管机构建议调整年度基数合同电量：

- (1) 有权部门认可的年度计划外跨省（市）电量进入本省（市）电网；
- (2) 重大天气异常变化、重大水情异常变化；
- (3) 本省（市）需求市场发生重大变化；
- (4) 新机组实际投产时间与计划时间相比有较大变化；
- (5) 输电网络约束情况；
- (6) 合同双方协商一致的其他情况。

5.3.3 年度发电合同电量的价格

1. 年度基数合同电量的电价由国家有权部门确定。
2. 年度交易合同电量的电价由合同各方协商确定。

5.3.4 年度发电合同的签订

1. 省（市）电力公司是本省年度发电合同的购电方，本省发电企业是售电方。
2. 年度发电合同的格式和条款根据华东电力市场的实际情况，由各省（市）电力公司和发电企业参照国家电监会和国家工商管理总局颁布的《购售电合同》（示范文本）签订。
3. 年度发电合同由双方的法人代表签署，其中年度基数合同由有权部门授权签署。
4. 年度发电合同的签订期限，一般情况下每年度签订一次，经双方同意，可延长或缩短。

5.3.5 年度发电合同分解

1. 年度发电合同电量应按机组分解到月，分解到时段。
2. 省（市）电力调度交易结算中心按以下流程对年度发电合同电量进行分解：
 - (1) 年分解到月：省（市）电力调度交易结算中心根据本省（市）电网的分月预计用电量、竞价机组的计划检修安排、非竞价机组的年度分月发电量和跨省（市）送（受）分月口子电量等，编制竞价机组的月度预计年度基数合同电量和年度交易合同电量，在每年第一次月度竞争开始前，公布机组年度合同分解到各月的电量；并在以后月度竞价前滚动公布后续月份的分解电量；
 - (2) 月分解到时段：省（市）电力调度交易结算中心根据合同月的系统需求、代表日典型负荷曲线、机组计划检修安排、系统状况等因素分解月度基数合同电量和交易合同电量，在每月第一次日前竞争开始前，公布当月各日各合同电量分解曲线；并在以后月度内日前竞价交易前滚动公布当月后续日的分解电量；年度基数合同电量以修正后的分时段合同电量累计值为准。
 - (3) 在申报日提交各机组年度合同分解曲线时，省（市）电力调度交易结算中心应根据本省（市）系统运行和发用电平衡预测情况，对年度基数合同分时段合同电量进行调整，确保合同安排不能造成网络阻塞，调整量原则上尽可能在合同年内以后月份安排。
3. 在日发电曲线下达后，省（市）电力调度交易结算中心应根据系统发用电平衡的变化，于实时调度前对年度发电合同分时段合同电量进行调整，调整量原则上尽可能在合同年内以后月份安排。
4. 年度基数合同的具体分解办法参见 附件三：年度发电合同电量分解管理办法，年度交易合同按省（市）双边合同的电力曲线分解至各时段。

5.3.6 年度发电合同数据申报

1. 省（市）电力调度交易结算中心负责向华东电力调度交易中心上报年度发电合同电量数据，需要上报的数据包括：
 - (1) 年度发电合同数据，包括：预计的年度基数合同电量和年度交易合同电量数据，同时还需上报长期双边合同电量数据。

- (2) 年度电量合同月数据，包括预计的月度基数合同电量和交易合同电量数据；同时还需上报长期双边交易电量数据。
2. 合同月分时段合同电量数据，包括：预计的分时段年度基数合同电量和年度交易合同电量数据；同时还需上报长期和中期双边合同电量数据。

5.4B 类机组年度发电合同

5.4.1 设计原则

1. B 类机组年度发电合同的设计，应当遵循以下原则：
 1. 分省（市）签订和履行；
 2. 易于合同双方实现交易；
 3. 能适应市场发展需要。

5.4.2 年度发电合同电量的安排

1. B 类机组年度发电合同电量是指 B 类机组上网点的电量。
2. B 类机组年度发电合同电量的安排遵循如下原则：
 - 1) 贯彻国家能源政策、环保政策、产业政策，实施资源优化配置，提高能源利用效率；
 - 2) 公开、公平、公正；
 - 3) 考虑市场需求情况；
 - 4) 考虑机组的不同类别，原则上同类型机组赋以相当的机组利用小时；
 - 5) 不同类型机组年度发电合同电量以不同的原则确定；
 - 6) B 类常规火电机组的年度发电合同电量的安排应充分体现国家能源政策；
 - 7) 其他应该考虑的因素。
3. B 类机组的年度发电合同电量由政府授权部门商电网经营企业根据预计的用电需求、预计的 A 类机组发电能力等综合因素确定。

5.4.3 年度发电合同电量的调整

1. 当发生下列情况时，省（市）电力公司可及时向政府有关部门和电监机构建议调整年度基数合同电量：
 - 1) 政府授权部门认可的年度计划外跨省（市）电量进入本省（市）电网或

由本省（市）电网送出；

- 2) 重大天气异常变化、重大水情变化；
- 3) 本省（市）需求市场发生重大变化；
- 4) 输电电网约束情况；
- 5) 新机组实际投产时间与计划时间相比有较大变化；
- 6) 合同双方协商一致的其他情况。

5.4.4 年度发电合同电量的价格

1. B类机组年度发电合同电量的价格由政府授权部门确定。

5.4.5 年度发电合同的签订

1. 电网经营企业是本省（市）B类机组年度发电合同的购电方，本省（市）B类机组所在的发电厂是合同的售电方。
2. B类机组年度发电合同的格式和条款根据华东电力市场的实际情况，由电网经营企业和B类机组所在的发电厂参照国家电监会和国家工商管理总局颁布的《购售电合同》（示范文本）签订。
3. B类机组年度发电合同的签订期限，一般情况下每年度签订一次，经双方同意，可延长或缩短。
4. 自备电厂遵循自发自用自平衡的原则与电网经营企业协商，以适当的形式明确双方关系。

5.4.6 B类机组年度发电合同分解

1. B类机组的年度发电合同电量由政府授权部门经商电网经营企业后确定并下达，其年度发电分月计划、月度发电计划和日发电计划的编制和下达由电网经营企业负责。
2. B类机组年度发电合同电量应按机组分解到月、分解到时段。
3. 电网经营企业根据分月预计用电情况和机组检修情况，编排B类机组的月度预计合同电量并向B类机组所在的发电厂公布。
4. 电网经营企业根据合同月的系统需求、代表日典型负荷曲线和机组检修情况等因素分解B类机组的月度合同电量，编制B类机组的日发电计划曲线并向B类机组所在的发电厂公布。

5.4.7 B 类机组年度发电合同数据申报

1. 省（市）电力公司应向华东电网有限公司上报 B 类机组年度发电合同数据。

6. 月度竞价交易

6.1 概述

1. 本章是用于规范华东电力市场的月度竞价交易，主要包括：
 - (1) 交易方式；
 - (2) 竞价流程；
 - (3) 市场清算价格的确定；
 - (4) 中标电量的计划编制。

6.2 月度竞价交易通则

1. 月度竞价交易市场由华东电力调度交易中心组织运作，所有下一月未安排计划检修且已注册的 A 类机组均须参加华东月度竞价交易市场，省（市）电力公司可以从月度竞价交易市场采购下一月度的电能，A 类发电企业可以在月度竞价交易市场出售下一月度的部分电能。
2. 华东电力调度交易中心在月度竞价交易市场中的具体职责如下：
 - (1) 组织市场运作；
 - (2) 发布月度竞价交易信息；
 - (3) 接收和处理报价；
 - (4) 确定和公布月度竞价交易结果；
 - (5) 根据月度竞价交易结果，编制月度省（市）联络线计划；
 - (6) 根据第 13 章的规定，对月度竞价交易进行干预。
3. 实行峰电量、谷电量分别竞价，发电企业对峰、谷两时段分别提交发电报价，省（市）电力公司对峰、谷两时段分别提交购电报价。
4. 本省（市）范围内发电机组的中标电量视作月度合同处理，合同的买方为省（市）电力公司，卖方为省（市）范围内中标的发电机组，月度中标电量为月度合同电量，月度竞价中标电价为月度合同电价。

6.3 月度竞价交易流程

1. 每月中旬第三个工作日 17:00 之前：省（市）电力公司通过交易网站或华东电力调度交易中心认可的其他方式，按交易网站规定的格式，向华东电力调

度交易中心申报有关年度发电合同分月计划、次月高峰时段已安排最大出力、次月低谷时段已安排最大出力。

2. 每月中旬第四个工作日 17:00 之前：华东电力调度交易中心确定省（市）联络线月度竞价交易预测可用交换电量限额，并公布竞价机组次月的售电申报电量上限、年度发电合同分月上网电量，省（市）电力公司次月的购电申报上限。
3. 每月中旬第五个工作日 8:00 始，至每月 20 日 17:00 截止：各市场主体报价。
4. 每月下旬第一个工作日 17:00 之前，市场出清并按 3.7.5 发布相关信息。
5. 每月下旬第二个工作日，华东电力调度交易中心召开月度计划平衡会，并进行市场出清简要分析。

6.3.1 省（市）基础计划数据申报

1. 省（市）电力公司按有关要求分别申报次月高峰和低谷时段的基础计划数据。
2. 次月基础计划数据包括：
 - (1) 预安排各竞价机组的年度发电合同上网电量；
 - (2) 各竞价机组年度发电合同已安排最大上网电力；
 - (3) 各竞价机组最大可调出力；
 - (4) 各竞价机组预计综合厂用电率；
 - (5) 非竞价机组预安排上网电量；
 - (6) 预计最高负荷；
 - (7) 本省（市）上年次月实际用电量，省（市）上年次月实际用电量为省（市）统调用电量扣除统调机组综合厂用电量后的剩余电量；
 - (8) 用电量增长率预测值等；
 - (9) 所有 A 类机组与单机装机容量 300MW 及以上 B 类机组的机炉检修计划和电气检修计划。

6.3.2 华东电力调度交易中心提供初始数据

1. 华东电力调度交易中心负责提供各省（市）次月高峰和低谷时段华东统销及直管电厂计划电量、区外来电计划电量。
2. 华东电力调度交易中心负责根据省（市）电力公司提供初始计划数据和华东统销及直管电厂计划数据、区外来电计划数据确定各省（市）的需求侧管

理指标电量：

- (1) 先确定华东需求侧管理指标总电量；
- (2) 华东需求侧管理指标总电量 = \sum 省（市）上年次月实际用电量 \times (1 + 预计用电增长率) - \sum 非竞价机组预安排上网电量 - \sum 省（市）跨省双边交易合同电量 - \sum 各竞价机组的最大可调出力 \times (1 - 预计综合厂用电率) \times 高峰/低谷时段小时数 \times 次月天数 - \sum 华东统销及直管电厂计划等预安排电量 - \sum 区外来电预安排电量；
- (3) 若 (2) 计算结果小于等于 0，则各省（市）需求侧管理指标电量为 0；
- (4) 若 (1) 计算结果大于 0，则省（市）需求侧管理指标电量为：
- (5) 省（市）需求侧管理指标电量 = 华东需求侧管理指标总电量 \times 华东公司下达的省（市）年度需求侧管理指标电力 / \sum 华东公司下达的省（市）年度需求侧管理指标电力。

6.3.3 申报电量限额的确定

1. 各竞价机组的高峰时段、低谷时段申报发电电量上限分别按以下公式计算：
 - (1) 发电申报电量上限（高峰时段） = [竞价机组的最大可调出力 \times (1 - 预计综合厂用电率) - 竞价机组年度发电合同次月高峰时段已安排最大出力（上网）] \times 高峰时段小时数 \times 次月天数；
 - (2) 发电申报电量上限（低谷时段） = [竞价机组的最大可调出力 \times (1 - 预计综合厂用电率) - 竞价机组年度发电合同次月低谷时段已安排最大出力（上网）] \times 低谷时段小时数 \times 次月天数；
2. 华东电力调度交易中心按以下公式计算确定各省（市）电力公司高峰或低谷时段的购电申报上限：
 - (1) 购电申报上限 = \sum 本省（市）上年次月实际用电量 \times (1 + 预计用电增长率) - \sum 非竞价机组预安排上网电量 - \sum 预安排各竞价机组的年度发电合同上网电量 - \sum 华东统销及直管电厂计划电量 - \sum 区外电量 - 本省（市）需求侧管理指标电量
 - (2) 如果 (1) 计算结果大于 0，取该值为省（市）电力公司购电申报上限；
 - (3) 如果 (1) 结算结果小于等于 0，取 0 为省（市）电力公司购电申报上限。

6.3.4 发电报价

1. 发电企业按 6.3 规定的时间提交下个月的月度售电量报价。
2. 发电企业应通过报价网关提交报价曲线。
3. 发电企业月度报价曲线以机组为单位。
4. 发电企业对于峰、谷分别提交报价曲线。
5. 发电企业提交的报价数据必须符合规则的具体要求。
6. 注册机组的报价必须符合以下要求：
 - (1) 每台机组按峰、谷时段分别申报售电段电价，电价以人民币元/MWh 为单位（含增值税），不保留小数点；
 - (2) 各机组申报的段电价不得超过发布的最高限价，高于最高限价的报价按最高限价作相应处理；
 - (3) 各机组申报的段电价不得小于零；
 - (4) 机组申报的月度竞价交易电量不得超过月度申报电量上限，且不得小于零。

6.3.5 购电报价

1. 省（市）电力公司在规则规定的限价范围内，在每个月 20 日 17:00 之前，向华东电力调度交易中心提交下个月的月度需求报价。
2. 省（市）电力公司对于峰、谷分别提交报价曲线。
3. 省（市）电力公司提交的报价数据必须符合规则的具体要求。
4. 省（市）电力公司的报价必须符合以下要求：
 - (1) 报价包括段电价和相应的段电量；
 - (2) 最多可以报 4 个段电价，4 个段电量；
 - (3) 省（市）电力公司申报的段电价应单调递减，最小段电价差价为 10 元/MWh，否则视为无效报价；
 - (4) 省（市）电力公司申报的最低段电价不得小于零；
 - (5) 省（市）电力公司申报的最高段电价不得超过最高限价，第一段电量应小于或等于购电申报上限的 50%，四段电量之和应小于或等于购电申报上限；
 - (6) 省（市）电力公司申报的高峰时段段电量应为 $(1 \times 14 \times \text{次月天数}) \text{ MWh}$

的整数倍，低谷时段段电量应为（ $1 \times 10 \times$ 次月天数）MWh 的整数倍。

6.3.6 报价确认和修改

1. 发电企业按照本规则规定的要求自行负责对其申报的数据进行有效性检查。
2. 接受到符合要求的报价后，华东电力调度交易中心必须立即向发电企业反馈以下信息：
 - (1) 报价已经被技术支持系统接受的确认信息；
 - (2) 被技术支持系统接受的报价数据内容；
 - (3) 华东电力调度交易中心接受到的报价如果不满足要求，则视为无效的报价。
3. 对于无效的报价，华东电力调度交易中心必须立即向发电企业反馈，同时指出无效的原因。
4. 在报价截止时间之前，发电企业和省（市）电力公司可修改报价。报价时间截止后，高于发电申报电量上限的发电申报按发电申报电量上限处理；高于最高限价的发电报价按最高限价处理；高于购电申报电量上限的购电申报按申报电量上限处理；高于购电限价的购电报价按最高限价处理。

6.4 月度竞价交易成交

1. 月度竞价交易按高峰时段、低谷时段分别出清。
2. 华东电力调度交易中心将按网损折算后的发电报价和购电报价统一排序，形成全网发电报价曲线和购电报价曲线，其中月度购电报价曲线按电价降序排列，月度发电报价曲线按电价升序排列。
3. 月度竞价交易开标日，华东电力调度交易中心的月度竞价交易系统运行华东电力市场月度竞价交易出清软件（附件二：华东电力市场月度竞价交易出清数学模型），计算确定各竞价机组和省（市）电力公司的中标电量和中标电价。
4. 月度竞价交易系统的输入数据包括：经网损因子折算后的发电报价、购电报价、各省（市）联络线的送/受电量限额。
5. 月度竞价交易系统的输出数据包括：各竞价机组和省（市）电力公司的中标电量、中标电价、省（市）联络线的送/受电量。
6. 如网损系数折算后的报价相同而不能全部成交时，中标电量按该报价段申报

电量比例分摊。

6.4.1 中标电量及价格

1. 各市场主体的中标电量为有约束中标电量。
2. 中标电价的确定：
 - (1) 华东区域参考节点的月度出清电价由无约束计算产生，等于经网损因子折算后的最高中标发电报价；
 - (2) 省（市）的月度出清电价=华东区域参考节点的月度出清电价；
 - (3) 若有约束计算过程中省（市）联络线送受电量限额未起作用，则：中标机组的月度出清电价=华东区域参考节点的月度出清电价×本机组的网损因子；
 - (4) 若有约束计算过程中省（市）联络线送受电量限额起作用，结果不含约束上机组，则：
 - i. 省（市）如果存在约束下机组，该省（市）中标机组的月度出清电价=本省（市）中标机组中经网损折算后的最高报价×本机组的网损因子；
 - ii. 其他省市中标机组的月度出清电价=华东区域参考节点的月度出清电价×本机组的网损因子。
3. 省（市）电力公司通过月度竞价交易获得的送出/受进电量的交易点及结算点为该省（市）参考节点（PRN）。

6.4.2 网损处理

1. 参与月度竞价交易的市场主体，其月度报价按华东电力调度交易中心公布的网损因子折算后参加排序。
 - (1) 竞价机组报价按除以网损因子后的折算结果由低到高单调增排序；
 - (2) 省（市）电力公司报价由高到低单调减排序。
2. 网损因子的计算参见附件六：华东电力市场网损处理办法。

6.5 月度中标电量的分解及计划编制

1. 竞价机组的月度中标电量按高峰/低谷平均分配到相应时段，形成机组的月度竞价交易计划。

2. 省（市）联络线送/受电量按高峰/低谷平均分配到相应时段，形成省（市）联络线月度竞价交易计划。
3. 华东电力调度交易中心综合区外来电计划、直代管电厂计划、双边交易计划、月度竞价交易计划，制定省（市）联络线月计划，并下达到省（市）电力调度交易结算中心。

7. 日前竞价交易

7.1 概述

1. 本章规定了日前竞价交易的管理办法和运作流程，主要包括：
 - (1) 日前竞价交易通则；
 - (2) 交易流程；
 - (3) 报价；
 - (4) 市场出清和价格形成机制；
 - (5) 安全校核。

7.2 日前竞价交易通则

1. 执行日、竞价日、申报日和交易时段。
 - (1) “执行日”为执行日前计划的自然日，以 15 分钟为周期划分交易点，每执行日含 96 个交易点，起始交易点为 00:15；相邻两个交易点间为一个交易时段，第一个交易时段为 00:00~00:15；
 - (2) “竞价日”为“执行日”前一个“工作日”，“工作日”由华东电力调度交易中心安排并公布，竞价日内，发电企业进行报价，并通过市场运营系统产生执行日的调度计划；
 - (3) “申报日”为“竞价日”前一个“工作日”，省（市）电力公司从申报日开始数据申报。
2. 华东电力调度交易中心应根据本规则管理日前竞价交易的运作，主要职责如下：
 - (1) 接收和处理省（市）电力公司申报的执行日有关数据；
 - (2) 接收和处理 A 类发电企业在日前竞价交易的报价；
 - (3) 编制全网执行日的发电和省（市）联络线日计划；
 - (4) 发布日前竞价交易信息；
 - (5) 确定和公布每个交易时段的市场出清电价；
 - (6) 进行省（市）联络线结算；
 - (7) 依据本规则干预日前竞价交易的运行。
3. 省（市）电力调度交易结算中心在日前竞价交易运作中的主要职责如下：

- (1) 负责将本省（市）调度管辖范围内机组的年度发电合同电量和月度竞价交易中标电量分解到执行日 96 个交易点，形成 A 类机组合同分解计划和 B 类机组合同分解计划，并上报华东电力调度交易中心；
 - (2) 负责上报本省（市）执行日 96 个交易点的负荷预测和负荷分配因子；
 - (3) 负责上报本省（市）调度管辖范围内输电设备及输电线路组在执行日 96 个交易时段的稳定限额；
 - (4) 负责安排和上报本省（市）调度管辖范围内机组在执行日的备用安排；
 - (5) 负责维护和上报本省（市）调度管辖范围内执行日的电网拓扑结构；
 - (6) 负责上报本省（市）调度管辖范围内执行日阻塞市场力监控区内的 A 类机组名单；
 - (7) 负责上报本省（市）调度管辖范围的执行日电气检修计划、机炉启停计划；
 - (8) 执行华东电力调度交易中心公布的执行日发电计划和省（市）联络线送受电计划；
 - (9) 与发电企业进行结算。
4. 日前竞价交易按照 7.3 日前竞价交易流程中规定的时间运作。
 5. 华东电力调度交易中心可根据需要对日前竞价交易流程作出调整。

7.3 日前竞价交易流程

1. 省（市）电力调度交易结算中心向华东电力调度交易中心提交以下数据：
 - (1) 申报日 12:00 前，完成执行日 96 个交易点的省（市）负荷需求的申报；
 - (2) 申报日 15:30 前，完成执行日本省（市）调度管辖范围内稳定限额和影响 A 类机组出力的设备停复役计划的申报；
 - (3) 申报日 16:20 前，完成机组可调出力范围数据的申报；
 - (4) 申报日 17:00 前，完成调停机组、机组备用安排的申报，提交执行日阻塞市场力监控区内的 A 类机组名单，并依据附件三：年度发电合同电量分解管理办法规定，将执行日本省（市）的每台机组的每个发电合同电量和月度竞价交易电量在执行日的分解结果上报华东电力调度交易中心；
 - (5) 竞价日 6:00 前，根据华东电力调度交易中心发布的需求侧管理指标申报

执行日的负荷预测；

- (6) 竞价日 10:00 前，完成执行日母线负荷申报；
- (7) 竞价日 13:00~14:00，对发电预计划进行安全校验，若线路发生越限、气象、水情发生变化等，调整并申报 B 类机组发电预计划、负荷预测、母线负荷等数据；
- (8) 竞价日 16:30 后，向发电企业发布各自机组在执行日的发电计划。
- (9) 执行日 14:00，申报调整后的当日最后一个交易点发电计划。

2. 华东电力调度交易中心：

- (1) 申报日 16:00 前，批准并发布华东电力调度交易中心调度管辖、许可范围内设备的停复役计划，并确定执行日华东调度管辖范围内的输电设备稳定限额；
- (2) 申报日 15:30，发布执行日的区外来电预计划、华东直管电厂的预计划。
- (3) 申报日 16:40 前，根据省（市）电力公司申报数据，按照有关规定确定并发布各省（市）需求侧管理指标、调停容量指标、备用指标，并根据市场干预章节规定的内容，判断并发布市场干预的通知；
- (4) 竞价日 6:00，根据省（市）电力调度交易结算中心申报的负荷预测数据进行电能平衡，并发布平衡后的执行日华东的统调负荷预测，阻塞市场力监控区内 A 类机组名单和各 A 类机组的最大、最小可调出力，发电合同分解曲线、全网 A 类机组检修总容量；
- (5) 竞价日 10:00~13:00，按照第 7.4 节的规定接收和处理报价，并按照第 7.5 节的规定执行带安全约束的优化计算，形成执行日的发电预计划、省（市）联络线预计划及分省（市）预清算价格；
- (6) 竞价日 13:00，向省（市）电力调度交易结算中心发布各机组的发电预计划、省（市）联络线送受电预计划；
- (7) 竞价日 14:00~16:00，根据调整申报数据重新进行带安全约束的优化计算，形成各类机组在执行日的日中标计划、省（市）联络线送受电日中标计划、分省（市）清算价格与节点电价；
- (8) 竞价日 16:30，发布各类机组在执行日的日中标结果。

3. A 类发电企业：

- (1) 竞价日 6:00~10:00, 根据 7.4 章节要求以机组为单位提交A类机组在执行日的售电报价数据。

7.4 报价

7.4.1 发电报价

1. 只有完成注册的 A 类发电企业通过报价网关向日前竞价交易报价, 执行日非稳态机组不能参与竞价。
2. 发电企业日前竞价交易报价以机组为单位完成报价, 参与报价机组必须为执行日能稳定运行机组。
3. 发电企业提交的报价数据包括电能报价和爬坡率。
4. 各机组申报的最高报价不得高于最高限价, 最低电价不得低于零; 申报的爬坡率不得超过已注册最大爬坡率, 不得低于已注册最大爬坡率的 80%, 且上爬率和下爬率相等。
5. 在 7.3 章节规定的截止时间前, 所有参与日前竞价交易竞价的 A 类机组必须完成执行日的 96 个交易点的报价。
6. 每台机组在执行日每个交易点的报价曲线最多允许申报 10 组 (段电价, 段电力), 段电力以 MW 为单位并不小于零, 段电价以元/MWh 为单位 (含增值税); 段电力含一位小数, 段电价为整数。
7. 从一个段到下一个段的电价必须单调递增。
8. 每台机组在每个交易点最后一段的段电力必须等于机组最大允许出力。
9. 发电企业可以单独提交执行日某个交易点的报价, 也可以同时提交执行日多个交易点或者执行日全部交易点的报价。
10. 在 7.3 规定的报价截止时间之前, 发电企业随时可以修改其报价。
11. 报价截止后, 参与竞价的 A 类机组若未报价, 取缺省报价, 比较缺省报价的最大电力数值和该机组在执行日的最大允许出力, 若
 - i. 缺省报价的最大电力数值小于等于最大允许出力, 则按最大允许出力设定缺省报价的最后一段电力;
 - ii. 缺省报价的最大电力数值大于最大允许出力, 则按最大允许出力由零出力开始截取缺省报价;
 - iii. 调整后的缺省报价作为该机组在竞价日的最终报价。

12. 报价截止后，参与竞价的 A 类机组未报价且无缺省报价，未报价的原因是：

- i. 报价网关或通信网络发生故障，则按零电价报价处理；
- ii. 自身原因，则按零电价报价出清，按全网 96 个交易点的最低节点电价中标处理

7.4.2 报价确认

1. 发电企业负责报价的有效性和正确性。
2. 接收到符合要求的报价后，华东电力市场技术支持系统应当自动向发电企业确认接收到的报价数据内容。
3. 华东电力调度交易中心接收到的报价如果不满足 7.4.1 规定要求，则视为无效的报价。
4. 对于无效的报价，华东电力市场技术支持系统应当自动向发电企业反馈，同时指出无效的原因。

7.4.3 遵守报价

1. 在报价截止时间以后，发电企业向华东电力调度交易中心的报价不得撤销、修改。

7.4.4 缺省报价

1. 缺省报价是发电企业预先提交的一组报价数据，如果某发电企业在竞价日没有提交新的报价，其缺省报价数据将被视作该发电企业的正式报价。
2. 发电企业可以采用缺省报价的方式来提交报价。
 - (1) 缺省报价分为节假日、每日、周一、周二、周三、周四、周五、周六、周日共九种类别；
 - (2) 发电企业在提交缺省报价时，每次只能选择其中的一种，并且每个类别只允许一个缺省报价；
 - (3) 相同类别时，新提交的缺省报价将覆盖旧的缺省报价；
 - (4) 发电企业可以在提交类型中选择“取消”来取消某个类别的缺省报价。
3. 缺省报价提交成功后，华东电力市场技术支持系统在竞价日 06:00 根据执行日所属的类别，将相应的缺省报价自动转化为执行日的报价。

4. 发电企业在竞价日 10:00 之前，可以重复提交报价数据，新的报价数据将覆盖原有的相同交易时段的报价数据。

7.5 日前竞价交易出清

7.5.1 市场出清原则

1. 华东电力调度交易中心以执行日每一交易时段的全网购电成本最小化为目标函数，通过带安全约束的优化计算出清市场，获得日前竞价交易的发电计划和节点电价。所采用的优化算法数学模型参见附件四：华东电力市场日前竞价交易出清数学模型，优化算法考虑的约束条件包括：
 - (1) 报价机组技术约束；
 - (2) 发用电平衡约束；
 - (3) 电网安全运行必需的稳定限额约束。
2. 为确保系统安全，根据市场干预章节规定的内容，判断并发布市场的干预通知。
3. 华东电力调度交易中心负责协调组织省（市）电力调度交易结算中心建立和维护优化计算所采用的华东电网模型。
4. 所有的电网约束的设定参照华东电网各相关稳定运行规定及各省（市）电网安全稳定运行规定。

7.5.2 市场出清计划

1. 市场出清后，形成 A 类机组、B 类机组的 96 点日计划。
2. 依据各机组 96 点日计划和区外来电日计划，形成省（市）联络线送受电日计划。

7.5.3 市场清算价格

1. 日前竞价交易采用节点电价体系。节点电价为负数时，按零电价结算。
2. 华东电力调度交易中心根据附件四：华东电力市场日前竞价交易出清数学模型中的优化算法作带安全约束的优化计算，确定每台机组的中标出力，同时计算出机组所在上网点的节点电价、省（市）参考点的节点电价。
3. 对于受爬坡率约束和最大可调出力约束的机组不作为市场边际机组。
4. 发电企业的前日竞价电量按其上网点的节点电价进行结算。

7.6 日前竞价交易安全校核

1. 根据发电企业报价、省（市）电力公司负荷预测、网络拓扑等信息，华东电力调度交易中心进行带安全约束的优化计算，形成全网发电预计划和省（市）联络线送受电预计划，并将相关预计划发布给各省（市）电力调度交易结算中心。
2. 省（市）电力调度交易结算中心接收到华东电力调度交易中心发布的发电预计划和省（市）联络线送受电预计划后，负责本省（市）内的安全校核，并根据 7.3 章节的规定对包括发电预计划在内的数据进行调整，同时将调整后的数据和调整原因反馈给华东电力调度交易中心。
3. 华东电力调度交易中心接收到省（市）电力调度交易结算中心修改后的发电预计划等调整数据后，第二次进行带安全约束的优化计算，形成全网发电日计划和省际联络线日计划，并根据 3.7 章节的规定发布信息。

8. 实时平衡

8.1 概述

1. 本章规定了华东电力市场实时平衡原则和运作机制，主要内容包括：
 - (1) 实时平衡原则；
 - (2) 实时平衡处理。

8.2 原则

8.2.1 基本原则

1. 实时平衡实行统一调度分级管理，坚持公开、公平、公正的原则。
2. 实时平衡按照现行调度管辖范围的划分，华东电力调度交易中心、各省（市）电力调度交易结算中心负责各自调度管辖范围内的安全责任。
3. 华东电力调度交易中心、各省（市）电力调度交易结算中心按照《电力调度管理条例》、本规则第二章、电力调度规程及相关《并网调度协议》负责实时平衡。

8.2.2 职责划分

1. 华东电力调度交易中心依据规则进行实时调度，维护华东电网的发用电实时平衡调度。华东电力调度交易中心的实时平衡调度职责包括：
 - (1) 统一指挥全网事故处理和管辖范围内的操作；
 - (2) 统一布置和指挥全网的调峰、调频、调压和运行备用的调整；
 - (3) 负责华东电网有限公司直属和代管发电机组的实时调度；
 - (4) 负责监控省（市）联络线送受电计划执行情况，并按《华东电网省（市）际联络线功率电量管理和考核办法（试行）》（华东电调[2001]512号文）进行考核；
 - (5) 负责调度管辖范围内设备的安全运行；
 - (6) 负责在安全校核允许的前提下修改省（市）联络线送受电计划。
2. 省（市）电力调度交易结算中心依据规则及调度规程进行实时调度，负责本省（市）的发用电实时平衡。省（市）电力调度交易结算中心的实时平衡职责包括：

- (1) 执行华东电力调度交易中心下达的联络线计划；
 - (2) 负责调度管辖范围内电气设备的安全校核和潮流调整；
 - (3) 负责对本省（市）发电机组进行实时调度；
 - (4) 负责对本省（市）发电机组发电计划实施性能指标进行管理；
 - (5) 负责调度管辖范围内电气设备的操作和事故处理，配合华东电力调度交易中心进行系统操作和事故处理。
3. 市场主体必须严格遵守调度指令，履行实时平衡的义务。

8.3 实时平衡处理

1. 实时平衡分不修改省（市）联络线计划和修改省（市）联络线计划两种。

8.3.1 不修改省（市）联络线计划

1. 省(市)电力调度交易中心根据电网安全、经济运行的需要调整本省（市）实时发电出力。
2. 各机组发电计划偏差电量按年度基数合同进行结算，非电厂原因造成的年度发电合同调整量在年度内滚动修正。

8.3.2 修改省（市）联络线计划

1. 根据电网运行情况，省（市）联络线计划须作调整时，华东电力调度交易中心根据实时双边合同、区外来电计划、直代管电厂计划相应修改相关省（市）的联络线计划，并及时发布修改后的联络线计划；
2. 省（市）联络线计划实时调整量分别根据调整类别进行结算；各机组调度计划偏差电量按年度基数合同相应进行结算，非电厂原因造成的年度发电合同调整量在年度内滚动修正。

8.4 违反实时调度指令处理

1. 市场主体违反调度指令按照《电力调度管理条例》、电力调度规程及《并网调度协议》处理。

9. 辅助服务

9.1 概述

1. 辅助服务是指为维护电力系统的安全稳定运行，保证电力商品质量，除正常电能生产、输送、使用外，由发电企业、电网经营企业额外提供的服务。
2. 本章规定了辅助服务类型。

9.2 辅助服务通则

1. 华东电力调度交易中心根据相关规定确定并发布华东电网的辅助服务要求。
2. 华东电力调度交易中心负责调用华东直属和代管发电机组的辅助服务。
3. 省（市）电力调度交易结算中心根据华东电力调度交易中心的要求，负责安排省（市）内机组的辅助服务。
4. 若注册机组具有提供辅助服务的能力，电力调度交易机构有权安排该机组提供此服务。
5. 发电企业应采取一切合理措施确保具有辅助服务能力的机组能够提供辅助服务。

9.3 辅助服务类型

1. 自动发电控制（AGC）——指发电机组按电力调度交易机构的遥控指令，自动调节到指令要求的出力。
2. 备用——华东电力市场一期备用为旋转备用。

10. 性能指标管理

1. 性能指标管理是指对统调机组的主要性能指标和实际运行状况进行考核，并收取和支付一定的费用。
2. 本章规定了性能指标管理定义、流程和类型。

10.1 定义和说明

1. 性能指标管理适用于各省（市）电力调度交易结算中心调度管辖范围内的机组。
2. 根据各省（市）实际情况，对目前未达到要求的机组可暂缓收取支付费用，但应规定达标期限。
3. 机组运行日是指在该日内的部分或所有时段，机组处于并网运行状态。
4. 如无特别说明，调度计划曲线精确到 1MW，实际发电功率曲线记录精度为 1MW，当实际发电功率的采样精度高于 1MW 时，取整至 1MW。
5. 如无特别说明，测量、计算过程中采用的取整方法均为四舍五入法。
6. 本规则所列的性能指标参数为华东电网要求的统一技术参数，华东电力市场一期，各省（市）可根据本省（市）现状参照制定具体实施细则，并上报电力监管机构。

10.2 流程

1. 性能指标管理分为性能指标考核、收支计算与核定、结算三个阶段。
2. 省（市）电力调度交易结算中心对其调度管辖范围的 A 类机组进行性能指标考核。省（市）电力公司按照考核结果对被考核的发电机组进行费用和电量的计算，并通过调整向相应发电机组支付购电费的方式进行结算。
3. 性能指标考核以省（市）电力调度交易结算中心下发给各发电机组的日发电曲线（含修改）、调度交易中心的能量管理系统（EMS）采集的实时数据和调度交易中心当班调度员的调度记录为依据。
4. 省（市）电力调度交易结算中心每年进行一次考核工作。
5. 省（市）电力调度交易结算中心在下年的第一个月中旬向本省（市）电力公司提供本年度的考核结果，省（市）电力公司根据《规则》对数据进行处理，形成分机组核对通知单，在该月下旬向各发电企业发布，发电企业在次月上

旬返回核对意见，省（市）电力公司根据核对意见，结合实际情况对通知单数据进行调整，形成结算单向各发电企业发布，并报电力监管机构备案。性能指标考核工作按季度进行。性能指标管理的结算工作按年度进行。

10.3 性能指标类型

1. 性能指标包括运行状况和机组性能两大类。

2. 运行状况类

(1) 发电功率偏差：在规定的采样时点，发电企业实际发电功率与发电计划曲线对应功率的偏差若超过规定范围，则称该点为不合格点。不合格点的累计称为发电功率偏差不合格点数。用于粗略表征实际发电与计划的偏差。

(2) 分时段发电量偏差：在规定的采样时间间隔内，发电企业实际发电曲线与发电计划曲线之间的电量偏差若超过规定范围，则超出范围的部分称为过（欠）发电量。分别累积高峰、腰荷、低谷时段的过（欠）发电量，可得到分时段发电量偏差。用于精确表征实际发电与计划的偏差。

(3) 机组非计划停运：未预先制定计划的机组停运称为非计划停运。

(4) 母线电压：发电厂母线电压偏差绝对值是否在规定的范围内，对超出规定范围的程度和时间进行统计；机组的发电功率因数是否在规定的范围内，对超出规定范围的程度和时间进行统计。

3. 机组性能类

(1) 调差能力：核定的机组最高与最低技术出力的差与机组额定容量的比例。

(2) AGC 性能：机组的 AGC 调节能力，通过 AGC 功率调节范围、调节速率等参数来表征。

(3) 一次调频性能：机组的一次调频响应和调节能力，通过频率偏差死区、转速不等率、一次调频投入的机组负荷范围、一次调频机组负荷调节限制、一次调频的响应时间等参数来表征。

(4) 进相运行能力：对机组的进相运行能力是否通过试验和实际运行中是否按照调度要求进行进相运行予以评价。

11. 市场计量

11.1 概述

11.1.1 目的

1. 为规范华东电力市场电能计量的管理，保证电能计量装置，电能计量数据采集系统，计量数据库达到相应的技术要求，为电力市场运行和结算提供准确的计量数据，本章对以下涉及电能计量的内容作出明确的规定：

- (1) 电能计量装置的配置、校验和维护；
- (2) 市场主体关于电能计量的义务和责任；
- (3) 电能计量装置的性能和准确度要求；
- (4) 计量数据采集系统的要求；
- (5) 计量数据库；
- (6) 数据替代原则；
- (7) 电能计量装置、电能计量数据系统、计量数据库的审核；
- (8) 电能计量装置、电能计量数据系统的技术监督；
- (9) 计量电量处理等。

11.1.2 计量原则

1. 所有的上网点及联络线关口必须安装计量装置。
2. 各市场主体负责各自上网连接点的计量装置的安装及维护。
3. 供应、安装和维护计量装置发生的相关费用由市场主体各自承担。
4. 各市场主体必须保证本侧计量装置的精确度达到规则和国家、行业的要求。
5. 计量装置必须是：
 - (1) 可靠的；
 - (2) 在电网经营企业注册登记；
 - (3) 能够将数据以电子手段传送到电网经营企业维护的计量数据库。
6. 必须确保电压互感器、电流互感器二次回路专用，防止计量数据失准。
7. 计量装置应可提供 15 分钟时间间隔电能计量数据。
8. 市场主体有权访问本侧的电能计量数据。

9. 省（市）电力公司可访问本省（市）的关口点的计量数据。
10. 用于结算的计量数据需要得到确认，不得进行人工干预。
11. 装有主、副两套计量装置的，应遵循 11.3.3 条款规定。
12. 电能计量技术监督部门为获得资质的部门。
13. 计量的历史数据应保存在相应数据库中，或以其他恰当的方式作长期保存：
 - (1) 过去 13 个月的历史数据应可访问查询；
 - (2) 过去 7 年内的历史数据的存档。
14. 华东电网有限公司和省（市）电力公司有关部门应建立计量装置注册制度对计量装置进行管理。

11.2 义务和责任

1. 发电企业
 - (1) 所有 A 类发电企业必须保证在上网关口点安装有电能计量装置；
 - (2) 保证电能计量装置类型和准确度符合本章的要求；
 - (3) 保证其电能计量装置能与电能量采集系统兼容；
 - (4) 保证其电能量计量装置在电网经营企业注册；
 - (5) 为电能量计量装置的检验提供便利条件。
2. 华东电网有限公司
 - (1) 组织华东电力市场范围内电能量计量系统的建设；
 - (2) 负责建立和维护华东电力市场范围内的计量数据库和计量注册表；
 - (3) 组织制（修）订计量数据采集系统的通信协议和规约、技术规范。
3. 省（市）电力公司
 - (1) 负责省（市）电能量计量数据采集和发送系统的运行和维护；
 - (2) 负责组织和协调省（市）内各计量点计量装置的检验，抽检和审核；
 - (3) 负责建立和维护本省（市）的计量数据库和计量注册表。

11.3 计量装置的配置

11.3.1 计量装置基本要求

1. 电能计量装置一般包括以下基本设备
 - (1) 电流互感器；

- (2) 电压互感器；
 - (3) 电能表；
 - (4) 从电流互感器，电压互感器到电能表的二次回路。
2. 电压互感器、电流互感器、电能表、二次回路压降必须符合《电能计量管理规程》要求，并满足本规则的准确度和等级要求。
 3. 电压互感器、电流互感器二次回路应专用，防止计量数据失准。
 4. 电压互感器、电流互感器二次回路不得安装补偿电路。
 5. 电能表应具有 RS485 数据输出口和脉冲量信息输出，便于 ERTU 采集和表计现场校验。同时电能表必须具有数据冻结功能，每 15 分钟冻结数据一次，数据保留的时间不得少于 6 个月。
 6. ERTU 应通过数据传输的方式采集电能表的各种数据量，所有型号的 ERTU 经过电网经营企业的实用化验收后，其数据才能作为结算的依据。
 7. 必须具有可以读取数据累计值的显示屏。
 8. 应具有一定的数据存储能力。
 9. 按要求以每个交易时段为基本单位整理计量数据。
 10. 具有与计量数据采集系统的接口（数据口和脉冲口）。
 11. 具有装置故障告警回路和监控设备。
 12. 具有现场校验专用的接线盒和熔丝。
 13. 能实现计量装置与电能量计量数据采集系统的电子数据自动交换。
 14. 电能计量装置应满足电能计量技术监督部门根据需要增加对计量装置的其他合理要求。
 15. 所有表计和数据存贮器的时钟以标准北京时间为基准，并达到本规则规定的准确度要求。

11.3.2 计量点

1. 电能计量装置应安装在尽量靠近电能量计量点的位置。发电企业的电能量计量点原则上应设在发电机主变的高压侧。
2. 发电企业、电网经营企业应就如何校正电能表测量点与计量点的损耗达成一致意见。
3. 电网经营企业负责管理损耗校正的方法和计算公式。

11.3.3 主表和副表

1. 主表和副表应安装在同一计量点，主副两套计量表计一经确认，不得改变。
2. 以主表计量数据作为结算依据，副表作为核对之用。
3. 主副二套表计应为相同等级，接在同一计量回路，具有同一检验周期。
4. 确认主表故障后，电量以副表记录数据为准。
5. 当主副二套表计电量之差大于表计等级的 1.5 倍时，计量装置运行，维护职责机构应提出现场校验请求，经现场校验后，电量数据以合格的表计为准，并同时将不合格的更换。
6. 当主副二套表计同时发生故障，超差时，以可替代的计量表计记录的数据扣除必要的电量（线损、变损、厂用电等）后作为替代电量数据。
7. 主表和副表应具有相同的准确度等级。

11.4 计量装置的管理

11.4.1 计量装置注册

1. 计量注册表应当包括所有计量结算电量用的主表和副表装置的注册信息，各省（市）电力公司应建立和维护本省（市）计量注册表，为交易结算提供依据。
2. 省（市）电力公司应将计量注册表上报华东电力调度交易中心，并及时上报更新情况。
3. 如果计量注册表中主表或副表装置不符合本章的要求，电网经营企业必须将偏差情况告知相关市场主体。

11.4.2 计量装置参数、定值更改

1. 电能表的定值整定通知由电网经营企业下达。
2. 电能表的现场定值更改工作由电能计量技术监督部门执行。
3. 电网经营企业必须将电能表的整定通知单发至电能计量技术监督部门及所有相关的市场主体。
4. 在收到市场主体定值更改的申请后，电网经营企业应在 2 个工作日内许可工作。
5. 在定值、参数更改后的 2 个工作日内，由市场主体以书面形式向电网经营企

业确认。

6. 在收到市场主体书面的定值、参数更改报告后，电网经营企业应对计量注册表中的信息作及时更新。
7. 市场主体应配合定值更改工作并提供便利条件。

11.4.3 计量装置检定和校验

1. 各省（市）电力公司的标准计量器具应定期送各省（市）电测技术监督机构或华东电测技术监督机构检定。
2. 对于未经检验或超过检验周期未检定的标准计量器具，不得使用。
3. 省（市）内的计量装置必须进行定期检验。
4. 市场主体可以提出申请，要求电网经营企业安排对于申请人由经济利益关系的计量装置进行检查和校验，电网经营企业不得拒绝市场主体提出的合理要求。
5. 电网经营企业必须安排计量注册表的中每一个计量装置的审查，并组织对计量装置的审核检验，以监督计量装置是否符合本章的要求。
6. 在收到电网经营企业的通知后，市场主体应该接受相关工作人员对计量装置进行检验。
7. 电网经营企业应及时向其认为与检验结果有直接利益关系的市场主体开放检验结果。
8. 若经检验，计量装置的准确度不符合本章要求，则：
 - (1) 市场主体必须将实际的误差及误差存在的可能时间通知电网经营企业；
 - (2) 市场主体必须在电网经营企业规定的时间内使计量装置的准确度满足要求；
 - (3) 市场主体与电网经营企业协商确定计量数据的替代方法。

11.4.4 计量装置的密封

1. 计量装置应利用电网经营企业批准的密封手段（封条、封印或其他安全设施）确保计量装置以及相关回路、信息存储和处理系统的安全，未经授权的单位或个人无权取封。
2. 若电网经营企业认为计量装置或数据采集系统的密封措施不可靠时，可以否决计量装置所采用的安全措施。

11.5 计量数据的采集与管理

11.5.1 计量数据采集

1. 有功电量，无功电量的计量数据应按一个交易时段为一个采样周期进行。经电网经营企业、市场主体协商同意，可以用交易时段（以分钟为单位）的约数作为一个采样周期。
2. 电网经营企业负责建立从各计量装置到计量数据库的计量数据采集方法。
3. 市场主体必须保证每一计量装置都与数据采集系统的通讯接口。
4. 计量数据的传输必须采用数字化方法。
5. 数据采集系统应采用合理的数据格式，既能实现数据采集系统对计量装置的数据访问，也能实现计量数据库对数据采集系统的数据访问。
6. 如果数据采集出现故障，电网经营企业、市场主体应进行协商，采取其他合适的途径来取得相关的计量数据，计量数据应以计量表计窗口读数为准。

11.5.2 计量数据库

1. 电网经营企业负责建立、维护和管理计量数据库。
2. 计量数据库必须包括电量的原始读数，替代值和计算值。
3. 计量数据库的开发应考虑能满足市场主体和地区电力局的访问量。

11.5.3 数据确认和替代

1. 电网经营企业负责计量数据的确认和替代。
2. 电网经营企业在制定数据确认及替代方法时，应充分征求市场主体的意见。
3. 对于装有主表，副表两套电能表的计量点，电网经营企业应优先采用经恰当修正后的副表数据来校核主表的计量数据。
4. 若尚未安装副表，而主表的数据因故不能恢复，则电网经营企业应与市场主体协商，采用合适的数据替代方法，若在 20 个工作日内仍不能取得协商一致的意见，应由电力监管机构协调解决。
5. 若电网经营企业发现计量装置的数据丢失或不正确，应在 24 小时内通知市场主体。

11.5.4 误差超标

1. 若在计量测试、检查或审核过程中发现数据误差超出规则规定，但不能确定

出现误差的起始时间，则认为该误差开始时间为最近一次设备验收合格时间。

2. 若在计量测试、检查或审查中发现的误差大于允许误差的 1.5 倍，而没有副表数据，电网经营企业必须采取适当的替代方法，对于误差超标开始起的数据进行纠正。电网经营企业在确定数据替代方法时，应与市场主体双方协商确定。
3. 若在计量测试、检查或审查中发现的误差小于允许误差的 1.5 倍，不需用替代读取，除非电网经营企业有充分理由证明若不用替代数据，将对某市场主体造成严重不利影响。

11.5.5 计量数据的安全和访问权限

1. 电网经营企业拥有计量数据库中的数据的所有权。
2. 只有下列人员有权直接或远程访问某一计量点的计量数据：
 - (1) 在该计量点与电网经营企业进行电能结算的相关市场主体；
 - (2) 与该计量装置由服务协议的单位；
 - (3) 省（市）电力公司；
 - (4) 华东电网有限公司。
3. 计量数据库的数据访问权限必须合理设置，计量数据受口令保护，任何人不得超越规则规定的计量数据访问权限。
4. 技术监督部门应只分配“只读”口令给市场主体及电网经营企业。
5. 技术监督部门拥有“只读”和“写”计量装置的口令。
6. 计量装置的时钟功能设置由技术监督部门执行。
7. 对计量装置任何数据的修改都必须留下操作者的姓名和时间。

11.6 计量系统的审核

1. 电网经营企业应定期组织技术人员对计量装置的检验记录，计量数据库，计量注册表进行审核。
2. 参加核计的人员应包括发电企业的代表、电网经营企业的代表和技术监督部门的代表。
3. 接受审核的成员必须配合审核小组开展工作，按审核小组的要求如实提供数据。

4. 审核小组应及时公布审核结果。

11.7 计量电量处理

1. 省（市）联络线计量电量与调度计划电量的差额按华东统销及直管电厂计划进行结算。
2. 机组上网点计量电量与调度计划上网电量的差额按年度基数合同相应进行结算。

12. 交易结算

12.1 概述

1. 本章规定了华东电力市场中月度竞价交易和日前竞价交易的电能（以下简称集中竞价部分电量）结算和辅助服务结算方法。包括区外来电在内的其他部分按《购售电合同》或现行规定执行。

12.2 结算原则

1. 华东电网有限公司负责省（市）联络线交换电量的结算，省（市）电力公司负责与本省（市）发电企业结算。
2. 每日对时段电量、电费按交易品种、交易对象进行汇总；按月进行资金上的电费支付。
3. 华东电网有限公司、各省（市）电力公司根据有关规定，按月进行电费结算，当月误差次月调整，按年进行电费总清算。
4. 在输配电电价体系正式出台之前，考虑历史沿革，省（市）间交易电量过网费的收取办法按照发电企业参与的双边合同规定或政府有权部门的规定收取。

12.3 结算数据的获取与管理

12.3.1 计量数据

1. 依据 11.5 章节的规定，电力调度交易机构获取所有上网点和联络线关口计量点的计量数据。

12.3.2 各类计划数据

1. 计划数据为华东公司直接经销的电量计划，包括华东区外来电计划、华东代管电厂计划和统销计划等，及分解到各个时段后的电量数据。

12.3.3 合同数据

1. 包含第 4 章节和第 5 章节中涉及到结算的所有合同数据，及分解到各个时段后的合同电量数据。

12.3.4 月度竞价交易数据

1. 包含第 6 章节中涉及到结算的所有月度中标电量和中标电价数据等。
2. 月度中标电量数据分解到各个时段后的数据。

12.3.5 日前竞价交易数据

1. 包含第 7 章节中涉及到结算的各时段中标电量、节点电价数据。
2. 根据中标电量得出的联络线交换电量数据。

12.4 集中竞价交易电能结算基本数据

12.4.1 月度竞价交易电能结算基本数据

1. 月度竞价交易电能结算基本数据包括：：

$QGM_T^{m,k}$ = 发电企业 k 的 m 机组，在月度竞价交易 T 类时段的中标电量（单位：MWh），其中 $T \in \{\text{峰, 谷}\}$

QM_T^s = s 省（市）电力公司在月度竞价交易 T 类时段的净受进电量（单位：MWh），净送出时为负

PM_T = 月度竞价交易 T 类时段的市场出清价（单位：元/MWh）

PM_T^s = 月度竞价交易 T 时段，存在约束下机组的 s 省（市）中标机组的经网损折算后最高报价（单位：元/MWh）

$GLF^{m,k}$ = 发电企业 k 的 m 机组的网损因子

λ^s = s 省（市）根据政府有权部门规定收取的过网电价

$\lambda_M^{s,m,k}$ = 发电企业 k 的 m 机组在月度竞价交易的过网费率

12.4.2 日前竞价交易电能结算基本数据

1. 日前竞价交易电能结算基本数据包括：

$QGD_t^{m,k}$ = 发电企业 k 的 m 机组在第 t 时段的上网电量（单位：MWh）

$QGC_t^{m,k,n}$ = 发电企业 k 的 m 机组签订的第 n 类合同分解到日前竞价交易第 t 时段的上网电量（单位：MWh）

- $QGM_t^{m,k}$ = 发电企业 k 的 m 机组的月度中标电量分解到日前第 t 个时段的上网电量（单位：MWh） $t \in \{1,2,\dots,96\}$
- $QD_t^{s,l}$ = 日前竞价交易第 t 时段 s 省（市）的第 l 条省际联络线的净受进电量（单位：MWh），送出为负
- QD_t^s = 日前竞价交易第 t 时段 s 省（市）的净受进电量（单位：MWh），送出为负
- $QC_t^{s,n,r}$ = s 省（市）与 r 省（市）签订的第 n 类双边合同分解到日前竞价交易第 t 时段的电量（单位：MWh），s 省（市）为受电方时为正，s 省（市）为送电方时为负
- QM_t^s = s 省（市）电力公司在月度竞价交易分解到 t 类时段的净受进电量（单位：MWh），净送出时为负
- $QC_t^{s,n,0}$ = s 省与华东签订的第 n 类合同分解到日前竞价交易第 t 时段的电量（单位：MWh）
- QC_t^s = 日前竞价交易第 t 时段 s 省（市）的各类合同分解累计电量（单位：MWh）
- $PD_t^{s,l}$ = 日前竞价交易第 t 时段 s 省（市）第 l 条省际联络线所在母线的节点电价（单位：元/MWh）
- PD_t^s = 日前竞价交易第 t 时段 s 省（市）的出清电价（单位：元/MWh）
- $PGD_t^{m,k}$ = 日前竞价交易第 t 时段发电企业 k 的 m 机组的上网点的节点电价（单位：元/MWh）
- $\lambda_D^{s,m,k}$ = 发电企业 k 的 m 机组在日前竞价交易的过网费率
- PD_t^r = 日前竞价交易第 t 时段 r 省（市）的出清电价（单位：元/MWh）
- PD_t = 日前竞价交易第 t 时段华东参考点的出清电价（单位：元/MWh）

12.5 电能结算

12.5.1 华东电网有限公司与省（市）电力公司之间结算

12.5.1.1 结算公式

1. 华东电网公司直接经销电量电费（月度）=Σ直接经销各类电量（月度）×直接经销各类电量电价
2. 双边合同电费（月度）=Σ各类双边合同电量（月度）×各类双边合同电价
3. 省（市）电力公司月度竞价交易电费

$$\begin{aligned}CM_T^s &= \text{省（市）电力公司月度竞价交易支付/收取电费} \\ &= PM_T \times QM_T^s\end{aligned}$$

4. 省（市）电力公司日前竞价交易电费

$$\begin{aligned}CD_t^s &= \text{省（市）电力公司日前竞价交易支付/收取电费} \\ &= \sum_l (QD_t^{s,l} \cdot PD_t^{s,l}) - \sum_{n,s \text{为送电省}} (QC_t^{s,n,r} \cdot PD_t^s) \\ &\quad - \sum_{n,s \text{为受电省}} (QC_t^{s,n,r} \cdot PD_t^r) - \left(\sum_n QC_t^{s,n,0} + QM_t^s \right) \cdot PD_t\end{aligned}$$

12.5.1.2 结算步骤

1. 根据 7.3.2 章节规定，竞价日 16:30，华东电力调度交易中心分别向各省（市）电力公司发布执行日省间各时段交易信息。
2. 执行日后的第四个工作日，华东电力调度交易中心发布该执行日省（市）联络线电量计算单（×月×日×省（市）电量电费计算单见附件九）给相应省（市）电力调度交易结算中心。

省（市）联络线电量电费计算单包括：月度、日前竞价出清计划及计划偏差分解至各类别（区外来电、代管电厂、统销、双边交易、月度竞价、日前竞价）电量、电价、电费及本月当天的累计值，日调度计划电量及本月当天的累计值。（×月×日×省（市）电量电费计算单见附件九）

3. 各省（市）电力调度中心在一个工作日内进行核对，若有疑议，应立即通知华东电力调度交易中心，若一个工作日内不通知，即视为核对无误。华东电力调度交易中心接到通知后重新校核数据，并在一个工作日内予以答复，若

原发布信息有误,重新发布该省(市)联络线电量电费计算单。如市场主体仍不接受,则进入结算争议程序解决。

4. 次月初10个工作日内,华东电网有限公司在华东电力调度中心提供的省(市)联络线电量电费计算单及月末实际表计计量数据的基础上,形成上月月度电费结算表,并发送给各省(市)电力公司。(月度电费结算表见附件九)
5. 各省(市)电力公司在三个工作日内进行核对,若有疑议,应立即书面通知华东电网有限公司,若三个工作日内不通知,即视为核对无误。华东电网有限公司接到通知后进行核对,并在三个工作日内予以答复,若原发送信息有误,重新发送该省(市)电力公司上月月度电费结算表。如市场主体仍不接受,则进入结算争议程序解决。
6. 次月20日前,双方结清上月无争议部分集中竞价电费。
7. 非集中竞价部分的结算,仍按合同约定或惯例执行。

12.5.2 省(市)电力公司与发电企业的结算

12.5.2.1 结算公式

1. 发电企业年度基数合同电费(月度)=年度基数合同电量(月度)×年度基数合同电价
2. 发电企业年度交易合同电费(月度)=年度交易合同电量(月度)×年度交易合同电价
3. 发电企业上网电费(月度)

- (1) 发电企业所在省(市)不含约束下机组

$$\begin{aligned} CGM_T^{m,k} &= \text{发电企业 } k \text{ 的 } m \text{ 机组在 } T \text{ 时段的上网电费} \\ &= QGM_T^{m,k} \times (PM_T \times GLF^{m,k} - \lambda_M^{s,m,k}) (QM_T^s < 0) \end{aligned}$$

$$\text{其中: } \lambda_M^{s,m,k} = -\frac{QM_T^s \cdot \lambda^s}{\sum_{m,k} QGM_T^{m,k}}$$

- (2) 发电企业所在省(市)含约束下机组

$$\begin{aligned} CGM_T^{m,k} &= \text{发电企业 } k \text{ 的 } m \text{ 机组在 } T \text{ 类时段的上网电费} \\ &= QGM_T^{m,k} \times (PM_T^s \times GLF^{m,k} - \lambda_M^{s,m,k}) (QM_T^s < 0) \end{aligned}$$

4. 发电企业上网电费（日前）

(1) 发电企业所属机组日前竞价交易部分上网电费

$CGD_t^{m,k}$ = 发电企业 k 的 m 机组在第 t 时段的日前竞价交易部分上网电费

$$= \left(QGD_t^{m,k} - QGM_t^{m,k} - \sum_n QGC_t^{m,k,n} \right) \times \left(PGD_t^{m,k} - \lambda_D^{s,m,k} \right)$$

$$\text{其中: } \lambda_D^{s,m,k} = - \frac{(QD_t^s - QC_t^s) \cdot \lambda^s}{\sum_{m,k} \left(QGD_t^{m,k} - QGM_t^{m,k} - \sum_n QGC_t^{m,k,n} \right)}$$

$$\text{要求: } \begin{cases} (QD_t^s - QC_t^s) < 0 \\ \left(QGD_t^{m,k} - QGM_t^{m,k} - \sum_n QGC_t^{m,k,n} \right) > 0 \end{cases}$$

(2) 发电企业 k 的日前竞价交易部分上网电费

$$\begin{aligned} CGD^k &= \sum_t \text{发电企业 k 在第 t 时段的日前竞价交易部分上网费用} \\ &= \sum_t \sum_m CGD_t^{m,k} \end{aligned}$$

12.5.2.2 结算步骤

1. 根据 7.3.2 章节规定，竞价日 6:00 前，华东电力调度交易中心分别向市场主体发布各机组执行日的年度基数合同、年度交易合同、月度中标电量的分解曲线；
2. 根据 7.3.2 章节规定，竞价日 16:30，华东电力调度交易中心分别向各市场主体发布各竞价机组的执行日各交易点的中标电力、中标电量、中标电价；
3. 各市场主体在一个工作日内进行核对，若有疑议，应立即通知华东电力调度交易中心，若一个工作日内不通知，即视为核对无误。华东电力调度交易中心华东电力调度交易中心接到通知后重新校核数据，并在一个工作日内予以答复，若原发布信息有误，重新发布相应信息。
4. 各省（市）电力调度交易结算中心在华东电力调度交易中心答复结束后一个工作日内根据华东电力调度交易中心发布的相关信息，分别出具各电厂/机组的日电量电费计算单并向各电厂发布（×月×日×电厂电量电费计算单见附件九）。

日电量电费计算单包括：xx 日出清的各电厂/机组月度竞价电量、电价、电

费及本月当天的累计值，日竞价电量、电价、电费及本月当天的累计值，年度基数合同和年度交易合同分解的日计划电量、电价、电费以及本月当天的累计值，日竞价机组调度计划电量、计划偏差电量、电价、电费，以及本月当天累计值，日非竞价机组调度计划电量及本月当天累计值。（×月×日×电厂电量电费计算单见附件九）

5. 各市场主体在一个工作日内进行核对，若有疑议，应立即通知各省（市）电力调度交易结算中心，若一个工作日内不通知，即视为核对无误。各省（市）电力调度交易结算中心接到通知后重新校核数据，并在一个工作日内予以答复，若原发布信息有误，重新发布该市场主体日电量电费计算单。如市场主体仍不接受，则进入结算争议程序解决
6. 次月初 10 个工作日内，各省市公司在电量电费计算单及月末实际表计计量数据的基础上，形成上月月度电费结算表，并发送给各市场主体。（月度电费结算表见附件九）
7. 各市场主体在三个工作日内进行核对，若有疑议，应立即书面通知省（市）电力公司，若三个工作日内不通知，即视为核对无误。各省（市）电力公司接到通知后进行核对，并在三个工作日内予以答复，若原发送信息有误，重新发送该市场主体月度电费结算表。如市场主体仍不接受，则进入结算争议程序解决。
8. 次月 20 日前，双方结清上月无争议部分集中竞价电费。
9. 非集中竞价部分的结算，仍按合同约定或惯例执行。

12.6 结算争议程序及结算调整

12.6.1 结算争议程序

1. 各结算主体对结算过程中的有关数据有疑异时，可在规定日期内提出质疑，由提供相关数据的机构负责查实、核对和处理，并在规定的时间内予以答复。
2. 如结算主体对答复仍不认可，在收到答复后的 5 个工作日内可向联络协调工作组或电力监管机构提出争议文本材料。
3. 联络协调工作组或电力监管机构在 10 个工作日内协商解决争端，使双方达成协商调解协议。
4. 若结算主体对联络协调工作组或电力监管机构协调的结果仍不满意，可根据

有关规定向仲裁机构申请仲裁或向人民法院起诉。

12.6.2 结算调整

12.6.2.1 华东电网有限公司与各省市公司的结算调整

1. 结算调整适用于联络线口子实际运行与调度计划之间的偏差，区外来电调整、争议处理结果等。
2. 联络线关口表计量数据与联络线调度计划累计电量的偏差计入华东统销电量。
3. 次月 25 日前华东电力调度交易中心提供上月月度电量电费调整计算表，分别列明各调整项目名称、调整时间、电量、电价、电费。
4. 根据月度电量电费调整计算表，月度争议处理结果等，华东电网公司形成月度结算调整表。经省（市）电力确认后进入开票、电费收支程序。
5. 下年初，根据区外来电等情况，华东电网公司出具上年度电费结算调整单。经省（市）电力公司确认后进入开票、电费收支程序。

12.6.2.2 各省市公司与电厂/机组的结算调整

1. 结算调整适用省市外来电调整、争议处理结果等。
2. 各省(市)电力公司根据月度争议处理结果，形成月度结算调整表，经有关电厂确认后，进入开票、电费收支程序。
3. 下年初，根据省市外来电等情况，各省市电力公司出具上年度电费结算调整单。经有关电厂确认后，进入开票、电费收支程序。

12.7 绩效考核结算

1. 各省（市）可根据本省（市）现状参照制定具体考核办法。

12.7.1 发电功率偏差

1. 当机组处于 AGC 功能退出状态时执行此项考核（机组正常启动和停运过程中除外）；当机组发生非电网直接原因造成的非计划停运，则从机组发生停运开始两小时后停止执行此项考核。
2. 各发电机组发电功率实绩与对应的发电功率计划曲线值进行比较，偏差=(发电功率实绩-发电功率计划)/发电功率计划。偏差超过±3%（不含±3%）

的采样点为不合格点。调度交易中心记录机组每月发生的不合格点数量。

3. 以 A 类发电企业为考核单位的省（市）参照上述条款执行。

12.7.2 分段发电量偏差

1. 当机组处于 AGC 功能退出状态时执行此项考核（机组正常启动和停运过程中除外）。当机组因电网直接原因发生非计划停运，此机组在停运期间不执行此项考核；当机组发生非电网直接原因造成的非计划停运，则从机组停运开始的两小时内继续执行此项考核，两小时后停止执行。当电厂向电力调度交易机构申请用其它机组剩余出力替代停运机组出力并获得批准时，按照原发电曲线执行考核（参见 11.6.3）。
2. 利用调度交易中心 SCADA/EMS 系统对机组发电功率的采样数据计算出这 5 分钟时段内机组的计划电量，实际发电量与计划电量比较误差超过±3%的部分为偏离日计划发电量。正偏离日计划的发电量称过发电量，负偏离日计划的发电量称为欠发电量。分别累计每个 5 分钟时段的过、欠发电量。
3. 以 A 类发电企业为考核单位的省（市）参照上述条款执行。

12.7.3 停运

1. 凡发生下列情况之一者纳入机组停运考核范围：
 - (1) 正常运行的机组发生突然跳闸和被迫停运者；
 - (2) 未按有关规定得到批准而停运的机组；
 - (3) 处于备用或检修到期的机组未按调度指令并网和接带负荷者；
 - (4) 机组临检总时间超过如下规定的：

i) 进口 30 万千瓦及以上机组	120 小时/年；
ii) 国产 30—33 万千瓦机组	200 小时/年；
iii) 20—22 万千瓦机组	150 小时/年；
iv) 10—13.75 万千瓦机组	100 小时/年。
2. 凡发生下列情况之一免于考核：
 - (1) 非电厂原因；
 - (2) 机组计划检修报竣工前。
3. 考核范围内的停运分为四类：停运前未向电力调度交易机构报告的停运（包括机组跳闸和不能按计划开机）为 A 类；向电力调度交易机构报告要求在报

告后 2 个交易日时段（含报告时所处时段）内停运的为 B 类；向电力调度交易机构报告要求在 2 个交易日时段后但在已排定日调度计划的时段内停运的为 C 类；其他情况为 D 类。

12.7.4 调差能力

1. 机组调差能力是核定的最高与最低技术出力的差。

12.7.5 AGC 性能

1. 12.5 万千瓦及以上机组均应具有 AGC 功能，除调度交易中心指令退出外，必须保持投入状态。一个月中连续 2 天或累计 5 天及以上 AGC 功能不能投入的运行机组视为当月未投入 AGC 功能。
2. AGC 机组的可调范围以核定的调节范围上、下限为依据，AGC 机组的可调范围必须达到额定容量的 40%；AGC 机组的调节速率由调度交易中心能量管理系统（EMS）测定，调节速率必须达到 2% 额定容量/每分钟。

12.7.6 一次调频性能

1. 12.5 万千瓦及以上机组均应具有电网要求的一次调频性能（详见 **附件五：一次调频机组有关参数的设置要求**）。由调度交易中心能量管理系统（EMS）测定。

12.7.7 进相运行

1. 20 万千瓦及以上机组均应具有进相运行功能。

12.7.8 无功电压

1. 各省（市）可根据本省（市）现状制定具体考核办法。

13. 市场干预

13.1 概述

1. 为维护系统安全运行，电力调度交易机构可根据本章节规定的内容采取市场干预措施。
2. 本章规定了市场干预措施的类型和条件等内容。

13.2 市场干预措施

1. 市场干预措施分为以下三种类型：
 - (1) 调整运行方式；
 - (2) 价格管制；
 - (3) 市场模式转换。

13.3 调整运行方式

1. 在发生以下情况之一时，电力调度交易机构可以采取调整运行方式来干预市场：
 - (1) 电力系统发生事故时；
 - (2) 系统频率或电压超过规定范围时；
 - (3) 某交易点系统调频容量、备用容量和无功容量无法满足电力系统安全运行的要求时；
 - (4) 输变电设备过载或超出稳定限额时；
 - (5) 继电保护及安全自动装置故障，需要改变系统运行方式时；
 - (6) 华东地区气候、水情发生重大变化时；
 - (7) 为保证省（市）联络线输送功率在正常允许范围内需要进行干预时；
 - (8) 其他需要调整运行方式的情形。
2. 电力调度交易机构可以采取以下措施调整运行方式：
 - (1) 改变机组的发电计划；
 - (2) 调整机组的一个或者多个计划/合同电量；
 - (3) 让发电机组投入或者退出运行；

- (4) 调整设备停复役计划；
 - (5) 调整省（市）联络线的送受电计划；
 - (6) 电力调度交易机构认为有效的其他手段。
3. 市场干预对机组的调整量视作为年度基数合同电量的修正量。

13.4 价格管制

1. 发生以下情况之一时，华东电力调度交易中心可以采取价格管制的方式来干预日前竞价交易，并宣布相应的交易时段为价格管制时期：
- (1) 处于阻塞市场力监控区的机组，在个别交易时段内，其节点电价大于华东参考节点电价与网损因子乘积，该机组在该交易时段的电价用华东参考节点电价与网损因子乘积代替；
 - (2) 由于某种原因（如约束条件罚因子被调用时），在个别交易时段内，华东电力调度交易中心不能计算出节点电价，但可以产生发电日计划和省（市）联络线日计划时，该交易时段的所有节点的电价用前一交易日公布的相应交易时段的节点电价代替；
 - (3) 需执行需求侧管理指标的交易时段，该交易时段所有机组的电价用年度基数合同电价代替；
 - (4) 连续两个小时以内有 50% 及以上节点在 4 个交易点达最高限价时的交易时段；该交易时段所有机组的电价用年度基数合同电价代替；
2. 上述情况均不再发生时，从下一个时段开始，价格管制期自动终止。

13.5 市场模式转换

13.5.1 市场模式转换的条件

1. 华东电力调度交易中心应审慎判断，发生以下情况之一时，华东电力调度交易中心可以立即宣布市场模式转换，并向华东电力监管机构备案：
- (1) 电力系统运行紧急情况，影响电力市场的有效运行时；
 - (2) 市场运作所必需的关键通信和技术支持系统已失效，导致市场无法正常运作时；
 - (3) 华东四省一市之一已经实行大面积拉、限电；
2. 在发生以下情况之一时，电力监管机构可以做出进行模式转换的决定，并由

华东电力调度交易中心实施：

- (1) 电力市场没有按照《规则》的规定运行和管理；
- (2) 《规则》不能适应市场交易的需要，必须进行重大修改；
- (3) 政府宣布进入紧急状态；
- (4) 发生不可抗力导致不能竞价交易；
- (5) 其他需要进行模式转换的情形。

3. 市场模式转换采用以下几种方式进行：

- (1) 暂停日前竞价交易，省（市）电力公司首先调整所管辖的机组发电计划，然后通过签订双边合同调剂用电余缺；本规则所有关于日前竞价交易部分暂时失效，其他部分继续生效；华东电力调度交易中心综合考虑区外来电、华东统销及直管电厂计划、双边合同、月度竞价交易生成的省（市）联络线的出清结果等，发布次日省（市）联络线计划；省（市）电力调度交易结算中心按照本省（市）实际负荷需求、省（市）联络线计划、系统运行状况、年度发电合同执行情况安排本省（市）内的发电计划。
- (2) 暂停月度竞价交易和日前竞价交易，省（市）电力公司通过签订双边合同调剂用电余缺；本规则所有关于月度竞价交易和日前竞价交易部分暂时失效，其他部分继续生效；由华东电力调度交易中心综合考虑区外来电、华东统销及直管电厂计划、双边合同发布次日省（市）联络线计划；省（市）电力调度交易结算中心按照本省（市）实际负荷需求、省（市）联络线计划安排、系统运行状况、年度发电合同执行情况本省（市）内的发电计划。

13.5.2 模式转换的流程

1. 省（市）电力调度交易结算中心可根据第 13.5.1 条款，向华东电力调度交易中心建议模式转换。
2. 华东电力调度交易中心根据第 13.5.1 条款，或审验并通过省（市）电力调度交易中心申请后，宣布市场模式发生转换。
3. 华东电力调度交易中心宣布市场模式转换后应立即报告华东电力监管机构，内容包括：竞价交易暂停理由，竞价交易暂停的起始时间等。

4. 华东电力监管机构在收到市场模式转换报告后，及时作出竞价交易恢复条件的判断，并公布竞价交易恢复条件。
5. 华东电力调度交易中心收到华东电力监管机构发布的竞价交易恢复条件后，判断竞价交易恢复的条件是否具备，如果条件具备并且不出现 13.5.1 条款所列情况时，立即宣布竞价交易恢复运行，并及时通知所有市场主体，报告华东电力监管机构。
6. 华东电力调度交易中心不得追溯宣布市场模式转换。

13.6 市场干预的通知

1. 若发生市场干预，电力调度交易机构必须详细记录干预的原因、措施以及对各发电企业的影响情况，并及时向电力监管机构备案，向各相关发电企业公布。
2. 市场干预由电力调度交易机构通知被干预对象，通知的内容包括市场干预的原因、范围和持续时间。
3. 省（市）电力调度交易结算中心的市场干预行为应报华东电力调度交易中心备案。

14. 附则

14.1 罚则

1. 有关违反本规则后的处罚条款，按照《电力监管条例》、《电力市场监管办法》等有关法律、法规、规章的相关规定进行处理。

14.2 不可抗力

1. 不可抗力事件是指不能预见，并且对其发生及后果不能避免并且超过合理控制范围的、不能克服的自然事件和社会事件。此类事件包括：闪电、龙卷风、海啸、暴风雪、山体滑坡、水灾、火灾、核辐射、战争、瘟疫、骚乱、外敌入侵、敌对行动、叛乱以及超设计标准的地震、台风等。
2. 若不可抗力事件的发生完全或部分妨碍市场主体履行本规则的任何义务，则该市场主体可延迟履行其义务，但前提是：
 - (1) 延迟履行的范围和时间不超过消除不可抗力事件影响的合理需要；
 - (2) 受不可抗力事件影响的市场主体应继续履行本规则未受不可抗力事件影响的其他义务；
 - (3) 一旦不可抗力事件结束，该市场主体应尽快恢复履行本合同。
3. 受不可抗力事件影响的市场主体在不可抗力事件发生后应尽快书面通知华东电力调度交易中心。该通知中应说明不可抗力事件的发生日期和预计持续的时间、事件性质、对该市场主体履行本规则的影响及该市场主体为减少不可抗力事件影响所采取的措施。受不可抗力事件影响的市场主体应在不可抗力事件影响消除之日（如遇通信中断，则自通信恢复之日）起 15 天内向华东电力调度交易中心提供一份由不可抗力事件发生地公证机构出具的证明文件。

附件一：华东电力市场名词解释

词 汇	定 义
月度竞价交易	指华东四省一市境内发电企业通过竞价获取发电量、省（市）电力公司通过竞价获得电能的市场，每月进行一次。
日前竞价交易	指华东四省一市境内发电企业通过竞价获取发电量的市场，每日进行一次。
市场主体	指市场参与者，包括华东电力市场注册的发电企业、电网经营企业，经核准的区外购售电企业。
电力调度交易机构	指在电网企业内设立的负责系统调度运行和华东电力市场运营的机构，包括华东电力调度交易中心和四省一市的电力调度交易中心。
正常状态	当电力系统中任何一个常见单一故障扰动的发生均不造成失稳并能正常供电时的一种运行状态。
辅助服务	辅助服务是指为维护电力系统的安全稳定运行，保证电力商品质量，除正常电能生产、输送、使用外，由发电企业、电网经营企业额外提供的服务，包括：自动发电控制、调峰、无功调节、备用、黑启动服务等。
公众信息	指向社会公布的市场信息。
公开信息	指市场主体均可获得的市场信息。
私有信息	指只有特定的市场主体及电力调度交易中心才有权访问的私有数据和信息。
注册数据	指市场主体在其登记注册时，必须以书面形式向华东电力调度交易中心提供的设备参数、公司运行信息、财务状况等。
交换信息	指电力调度交易机构间为维持电力系统正常运行和电力市场正常运转所交换的信息。

词 汇	定 义
竞价机组	指参与月度竞价交易市场或日前市场的 A 类机组。
非竞价机组	指不参与月度竞价交易或日前市场的机组，月度竞价交易市场上的非竞价机组包括次月有检修计划的 A 类机组和所有 B 类机组；日前现货市场上的非竞价机组包括次日有检修计划的 A 类机组和所有 B 类机组。
区外来电	指来自于华东四省一市以外区域的电能，包括三峡、阳城、葛洲坝、湖北、河南、川渝等地区。
发电计划	指发电机组的机端有功出力计划。
上网电量	指发电机出口电量减去发电机组主变损耗及厂用电量，是发电企业在上网点向市场净送出的电量。
发电报价	指发电企业为了使其发电机组进入调度排序而进行的竞价行为。华东电力市场一期，包括在月度竞价交易和日前竞价交易的行为。
购电报价	指省（市）电力公司为了在市场上获得电能而进行的竞价行为。华东电力市场一期，仅指在月度竞价上的行为。
不可抗力	指对市场 and 电力系统有严重影响的不可预期和不可控制的事件或其产生的后果，包括自然灾害、政府干预和战争行为等。
市场清算价	指每个交易时段华东区域参考节点的节点电价。
节点电价	指每个节点在每个交易时段上的电价。
约束上机组	指市场无约束计算时未中标但在有约束出清时中标的机组。
约束下机组	指市场无约束计算时中标但在有约束出清时未中标的机组。
工作日	指除法定假日、双休日以外的日历日，由华东电力调度交易中心安排并公布，
执行日	为执行日前计划的自然日。
竞价日	指“执行日”前一个“工作日”。

词 汇	定 义
申报日	指“竞价日”前一个“工作日”。
交易点	指交易计划的时刻。华东电力市场一期，以 15 分钟为周期划分交易点，每执行日含 96 个交易点，第一个交易点为 00:15；
交易时段	指执行交易计划的时间周期。相邻两个交易点间为一个交易时段，第一个交易时段为 0:00~00:15。
数据采集系统	指从数据库到计量数据进入通信网络口子二点之间的所有设备和设施。
负荷预测	指对统调负荷所作的预测，分为长期、中期、短期、超短期负荷预测。
负荷分配因子	指确定各母线负荷大小的相关参数。
最大允许出力	指机组最大可调出力扣减所承担备用的余值。
阻塞市场力监控区	指省（市）电网内局部地区，受电通道受稳定限额限制，要求该地区内所有机组至少按最大可调出力的 80%发电，且可控容量份额大于 25%。
市场边际机组	指在市场上最后一台中标的机组。
联络线	指连接二个或多个控制区，且承担这些区域电网之间相互电能输送任务的输电网络。
拉限电	指在系统出现严重的电力供应不足时，为减少系统的负荷总量或把负荷从电力系统上开断的过程。电力调度交易机构拉限电依据必须依据有关部门发布的“超计划用电拉路名单”和“紧急拉路序位表”。
网损因子（边际）	1 - 网损率（边际）
网损率（边际）	指增加单位电能的供应或使用而引起系统增加的电能损耗。
计量装置	指从计量点到公用通信网络接点之间的设备元件。依此，可合并几个计量点以从一个接点上直接获取期望的计量数据。

词 汇	定 义
计量系统	指所有安装的计量装置总和或从每个计量点到计量数据库之间的装置总和。
计量仪表读数确认	指对某一规定时段内, 将从远程访问读取的计量仪表数据与同时从现场计量仪表直接读取的数据进行积分所得的电度数数值相比较的过程。
网络损耗	指在输电网络或配电网络中进行电能输送而引起的电能的损耗。
加(减)负荷速率	指通过控制系统, 发电机组出力可以调节的最大变化率。
非稳态机组	指执行日机组不能连续 24 小时稳定运行在某出力水平的机组。

附件二：华东电力市场月度竞价交易出清数学模型

1. 参数定义

Prv	省（市）作为买方的集合，用 p 编号
Gen	竞价机组作为卖方的集合，用 g 编号
GenPrv _p	省（市）p 的竞价机组集合， $g \in \text{GenPrv}_p$ ，表示机组 g 位于 p 省（市）
PrvBlock _p	省（市）p 的报价段集合，报价段 i 用编号
GenBlock _g	竞价机组 g 的报价段集合，报价段用 j 编号
GenOffer _{g,j}	竞价机组 g 的第 j 段报价的中标电量， $g \in \text{Gen}$ ， $j \in \text{GenBlock}_g$
GenPrice _{g,j}	竞价机组 g 第 j 段报价的电价，
GLF _g	竞价机组 g 的网损因子
GenOfferMax _{g,j}	竞价机组 g 第 j 段无约束中标电量
PrvBid _{p,i}	省（市）p 第 i 段报价中标电量 $p \in \text{Prv}$ ， $i \in \text{PrvBlock}_p$
PrvPrice _{p,i}	省（市）p 申报的第 i 段电价
PrvBidMax _{p,i}	省（市）p 第 i 段报价最大允许中标电量
PrvInMax _p	省（市）p 最大允许受进电量
PrvOutMax _p	省（市）p 最大允许送出电量

2 优化目标

$$\text{Max} \left(\sum_{p \in \text{Prv}} \sum_{i \in \text{PrvBlock}_p} \text{PrvPrice}_{p,i} \times \text{PrvBid}_{p,i} - \sum_{g \in \text{Gen}} \sum_{j \in \text{GenBlock}_g} \frac{\text{GenPrice}_{g,j} \times \text{GenOffer}_{g,j}}{\text{GLF}_{g,j}} \right)$$

3 约束条件:

(1) 发用电量平衡约束

$$\sum_{p \in \text{Prv}} \sum_{i \in \text{PrvBlock}_p} \text{PrvBid}_{p,i} - \sum_{g \in \text{Gen}} \sum_{j \in \text{GenBlock}_g} \text{GenOffer}_{g,j} = 0$$

(2) 发电报价段成交量约束

$$0 \leq \text{PrvBid}_{p,i} \leq \text{PrvBidMax}_{p,i}$$

(3) 购电报价段成交量约束

$$0 \leq \text{GenOffer}_{g,i} \leq \text{GenOfferMax}_{g,i}$$

(4) 省（市）允许受进电量约束

$$\sum_{i \in \text{PrvBlock}_p} \text{PrvBid}_{p,i} - \sum_{\substack{j \in \text{GenBlock}_g \\ g \in \text{GenPrv}_p}} \text{GenOffer}_{g,j} < \text{PrvInMax}_p$$

(5) 省（市）允许送出电量约束

$$\sum_{\substack{j \in \text{GenBlock}_g \\ g \in \text{GenPrv}_p}} \text{GenOffer}_{g,j} - \sum_{i \in \text{PrvBlock}_p} \text{PrvBid}_{p,i} < \text{PrvOutMax}_p$$

附件三：年度发电合同电量分解管理办法

第一章 总则

第一条 为进一步做好华东电力市场年度基数合同电量和年度交易合同电量分解管理工作，保证电力市场健康稳定发展，根据《华东电力市场运营规则》，坚持“公开、公平、公正”的原则，结合华东电网实际，特制定本办法。

第二条 本办法用于规范省（市）电力公司与发电企业之间年度发电合同电量的分解和执行。

第三条 年度发电合同电量的计量点为《规则》确定的上网电量计量关口。

第四条 由省（市）电力调度交易结算中心分解和管理所辖范围内的 A 类机组年度发电合同电量。

第五条 年度发电合同电量原则上采用同一条代表日典型负荷曲线分解。

第二章 年度发电合同电量的分解

第六条 原则上运用“相似拟合法”和“确定性电量分解算法”将年度发电合同电量按机组分解到月，分解到时段。

第七条 运用“相似拟合法”产生若干初步典型日负荷曲线和相应的匹配矩阵，然后根据气象预测、实际负荷等因素设定修正矩阵，再在负荷曲线上扣除非竞价电源的部分，最终形成 A 类机组的代表日典型负荷曲线。

所采用的模型如下：

$$Load_c = [RX]_{N \times N} \times [Q_{ini}]_{N \times U} \times [XC]_{U \times D} - [Q_{non}]_{N \times U} \quad (1)$$

其中：

U ：典型负荷曲线的条数；

N ：每竞价日的交易时段数，华东电力市场一期每竞价日交易时段数取 96；

D ：分解年度发电合同电量的总天数；

$Load_C$ ：经过修正后的竞价机组代表日典型负荷曲线矩阵，可以表示为 $[Q_L^1, Q_L^2, \dots, Q_L^N]$ ；

$[Q_{ini}]_{N \times U}$ ：初始形成的代表日的典型负荷曲线；

$[Q_{non}]_{N \times U}$ ：综合考虑区外来电、华东统销及直管网电厂计划、B类机组出力的非竞价电源负荷曲线；

$[RX]_{N \times N}$ ：根据气象预测、实际负荷等，对代表日典型负荷曲线各点进行修正的矩阵；

$[XC]_{U \times D}$ ：按照合同发布期间各交易日所表现出的类型，将代表日的典型负荷进行匹配的矩阵，与形成的代表日的典型负荷曲线对应着生成。

第八条 运用确定性电量分解算法，基于修正后的A类机组的典型负荷曲线进行年度发电合同电量的分摊，并考虑计划检修，最终生成每台A类机组合同月每日96点的分类年度发电合同电量曲线(以下简称 Q_C 曲线)。算法表示如下：

$$Q_{t,C}^{m,k} = \begin{cases} \eta_t^{m,k} \cdot Q_t^L + \Delta Q_t^{m,k} & t \notin \text{检修时段} \\ 0 & t \in \text{检修时段} \end{cases} \quad (2)$$

其中：

$Q_{t,C}^{m,k}$ ：发电企业k的m机组的合同电量在合同月第t时段的电量；

Q_t^L ：修正后的典型负荷曲线在合同月第t时段的对应电量；

$\Delta Q_t^{m,k}$ ：由检修引起的合同电量的增量；

$\eta_t^{m,k}$ ：为发电企业k的m机组在第t时段的电量份额，即发电企业k的m机组的分类年度发电合同电量占预测总的竞价机组上网电量的比重。

满足：

(1) 检修计划

根据省（市）电力调度交易结算中心公布的检修计划，按照计

划检修期内不分配电量，按在不检修的时段增加检修时段所减少的电量的原则修正不检修时段的电量曲线，以保证分类年度发电合同电量总量不变。

(2) 电厂的技术出力限制要求：

发电企业 k 的 m 机组的分类年度发电合同电量在第 t 时段的分解电量必须满足电厂的技术出力要求，表示如下：

$$\min P_t^{m,k} \leq 4 * Q_{C,t}^{m,k} \leq \max P_t^{m,k}$$

即为：

$$\min P_t^{m,k} \leq 4 * \sum QGC_t^{m,k,n} \leq \max P_t^{m,k} \quad (3)$$

其中：

$QGC_t^{m,k,n}$ ：发电企业 k 的 m 机组签订的第 n 类合同在日前竞价交易第 t 时段的电量（单位：MWh）；

$\min P_t^{m,k}$ ：发电企业 k 的 m 机组在第 t 时段的最小技术出力，（单位：MW）；

$\max P_t^{m,k}$ ：发电企业 k 的 m 机组在第 t 时段的最大技术出力，一般取机组成装机容量（单位：MW）。

(3) .如果 A 类机组执行分时电价，则完成分解的年度发电合同电量分时段值还需满足定额高峰/腰荷/低谷电量比的要求。

第三章 合同电量运作办法

第九条 年度 11 月 15 日 17:00 前，月度 12 日 17:00 前，发电企业通过邮寄、电子邮件等，以文件的形式，分机组将次年、次月的年度发电合同电量建议，报送省（市）电力调度交易结算中心，合同电量建议包括合同电量建议表和报告两部分，合同电量建议表具体格式见发电企业月表、发电企业年表，报告部分应阐明合同电量编制的依据和外部条件，提出存在的问题及解决的措施和建议等。

第十条 发电企业月表、年表不在规定时间内送达，则省（市）电力调度交

易结算中心根据《规则》和本办法第五、六、七条的规定，以及下达的年度检修计划等安排年度发电合同电量，分解年度发电合同电量。

第十一条 省（市）电力调度交易结算中心根据各发电企业上报的检修计划，综合平衡确定合同年、月机组的计划检修安排，并公布。

第十二条 省（市）电力调度交易结算中心在保证确定的年度发电合同电量比例的前提下，安排月度 Q_c 曲线，年度发电合同电量以月度累计值为准。

第十三条 每月开始前三个工作日省（市）电力调度交易结算中心以传真或电子邮件的形式下发 Q_c 曲线，并一式两份寄各发电企业。

第十四条 各发电企业在收到省（市）电力调度交易结算中心的月度 Q_c 曲线后两个工作日内，经确认，一份寄回省（市）电力调度交易结算中心。

第十五条 省（市）电力调度交易结算中心负责向华东电力调度交易中心上报年度发电合同电量数据，由华东电力调度交易中心发布分省（市）竞价机组分类年度发电合同电量月度预计值和年度分类合同电量预测值。

第十六条 Q_c 曲线一经确定，原则上不予调整。但由于系统原因引起且省（市）电力调度交易结算中心批复同意的计划检修变更和由于系统原因引起且省（市）电力调度交易结算中心计划安排的机组调停及降出力运行，省（市）电力调度交易结算中心将根据实际计划检修变更和机组调停情况，对该发电企业计划检修变更期间和机组调停期间的年度发电合同电量曲线进行修正。

- 1、 正常工作日发生公布的计划检修的变更和机组调停，省（市）电力调度交易结算中心应在省（市）电力调度交易结算中心批复同意计划检修的变更和机组调停后三个工作日对 Q_c 曲线调整；
- 2、 如遇非工作日发生公布的计划检修的变更和机组调停，省（市）

电力调度交易结算中心应在非工作日结束后三个工作日对 Q_C 曲线调整；

3、省（市）电力调度交易结算中心应及时以传真或电子邮件的形式下发调整结果，同时一式两份寄发电企业，发电企业收到调整结果后两个工作日内，经确认，其中一份寄回省（市）电力调度交易结算中心；

4、 Q_C 曲线调整按以下原则进行调整：

（1）当月内有与应调整期相应情况 Q_C 曲线时，则按相应情况的 Q_C 曲线进行调整；

（2）当月内没有应调整期相应情况 Q_C 曲线时，则根据渐近原则参照其他竞价机组的 Q_C 曲线相应调整。

第十七条 年度设备检修进度计划不得随意变更。如遇到特殊情况确需变更计划的，必须提前一个月书面向省（市）电力调度交易结算中心提出申请，在得到省（市）电力调度交易结算中心同意后方可变更。

第十八条 机组计划检修变更、调停及非计划检修等，发电企业应及时与省（市）电力调度交易结算中心联系，机组计划检修变更并应提交检修变更情况报告。

第十九条 A 类发电企业如对年度发电合同电量和 Q_C 曲线有异议，可以以书面形式向省（市）电力调度交易结算中心提出。在不违反有关规定的前提下，省（市）电力调度交易结算中心应在收到报告后的三个工作日内给予答复。

第四章 其他

第二十条 年度发电合同电量和 Q_C 曲线以机组为单位，可相应归并到厂。

第二十一条 Q_C 曲线每天分成 96 个时段。

第二十二条 Q_C 曲线调整以天为单位。

第二十三条 年度发电合同电量分别是对应的月度 Q_C 曲线之和，以 MWh 为单位，

不保留小数点；年度发电合同电量是预计值，以亿千瓦时为单位，保留小数点两位。

第二十四条 省（市）电力调度交易结算中心根据下发的月度 Q_c 曲线（包括修正的检修期 Q_c 曲线），按照市场规则的有关规定与发电企业进行结算。

第二十五条 所有来往函件必须加盖公章。

第二十六条 本办法未尽事宜双方协商解决。

附件四：华东电力市场日前竞价交易出清数学模型

1. 参数定义

g_{it} = 机组 i 在 t 时刻的出力

GM_{it} = 机组 i 在 t 时刻的最大出力

GMR_{it} = 机组 i 在 t 时刻考虑爬坡约束的最大出力

GNR_{it} = 机组 i 在 t 时刻考虑爬坡约束的最小出力

$C_{it}(g_{it})$ = 机组 i 在 t 时刻的报价函数

LF_i = 机组 i 的网损因子

L_t = t 时刻全网的需求（负荷+网损）

$LREF_t$ = t 时刻全网的网损修正因子

a_{ikt} = 机组 i 在 t 时刻对线路 k 的敏感系数

LL_{kt} = t 时刻线路 k 的最大输送能力

2 优化目标

$$\begin{aligned} \text{minimize} \quad & \sum C_{it}(g_{it}) \\ & \text{on units reserves units} \end{aligned}$$

3 约束条件:

$$\begin{aligned} \text{出力约束:} \quad & \sum g_{it} * LF_i = L_t + LREF_t \\ & \text{on units} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{出力约束:} \quad & g_{it} \leq GM_{it} \\ & GNR_{it} \leq g_{it} \leq GMR_{it} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{线路约束:} \quad & \sum a_{ikt} g_{it} \leq LL_{kt} \\ & \text{units} \end{aligned}$$

附件五：一次调频机组有关参数的设置要求

根据电网对频率调节的基本要求，机组参与一次调频按下列项目和参数进行设置：

1、 频率偏差死区

按照电网频率控制要求，调频控制死区采用转速表示。取：

$$\Delta n_{\text{死区}} = \pm 1.5 \text{ 转/分} \text{ — } \pm 2 \text{ 转/分}$$

与此相对应频率偏差死区定为：

$$\Delta f_{\text{死区}} = \pm 0.025\text{Hz} \text{ — } \pm 0.033\text{Hz}$$

根据电网频率控制的情况确定调频控制死区的设定值，目前暂按 ± 2 转/分（ $\pm 0.033\text{Hz}$ ）设置。

2、 转速不等率

汽机转速不等率 δ 取5%。

3、 一次调频投入的机组负荷范围

机组投入一次调频的负荷范围为机组正常运行的可调范围，即机组在核定的最低和最高负荷范围内均应投入一次调频。

4、 一次调频机组负荷调节限制

考虑到全网参与一次调频机组的容量和机组调节特性，设置机组负荷调节范围为：

$$\Delta \text{MW} = \pm 3\% \text{ ECR} \text{ — } \pm 6\% \text{ ECR}$$

机组一次调频负荷调节范围目前暂设置为 $\pm 3\% \text{ ECR}$ 。

5、 机组一次调频的响应时间要求

一次调频是机组对电网频率变化的快速响应。要求对机组的一次调频回路进行调试和定值扰动试验。即频率变化引起的负荷指令变化为 $\Delta \text{MW} = \pm 3\% \text{ ECR}$ — $\pm 6\% \text{ ECR}$ 时，机组实际负荷变化达到63%的指令值的时间小于或等于30秒。

附件六：华东电力市场网损处理办法

1 总则

1.1 总则

根据华东电力市场原则，网损将以网损因子的形式，作为体现各市场主体在电网中位置不同的影响的因素，在市场竞价排序和结算过程中作为附加因子考虑。

1.2 适用范围

本办法及根据本办法颁布的网损因子适用于华东电力市场中竞价交易范围。

1.3 各方职责

1.3.1 华东电力调度交易中心负责网损技术细则和管理细则的制定以及网损因子计算条件的确定、网损因子计算和发布等网损相关具体工作的实施；

1.3.2 各省（市）电力调度交易结算中心在华东电力调度交易中心领导下负责本省（市）电网范围内的网损计算相关配合工作的实施。

2 技术细则

2.1 网损计算方法总原则

2.1.1 华东电力市场网损计算方法选择以国内外通用、技术成熟、原理合理、物理意义明确、计算操作简单、监督检查方便为总原则。

2.1.2 待市场运营后，进一步完善计算方法，考虑根据模拟期间积累的历史数据修正网损因子。

2.2 网损计算方法总述

华东电力市场网损计算方法采用通用的网损微增率方法原则。为体现网损结果适用期内电网结构以及运行方式变化的影响，在计算中选择网损结果适用期内可能出现的多个典型运行方式计算网损因子，以其加权平均值，即综合网损因子作为网损因子最终结果。

2.3 网损因子定义

2.3.1 参与华东电力市场竞价的第*i*机组对全网的网损率 (α_{ggi}) 定义为以全网参考点为参考, 该机组上网点增加单位出力造成的全网增加的网损量;

2.3.2 参与华东电力市场竞价的第*i*机组对全网的网损因子 (GLFi) 定义为: $GLFi = 1 - \alpha_{ggi}$;

2.3.3 参与华东电力市场购电的第*j*省(市)对全网的网损率 (α_{gdj}) 定义为以全网参考点为参考, 该省(市)参考点增加单位出力造成的全网增加的网损量;

2.3.4 参与华东电力市场竞价的第*j*省(市)对全网的网损因子 (RLF_j) 定义为: $RLF_j = 1 - \alpha_{gdj}$;

2.4 综合网损因子处理

2.4.1 综合网损因子定义为选择网损结果适用期内可能出现的多个典型运行方式计算得到的网损因子的加权平均值;

2.4.2 综合网损因子计算以网损因子 GLFi、RLF_j作为原始数据;

2.4.3 综合网损因子计算时, 对各典型方式下的网损因子进行加权平均应考虑各方式出现时间概率, 如原则上高峰和低谷方式下计算得到的网损因子权重比例按照高峰和低谷时间比例;

2.4.4 综合网损因子计算结果为第*i*机组对全网综合网损因子 GLFi、第*j*省(市)参考点对全网综合网损因子 RLF_j。

2.5 网损计算初始条件选择原则

2.5.1 全网参考点以优先选择全网网络拓扑中心和潮流交换中心枢纽变电站 500kV 侧为原则;

2.5.2 各省(市)参考点应在省(市)接入华东主网的省际交换 500kV 变电站中选择, 在选择时应优先选择省际联络线较多或潮流交换枢纽变电站;

2.5.3 典型方式的选择以尽可能选择适用期内可能出现典型运行方式为原则，选择时必须包括高峰和低谷方式，若适用期内发生电网结构重大变化，则应包括变化发生前后运行方式；

2.5.4 根据通用的网损微增率法对负网损的处理办法，在进行各综合网损因子计算时对 GLF_i 、 RLF_j 中大于 1.0 的取 1.0 处理。

2.6 网损因子的使用

2.6.1 在市场机组竞价排序时，使用机组对全网综合网损因子 GLF_i 对机组报价进行修正；

2.6.2 在华东和省（市）进行结算时，使用该省（市）参考点对全网综合网损因子 RLF_j 进行修正；

2.6.3 省（市）电网和接入该省（市）电网的机组进行结算时，使用机组对全网综合网损因子 GLF_i 进行修正。

3 管理细则

3.1 网损因子计算流程

3.1.1 网损因子计算发布原则上按季度进行；

3.1.2 在每季度第三月第一周第一个工作日，由华东电力调度交易中心发布下季度网损计算条件，包括下季度全网及各省（市）电网参考点设置，选取的典型方式及各方式权重说明，确定网损计算的有关问题；

3.1.3 每季度第三月 8 日前，各市场主体上报对下季度网损计算条件的反馈；

3.1.4 每季度第三月中旬第二个工作日前，由华东电力调度交易中心发布下季度网损因子结果；

3.1.5 下季度第一月 1 日网损因子结果生效。

3.2 网损因子计算结果经华东电监局批准后发布，发布内容包括：下季度全网及各省（市）电网参考点设置，选取的典型方式及各方式权重说明，参与电力市场各机组对全网综合网损因子、各省（市）参考点对全网综合网损因子。

3.3 网损因子的修改

3.3.1 网损结果一经生效原则上不得修正；

3.3.2 市场主体可以启动争端解决机制要求对网损结果进行复核。

3.4 监管机制

3.4.1 华东电力市场网损计算和发布受电力监管机构监管；

3.4.2 电力监管机构可以要求华东电力调度交易中心提供下季度网损计算原始数据组织复核。

3.4.3 省（市）参考点网损因子表及竞价机组网损因子表由华东电力调度交易中心发布。

4 计算原则

4.1 参考点选择

4.1.1 全网参考点为武南 500kV 侧。

4.1.2 各省（市）电网参考点为上海黄渡 500kV 侧、江苏武南 500kV 侧、浙江瓶窑 500kV 侧、安徽繁昌 500kV 侧、福建福州北 500kV 侧。

4.1.3 机组并网参考点选择发变组高压侧。

4.2 典型方式选择

4.2.1 典型方式由华东电力调度交易中心确定。

4.2.2 季度典型方式选择每个月的高峰方式、低谷方式，共 6 个典型方式。

4.2.3 季度综合网损因子计算中高峰方式、低谷方式得出的网损因子按照峰谷时段小时数比例（14/72:10/72）进行加权平均。

4.3 适用周期

4.3.1 网损计算结果仅适用于下季度的华东电力市场统一竞价交易。

附件七：华东电力市场主体注册表

注册说明

为了确保华东电力市场的稳定高效运营，根据华东电力市场规则第三章第五小节的有关市场主体注册规定，结合华东电力市场的实际情况，在充分考虑发电企业和电网公司合理要求的基础上，特制定华东电力市场主体注册表。

本注册表同时适用于发电企业和电网公司。为了完成整个注册过程，发电企业必须如实填写表 R1、表 R2、表 R3、表 R4 和表 R5，并签署责任申明；电网公司必须如实填写表 R1 和表 R4，并签署责任申明。如果发电企业拥有的机组超过一台，可自行复制表 R2 和表 R3 后按机组填写。

注意，各表所列项目均需填写，不得留有空白，如无内容，可写“无”。表中所填数据一律使用阿拉伯数字，并采用标准的国际单位。例如，机组最大出力的单位为 MW，时间的单位为 h 或 min 等。

表 R1 企业基本信息

类别及名称	内容	备注和说明
一般信息:		
企业全称		
企业代码		
所属发电集团/电网公司		
所在省(市)		
法人代表		
通信地址		
邮政编码		
电话		
传真		
Email		
网址		
许可证信息:		
许可证编号		
生效日期		
失效日期		
主要联系人:		
姓名		
职务		
通信地址		
邮政编码		
联系电话		
手机		
传真		
Email		
报价员:		
姓名		
职务		
通信地址		
邮政编码		
联系电话		
手机		
传真		
Email		

表 R2 竞价机组基本参数

类别及名称	参 数	参数来源	备注和说明
机组编号			
装机容量			
发电机型号			
生产厂家			
主变型号			
生产厂家			
锅炉型号			
生产厂家			
锅炉类型			
制粉系统类型			
汽轮机型号			
生产厂家			
旁路型号			

旁路容量			
DEH 型号			
DCS 型号			
综合厂用电率			
额定功率因数			
功率因数(最大有功出力)			

填表说明：参数来源可以填 A、B、C、D、E 中的任意一种或几种，当填 E 时应在备注中说明。

A：设计报告。B：出厂报告。C：性能试验报告。D：调试报告。E：其它

类别及名称	参 数	参数来源	备注和说明
夏季最大有功出力			
冬季最大有功出力			
最低稳燃出力			
最大进相无功出力（额定有功出力）			
最大进相无功出力（最小有功出力）			
最高机端电压限制			
最低机端电压限制			
电网频率适应范围			
冷态开机到并网时间			
冷态开机到满载时间			
热态开机到并网时间			
热态开机到满载时间			
最大爬坡速率			

类别及名称	参 数	参数来源	备注和说明
上年发电小时数			
有无一次调频装置			
一次调频动作死区			
一次调频转速不等率			
一次调频功率调节限幅			
一次调频响应时间			
有无 AGC 调整装置			
协调控制系统的方式			
AGC 调整上限			
AGC 调整下限			
AGC 向上调整速率			
AGC 向下调整速率			
上年 AGC 投运时间			
发电机断路器额定短路开断电 流			

类别及名称	参 数	参数来源	备注和说明
升压站断路器额定短路开断电流			
升压站一次设备动稳定能力			
升压站一次设备热稳定能力			
升压站一次设备最高运行电压			
升压站一次设备最大运行电流			
上年 MFT 动作次数			
上年非计划降出力次数			
有否 RB 功能			
RB 成功率			
有否 FCB 功能			
A 级检修周期			
A 级检修时间			
B 级检修周期			
B 级检修时间			

类别及名称	参 数	参数来源	备注和说明
C 级检修周期			
C 级检修时间			
D 级检修周期			
D 级检修时间			

表 R3.1 发电机技术参数

类别及名称	参 数	参数来源	备注和说明
机组编号			
型 号			
制造厂			
投产日期			
额定容量 (MVA)			
额定功率 (MW)			
功率因素			
额定电压 (kV)			
额定电流 (A)			
转速 (转 / 分)			
励磁方式			
满载额定励磁电压 (V)			
满载额定励磁电流 (A)			

类别及名称	参 数	参数来源	备注和说明
空载额定励磁电压 (V)			
空载额定励磁电流 (A)			
强励顶值励磁电压 (V)			
强励顶值励磁电流 (A)			
最大强励时间 (秒)			
发电机空载特性曲线或列表 (另附页)			
发电机短路特性曲线或列表 (另附页)			
定子电阻(指明何温度下)			
转子电阻(指明何温度下)			
直轴同步电抗 (%)			
交轴同步电抗 (%)			
直轴暂态电抗 (%)			

类别及名称	参 数	参数来源	备注和说明
交轴暂态电抗 (%)			
直轴次暂态电抗 (%)			
交轴次暂态电抗 (%)			
定子漏抗 (%)			
负序电抗 (%)			
零序电抗 (%)			
电枢绕组短路时间常数(秒)			
直轴开路暂态时间常数(秒)			
交轴开路暂态时间常数(秒)			
直轴开路次暂态时间常数(秒)			
交轴开路次暂态时间常数(秒)			
直轴短路暂态时间常数(秒)			
交轴短路暂态时间常数(秒)			
直轴短路次暂态时间常数(秒)			

类别及名称	参 数	参数来源	备注和说明
交轴短路次暂态时间常数(秒)			
机组转动惯量 (T-M ²)			

R3.2 交流励磁机技术参数

类别及名称	参 数	参数来源	备注和说明
机组编号			
型 号			
制造厂			
投产日期			
额定容量 (KVA)			
额定功率 (kW)			
额定电压 (V)			
额定电流 (A)			
发电机额定运行时励磁机励磁电压 (V)			
发电机额定运行时励磁机励磁电流 (A)			

发电机空载运行时励磁机励磁电压 (V)			
发电机空载运行时励磁机励磁电流 (A)			
励磁方式			
频率 (Hz)			
相数			
励磁绕组电阻 (Ω) (指明何温度下)			
直轴同步电抗 (%)			
直轴暂态电抗 (%)			
直轴次暂态电抗 (%)			
交轴次暂态电抗 (%)			
负序电抗 (%)			
直轴开路暂态时间常数 (秒)			

励磁机空载特性曲线或列表 (另附页)			
励磁机短路特性曲线或列表 (另附页)			
励磁机电阻性负载特性曲线 或列表(另附页)			

R3.3 副励磁机技术参数

类别及名称	参 数	参数来源	备注和说明
型号			
制造厂			
投产日期			
额定容量 (KVA)			
额定功率 (kW)			
额定电压 (V)			
额定电流 (A)			
频率 (Hz)			
励磁方式			

R3.4 直流励磁机技术参数

类别及名称	参 数	参数来源	备注和说明
机组编号			
型号			
制造厂			
投产日期			
额定容量 (KVA)			
额定功率 (kW)			
额定电压 (V)			
额定电流 (A)			
额定转速 (转/分)			
额定励磁电压 (V)			
额定励磁电流 (A)			
励磁方式			
直流机负载时间常数 (秒)			

类别及名称	参 数	参数来源	备注和说明
直流机电阻性负载特性曲线 或列表（另附页）			

R3.5 励磁变压器（含副励变、自励变）技术参数

类别及名称	参 数	参数来源	备注和说明
机组编号			
型 号			
制造厂			
投产日期			
容量 (kVA)			
一次侧电压 (kV)			
二次侧电压 (V)			
接线方式			
短路损耗 P_k (kW)			
短路阻抗 U_k (%)			
空载损耗 P_o (kW)			
空载电流 I_o (%)			

R3.6 励磁调节器技术参数

类别及名称	参 数	参数来源	备注和说明
机组编号			
制造厂			
投产日期			
励磁系统传递函数模型框图 (另附页)			
励磁系统模型参数(时间常数、增益、限幅等)(另附页)			

R3.7 主变压器铭牌及参数

类别及名称	参 数	参数来源	备注和说明
型号			
制造厂			
投产日期			
容量 (MVA)			
额定电压 (kV)			
接线方式			
负载损耗 P_k (kW)			
短路阻抗 U_k %			
空载损耗 P_o (kW)			
空载电流 I_o %			
效率:			

表 R4 报价系统、监控系统基本信息

类别及名称	参 数	参数来源	备注和说明
报价终端设备型号			
报价终端设备 IP 地址			
报价终端专用拨号电话号码			
报价终端与其他系统的互联接口			
RTU 型号及规约			
RTU 信息上传方式			
监控系统制造厂家及型号			
监控系统网络结构			
监控系统安全防护措施			
RTU 模拟量输出准确度			
RTU 模拟量输入准确度			
RTU 时间同步准确度			
监控系统模拟量输出准确度			

类别及名称	参 数	参数来源	备注和说明
监控系统模拟量输入准确度			
监控系统时间同步准确度			
监控系统准同期功能			
计量系统厂家及型号			
计费电表型号及等级			
连接计费电表的电压互感器、电流互感器型号及等级			
计费电表年检单位			

表 R5 企业股权结构

类别及名称		数据				备注	
经济信息:							
装机容量 (兆瓦)						按建设期分别填写, 下同。	
动态总投资 (万元)							
注册资本金 (万元)							
发电标准煤耗 (千克/千瓦时)							
综合厂用电率 (%)							
设计年利用小时数 (小时)							
设计上网电价 (元/千瓦时)							
设计投资回收期 (年)							
股权结构:							
	序号	第一股东	股份	第二股东	股份	第三股东	股份
机组编号							
机组编号							
机组编号							
机组编号							
机组编号							
机组编号							
机组编号							
机组编号							
机组编号							
股权变更情况说明							

- 注 1、如果是汇总参数, 要求增加行数按照细目展开填写。
 2、如果多台机组隶属于同一公司, 则按公司股权填写。
 3、发电企业全部填写本表。

责 任 申 明

本人郑重声明，已经阅读华东电力市场规则中的有关注册规定，将遵守华东电力市场的各项规章制度，并保证以上所填数据的真实有效，愿意承担由于所填数据不实造成的全部后果。在必要的情况下，有义务向华东电力调度交易中心提供附加的相关数据。

企业代表:

职 务:

日 期:

附件八：华东电力市场联络协调工作组工作规则

1 概述

- (1) 本工作规则名称为《华东电力市场联络协调工作组工作规则》。
- (2) 依据《华东电力市场运营规则》3.5条，设立“华东电力市场联络协调工作组”。
- (3) 为保证该联络协调工作组工作的正常开展，制定本工作规则。
- (4) 本工作规则适用于华东电力市场一期。
- (5) 该联络协调工作组成员必须遵守本工作规则。

2 主要职能

- (1) 听取华东电力调度交易中心关于华东电力市场运营状况的介绍，作出评价或提出改进建议。
- (2) 对市场成员履行市场规则的情况进行自律检查。
- (3) 受理市场成员关于修改市场规则的建议并形成修改动议。
- (4) 进行初步的争议协商处理。
- (5) 完成电力监管机构授权的其他事项。

3 工作组组成

- (1) 由华东电力调度交易中心指定一名代表担任召集人。
- (2) 华东电力市场联络协调工作组成员组成：华东电力调度交易中心及上海、江苏、浙江、安徽、福建五省（市）电力公司各派一名代表；以上五省（市）地方发电企业各派一名代表；华能、大唐、华电、国电、中电投等发电集团公司各派一名代表。
- (3) 参加联络协调工作组的人员，各单位应选派富有经验的经济、法律、财务、工程、管理类专业人员担任。一届任期三年，可以连任。
- (4) 联络协调工作组成员一旦确定，原则上要保持相对稳定，不要随意变动，并由本人出席工作组会议。如确需调整人员，须向华东电力调度交易中心办理变更人员申请；如本人有充分理由不能出席某次小组会议需委托他人参加的，需向联络协调工作组召集人请示，同意后方可。

4 工作方式

- (1) 联络协调工作组在华东电力监管机构和华东电力调度交易中心的领导下开展工作。
- (2) 联络协调工作组定期召开小组会议。首先由华东电力调度交易中心作出华东电力市场阶段运营情况的书面报告，必要时可请华东电力调度交易中心有关部门和人员列席会议，接受小组成员的质询，回答提出的有关市场运营中的问题。
- (3) 联络协调工作组成员有权利通过联络协调工作组会议，向华东电力监管机构和电力调度交易中心反映市场成员对市场运营中各种问题的看法和建议；也有义务向有关市场成员传达或解释华东电力监管机构和电力调度交易中心对市场运营作出的各类补充规则、实施细则或规定、决定。
- (4) 华东电力监管机构和电力调度交易中心有权根据工作需要，临时召开工作组会议，组织工作组活动。
- (5) 每次联络协调工作组会议应形成会议纪要，提交给华东电力监管机构、电力调度交易中心和每一个联络协调工作组成员。
- (6) 联络协调工作组会议的具体会务及相关费用，由小组成员单位协商，轮流承办和支出。

附件九：电量电费结算单