

内部资料
注意保存

各省（区、市）电力体制改革文件汇编（2016） （下册）

国家能源局法制和体制改革司 编

2017年2月

目 录

下 册

第十二章 山 东 省

45. 关于修订《山东省电力用户与发电企业直接交易规则》的通知
(鲁监能市场〔2015〕134号)396
山东省电力用户与发电企业直接交易规则(2015年修订版)398
46. 关于印发《山东省电力直接交易集中竞价规则(试行)》的通知
(鲁监能市场〔2016〕19号)406
山东省电力直接交易集中竞价规则(试行)406
47. 关于做好2016年第二轮电力直接交易工作的通知
(鲁监能市场〔2016〕41号)411
48. 山东省经济和信息化委员会关于印发《山东省电力直接交易集中
竞价工作程序》的通知
(鲁经信电力〔2016〕189号)413
山东省电力直接交易集中竞价工作程序413
49. 申报售电公司试点参与2017年电力直接交易工作的通知
(鲁经信字〔2016〕232号)419
山东省售电公司试点基本情况表421
申报材料目录421
法人代表承诺书422
申报材料参照说明422

第十三章 湖 北 省

50. 关于组织开展2016年度电力直接交易工作的通知
(鄂经信电力〔2015〕178号)426
湖北省电力直接交易新增电力用户申报材料目录428

湖北省电力直接交易存量电力用户申报材料目录	428
湖北省电力直接交易发电企业申报材料材料目录	429
湖北省电力直接交易市大用户直购电试点企业汇总表	429
51. 关于 2016 年电力直接交易准入名单的公示	430
52. 湖北省 2016 年电力直接交易公告	431
53. 湖北省 2016 年电力直接交易公告（2016 年第 2 号）	433
湖北省 2016 年电力直接交易试点集中撮合导则	433
54. 关于湖北电网 2016 年—2018 年输配电价及有关事项的通知 （鄂价环资〔2016〕38 号）	436
2016 年—2018 年湖北电网输配电价表	437
湖北省电网销售电价表（2016 年 4 月 1 日起执行）	437
湖北省电网趸售电价表（2016 年 4 月 1 日起执行）	438
55. 湖北省电力用户与发电企业直接交易下半年方案公告 （湖北省发展和改革委员会公告 2016 年第 1 号）	439
湖北省电力用户与发电企业直接交易年度双边交易协议书 （2016 版）	441
56. 关于印发 2016 年下半年电力直接交易实施方案的通知 （鄂发改能源〔2016〕604 号）	443
2016 年下半年电力直接交易实施方案	444
57. 关于组织开展 2017 年度电力直接交易工作的通知 （鄂发改能源〔2016〕788 号）	446
湖北省电力直接交易新增电力用户申报材料目录	449
湖北省电力直接交易存量电力用户申报材料目录	450
湖北省电力直接交易_____市大用户直购电试点企业汇总表	450

第十四章 四 川 省

58. 关于推进风电光伏发电市场化交易有关问题的通知 （川发改价格〔2016〕514 号）	452
--	-----

第十五章 辽 宁 省

59. 辽宁省电力用户与发电企业直接交易规则（试行）	454
60. 关于印发辽宁省电供暖（供热）电力交易方案及规则的通知	465

辽宁省电供暖（供热）电力交易方案	465
辽宁省电供暖（供热）电力交易规则（试行）	467

第十六章 陕 西 省

61. 关于陕西省 2016 年下半年电力直接交易准入企业的公告	472
--	-----

第十七章 安 徽 省

62. 关于向社会公开征求《安徽省电力市场管理委员会组建方案》 意见的公告	476
63. 关于向社会公开征求《安徽省电力直接交易规则》、《安徽省电力 市场主体准入退出管理实施细则》意见的公告	477
64. 关于印发安徽省电力市场管理委员会组建方案的通知 （皖能源电力〔2016〕77 号）	478
安徽省电力市场管理委员会组建方案	478
65. 关于印发《安徽省电力直接交易规则》和《安徽省电力市场交易 主体准入退出实施细则》的通知 （皖能源电力〔2016〕78 号）	481
安徽省电力直接交易规则	481
安徽省电力市场主体准入退出管理实施细则	489
安徽省市场交易主体准入流程图	495
安徽省市场交易主体信用承诺书	496
66. 关于办理市场主体注册工作的公告	498
售电公司准入程序服务指南	499
售电公司注册流程图	503
售电公司信用承诺书	504
注册提交材料目录清单及填写说明	505
售电公司公示信息模板	508
售电公司入市协议	510
交易平台使用协议	514
售电公司注册信息表	518
售电公司申请表	520
售电公司注册申请表	520

售电公司信息变更申请表	521
售电公司注册申请表	521
电力用户准入程序服务指南	522
电力用户注册流程示意图	525
电力用户注册（登记）信息表	526
电力用户申请表	528
电力用户注册申请表	528
电力用户信息变更申请表	529
电力用户注销申请表	529
电力用户入市协议	530
交易平台使用协议	534
发电企业准入程序服务指南	538
发电企业注册流程示意图	541
发电企业注册信息表	542
发电企业申请表	544
发电企业注册申请表	544
发电企业信息变更申请表	545
发电企业注销申请表	545
发电企业入市协议	546
交易平台使用协议	550
67. 关于组建安徽省电力市场管理委员会工作的公告	554
安徽省电力市场管理委员会首届成员产生办法	555
安徽省电力市场管理委员会候选成员单位申请表	558
中小电力用户申报候选单位推荐表	559
安徽省电力市场管理委员会成员信息表	560
68. 关于发布《售电公司市场注册规范指引》（试行）的公告	561
售电公司市场注册规范指引（试行）	561
售电公司注册流程图	569
售电公司信用承诺书	570
售电公司公示信息模板	572
售电公司注册申请表	574
售电公司变更申请表	575

售电公司注册申请表	575
售电公司注册信息	576
拥有配电网运营权的售电公司市场注册信息	576
售电公司（无配电资产、不运营配网）注册信息	577
售电公司关联电力用户信息	578
售电公司入市协议	580
授权委托书	584
注册提交材料目录清单及填写说明	586

第十八章 宁夏

69. 关于宁夏电网 2016 年—2018 年输配电价有关问题的通知 （宁价商发〔2016〕20 号）	590
2016 年—2018 年宁夏电网输配电价表	591
宁夏回族自治区电网销售电价表	592

第十九章 河北省

70. 关于印发河北省深化电力体制改革实施方案的通知 （冀政字〔2016〕26 号）	594
河北省深化电力体制改革实施方案	594
71. 关于印发《河北省电力直接交易实施方案（试行）》的通知 （冀发改电力〔2016〕1061 号）	601
河北省电力直接交易实施方案（试行）	601
72. 关于印发《河北南部电网电力直接交易规则（试行）》的通知 （冀发改电力〔2016〕1111 号）	609
河北南部电网电力直接交易规则（试行）	609
73. 关于印发《河北省售电公司准入与退出管理细则》的通知 （冀发改能源〔2016〕1525 号）	622
河北省售电公司准入与退出管理细则	622
售电公司信用承诺书	630
售电公司公示信息模板	632
售电公司注册申请书	634
售电公司注册信息表	635

售电公司注册信息表	635
配售电公司注册信息表	636
专业人员资质表	638
授权委托书	639
售电公司注册信息变更申请书	641
售电公司注册信息注销申请书	641

第二十章 浙 江 省

74. 关于印发《2016年度浙江省进一步扩大电力直接交易试点工作方案》的通知 (浙经信电力〔2016〕159号)	644
2016年度浙江省进一步扩大电力直接交易试点工作方案	644
2016年浙江省电力直接交易试点准入申请表(发电企业)	649
市场主体入市协议(2016版)	650
75. 关于做好2016年度进一步扩大电力直接交易试点相关工作的通知 (浙交易办〔2016〕2号)	653
76. 关于公布2016年度进一步扩大电力直接交易试点相关交易信息的通知 (浙交易办〔2016〕3号)	656
享有优先发电权的发电企业参与试点电量	657
发电企业参与本次试点平台集中竞价电量限值	657
77. 关于发布2016年度进一步扩大电力直接交易试点市场主体准入情况的公告 (浙交易办〔2016〕4号)	659
准许参与本次试点平台集中竞价的发电企业情况	660
参与本次试点的用电企业基本情况	661
78. 关于发布2016年度进一步扩大电力直接交易试点平台集中竞价结果的公告 (浙交易办〔2016〕5号)	662
发电企业参与本次试点中标电量及结算电价	663

第二十一章 内 蒙 古

79. 关于印发《内蒙古西部电网风电交易试点管理暂行办法》的通知	
----------------------------------	--

(内经信电力字〔2015〕180号)	666
内蒙古西部电网风电交易试点管理暂行办法	666
80. 关于进一步促进电力多边交易市场有序运行的通知 (内经信电力字〔2015〕252号)	669
81. 关于在蒙西电网实施输配电价改革试点工作的通知 (内发改价字〔2015〕1299号)	672
2015年-2017年内蒙古西部电网输配电价表	673
内蒙古西部电网销售电价表	674
82. 关于印发2016年度内蒙古西部电网发电量预期调控目标的通知 (内经信电力字〔2016〕74号)	675
2016年度内蒙古西部电网发电量预期调控目标	677
83. 关于招募内蒙古电力多边交易市场管理委员会成员的通知 (内经信电力字〔2016〕324号)	680
内蒙古电力多边交易市场管理委员会候选人推荐单位名单	681
84. 关于印发《华北区域电力市场内蒙古电力多边交易市场主体准入 和管理办法》的通知 (内经信电力字〔2016〕336号)	683
华北区域电力市场内蒙古电力多边交易市场主体准入和管理办法	683
85. 关于做好售电公司参与电力市场申报工作的通知 (经信电力字〔2016〕435号)	689
法定代表人声明	692
内蒙古电力市场售电公司信息表	692
售电公司信用承诺书	693
从业人员信息登记表	694
86. 关于光伏发电企业参与内蒙古电力多边交易市场的通知 (内经信电力字〔2016〕431号)	695

第二十二章 江 西 省

87. 关于做好2016年电力直接交易试点工作的通知 (赣发改能源〔2016〕312号)	698
2016年江西省电力直接交易双边协商意向情况	699
88. 关于印发江西省电力交易中心组建和规范运行方案的通知	

(赣发改号)	701
江西省电力交易中心组建和规范运行方案(试行)	701
89. 关于印发2017年电力用户与发电企业直接交易实施方案的通知	706
江西省2017年度电力直接交易实施方案	706
江西省2017年直接交易电力用户申报表	709

第二十三章 湖 南 省

90. 关于征求《抽水蓄能辅助服务专项市场交易规则》和“两个细则” 拟修订条款意见的函 (湘监能市场函〔2016〕208号)	712
湖南抽水蓄能辅助服务专项市场交易规则	712
91. 关于对《湖南省电力中长期交易规则(试行)》征求意见稿征求 意见的函 (湘监能市场函〔2016〕219号)	719
湖南省电力中长期交易规则(试行)	719
92. 关于征求《湖南省电力市场管理委员会组建方案》意见的函	743
湖南省电力市场管理委员会组建方案(征求意见稿)	743
93. 湖南省售电公司准入退出实施细则(征求意见稿)	747

第二十四章 江 苏 省

94. 关于开展2015年江苏电力直接交易进一步扩大试点工作的通知	754
95. 关于开展2016年进一步扩大电力直接交易试点工作的通知	756
2016年各市新增直接交易电量预分配表	757
各市电力直接交易试点用户汇总表	758
江苏省电力用户直接交易准入申请表	759
96. 关于印发《江苏省电力集中竞价交易规则(试行)》的通知	761
江苏省电力集中竞价交易规则(试行)	761
97. 关于开展2017年电力直接交易工作的通知 (苏经信电力〔2016〕721号)	767
江苏省电力用户直接申请表	769
2017年各市新增10kV(20kV)用户直接交易电量预分配表	770
各市电力直接交易用户汇总表	770

第十二章 山东省

关于修订《山东省电力用户与发电企业 直接交易规则》的通知

（鲁监能市场〔2015〕134号）

国网山东省电力公司、华能山东发电有限公司、华电国际山东分公司、国电山东电力有限公司、大唐山东发电有限公司，有关企业：

为完善电力用户与发电企业直接交易工作，根据省政府有关电力直接交易工作的意见，我办对《山东省电力用户与发电企业直接交易规则》（2014年修订版）的有关条款进行了修改，现予以印发，自印发之日起执行。

具体修订条款如下：

一、第三章“交易电量”第十六条修改为“年度电力直接交易电量总规模原则上按照年度全省全社会用电量的一定比例安排，直接交易电量不计入基数电量计划。安排基数电量计划时，根据直接交易电量等比例扣除参与直接交易发电机组的发电容量。”

二、第三章“交易电量”第十七条修改为“电力直接交易电量规模实行J总量目标管理，年度累计直接交易电量不超过下达的直接交易电量规模；当签订的合同（意向书）电量超出下达的直接交易规模时，超出的电量按照价差（发电机组上网电价与直接交易价格之差）从小到大的顺序依次调减，当有多台价差相同的调减机组时，按机组上网电价耐高到低依次调减，若机组上网电价也相同，则按等比例调减。”

三、第三章“交易电量”第十八条修改为“对市场主体的电量交易规模进行限制。电力用户签订的最大合同电量原则上不高于该用户上年度实际用电量；如确需增加，由用户向主管部门书面申请，由主管部门确定。”

四、第三章“交易电量”第十九条中“直接交易电量原则上不得在用户之间转让”修改为“直接交易电量不得在用户之间转让”。

五、第四章“交易价格”第二十五条修改为“输配电价核定以后，准许线损率由省物价局商山东能源监管办按上年度我省实际综合线损水平核定，并定期公布。”

六、第五章“交易合同”第二十六条修改为“电力直接交合同（意向书）由

电力用户与发电企业自主签订。直接交易合同应符合《大用户与发电企业直接交易购售电合同（示范文本）（试行）》的要求，意向书应参照《山东省电力用户与发电企业直接交易年度/月度合约交易意向书（示范文本）》签订。合同中应包括（但不限于）年度交易电量及分月计划、直接交易成交电价、计量点及计量装置设置、电费结算、违约赔偿条款等内容。”

七、第五章“交易合同”第二十七条增加“若准入用户下属存在多个法人单位，应在准入名单中逐列明。签订三方合同的主体应与已签订的供用电合同保持一致，存在多个结算户头的应全部列明。”

八、第五章“交易合同”第二十八条修改为“在输配电价核准前，对非标杆电价机组的直接交易电量规模进行限制。非标杆电价机组签订的最大合同电量折算成利用小时数，不得超过直接交易电量规模除以准入机组合计容量所得的平均利用小时数。若发电企业和用户签订的直接交易合同电量低于全省年度交易电量总规模，相应调整非标杆电价机组的利用小时数。”

九、第五章“交易合同”第三十条修改为“年度电力直接交易实际执行电量与合同电量的允许偏差范围暂定为 $\pm 3\%$ 。若用户实际用电量低于合同电量的 97% ，超 $\pm 3\%$ 允许偏差部分的电量，1-9月份按 0.5 倍、10-12月按 3 倍从次年电力直接交易电量中扣减。”

十、第六章“交易组织和实施”第三十七条增加“电力交易机构根据准许合同电量、发电企业与用户约定的月度分解计划安排机组月度直接交易电量计划。三方达成一致并进入合同流转流程后，电网企业与发电企业按照月度直接交易电量计划进行预结算，与用户在月度分解计划内按实际用电量进行预结算。三方合同正式签订后，按合同进行清算。”

十一、第六章“交易组织和实施”第三十八条增加“电网企业将三方合同统一发送到相关市供电公司。”

十二、第六章“交易组织和实施”第三十九条删除“省经济和信息化委根据电力交易机构确定的准许合同电量和发电企业与用户签订的直接交易合同安排发电量计划。”

十三、第六章“交易组织和实施”新增第四十条“用户与发电企业可在6月份、10月份对年度合同用电量和后续月度分解用电量提出调减申请。每年7月份、10月份电网企业对用户直接交易合同电量的执行情况进行统计分析，提出调整方案报山东能源监管办和省经信委各案。电力交易机构根据调整方案中扣除的用户合同电量等比例扣除相应发电机组的年度直接交易合同电量。”

十四、第六章“交易组织和实施”新增第四十一条“当电力用户 1-6 月份累计实际用电量低于累计合同电量时，未使用电量从年度合同电量中扣除；当电力用户 7-9 月份累计实际用电量低于累计合同电量时，未使用电量从年度合同电量中扣除。用户未完成合同扣除的电量和调减电量，分别在每年 7 月份、10 月份由山东能源监管办公布。扣除的电量和调减电量可由完成合同进度的用户与发电企业签订直接交易合同，用户名单由山东能源监管办公布。”

十五、第六章“交易组织和实施”第四十三条修改为“交易机构在进行结算时，应优先安排直接交易合同电量。若因机组自身原因导致年底无法完成直接交易电量，相应电费差额从机组当年电费中平衡。”

附件：《山东省电力用户与发电企业直接交易规则》（2015 年修订版）

山东能源监管办
2015 年 12 月 25 日

附件

山东省电力用户与发电企业直接交易规则（2015 年修订版）

第一章 总 则

第一条 为规范我省电力用户与发电企业直接交易（以下简称“电力直接交易”）工作，实现电力直接交易的公开、公平、公正，依据《国家能源局综合司关于当前开展电力用户与发电企业直接交易有关事项的通知》（国能综监管〔2013〕258 号）、《关于完善电力用户与发电企业直接交易试点工作有关问题的通知》（电监市场〔2009〕20 号）、《电力用户与发电企业直接交易试点基本规则（试行）》（电监市场〔2009〕50 号）和《山东省电力用户与发电企业直接交易试点工作方案》以及国家有关政策法规的规定，结合我省实际，制定本规则。

第二条 电力直接交易是指由电网企业提供输配电服务，电力用户与发电企业按照自愿参与、自主协商的原则直接进行的购售电交易。

第三条 电力直接交易应符合国家产业政策和宏观调控政策，坚持市场化原则，保证电力交易公平开放。

第四条 直接交易电量为电力用户使用的大工业与一般工商业用电量、不含居民生活用电量。

第五条 国家能源局山东监管办公室（以下简称山东能源监管办）对市场交易实施监督管理。

第二章 市场主体与运营机构

第六条 电力直接交易的市场主体是指符合准入条件并通过相关部门审核的电力用户和发电企业。

第七条 电力直接交易的运营机构是指电网企业、电力调度机构和电力交易机构。

第八条 电力用户和发电企业可向有关准入管理部门提出申请，经审核符合电力直接交易准入条件并获得批准后取得电力直接交易市场主体资格。市场主体的准入与管理按照《山东省电力用户与发电企业直接交易试点工作方案》的规定执行。电力用户应于交易组织开始前向电力交易机构提交注册申请材料，完成在交易运营系统中的注册。电力用户注册申请材料包括：电力用户参与直接交易注册申请表，以及企业营业执照、组织机构代码证、税务登记证、直接交易准入文件、供用电合同复印件。

第九条 电力直接交易双方在合同期内原则上不得退出直接交易。如退出直接交易，须经电力直接交易试点工作班子成员单位研究同意后方可退出。退出方给对方造成损失的，应予适当补偿。补偿方式可在合同中约定，或参照电监市场〔2009〕20号文件精神协商确定。

第十条 取得市场准入资格并参与直接交易的企业有下列行为之一的，由电力直接交易试点工作班子成员单位研究决定取消其交易资格，并承担相应违约责任：

1. 违反国家电力或环保政策并受到处罚的；
2. 私自将所购电量转售给其他电力用户的；
3. 拖欠直接交易及其它电费一个月以上的；
4. 不服从电网调度命令的。

第十一条 电力用户的主要职责：

1. 按照本规则规定参与直接交易，签订并履行交易合同；
2. 按时足额结算电费；
3. 按规定报送、披露信息包括（但不限于）受电电压等级、最大负荷及负荷特性、年最大用电量、产品能耗水平等；
4. 严禁转供电或变相转供电。

第十二条 发电企业的主要职责：

1. 按照本规则规定参与直接交易，签订并履行交易合同；
2. 执行并网调度协议，服从电力调度机构统一调度；
3. 履行维护电力系统安全的责任，按规定提供辅助服务；
4. 按规定报送、披露信息包括（但不限于）参与直接交易机组编号、容量、年发电量计划、能耗水平、环保设施运行情况等。

第十三条 电网企业的主要职责：

1. 公平、无歧视开放电网，提供输配电服务；
2. 保障电力调度机构、电力交易机构履行市场运营职责；
3. 负责电量抄录，结算直接交易电费；
4. 按规定报送、披露信息，包括（但不限于）直接交易电量、结算电费、输配电价、输配电损耗率、政府性基金和附加等。

第十四条 电力调度机构的主要职责：

1. 对市场交易形成的无约束交易结果进行安全校核，公布安全校核结果，对未通过校核的给予解释；
2. 根据通过安全校核后的交易结果，下达机组发电曲线，合理安排系统运行方式，保证系统安全运行和供需平衡；
3. 负责输电阻塞管理；
4. 按规定向市场主体披露电网运行相关信息。

第十五条 电力交易机构的主要职责：

1. 组织市场交易，接受市场交易合同，汇总市场交易电量，根据本规则规定确定最终合同交易电量；
2. 根据电网企业电量计量结果和电力直接交易合同，向发电企业出具电费结算凭证；
3. 按照省经济和信息化委下达的直接交易发电量计划和直接交易合同约定的分月电量安排月度交易计划并转电力调度机构执；
4. 负责电力直接交易信息统计、发布和报告；
5. 组织建设、管理和维护相关技术支持系统。

第三章 交 易 电 量

第十六条 年度电力直接交易电量总规模原则上按照年度全省全社会用电量的一定比例安排，直接交易电量不计入基数电量计划。安排基数电量计划时，

根据直接交易电量等比例扣除参与直接交易发电机组的发电容量。

第十七条 电力直接交易电量规模实行总量目标管理，年度累计直接交易电量不超过下达的直接交易电量规模。当签订的合同（意向书）电量超出下达的直接交易规模时，超出的电量按照价差（发电机组上网电价与直接交易价格之差）从小到大的顺序依次调减，当有多台价差相同的调减机组时 9 按机组上网电价由高到低依次调减，若机组上网电价也相同，则按等比例调减。

第十八条 对市场主体的电量交易规模进行限制。

电力用户签订的最大合同电量原则上不高于该用户上年度实际用电量；如确需增加，由用户向主管部门书面申请，由主管部门确定。

第十九条 参与直接交易的发电机组能够完成合同电量的，原则上不得进行转让；确实无法完成合同电量的，除首次签订合同时可以一并签订转让合同外，每年可再转让一次，并应在每年的 7 月份或 9 月份向电力交易机构提交转让合同，受让机组必须取得准入资格，交易合同必须经电力调度机构安全校核。不同价发电机组转让直接交易电量时，交易价差按照被替代机组批复电价执行。合同转让不应影响其他相关单位的利益。直接交易电量不得在用户之间转让。

第四章 交 易 价 格

第二十条 电力直接交易成交电价为发电企业直接交易电量的上网价格，由电力用户与发电企业通过协商自主确定。条件成熟后，支持和鼓励电力用户与发电企业商定直接交易成交价浮动机制。

第二十一条 输配电价由国家价格主管部门核定。

第二十二条 政府性基金和附加指电网企业按国家规定标准代收的政府性基金及附加。

第二十三条 输配电价核定前，电力用户购电价格按照省政府确定的电网环节输配价格暂不作调整的原则执行。具体如下：

1. 电力用户直接交易购电量的电量电价计算公式：

$$P=P_c - (P_g - P_c)$$

式中： P_c 是指该电力用户适用的目录电价中的电量电价； P_g 是指与该电力用户签订直接交易合同的发电企业经批复的上网电价； P_c 是指该用户与发电企业签订的电力直接交易成交价。在执行期间如遇电价政策调整，须按新价格政策及时进行相应调整；

2. 适用两部制电价的电力用户，基本电价维持不变；

3. 实行峰谷分时电价的用户，直接交易电量继续执行峰谷分时电价政策，平段电价按直接交易的用户购电价格（P）执行，峰期电价和谷期电价按现行峰平谷比价计算。直接交易电量按照用户同期全部用电量的峰、平、谷比例分摊。

第二十四条 输配电价核定后，电力用户购电价格由直接交易成交价、输配电价、政府性基金和附加组成。

第二十五条 输配电价核定以后，准许线损率由省物价局商山东能源监管办按上年度我省实际综合线损水平核定，并定期公布。

第五章 交 易 合 同

第二十六条 电力直接交易合同（意向书）由电力用户与发电企业自主签订。直接交易合同应符合《大用户与发电企业直接交易购售电合同（示范文本）》（试行）的要求，意向书参照《山东省电力用户与发电企业直接交易年度/月度合约交易意向书（示范文本）》签订。合同中应包括（但不限于）年度交易电量及分月计划、直接交易成交价、计量点及计量装置设置、电费结算、违约赔偿条款等内容。

第二十七条 电力用户与发电企业达成电力直接交易合同后，应与电网企业签订三方输配电服务合同。输配电服务合同应符合《大用户与发电企业直接交易输配电服务合同（示范文本）》（试行）的要求。若准入用户下属存在多个法人单位，应在准入名单中逐一系列明。签订三方合同的主体应与已签订的供用电合同保持一致，存在多个结算户头的应全部列明。

第二十八条 在输配电价核准前，对非标杆电价机组的直接交易电量规模进行限制。

非标杆电价机组签订的最大合同电量折算成利用小时数，不得超过直接交易电量规模除以准入机组合计容量所得的平均利用小时数。若发电企业和用户签订的直接交易合同电量低于全省年度交易电量总规模，相应调整非标杆电价机组的利用小时数。

第二十九条 在不影响已执行合同的情况下，交易双方可协商提出直接交易合同调整意向，经电力调度机构安全校核后，签订直接交易购售电合同的补充协议，并与电网企业签订输配电服务合同的补充协议。调整后的合同电量不得超过原来准许的交易电量，有关补充协议应按照新签合同标准报送有关部门。

第三十条 年度电力直接交易实际执行电量与合同电量的允许偏差范围暂定为-3%。若用户实际用电量低于合同电量的97%，超出一3%允许偏差

部分的电量,1-9 月份按 0.5 倍、10-2 月按 3 倍从其次年电力直接交易电量中扣减。

第三十一条 因发电企业或电力用户原因,造成实际直接交易电量低于合同约定电量 97%的,低于部分视为违约电量。违约方按合同约定赔偿标准向对方支付违约金。

第三十二条 当参与直接交易的发电机组因技术原因无法完成合同电量时,可由该企业其他取得准入资格的机组替代发电,也可委托其他发电企业取得准入资格的机组替代发电。

第六章 交易组织和实施

第三十三条 省经济和信息化委于每年 11 月 30 日前下达次年电力直接交易电量规模,并抄送电力直接交易试点工作班子成员单位。

第三十四条 电力用户与发电企业应于每年的 12 月 15 日前签订电力直接交易意向书(或合同),并将意向书(或合同)分别报送山东能源监管办、省经济和信息化委、电力交易机构。电力直接交易意向书(或合同)逾期不予受理。

第三十五条 电力交易机构应在 12 月 15 日之后 2 个工作日内完成交易意向书(或合同)的审查,并按照本规则第十六条、第十七条的规定,完成交易电量汇总、计算,确定分机组意向电量,转送电力调度机构进行安全校核。

第三十六条 电力调度机构应在接到交易机构审查意见后 3 个工作日内完成安全校核,并将校核结果转送电力交易机构,向所有市场交易主体公开,报送山东能源监管办、省经济和信息化委。逾期未提出安全校核意见的,视为通过安全校核。安全校核的顺序是:先签订合同(意向书)优先于后签订的合同(意向书);长期合同(意向书)电量优先于短期合同(意向书)电量。

第三十七条 通过电力调度机构安全校核的机组意向电量作为准许合同电量。电力交易机构应在接到调度机构安全校核结果的当日将准许合同电量向所有市场主体公开,并报送山东能源监管办、省经济和信息化委。电力交易机构根据准许合同电量、发电企业与用户约定的月度分解计划安排机组月度直接交易电量计划。三方达成一致并进入合同流转流程后,电网企业与发电企业按照月度直接交易电量计划进行预结算,与用户在月度分解计划内按实际用电量进行预结算。三方合同正式签订后,按合同进行清算。

第三十八条 电力用户与发电企业应根据电力交易机构发布的准许合同电量,在每年的 12 月 30 日前签订电力直接交易合同和输配电服务合同,并报送山东能源监管办、省经济和信息化委、电力交易机构。电网企业将三方合同统一发送

到相关市供电公司。

第三十九条 电力交易机构根据直接交易合同分月电量安排约定安排月度交易计划，电力调度机构按计划执行。

第四十条 用户与发电企业可在6月份、9月份对年度合同用电量和后续月度分解用电量提出调减申请。每年7月份、10月份电网企业对用户直接交易合同电量的执行情况进行统计分析，提出调整方案报山东能源监管办和省经信委各案。电力交易机构根据调整方案中扣除的用户合同电量等比例扣除相应发电机组的年度直接交易合同电量。

第四十一条 当电力用户1-6月份累计实际用电量低于累计合同电量时，未使用电量从年度合同电量中扣除；当电力用户7-9月份累计实际用电量低于累计合同电量时，未使用电量从年度合同电量中扣除。用户未完成合同扣除的电量和调减电量，分别在每年7月份、10月份由山东能源监管办公布。扣除的电量和调减电量可由完成合同进度的用户与发电企业签订直接交易合同，用户名单由山东能源监管办公布。

第四十二条 当用户年度实际用电量低于合同电量时，经月度滚动调整后发电企业对应机组多发的电量，结转为该企业（机组）年度基数电量计划。

第四十三条 交易机构在进行结算时，应优先安排直接交易合同电量。若因机组自身原因导致年底无法完成直接交易电量，相应电费差额从机组当年电费中平衡。

第四十四条 电力系统发生紧急情况或事故影响直接交易时，电力调度机构应按照优先保证安全的原则实施调度，事后应向市场主体披露原因。

第四十五条 待条件成熟后，开展月度集中竞价交易，由电力用户与发电企业通过交易平台集中竞价方式形成直接交易电量、电价。

第四十六条 电力交易机构应在每月10日前总结、发布上月直接交易信息，并于每年1月15日前向山东能源监管办、经济和信息化委、物价局书面报送上一年度电力直接交易开展情况。

第七章 计量与结算

第四十七条 直接交易电量以电力用户与电网企业签订的《供用电合同》所约定的计量点的计量电量为准，直接交易电量对应的发电企业上网电量以发电企业与电网企业签订的《购售电合同》中所约定计量点的计量电量为准。合同的电能计量装置、电能计量装置校验要求和计量装置异常处理办法按电力用户与电网

企业签订的《供用电合同》和发电企业与电网企业签订的《购售电合同》的约定执行。

第四十八条 电网企业按合同约定时间完成发电企业和电力用户抄表后，及时将结果送至电力交易机构。

第四十九条 电力交易机构根据抄表电量和交易合同，从抄表电量中按照直接交易优先的原则切割电量。

第五十条 电力交易机构根据电量切割结果以及合同约定价格，向发电企业出具结算凭证。

第五十一条 电网企业按照电力用户购电价格和直接交易电量向电力用户出具结算凭证。

第五十二条 电网企业按照“月度结算、年度清算”的原则优先与发电企业和电力用户结算直接交易电费。

第五十三条 电力用户、发电企业、电网企业在直接交易合同、输配电服务合同中另行约定结算方式的，按合同约定执行。

第八章 监 督 管 理

第五十四条 省经济和信息化委对提出进入或退出直接交易申请的电力用户进行审核，并公布审核结果。山东能源监管办对提出进入或退出直接交易申请的发电企业进行审核，并公布审核结果。

第五十五条 山东能源监管办依法对市场主体与运营机构及其市场行为实施监督管理，内容包括（但不限于）下列情况：

- （一）履行电力系统安全义务的情况；
- （二）进入和退出直接交易市场的情况；
- （三）执行交易规则的情况；
- （四）披露信息的情况。

第五十六条 山东能源监管办对本规则的实施情况开展现场检查，对市场主体和市场运营机构违反有关规定的行为，依法进行处理。

第九章 附 则

第五十七条 本规则由山东能源监管办负责解释。

第五十八条 本规则自发布之日起施行，2014年12月9日公布的《山东省电力用户与发电企业直接交易规则（2014年修订版）》同时废止。

关于印发《山东省电力直接交易集中竞价规则（试行）》的通知

（鲁监能市场〔2016〕19号）

国网山东省电力公司，华能山东发电有限公司、华电国际山东分公司、国电山东电力有限公司、大唐山东发电有限公司，有关发电企业，有关电力用户：

为深入推进山东省电力用户与发电企业直接交易工作，引入交易平台开展集中竞价交易，依据《山东省电力用户与发电企业直接交易试点工作方案》（鲁监能市场〔2014〕25号）、《山东省电力用户与发电企业直接交易规则》（鲁监能市场〔2015〕134号）以及《省政府推进电力直接交易工作专题会议纪要》（〔2015〕102号）精神，我办研究制订了《山东省电力直接交易集中竞价规则（试行）》，现印发给你们，请认真贯彻执行。

请国网山东省电力公司根据规则要求做好技术支持系统的建设工作。请各发电企业、各电力用户认真开展学习培训，做好集中竞价的准备工作。

附件：山东省电力直接交易集中竞价规则（试行）

山东能源监管办
2016年2月17日

附件

山东省电力直接交易集中竞价规则（试行）

第一章 总 则

第一条 为深入推进山东省电力用户与发电企业直接交易工作，引入交易平台开展集中竞价交易，依据《山东省电力用户与发电企业直接交易试点工作方案》（鲁监能市场〔2014〕25号）和《山东省电力用户与发电企业直接交易规则》（2015年修订版鲁监能市场〔2015〕134号），制订本规则。

第二条 本规则适用于在输配电价核准前采用集中竞价方式开展的电力用户与发电企业直接交易。

第三条 参与集中竞价交易的市场主体（包括符合准入条件并通过相关部门审核的电力用户和发电企业）和运营机构（包括电网企业、电力调度机构和电力交易机构）的有关规定按《山东省电力用户与发电企业直接交易规则》（2015年修订版）执行。

第四条 现阶段我省电力直接交易以双边协商方式为主、集中竞价方式为辅，且不限定年度内集中竞价交易频次，交易频次随电力市场的逐渐成熟适当增加。

第二章 交易电量与交易模式

第五条 山东能源监管办会同山东省经济和信息化委根据年度直接交易总量确定集中竞价电量规模。

第六条 交易模式。集中竞价交易采用交易双方分别申报交易电量和价差，按市场边际成交价差作为全部成交电量价差的统一出清模式。

若发电企业与用户的边际成交价差不一致，则按两个价差的算术平均值执行。

第七条 价格基准。发电企业申报上网价差时，以参加直接交易的省调直调公用机组按容量加权平均上网电价为基准，用户以自身执行的目录电量电价为基准。

省调直调公用机组按容量加权平均上网电价由省物价局公布。上网电价不包括脱硫、脱硝、除尘和超低排放等环保电价。年中如遇电价调整，按照平均调价幅度相应调整并由省物价局公布。

第八条 申报方式。发电企业按机组申报上网电量和上网价差，用户申报用电量和用电价差。申报价差的最小单位为0.001元/千瓦时，电量最小单位为10MWH。

价差为正数（负数）时，表明直接交易的发电上网电价高于（低于）省调直调公用机组按容量加权平均上网电价，直接交易的用户用电价格高于（低于）目录电价。发电企业的每台机组只能申报一个价差和一组电量，用户只能申报一个价差和一组电量。

第九条 申报电量的分解。发电企业申报的电量应包括总电量和分解到机组、到月的电量，用户申报的电量应包括总电量和分解到月的电量。

第十条 价格限制。为保证集中竞价交易顺利实施，对市场交易价格实行最

高、最低限价。发电企业和用户申报的价差最大不得超过省物价局公布的参加直接交易的省调直调公用机组按容量加权平均上网电价的±15%。

第十一条 市场出清。闭市后，将发电企业和电力用户申报价差配对，形成竞价交易价差对：

价差对=发电企业申报价差-电力用户申报价差

当价差对数值为正值时，双方不能成交。

当价差对数值为0或负值时，按照价差对数值由低到高排序，对相应申报电量依次匹配成交，直至成交电量达到公布的集中竞价交易电量规模或一方可成交电量全部匹配完成。当成交的一方存在多个价差对数值相同的主体时，按等比例原则确定各自中标电量，并按中标电量比例分解到机组、到月度。

市场边际成交价差作为全部成交电量的价差。

第三章 交 易 组 织

第十二条 参与集中竞价交易的发电企业和用户应提前在交易平台注册，取得集中竞价交易资格。

第十三条 集中竞价交易开市前5个工作日，由山东电网电力交易中心发布集中竞价交易电量规模和开市、闭市时间。

集中竞价交易开市后持续接受申报数据的时间不超过3个工作日。

第十四条 开市后，发电企业和用户可以通过互联网在集中交易平台申报交易电量和价差。

在开市期间，发电企业和用户可以多次修改申报数据，以最后一次作为最终申报数据。

第十五条 闭市后，由山东电网电力交易中心根据市场出清方式确定成交电量和价差，形成出清结果，并在一个工作日内交由调度机构进行安全校核。

第十六条 调度机构应在3个工作日内完成集中交易出清结果的安全校核。

如果存在未通过安全校核的机组，调减相应电量后将校核结果交由交易机构。交易机构根据安全校核结果，再次进行市场出清，并将出清结果交给调度机构进行安全校核。依此类推，直至全部通过安全校核。

调度机构应将有关机组未通过安全校核的原因一并转交交易机构，由交易机构向市场发布。

第十七条 集中竞价交易结果发布。交易机构应在调度机构完成最后一次安全校核后，将最终出清结果和有关机组未通过安全校核的原因在交易平台一并

发布。

出清结果应包含：成交总电量，各电力用户、发电企业成交电量（分解到月、到机组），市场出清价差。

第十八条 交易结果发布后，发电企业和用户应及时对交易结果进行审核，若有问题应在 1 个工作日内向交易机构提出，由交易机构会同调度机构进行解释。逾期未提出问题的，视为无异议。各方以最终交易结果为准，不再另行签订合同。

第四章 交 易 结 算

第十九条 结算依据。交易机构发布的最终交易结果作为结算的依据。

第二十条 结算顺序。电力直接交易电量结算时，首先结算集中交易电量，再结算双边合同电量。

第二十一条 结算价格。发电企业公用机组集中竞价成交电量的结算价格按照省物价局公布的参加直接交易的省调直调公用机组按容量加权平均上网电价加上市场出清价差执行。自各机组结算价格按照省物价局公布的我省企业自各机组自用有余上网电价加上市场出清价差执行。机组上网电价中包含环保电价的，相应加上环保电价，作为结算价格。

用户集中竞价成交电量的结算电价按对应目录电量电价加上市场出清价差执行。

第二十二条 电量计量、电费结算等有关规定暂按《山东省电力用户与发电企业直接交易规则》（2015 年修订版鲁监能市场〔2015〕134 号）的有关规定执行。

第五章 附 则

第二十三条 月度发电计划安排。电力交易机构根据集中竞价交易结果，连同发电机组其他电量一同安排月度发电电量计划。

第二十四条 用户实际用电量与集中交易成交电量的偏差处理，暂按《山东省电力用户与发电企业直接交易规则》（2015 年修订版鲁监能市场〔2015〕134 号）的有关规定执行。由此导致的发电上网电量偏差由所有中标机组按中标电量等比例承担。

待条件成熟时，统筹制定偏差电量处理办法。

第二十五条 国网山东省电力公司应支持山东电网电力交易中心按本规则要求建设相应的集中竞价交易平台，并做好运行维护等有关工作。

第二十六条 山东电网电力交易中心应加强交易申报数据保密管理，从技术

手段、管理措施上确保数据安全、不泄密。要明确涉密信息知情人并报我办备案。

第二十七条 山东能源监管办对本规则的实施情况开展检查，对市场主体和市场运营机构违反有关规定的行为，依法进行处理。

第二十八条 本规则由山东能源监管办负责解释。

第二十九条 本规则自发布之日起施行。

关于做好 2016 年第二轮电力直接交易工作的通知

(鲁监能市场〔2016〕41号)

国网山东省电力公司、华能山东发电有限公司、华电国际山东分公司、国电山东电力有限公司、大唐山东发电有限公司，有关发电企业、电力用户：

我省 2016 年电力直接交易工作已经在 3 月初按照省内、跨省区交易的方式分别组织完毕。受跨省区直接交易电量限制，部分参与跨省区交易的用户未能成交电量，而省内直接交易电量仍有剩余。为解决参与跨省区交易未成交用户的用电需求，充分利用直接交易电量规模，经研究，决定对省内直接交易剩余的 49.09 亿千瓦时电量以及省内两家取消直接交易的用户释放出来的 2.93 亿千瓦时电量，合计 52.02 亿电量，再组织一次交易。现将有关事项通知如下：

一、参与用户。鲁经信电力〔2016〕138 号文件公布的跨省区直接交易未成交或未全额成交的用户、新增电力用户和省内新增产能的老用户，以及鲁经信电力〔2016〕28 号文件公布的用户中未签订合同的电力用户参与第二轮电力直接交易，如签约电量多于剩余电量，则按等比例原则调减。新增电力用户应于 4 月 6 日之前到山东电网电力交易中心办理市场成员注册手续。

参加跨省区直接交易未成交或未全额成交的用户签订的电力直接交易意向书（或合同）电量应分解到 2016 年 1-12 月份，并从 1 月份开始结算。新增电力用户、省内新增产能的老用户以及省内第一批直接交易未签订合同的电力用户签订的电力直接交易意向书（或合同）电量应分解到 2016 年 4-12 月份，并从 4 月份开始结算。

二、参与发电企业及利用小时数要求。山东能源监管办发布的 2016 年发电企业（机组）准入名单中（鲁监能市场〔2016〕9号），除山东中华发电公司所属机组及山东日照发电有限公司 1#、2#机组自愿放弃外，其余机组均可参与。按照《山东省电力用户与发电企业直接交易试点工作方案》和《山东省电力用户与发电企业直接交易规则》（2015 年修订版），扣除上述机组容量后，非标杆电价机组此次直接交易和今年第一次直接交易签订的合同（意向）电量之和折算成利用小时数，不得超过 1094 小时，标杆电价机组不受限制。

三、用户电量结算顺序。若用户既有跨省区直接交易电量又有省内直接交易电

量，先结算跨省区电量，再结算省内电量；电量偏差先省内考核，再跨省区考核。

四、交易安排。发电企业和用户应按照本通知精神和《山东省电力用户与发电企业直接交易规则（试行）》（2015年修订版）相关规定，参照《山东电力用户与发电企业直接交易意向书（示范文本）》签订电力直接交易意向书（或合同），交易意向须于4月12日16时前通过纸质盖章版和技术支持平台双轨报送（pms.sd.sgcc.com.cn，需IE8浏览器登陆），纸质意向书（或合同）分别报送山东能源监管办市场监管处、省经济和信息化委电力处和山东电网电力交易中心。山东电网电力交易中心在安排5月份直接交易电量计划时，应根据用户前3个月实际用电结算情况和4月份成交电量补充下达相应的直接交易电量计划。

山东能源监管办
山东省经济和信息化委
2016年3月30日

山东省经济和信息化委员会关于印发《山东省电力直接交易集中竞价工作程序》的通知

(鲁经信电力〔2016〕189号)

各市经济和信息化委，国网山东省电力公司，华能山东发电有限公司，华电国际山东分公司，国电山东电力有限公司，大唐山东发电有限公司，有关发电企业，各电力直接交易用户：

为加快形成公开透明、规范高效的工作衔接和市场竞价机制，推动电力直接交易工作顺利开展，根据中发〔2015〕9号文件深化电力体制改革精神和发改经体〔2015〕2752号文件有序放开发用电计划的部署，按照《省政府专题会议纪要》（〔2015〕102号）有关要求，经商有关部门，我们研究制定了《山东省电力直接交易集中竞价工作程序》，现印发给你们，请认真贯彻执行。

附件：山东省电力直接交易集中竞价工作程序

山东省经济和信息化委员会

2016年5月3日

附件

山东省电力直接交易集中竞价工作程序

为加快形成公开透明、规范高效的工作衔接和市场竞价机制，实现直接交易电量按时、保质、保量、有序衔接，推动电力直接交易工作顺利开展，根据中发〔2015〕9号文件深化电力体制改革精神和发改经体〔2015〕2752号文件有序放开发用电计划的部署，按照省政府专题会议纪要（〔2015〕102号）有关要求，制定本工作程序。

第一章 基本原则

第一条 全省电力直接交易组织方式以双边协商为主、集中竞价为辅。集中

竞价采用发用双方集中竞价撮合与集中代理竞价两种方式相结合。

第二条 年度交易的组织步骤：先双边协商，再发用双方集中竞价撮合，最后集中代理竞价。

第三条 交易市场主体实行准入管理。政府相关部门按照职责分工实施准入管理，名单向全社会发布。

第四条 直接交易价格衔接逐步完善。目前暂采用发电侧与用户侧价差平移模式，待国家价格主管部门批复我省输配电价后，及时调整电价衔接方式并修订本程序。

第五条 交易电量规模实行总量目标管理。原则上双边协商交易电量和集中竞价交易电量之和不超过年初确定的交易电量规模。

第六条 坚持发挥市场在资源配置中的决定性作用。立足于建设统一开放、竞争有序的市场体系，加强政府服务和组织协调。

第二章 组 织 实 施

第七条 年度直接交易工作启动后，各市经济和信息化委根据发用双方合作需求，搭建双边协商平台，本着协商自愿原则，为发用双方衔接沟通做好服务。及时跟踪所辖地区试点用户与发电企业衔接情况，双边协商交易日期截止后，汇总整理用户双边协议签订情况，报送山东省经济和信息化委员会（以下简称省经济和信息化委）。

第八条 省经济和信息化委会同国家能源局山东监管办公室（以下简称山东能监办）根据双边协议签订情况，确定集中竞价交易参与企业及电量，通过山东电力交易机构发布。各市场主体应按照电力交易机构要求在交易平台进行注册，取得集中竞价资格。

第九条 先采取发用双方集中竞价撮合方式，若衔接完成全部交易电量，则不再组织集中代理竞价；若未能衔接落实全部交易电量，则剩余电量采取集中代理竞价方式。两种集中竞价方式组织实施程序相同。

第十条 省经济和信息化委会同山东能监办、电力交易机构确定开市时间。开市后第1个工作日，电力交易机构发布交易公告。第2个工作日开始至第4个工作日，开放交易申报，每天交易申报开放时间为9:00-17:00。市场主体按照交易公告中明确规定的申报时限向电力交易机构进行数据申报。

第十一条 交易申报结束后，由电力交易机构根据市场出清方式确定成交量及价格，形成出清结果，1个工作日内提交电力调度机构进行安全校核。电力

调度机构应在 3 个工作日内完成安全校核，并将校核结果返回交易机构形成最终交易结果。

若安全校核不通过，调度机构应及时通知交易机构剔除不合格交易申报数据后再次进行无约束出清，重新送电力调度机构安全校核，直至全部通过安全校核。

第十二条 交易机构收到安全校核结果后，1 个工作日内通过交易平台向交易市场主体发布交易结果。市场主体应及时对交易结果进行审核，若有问题在 1 个工作日内向交易机构提出，由交易机构会同调度机构进行解释。逾期未提出问题的，视为无异议，交易闭市。

交易结果应包括：成交总电量，各市场交易主体成交情况，交易价格。

第十三条 市场闭市后 3 个工作日内，电力交易机构将交易结果分别报送省经济和信息化委和山东能监办。

第十四条 及时调剂电量余缺。若年中用户实际用电量与年初签订合同电量合计偏差超过 10 亿千瓦时，省经济和信息化委会同山东能监办启动集中竞价交易。原则上偏差电量交易优先满足现有试点用户新增产能用电参与交易；若仍有交易电量空间，省经济和信息化委适当增选用户，不限定年度集中竞价交易频次。

第十五条 若年中扩大直接交易电量规模，首先安排新投产机组按照年初确定机组参与交易容量比例参与交易，参与市场交易的容量不再下达计划内电量。交易方式采取先双边协商、再集中竞价的顺序，组织实施程序与年初相同。若新投产机组双边协商未能成交，或成交电量未达到全部交易电量规模，剩余电量采取集中竞价，所有准入发电企业均可参与竞价。

第三章 竞 价 方 式

第十六条 数据申报。市场交易主体按照规定时间提交申报数据。申报数据主要包括电量、价差及执行时间（分解到月）。

发用双方集中竞价撮合方式为发电企业和用户共同申报，发电企业申报的电量应包含总电量和分解到机组、到月的电量，用户申报电量应包含总电量和分解到月的电量。集中代理竞价方式仅发电企业申报，申报电量应包含总电量和分解到机组、到月的电量。

发电企业每台机组只能申报一个价差和一组电量，用户只能申报一个价差和一组电量。

第十七条 价格基准。全部参与集中竞价的机组均统一采用全省直调公用机组加权容量平均上网电价（不包括脱硫、脱硝、除尘和超低排放电价）作为申报

价差的报价基准，用户以自身执行的目录电量电价为基准。全省直调公用机组加权容量平均上网电价由省物价局公布。如遇年中电价调整，则由省物价局重新核定公布。

集中竞价实行申报价格限制，由电力交易机构对卖方和（或）买方分别提出最高、最低申报价格建议，形成允许的申报价格区间，报经省经济和信息化委同意后执行。申报价格区间的设定应充分考虑当期的发电成本及电力供需形势。

第十八条 申报要求。市场交易主体申报电量最小单位为 100 兆瓦时，申报价差最小单位为 0.1 元 / 兆瓦时。价差为正数（负数），即发电机组上网电价高于（低于）全省直调公用机组加权容量平均上网电价，用户价格高于（低于）目录电价。开市期间市场交易主体可多次修改申报数据，以最后一次作为最终申报数据。

第十九条 市场出清。

1. 发用双方集中竞价撮合方式。市场交易主体申报结束后，将发电企业和用户申报价差祝对，形成竞价交易价差对。

价差对 = 发电企业申报价差 - 用户申报价差。当价差对为正值时，双方不能成交。

当价差对为 0 或负值时，按照价差对由低到高排序，对相应申报电量依次匹配成交，直至成交电量达到公布的集中竞价交易电量规模或一方可成交电量全部匹配完成。当成交一方存在多个价差对相同的主体时，按等比例原则确定各自中标电量，并分解到机组、到月度。

市场边际成交价差作为全部成交电量的价差。

2. 集中代理竞价交易方式。按照发电企业申报价差从低到高排序，对相应申报电量依次匹配成交，直至成交电量达到公布的集中代理竞价电量规模，成交电量最低价差即为全部成交电量的价差。若成交价差点存在多台机组，则按照等比例原则分祝至每台机组。

第二十条 市场维护。平台竞价中若出现发电企业报价明显低于本企业上年度平均燃料成本，或者有 3 家及以上发电企业报价相同等涉嫌不正当竞争行为的，相关发电企业报价按无效报价处理，并取消其本轮竞价资格。按无效报价处理后，若市场边际出清价差未受到影响，其他发电企业报价及当次市场竞价结果继续有效；若市场边际出清价差受到严重影响，当次平台集中竞价结果无效，由其他发电企业重新进行平台竞价。

第二十一条 合同签订。发用双方集中竞价撮合方式中，交易结果以交易机构正式发布并向省经济和信息化委和山东能监办报备的结果为准，市场交易主体

对所申报的数据负责，不再另行签订合同。

集中代理竞价方式中，由电力交易机构将电力用户按名称拼音首字母排序、中标发电企业按报价从低到高排序，对电力用户与中标发电企业配对。根据配对情况，电力用户、发电企业和电网公司三方签订直接交易及输配电服务合同，并报省经济和信息化委、山东能监办备案。

第二十二条 计划安排。电力交易机构根据交易结果安排发电机组的月度交易计划。直接交易电量不得在用户之间转让。发电机组因技术原因确实无法完成合同电量的，最晚在 11 月中旬前向电力交易机构提报转让申请。

第二十三条 交易结算。国网山东省电力公司按照“按月结算、年度结清”原则进行电费结算。

发电企业电量结算的优先顺序为：先集中竞价交易电量，再双边协商交易电量，最后为基数计划电量。机组上网电价中包含环保价格的，相应地加上脱硫、脱硝、除尘和超低排放价格，作为结算价格。

交易用户电量结算的优先顺序为：先集中竞价交易电量，再双边协商交易电量，超出部分以目录电度电价结算。

第四章 监 督 管 理

第二十四条 电力直接交易试点用户按照有关规定与发电企业开展电力直接交易，并严格执行电网调度管理规定，按要求参与有序用电工作。

第二十五条 电网营销部门要按月跟踪试点用户用电情况，每月 26 日前将用户用电情况反馈至电力交易机构。电力交易机构将电量偏差情况报送省经济和信息化委、山东能监办，并按照有关要求滚动调整对应机组发电量计划。

第二十六条 电力交易机构按照本程序竞价要求建设集中竞价交易平台，做好运行维护等相关工作。

第二十七条 电力交易机构加强企业申报数据保密管理，确保交易数据安全。明确涉密信息知情人，报省经济和信息化委和山东能监办备案。

第五章 附 则

第二十八条 本工作程序下列用语的含义：

（一）双边协商，是指电力用户与发电企业根据自愿原则，自主协商确定交易电量和价格，形成无约束交易意向，经电力调度机构安全校核后，形成有约束

交易结果。

（二）发用双方集中竞价撮合，是指电力用户与发电企业通过电力交易平台申报直接交易需求，由交易平台按照规定计算方法进行出清计算，形成无约束交易意向，经电力调度机构安全校核后，形成有约束交易结果。

（三）集中代理竞价，是指仅发电企业通过电力交易平台。

申报直接交易需求，电力交易机构作为用户代理方统一通过交易平台组织发电企业竞价，由交易平台按照规定计算方法进行出清计算，形成无约束交易意向，经电力调度机构安全校核后，形成有约束交易结果。

第二十九条 本工作程序由省经济和信息化委负责解释。

第三十条 本工作程序自2016年6月3日起执行，有效期至2021年6月2日。

关于申报售电公司试点参与2017年电力直接交易工作的通知

(鲁经信字〔2016〕232号)

各市经济和信息化委、各中央驻鲁企业，有关企业：

根据《中共山东省委山东省人民政府关于印发〈山东省电力体制改革综合试点方案〉的通知》(鲁发〔2016〕33号)精神和国家部委关于售电侧改革的工作部署，为加快培育售电主体，推进我省电力市场建设，现就组织2017年售电公司试点申报通知如下：

一、基本要求

以当前电力直接交易试点工作为基础，选择部分公共服务性企业、电力企业、高新产业园区、经济技术开发区和节能服务公司等设立的售电公司，作为试点参与2017年省内电力直接交易。本次申报主要面向无配电网运营权的售电公司，增量配电业务试点工作待我省售电侧改革专项方案印发后另行组织。

二、申报条件

(一) 按照《中华人民共和国公司法》登记注册的企业法人。

(二) 资产要求。

资产总额不得低于2千万元人民币。

1. 资产总额在2千万元至1亿元人民币的，可以从事年售电量不超过6至30亿千瓦时的售电业务。

2. 资产总额在1亿元至2亿元人民币的，可以从事年售电量不超过30至60亿千瓦时的售电业务。

3. 资产总额在2亿元人民币以上(不含2亿元人民币)的，不限制其售电量。

(三) 经营场所与设备要求。拥有与申请售电规模和业务范围相适应的经营场所，及电力市场技术支持系统需要的信息系统和客户服务平台，能够满足参加市场交易的报价、信息报送、合同签订、客户服务等功能，具备开展电能管理服务的技术能力。

(四) 专业人员条件。拥有10名及以上专业人员，掌握电力系统基本技术、经济专业知识，具备综合节能、电力需求侧管理等能力，有三年及以上工作经验。

至少拥有 1 名高级职称和 3 名中级职称的专业管理人员。

（五）信用要求。无不良信用记录，并按照规定做出信用承诺，确保诚实守信经营。

（六）法律、法规规定的其他条件。

三、申报程序

（一）申报参与试点的售电公司要认真填写山东省售电公司试点基本情况表（附件 1），并按照规定准备材料（附件 2），申报材料参照说明详见附件 4。各市经济和信息化委要按照申报条件精心组织申报，并对有关情况进行初步审查核实；在通过审核的名单中，以正式文件择优推荐售电公司试点，并将申报材料纸质版 2 份和电子版（可读写光盘，所有申报材料的扫描件）报我委。中央驻鲁企业、省属企业投资设立的售电公司，申报材料参照上述要求，直接报送我委。

请各市将初审意见于 12 月 30 日前报至我委，各中央驻鲁企业、省属企业申报材料于 12 月 28 日前报送，逾期不予受理。

（二）我委会同有关部门对各市提报的售电公司试点进行审核会商，按照先行先试、稳步推进、控制规模、合理布局的原则，选择部分具有代表性和典型性的售电公司试点，在省经济和信息化委网站将其申报材料进行公示，公示期一个月；同时，委托第三方征信机构对试点的申报信息进行真实性审核，下一步，相关信用信息纳入全国电力行业信用体系。

（三）通过审核并经公示无异议的售电公司，可参与 2017 年省内电力直接交易试点工作，可以代理电力用户或发电企业参与交易。具体交易电量限额、交易规则及结算方式等另行通知。

- 附件：1. 山东省售电公司试点基本情况表
2. 申报材料目录
3. 法人代表承诺书
4. 申报材料参照说明

山东省经济和信息化委员会

2016 年 12 月 21 日

附件 1

山东省售电公司试点基本情况表

公司名称			
注册地址		注册资本	万元
法定代表人		营业执照注册号	
资产总额	万元	申请售电量	亿千瓦时
公司联系人	(尽可能确定专人)	联系电话	(填写手机号码)
电子邮箱			
专业人员	其中：高级： 人，中级： 人，中级以下： 人		
股本构成	备注：如有其他需说明的情况在此填写。		
市审核意见	(加盖公章) 注：通过市经济和信息化委申报的企业，由所在市经济和信息化委提出初审意见。		

附件 2

申报材料目录

- (一) 售电公司基本情况表(附件 1)。
- (二) 企业法人营业执照、组织机构代码、法人代码、税务登记证复印件。
- (三) 法定代表人身份证复印件。
- (四) 公司章程，公司股权结构及股东的有关情况。
- (五) 资产和信用证明。
- (六) 专业人员及经营场所证明。

（七）法人代表承诺书（附件3）。

（八）其他相关材料。

附件3

法人代表承诺书

我单位向山东省经济和信息化委员会报送参与电力直接交易售电公司备案材料，公司名称_____，现承诺：

对提供的所有文件和资料的合法性、真实性和有效性负责，并愿意承担由此引发的一切后果。

承诺单位法人代表签字：

（公章）

年 月 日

附件4

申报材料参照说明

以下“说明”供填写申请表及提交材料参照使用。

1. “售电公司基本情况表”按照附件2表格格式填写。
2. “营业执照”中“企业经营范围”项中应包含“电力生产供应”、“售电”或“电力销售”等类似内容。营业执照中无“经营范围”项的，应打印商事主体信息公示平台中所列经营范围，加盖公章后一并提交。
3. “资产证明”主要指具备资质的会计师事务所出具的审计报告、验资报告、企业财务报表等能够证明企业资产的文件。
4. “信用证明”是由第三方信用评级机构、金融机构或行业内权威机构提供的能够证明企业信用等级的文件（如无可不提供）。
5. “专业人员”要求必须为全职人员，需提供劳动合同、有关学历、专业技术职称等证书，并于明年7月底前提供相关人员2017年上半年缴纳社保基金的凭证。
6. “经营场所”主要指企业固定经营场所，经营场所为自有产权的应该提

供产权证明，租赁的应该提供长期租赁合同。提供材料应与营业执照的地址保持一致。

7. “法人代表承诺书”按照附件 4 样式填写。

8. 其他相关材料可提供本公司从事的售电行业相关的能够体现公司实力的主要资质和业绩，包含电力市场、电力工程设计和施工、电能管理、节能管理、需求侧管理等，及企业认为有必要提供并向社会公示，以证明公司实力和信誉的有关证明材料（如无可不提供）。

第十三章 湖北省

关于组织开展 2016 年度电力直接交易工作的通知

（鄂经信电力〔2015〕178 号）

各市、州、直管市、林区经信委，省电力公司，有关发电企业，电力用户：

根据省政府专题会议精神，为支持实体经济发展，2016 年度我省电力直接交易将扩大规模、适度降低准入门槛。经省电力直接交易联合工作小组研究决定，现就 2016 年全省电力直接交易有关事项通知如下。

一、电力供需形势

结合我省实际，综合分析当前及今后一段时期经济发展趋势，预计 2016 年我省电力仍呈供大于求态势，工业用电缓中趋稳、稳中有升，居民、商业等用电平稳较快增长。在来水正常、电煤供应充足的情况下，全年除迎峰度夏高峰时段局部地区可能出现少量电力缺口外，其他月份电力电量均略有盈余。初步预计 2016 年全社会用电量 1710 亿千瓦时，比上年增长 40 亿千瓦时，增长 2%；全年无大型水电机组投产，下半年汉川三期投产 1 台 100 万千瓦火电机组，其余新增容量主要集中在燃机、风电、太阳能等。至年底全省装机容量约 6500 万千瓦；全省发电量 2400 亿千瓦时，增长 1.5%；按平水年测算，全口径统调火电设备利用小时数约 3700 小时，实际一般电量约 2300 小时，同比略降。

二、电力直接交易总量目标

按省政府要求，2016 年电力直接交易总量力争达到 300 亿千瓦时。

三、电力直接交易对象

（一）已参与 2015 年电力直接交易并已签订发供用三方合同的发电企业和电力用户，自动获得 2016 年度直接交易资格。

（二）符合《湖北省电力用户与发电企业直接交易管理暂行办法》（鄂经信规〔2014〕163 号）规定的准入条件的发电企业和电力用户，均可申请参与直接交易。

（三）协议供电与直接交易并轨，原协议供电用电企业可申报并获得直接交易参与资格。

（四）2015 年实际用电量和 2016 年预计用电量均不低于 1.5 亿千瓦时的工业用户，不受电压等级限制，可申请参与直接交易。

（五）经国家认定的高新技术企业和省重点扶持的战略性新兴产业、2016 年

新投产工业企业，申报年用电量不低于 0.5 亿千瓦时，不受用电电压等级限制，可申请参与直接交易。

属于国家“上大压小”范围的工业用户，应书面承诺“在热网覆盖后，三个月内关停小机组”方可参与直接交易。各地应优先安排主动关停小机组、小锅炉实施“上大压小”的企业申报参与直接交易。拥有自备电厂的电力用户，应与电网企业协商缴纳系统备用费后，方可申请参与电力直接交易。

四、电力直接交易价格

2016 年度电力直接交易输配电价执行标准：一是对 110 千伏及以上用户按《省物价局关于我省电力用户与发电企业直接交易中电价及有关问题的通知》（鄂价环资〔2014〕135 号）有关规定执行；二是对其他电压等级用户实行等额传导法，即发电企业对应的用户电度电价同步升降。

五、直接交易发电容量剔除原则

发电企业申请参与直接交易的发电设备容量剔除原则，仍按 2015 年的“电量抵扣法”执行，即对合同电量按 $(85 \pm 2)\%$ 相应抵扣一般电量。发电企业直接交易合同电量对应的设备利用小时数以 4400 小时为限。具体比例视申报和成交情况另行确定。

六、时间安排及其他相关要求

（一）2015 年 11 月 30 日前，发电企业将参与直接交易的发电量报省经信委。

（二）2015 年 12 月 5 日前，各地将新增用户的申报材料（纸质和电子文档）报省经信委。省经信委将会同省联合工作小组其他成员单位对补报的交易各方资格进行审核，对符合准入条件的企业予以公示。

（三）2015 年 12 月 20 日前，通过了资格审查的新增电力用户及发电企业完成电力交易平台的注册手续，交易主体将双边成交协议报省经信委和华中能源监管局，并同时到电力交易平台上申报。每个用户原则上只允许与一家发电企业签订双边成交协议，申报用电量达到 10 亿千瓦时及以上的用户可与两家发电企业签约。

（四）2015 年 12 月 25 日前后，省联合工作小组视双边交易成交情况，决定是否在电力直接交易平台上开展集中竞价撮合交易，以尽快落实 2016 年直接交易工作。

（五）2015 年度电力直接交易电量结算按已签合同据实考核测算，对用户用电量低于合同约定电量 5% 的部分所产生的违约金实施减半处理，相应调减所涉发电企业年度发电计划。2016 年度对用户实际用电量偏差考核允许值放宽至 $\pm 8\%$ ，按季度预考核结算、年度清算，其余考核办法不变。

各地应按上述规定的准入条件组织申报（材料格式见附件）。

- 附件：1. 湖北省电力直接交易新增电力用户申报材料目录
2. 湖北省电力直接交易存量电力用户申报材料目录
3. 湖北省电力直接交易发电企业申报材料材料目录
4. 湖北省电力直接交易市大用户直购电试点企业汇总表

湖北省经济和信息化委员会

2015年11月24日

附件 1

湖北省电力直接交易新增电力用户申报材料目录

- 一、企业申请参与直接交易的正式文件。
- 二、企业法定代表人声明（电力用户）。
- 三、湖北省电力直接交易试点用户申请表。
- 四、企业法人营业执照、组织机构代码、法人代码、税务登记证复印件。
- 五、若国家对该行业有准入条件要求，企业行业准入证明文件复印件。
- 六、企业环保达标证明材料，近三年内无较大及以上生产安全事故或重大工业产品质量事故证明材料。
- 七、详细技术参数，包括但不限于以下内容：当地供电企业批准的供电方案及接线图、装建容量、用电类别，上一年最大负荷、用电量及用电负荷率，下一年预计最大负荷、用电量及用电负荷率，典型年份月负荷曲线，本企业近三个月电费缴费发票。
- 八、近三年生产经营情况。
- 九、其他相关材料。

附件 2

湖北省电力直接交易存量电力用户申报材料目录

- 一、企业申请参与直接交易的正式文件。
- 二、详细技术参数，包括但不限于以下内容：当地供电企业批准的供电方案

及接线图、装建容量、用电类别，上一年最大负荷、用电量及用电负荷率，下一年预计最大负荷、用电量及用电负荷率，典型年份月负荷曲线，本企业近三个月电费缴费发票。

三、其他相关材料。

附件 3

湖北省电力直接交易发电企业申报材料目录

- 一、企业申请参与直接交易的正式文件。
- 二、企业法定代表人声明（发电企业）。
- 三、湖北省电力直接交易试点发电企业申请表。
- 四、企业法人营业执照、组织机构代码、法人代码、税务登记证复印件。
- 五、企业环保达标和安全生产证明材料。
- 六、其他相关材料。

附件 4

湖北省电力直接交易市大用户直购电试点企业汇总表

序号	企业名称	所在地	所属行业	主要生产工艺、设备和产品	企业生产情况（年产量、产值、销售收入）	用电电压等级	2015年前三季度用电量（万千瓦时）	2015年前三季度用电负荷率（%）	2016年申请购买电量（万千瓦时）	单位产品综合能耗（千克标准煤/吨）	省内同行能耗平均水平	单位增加值能耗（吨标准煤/万元）	推荐理由
1													
2													
3													
4													
5													
6													
7													
8													
9													
汇总													

关于 2016 年电力直接交易准入名单的公示

省经信委《关于组织开展 2016 年度电力直接交易工作的通知》（鄂经信电力〔2015〕178 号）印发后，全省各地企业踊跃申报。近日，省电力直接交易联合工作小组召开专题审查会，按照省政府要求和《湖北省电力用户与发电企业直接交易管理暂行办法》规定的条件，对交易主体申报材料进行了资格审查，初步确认国电汉川发电公司等 16 家发电企业和武汉钢铁股份有限公司等 138 家电力用户符合准入条件（名单见附件），现予公示。

公示时间为 2015 年 12 月 18 日至 2015 年 12 月 24 日。如有异议，请及时联系我们，逾期不予受理。

附件：2016 年电力直接交易发电企业名单（略）

2016 年电力直接交易用户名单（略）

湖北省经济和信息化委员会

2015 年 12 月 18 日

湖北省 2016 年电力直接交易公告

根据《湖北省电力用户与发电企业直接交易管理暂行办法》的有关规定，经公示，省联合工作小组确认国电汉川发电公司等 16 家发电企业和武汉钢铁股份有限公司等 140 家电力用户符合准入条件，现予公告并就有关事项通知如下：

一、关于总量目标

按省政府要求，2016 年度电力直接交易总量力争达到 300 亿千瓦时。本次公告名单中，发电企业申报上网电量 282 亿千瓦时，折合发电量 310 亿千瓦时（含厂用电和线损）；电力用户申报电量 364 亿千瓦时。

二、关于注册

请公告名单中的发电企业与电力用户于元月 5 日前，在省电力公司交易平台上完成注册（各市州供电公司均有联网终端，可就地注册）。

三、关于交易方式

本年度交易实行定量双边交易或撮合竞价交易，发用电企业均不得超出申报电量。公告名单中，年用电量在 8.5 亿千瓦时及以上的用户、原协议供电用户可与发电企业进行双边交易。

双边交易后未达到申报电量的发电企业、未参加双边交易的用电企业，参与撮合竞价交易。

四、关于电量抵扣及成交

发电企业按实际成交量的 $(85 \pm 2)\%$ 抵扣一般电量；对实际成交量低于申报量的部分，按 $(4 \pm 1)\%$ 相应扣减一般电量；对实际成交量高于申报量的部分，全额扣减一般电量。具体比例视申报和成交情况另行确定。

用电企业在双边交易和撮合交易中的申请电量可在已公示的申报电量的基础上适度上下浮动，允许浮动范围为 $\pm 5\%$ ，单不得低于“鄂经信电力〔2015〕178 号”中规定的准入门槛电量，违者不得签订发供用三方合同。

五、关于工作进度安排

2016 年元月 5 日前，请发用双方完成双边交易，并按双边交易合同范本签订双边合同（合同范本见附件），并于元月 5 日下班前，将双边交易合同报省经信委和华中能源监管局，送省电力交易中心。

撮合竞价交易具体时间及相关规则另行通知。

- 附件：1. 湖北省电力用户与发电企业直接交易双边交易协议书（2016 版）
（略）
2. 湖北省 2016 年电力直接交易发电企业名单（略）
3. 湖北省 2016 年电力直接交易用户名单（略）

湖北省经济和信息化委员会

2015 年 12 月 29 日

湖北省 2016 年电力直接交易公告

(2016 年第 2 号)

《湖北省 2016 年电力直接交易试点集中撮合导则》已经省电力直接交易联合工作小组审查通过，现予公告，请遵照执行。

湖北省经济和信息化委员会

2016 年 1 月 11 日

附件

湖北省 2016 年电力直接交易试点集中撮合导则

一、参与对象

本年度电力直接交易试点集中撮合参与对象为：《湖北省 2016 年电力直接交易公告》（以下简称《公告》）名单中未参与双边交易的发电企业和电力用户，以及双边交易后未达到《公告》申报电量的发电企业。

二、重要事项

1. 注册。《公告》名单中的所有发用电企业，在参与交易前均应在省电力交易平台上注册。

2. 交易量纲。本次电力直接交易涉及的量纲为：电量的量纲为万千瓦时（兆瓦时），电价的量纲为元/兆瓦时。

3. 交易量申报

电量：发电企业申报量 = 《公告》的申报电量 - 双边交易已成交电量（以上均为上网电量口径）

用户申报量为：《公告》的申报电量 * (100 ± 5) %，但不得低于“鄂经信电力〔2015〕178 号”中规定的准入门槛电量，违者视同自动放弃参与资格。

最小申报电量单位为 100 兆瓦时，末位不保留小数。

4. 交易价申报

电力用户和发电企业申报的电价均为发电上网电价。申报电价末位保留一位

小数（如×××.×元/千千瓦时）。

电力用户和发电企业所报电价均应高于省电力直接交易联合工作小组公布的本年度双边交易成交均价（355.9元/千千瓦时）、低于2016年元月火电上网标杆电价（398.1元/千千瓦时）。超出上述范围的用户视同自动放弃撮合交易参与资格；发电企业全额抵扣一般电量。

本年度撮合交易电力用户申报实行“一户一量一价”，不实行分档申报；发电企业撮合申报量超过10亿千瓦时的可分两档报价。

三、交易流程

1. 发布公告。根据省联合工作小组安排，由电力交易中心启动集中撮合交易工作，通过电力交易平台发布集中撮合交易公告。明确交易的具体准入范围、交易场所、交易方式、交易申报时间等内容，公布有关交易信息。

2. 集中申报。集中撮合交易公告发布后，在规定的交易时段内，电力用户与发电企业按要求在电力交易平台上申报电量和电价。在申报期限内，电力用户和发电企业可多次申报，以最后一次申报为准。

3. 撮合出清。电力交易平台根据发用双方申报数据进行撮合，现场公布出清结果，出具成交确认单，由购售双方签字确认。

4. 结果公告。电力交易中心将出清计算结果报省联合工作小组审核确认后，发布最终交易结果。

四、撮合出清规则

1. 撮合交易排序，按“价格、时间、电量”的顺序进行，即：按电价排序；报价相同时按申报时间排序，先报者优先；电价、时间相同时，电量较大者优先。

用户侧按申报电价由高到低排序形成买方申报排序曲线。发电侧按申报电价由低到高排序形成卖方申报排序曲线。

2. 匹配成交。报价最低的发电企业和报价最高的电力用户优先撮合形成交易配对。如果电力用户申报电价减去发电企业申报电价为正，则撮合成功，成交电价为发用双方报价的算术平均值。再依次按以上办法撮合，直到买方申报曲线与卖方申报曲线有交叉或者其中一方的申报电量配对完毕（即位于交叉点左方的申报曲线）。

3. 对第一轮撮合未成交的电力用户和发电企业（即位于交叉点右方的申报曲线），可以按上述规则重新申报剩余电量和电价，并进行第二轮撮合。本次撮合交易仅限两轮。

五、其他事项

1. 电力用户电价执行标准：一是对 110 千伏及以上用户按《省物价局关于我省电力用户与发电企业直接交易中电价及有关问题的通知》（鄂价环资〔2014〕135 号）有关规定执行；二是对其他电压等级用户实行等额传导法，即发电企业与对应的用户电度电价同步升降，幅度为（441.6—成交价）。

2. 购售双方和输电方（国网湖北省电力公司）依据交易确认单和电力主管部门颁布的合同范本签订年度“三方”交易合同。交易电量须在合同中明确分月安排。“三方”交易合同作为交易计划编制、执行和结算的依据。

3. 其他未尽事宜依鄂经信电力〔2015〕178 号文执行。

关于湖北电网 2016 年—2018 年输配电价 及有关事项的通知

（鄂价环资〔2016〕38 号）

各市、州、直管市、神农架林区物价局（发展改革委），国网湖北省电力公司，各相关企业：

根据《国家发展改革委关于湖北电网 2016 年~2018 年输配电价的通知》（发改价格〔2016〕681 号）精神，现就湖北电网 2016 年~2018 年输配电价及有关事项通知如下：

一、输配电价。2016 年~2018 年湖北电网平均输配电价为每千瓦时 0.2374 元。分电压等级输配电价见附件 1。

二、销售电价。降低大工业输配电价，同步调整终端用户目录电价。其中：大工业电度电价 220 千伏、110 千伏、35 千伏（含 20 千伏）和 10 千伏每千瓦时分别降低 1.5 分、1.6 分、1.79 分和 1.81 分钱；降价后的电度电价分别为每千瓦时 0.5598 元、0.5788 元、0.5969 元（0.6119 元）和 0.6167 元（见附件 2）。

三、参与市场交易的发电企业上网电价由用户或市场化售电主体与发电企业通过自愿协商、市场竞价等方式自主确定，电网企业按照本通知核定的输配电价收取过网费。其中，2016 年 4 月 1 日前已签订协议的市场交易电量输配电价按协议约定执行。参与电力市场交易的用户购电价格由市场交易价格、输配电价（含线损和交叉补贴）、政府性基金及附加组成。未参与电力市场的用户，继续执行目录电价。

四、本通知自 2016 年 4 月 1 日起执行。

- 附件：1. 2016 年—2018 年湖北电网输配电价表
2. 湖北省电网销售电价表（2016 年 4 月 1 日起执行）
3. 湖北省电网趸售电价表（2016 年 4 月 1 日起招待）

湖北省物价局

2016 年 4 月 20 日

附件 1

2016 年—2018 年湖北电网输配电价表

项目	电度电价（元/千瓦时）					基本电价	
	不满 1 千伏	1-10 千伏	35-110 千伏以下	110 千伏	220 千伏及以上	最大需量元/千瓦/月	变压器容量元/千伏安/月
一、一般工商业及其他用电	0.4862	0.4662	0.4462				
二、大工业用电		0.1329	0.1131	0.0950	0.0760	42	28

- 注：1. 表中电价含增值税，含交叉补贴，含线损。
 2. 表中所列价格均不含政府性基金及附加。具体征收标准以现行目录电价表中征收标准为准。
 3. 参与电力用户与发电企业直接交易的输配电价水平按附表标准执行；其他用户继续执行现行目录销售电价政策。
 4. 2016 年-2018 年国网湖北省电力公司综合线损率按 6.98%计算，实际运行中线损率超过或低于 6.98%带来的风险和收益均由电网企业承担。

附件 2

湖北省电网销售电价表（2016 年 4 月 1 日起执行）

单位：元/千瓦时

用电分类			电度电价					基本电价		
			不满 1 千伏	1-10 千伏	20-35 千伏以下	35-110 千伏以下	110 千伏	220 千伏及以上	最大需量元/千瓦/月	变压器容量元/千伏安/月
一、居民生活用电	城乡“一户一表”居民用电	年用电 2160 千瓦时以内	0.5580							
		年用电 2161 至 4800 千瓦时	0.6080							
		年用电 4800 千瓦时以上	0.8580							
	居民合表用电		0.5800	0.5700	0.5700	0.5700				
二、一般工商业及其他用电			0.8800	0.8600	0.8550	0.8400				
其中：中小化肥生产用电			0.6860	0.6660	0.6610	0.6460				
三、大工业用电				0.6167	0.6119	0.5969	0.5788	0.5598	42	28

续表

用电分类		电度电价					基本电价		
		不满 1 千伏	1-10 千伏	20-35 千伏以下	35-110 千伏以下	110 千伏	220 千伏及以上	最大需 量元/千 瓦/月	变压器 容量元/ 千伏 安/月
其中	离子膜法烧碱生产用电		0.5897	0.5849	0.5699	0.5518	0.5328	42	28
	中小化肥生产用电		0.5480	0.5430	0.5280	0.5130	0.4980	42	28
四、农业生产用电		0.5587	0.5387	0.5337	0.5187				
其中：贫困县农业排灌用电		0.3917	0.3717	0.3667	0.3517				

- 注：1. 上表所列价格，均含农村低压电网维护费 1.88 分钱，除农业排灌用电外，均含农网还贷资金 2 分钱。
2. 上表所列价格，除农业生产用电外，均含大中型水库移民后期扶持资金 0.83 分钱和地方水库移民后期扶持资金 0.05 分钱。
3. 上表所列价格，除农业生产用电外，均含可再生能源电价附加，其中：居民生活用电 0.1 分钱，其他类别用电 1.9 分钱。
4. 抗灾救灾用电、中小化肥生产用电，按表列分类电价降低 2 分钱执行。
5. 湖北省城市公用事业附加 2015 年 10 月 1 日起暂停征收，上述电价不含城市公用事业附加。

附件 3

湖北省电网趸售电价表（2016 年 4 月 1 日起执行）

单位：元/千瓦时

用电分类	1-10 千伏	35 千伏以上
一、县级趸售用电	0.5327	0.5327
其中：中小化肥用电	0.5177	0.5027
二、县级以下趸售用电	0.5447	0.5447
其中：中小化肥用电	0.5187	0.5037

- 注：1. 上表所列价格，均含农村低压电网维护费 1.88 分钱。
2. 上表所列价格，均含大中型水库移民后期扶持资金 0.83 分钱和地方水库移民后期扶持资金 0.05 分钱。
3. 上表所列价格，均含可再生能源电价附加 1.9 分钱。

湖北省电力用户与发电企业直接交易下半年方案公告

(湖北省发展和改革委员会公告 2016 年第 1 号)

根据省政府领导指示,为全面超额完成省政府下达的年度目标任务,根据《湖北省电力用户与发电企业直接交易管理暂行办法》的有关规定,省联合工作小组经研究决定,2016 年下半年继续开展电力直接交易工作。现将下半年交易方案予以公告,并就有关事项通知如下:

一、关于总量目标

按省政府要求,2016 年度电力直接交易总量力争达到 300 亿千瓦时,年初双边交易和集中撮合交易成交用电量 282 亿千瓦时,本轮拟对剩余量进行交易,力争超额完成省政府下达的年度总量目标。

二、关于交易对象

(一) 发电企业

符合《湖北省电力用户与发电企业直接交易管理暂行办法》(鄂经信规〔2014〕163 号)规定的准入条件的发电企业,即全省所有 30 万千瓦及以上火电机组均应参与本轮直接交易;拥有单机容量 10 万千瓦及以上的水力发电企业。按国家规定,由国家统一分配电量的跨省跨区供电项目暂不参加本轮交易。

(二) 用电企业

1. 2016 年度已获准入资格而未成交企业;
2. 报装容量在 100 千伏安以上并已执行大工业电价的互联网企业 (IDC 企业) 均可参与本轮交易;
3. 110kV 及以上供电的高铁运营企业。

新获准参与企业,应按《关于组织开展 2016 年度电力直接交易工作的通知》(鄂经信电力〔2015〕178 号)文的有关要求补充申报材料,并可与有关发电企业草签双边交易协议。省联合工作小组将对该类企业准入资格和交易合同一并审查确认。

请公告名单中的、尚未注册的发电企业与电力用户于 8 月 20 日前,在省电力公司完成注册 (各市州供电公司均有联网终端,可就地注册)。

三、关于交易方式及执行时间

本轮交易全部实行双边交易。交易时间为公告发布之日起 10 个工作日内截

止。交易合同执行电量及执行时间待联合工作小组审查确认后另行通知。

四、关于电力直接交易价格

本轮交易输配电价执行标准按《省物价局关于湖北电网 2016-2018 年输配电价及有关事项的通知》（鄂价环资〔2016〕38 号）和《财政部关于征收工业企业结构调整专项资金有关问题的通知》（财税〔2016〕6 号）有关规定执行。

五、关于电量抵扣及成交

本轮交易各火力发电企业的基本目标电量计算方法为：（省政府确定目标总量一年初已成交用电量）*1.1/全省 30 万千瓦及以上火电装机总量*本单位相应装机容量。发电企业中，同一法人单位的各期电量可打捆签订合同，在合同中明确各期电量。

火力发电企业按实际成交量的（85±3）%抵扣一般电量；对实际成交量低于基本目标电量的部分，按（5±3）%相应扣减一般电量；对实际成交量高于基本目标电量 120%的部分，全额扣减一般电量。具体比例视成交情况另行确定。

用电企业原则上只能与一家发电企业签订双边协议，在双边交易中的成交电量折算至全年，应符合“鄂经信电力〔2015〕178 号”中规定的准入门槛电量，不符合要求者不能签订发供用三方合同。

六、关于工作进度安排

请发用双方根据本次公告要求自主完成双边交易，并按双边交易合同范本签订双边合同（合同范本见附件），并于 8 月 25 日下班前，将双边交易合同报省发改委和华中能源监管局，并送省电力公司安全校核。

省直接交易联合工作小组将根据省电力公司安全校核结果，对拟签的双边合同进行审核确认，尽快批准执行。

- 附件：1. 湖北省电力用户与发电企业直接交易年度双边交易协议书（2016 版）
2. 2016 年下半年电力直接交易发电企业名单（略）

湖北省发展和改革委员会

2016 年 8 月 10 日

附件 1

湖北省电力用户与发电企业直接交易年度 双边交易协议书（2016 版）

甲方：（电力用户）

乙方：（发电企业）

根据《湖北省电力用户与发电企业直接交易管理暂行办法》有关规定，甲、乙双方均为经省电力直接交易联合工作小组确认的符合湖北省电力直接交易试点准入条件的市场主体，本着平等、自愿、公平和诚信的原则，现就直接交易事宜达成以下合作意向：

一、自 年 月 日至 年 月 日，甲方愿意向乙方购电量万千瓦时（甲方侧计量）。甲方分电压等级电量分别为：电压等级电量为万千瓦时，电压等级电量为万千瓦时，电压等级电量为万千瓦时，电压等级电量为万千瓦时。各月份交易电量（单位：万千瓦时）：

时间	电量	电价
7 月		
8 月		
9 月		
10 月		
11 月		
12 月		

二、交易意向电量报省发改委、省能源局确认，甲乙双方与相关电网经营企业签订直接交易三方合同。

三、本意向书经双方签字盖章后生效，未经双方同意不得泄露本意向书内容。

本意向书一式份，双方各执份，报省能源局和华中能源监管局备案壹份，送省电力公司壹份。

甲方（盖章） 乙方（盖章）

甲方代表（签字） 乙方代表（签字）

地址： 地址：

邮编： 邮编：

电话： 电话：
传真： 传真：
签约地点： 签订时间：

关于印发 2016 年下半年电力直接交易实施方案的通知

(鄂发改能源〔2016〕604号)

各市、州、直管市、林区经信委、发改委(能源局),省电力公司,有关发电企业、电力用户:

根据省政府领导指示,按照《湖北省电力用户与发电企业直接交易管理暂行办法》和省发改委 2016 年第 1 号公告的有关规定,国电汉川发电有限公司等 14 家发电企业与武汉华星光电技术有限公司等 23 家电力用户经双边自由协商,达成了 2016 年下半年电力直接交易发、用成交意向。经省电力直接交易联合工作小组研究决定,现印发 2016 年下半年电力直接交易实施方案,并就有关事项通知如下:

1. 联合工作小组确认武汉铁路局、互联网 IDC 企业鹏博士电信传媒集团有限公司武汉分公司具备参与电力直接交易资格。

2. 本轮电力直接交易输配电价执行标准按《省物价局关于湖北电网 2016-2018 年输配电价及有关事项的通知》(鄂价环资〔2016〕38 号)和《财政部关于征收工业企业结构调整专项资金有关问题的通知》(财税〔2016〕6 号)有关规定执行。

3. 关于电量抵扣。火力发电企业按实际成交量的 85%抵扣一般电量;对实际成交量低于《湖北省发展和改革委员会公告》(2016 年第 1 号)中确定的基本目标电量的部分,按 5%相应扣减一般电量;对实际成交量高于基本目标电量 120% 的部分,全额扣减一般电量。

4. 请省电力公司按联合工作小组协商意见,尽快组织签定发、供、用三方购售电合同。2016 年下半年电力直接交易执行时间为 7 月-12 月抄见电量。

湖北省发展和改革委员会

2016 年 9 月 21 日

附件

2016年下半年电力直接交易实施方案

单位：万千瓦时

发电企业		机组台数	协议电量	用电企业	用户购买电量	多单用户总量		
1	汉川电厂	汉川一期	4	7580	鸿富锦精密工业（武汉）有限公司	7580		
		汉川二期		7130	中国石化集团资产经营管理有限公司武汉分公司	7130	30000	
		汉川三期	1	11260	中国石化集团资产经营管理有限公司武汉分公司	11260	*	
2	荆门电厂	国电长源荆门	2	13000	湖北新洋丰肥业股份有限公司	13000		
				10800	湖北晋煤金楚化肥有限责任公司	10800		
				7100	葛洲坝荆门水泥有限公司	7100		
				5000	荆门新洋丰中磷肥业有限公司	5000		
3	青山电厂	国电长源一发	1	3720	中国石化集团资产经营管理有限公司武汉分公司	3720	*	
		国电青山	2	7890	中国石化集团资产经营管理有限公司武汉分公司	7890	*	
				260	鹏博士电信传媒集团股份有限公司武汉分公司	260	**	
4	荆州电厂	国电长源荆州	2	2500	湖北美的电冰箱有限公司	2500		
				5800	格力电器（武汉）有限公司	5800		
5	西塞山电厂	华电西塞山二期	2	5000	荆州市亿钧玻璃股份有限公司	5000		
				3500	华新水泥（大冶）有限公司	3500		
				3900	武汉中东磷业科技有限公司	3900		
				8788.94	华新水泥（襄阳）有限公司	8788.94		
6	黄石电厂	华电黄石	1	5200	阳新娲石水妮有限公司	5200		
7	阳逻电厂	华能阳逻	4	47000	湖北双环科技股份有限公司	47000		
				2	17500	武汉华星光电技术有限公司	17500	
					5000	武汉重工铸锻有限责任公司	5000	
8	蒲圻电厂	华润蒲圻（二期）	2	8520	富士和机械工业（湖北）有限公司	8520		
				9000	中国石油化工股份有限公司湖北化肥分公司	9000		
				2286	长飞光纤光缆股份有限公司	2286	8973	

续表

发电企业			机组台数	协议电量	用电企业	用户购买电量	多单用户总量
9	牌楼电厂	华能荆门	2	10440	名幸电子（武汉）有限公司	10440	
10	润昌电厂	华润宜昌	2	6687	长飞光纤光缆股份有限公司	6687	*
11	大别山电厂	黄冈大别山	2	5600	健鼎（湖北）电子有限公司	5600	
				10135	武汉铁路局	10135	42898
12	襄阳电厂	华电襄阳	6	32763	武汉铁路局	32763	*
合计：			35	263359.94		263359.94	

注：* 为相同用户；

** IDC企业可自行选择参加电力直接交易或者享受《关于实施省内互联网企业用电价格支持政策有关问题的通知》（鄂价环资〔2016〕89号）相关政策，两项政策不能重复享受。

关于组织开展 2017 年度电力直接交易工作的通知

（鄂发改能源〔2016〕788 号）

各市、州、直管市、林区经信委、发改委（能源局），省电力公司，有关发电企业、电力用户：

为进一步推进电力行业供给侧结构性改革，支持实体经济发展，2017 年度全省电力直接交易工作，将按照总结完善、开拓创新的总思路，适度扩大规模、进一步降低准入门槛，重点支持全省高新技术企业和战略性新兴产业发展。为保障市场秩序、规范交易行为，确保该项工作顺利开展，经省电力直接交易联合工作小组研究决定，现就全年总体安排及年度交易等相关事项通知如下。

一、关于电力直接交易全年总体安排

（一）关于电力供需形势

综合分析当前及今后一段时期经济发展趋势，结合我省实际，预计 2017 年我省电力呈供需基本平衡、供略大于求态势。初步预计，2017 年全社会用电量 1835 亿千瓦时，比上年增加 70 亿千瓦时，同比增长 4%；全年无大型水电机组投产，鄂州三期等火电新建、扩建机组集中在下半年投产。至年底全省装机容量约 7100 万千瓦；全省发电量 2500 亿千瓦时，同比增长 2%；按平水年测算，全口径统调火电设备利用小时数约 3900 小时，同比略降。

（二）关于电力直接交易全年总量目标

按照国家发改委《关于有序放开发用电计划的实施意见》（发改经体〔2015〕2752 号）和《关于做好 2017 年电力供需平衡预测和制定优先发电权优先购电权计划的通知》（发改运行〔2016〕2487 号）的有关规定，2017 年，全省优先发电权计划 2180 亿千瓦时。其中，一类优先发电权 720 亿千瓦时，包括风电、光伏、生物质等可再生能源电量，电网调峰调频电量以及供热电量；二类优先发电权 1460 亿千瓦时，主要包括水电和余热余压余气电量。剔除优先发电权后，考虑部分水电参与直接交易的实际，综合平衡，2017 年全省电力直接交易全年总量目标为 330 亿千瓦时左右。

（三）关于电力直接交易分阶段安排

初步安排，2017 年全省电力直接交易分年度交易、半年度交易，视情况开展

四季度交易，适时开展小火电机组关停“大代小”替代发电专项直接交易。其中，年度交易规模 300 亿千瓦时，其余电量用于半年交易、售电侧改革或其他类型交易。

（四）关于电力直接交易发电计划安排

综合平衡优先发购电计划和电力直接交易，2017 年，全省统调公用燃煤火电企业全口径发电计划主要由一般发电量计划和直接交易电量计划组成，相应的将总装机容量切分为一般发电容量和直接交易容量两部分。一般发电容量对应安排一般电量，直接交易容量可自愿参与电力直接交易。其中，30 万千瓦级机组一般发电容量比例为 66%，60 万千瓦级机组为 63%，100 万千瓦级机组为 60%，直接交易容量全年上限利用小时数为 4400 小时。省政府有承诺的蒲圻、西塞山电厂暂定参与电力直接交易量为 0.5 亿千瓦时，以后逐年增加；增容部分按 30 万千瓦级机组政策执行。对东阳光按“上网则视同公用”的原则，依其前期上网电量占总发电量的比重测算参与直接交易的容量。对经认定的热电联产机组和上年度热电比达到 50%及以上的机组，直接交易容量全年上限利用小时数可放宽至 4600 小时。超出利用小时上限部分全额抵扣一般电量。

（五）关于电力直接交易的输配电价

2017 年度电力直接交易输配电价执行标准按《省物价局关于湖北电网 2016 年—2018 年输配电价及有关事项的通知》（鄂价环资〔2016〕38 号）有关规定执行。

二、关于用户侧交易对象及相关要求

（一）已列入 2016 年电力直接交易用户名单的用户，除纳入负面清单管理之外，自动获得 2017 年度直接交易资格。

（二）为重点支持全省工业结构调整和战略性新兴产业发展，进一步降低准入门槛，下列企业不受电压等级限制，均可申请参与直接交易：

1. 国家认定的高新技术企业、省重点扶持的战略性新兴产业，申报年用电量不低于 0.2 亿千瓦时；

2. 符合产业政策的 2017 年新投产工业企业，申报年用电量不低于 0.2 亿千瓦时；

3. 按“鄂价环资〔2016〕89 号”文件规定的互联网企业，申报年用电量不低于 0.1 亿千瓦时；

4. 国家“能源之星”企业、电力需求侧管理（DSM）等试点示范企业，申报年用电量不低于 0.2 亿千瓦时；

5. 执行一般工商业电价的商业用户，用电电压等级 10 千伏及以上，申报年用电量不低于 0.2 亿千瓦时。

（三）供电电压等级为 110 千伏及以上的工业用户，申报年用电量不低于 1 亿千瓦时；其他电压等级的工业用户，申报年用电量不低于 1.5 亿千瓦时，均可申请参与直接交易。

上述用电企业均应是具有独立法人资格、财务独立核算、能够独立承担民事责任的经济实体，按照“同一法人申报、同一合同主体、同一结算主体”的原则实施。

（四）条件成熟时，符合国家和我省相关规定的售电公司可申请参与直接交易。实施电能替代的企业，符合条件的可通过售电公司参与直接交易。

（五）申报材料及负面清单管理。所有用户均受负面清单管制，凡在 2016 年元至 11 月期间，发生较大及以上环保事件、较大及以上级别生产安全事故，以及 2016 年实际用电量低于准入门槛的用户，均暂停其电力直接交易资格一年。

属于国家“上大压小”范围的工业用户，应书面承诺“在热网覆盖后，三个月内关停小机组”方可参与直接交易。按照《省人民政府办公厅关于开展全省小火电项目专项治理工作的通知》（鄂政办电〔2016〕215 号）的规定，“对于不按要求整改和未在规定时间内完成整改的企业及相关机组，禁止其参与大用户电力直接交易”。

新增用户按附件一提交材料，存量用户按附件二提交材料。

三、关于发电侧交易对象及相关要求

2017 年，参与电力直接交易的火力发电企业为单机容量 30 万千瓦及以上的企业；水力发电企业为装机容量 10 万千瓦及以上的企业。由国家统一分配电量的跨省跨区供电项目暂不参加试点。

水电企业参与直接交易的电量不低于多年（前五年，不足五年按实际年数）平均实际发电量的 10%。

四、关于年度交易时间安排及相关要求

本次年度交易火电企业的直接交易容量上限利用小时数，在全年上限利用小时数的基础上，统一下浮 200 小时。具体时间安排如下：

1. 2017 年 1 月 6 日前，各地将用户的申报材料（纸质和电子文档）报省能源局。省能源局将会同省联合工作小组其他成员单位对申报的交易各方资格进行审核，对符合准入条件的企业予以公示公告。

2. 2017 年 1 月 13 日前，通过了资格审查的新增电力用户及发电企业完成电

力交易平台的注册手续。

3. 2017年1月20日前后,组织开展挂牌交易。交易主体在电力交易平台上进行挂牌交易,交易周期为3天。其中,第一天为国家认定的高新技术企业、省重点扶持的战略性新兴产业、新投企业和互联网企业设立专场交易,其后两天所有用户均可参与交易。

4. 2017年1月23日前,进行双边交易。发电企业与用户自主双边协商签约。每个用户原则上只允许与一家发电企业签订双边成交协议,申报用电量达到10亿千瓦时及以上的用户可与两家发电企业签约。

5. 2017年2月,开展集中竞价撮合交易。省联合工作小组视挂牌和双边交易成交情况,决定是否在电力直接交易平台上开展第三轮集中竞价撮合交易。

五、关于考核规则和电网安全校核

2017年,对电力直接交易用户用电量考核,调整为:取消超高限考核,凡超出合同约定电量的一律按目录电价结算;低于合同约定电量的允许偏差为5%,允许偏差之外部分按合同约定执行;所涉发电企业由集中撮合形成的年度发电计划不做调整。

请电网调度机构在2017年1月15日前,以正式文件形式就年度交易提出安全校核意见,逾期视为无意见。交易完成后,不再对单笔交易进行安全校核。

湖北省发展和改革委员会

2016年12月29日

附件 1

湖北省电力直接交易新增电力用户申报材料目录

- 一、企业申请参与直接交易的正式文件。
- 二、企业法定代表人声明(电力用户)。
- 三、湖北省电力直接交易试点用户申请表。
- 四、企业法人营业执照、组织机构代码、法人代码、税务登记证复印件。
- 五、若国家对该行业有准入条件要求,提供企业行业准入证明文件复印件。
- 六、企业环保达标、无较大及以上生产安全事故等负面清单管理的证明材料。
- 七、详细技术参数(包括但不限于以下内容):装建容量、供电电压、用电类别,上一年实际用电量,下一年预计用电量。

八、经国家认定的高新技术企业、省重点扶持的战略性新兴产业、国家“能源之星”企业、国家工业领域电力需求侧管理（IDSM）示范企业，还应提供相关证明文件复印件。

九、其他相关材料。

附件 2

湖北省电力直接交易存量电力用户申报材料目录

一、企业申请参与直接交易的正式文件。

二、企业环保达标、无较大及以上生产安全事故等负面清单管理的证明材料。

三、湖北省电力直接交易试点用户申请表

四、经国家认定的高新技术企业、省重点扶持的战略性新兴产业、国家“能源之星”企业、国家工业领域电力需求侧管理（IDSM）示范企业，还应提供相关证明文件复印件。

五、其他相关材料。

附件 3

湖北省电力直接交易_____市大用户直购电试点企业汇总表

序号	企业名称	所在地	所属行业	主要生产工 艺、设备 和产品	年产 量、产 值、销 售收入	用 电 电压 等级 (kV)	2016 年 前三季 度用 电量 (万千 瓦时)	2016 年 前三季 度用 电负 荷率 (%)	2017 年 申请 购 买电 量 (万千 瓦时)	单 位 产 品 综 合 能 耗 (千 克 标 煤/ 吨)	省 内 同 行 业 能 耗 平 均 水 平 (千 克 标 煤/ 吨)	单 位 增 加 值 能 耗 (吨 标 煤/ 万 元)	是 否 已 安 装 电 能 在 线 监 测 系 统	推 荐 理 由
1														
2														
3														
4														
5														
6														
汇总														

第十四章 四川省

关于推进风电光伏发电市场化交易有关问题的通知

（川发改价格〔2016〕514号）

各市（州）发展改革委，国网四川省电力公司，有关发电企业：

根据国家发展改革委引发的《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》（发改能源〔2016〕625号），风力和光伏等可再生能源发电列入全额保障性收购管理范围，水力发电参照执行。我省近年来用电市场无明显增长，在水电、风电和光伏等装机增长过快的情况下，目前我省水电市场化交易已近50%，下一步将逐步推行风电光伏发电市场化交易。为均衡协调各可再生能源发电企业发展，按照经省政府同意的《2016年第四季度推进电力价格改革工作方案》要求，我省决定今年最后一个季度试行风电光伏发电部分电量市场化交易。现将有关事项通知如下：

我省风力和光伏发电企业从2016年10月1日起至12月31日止，每月按发电量的25%作为市场化交易电量，如因市场需求或发电企业电量较少等原因，无法参与市场交易，电网公司仍收购发电企业这部分上网电量，除享受国家可再生能源电价补贴外，其燃煤标杆电价部分参照今年丰水期外送电上网电价执行，节省的部分基价金额用于降低我省工业电价。

四川省发展和改革委员会
四川省经济和信息化委员会
国家能源局四川监管办公室

四川省能源局

2016年10月26日

第十五章 辽宁省

辽宁省电力用户与发电企业直接交易规则（试行）

第一章 总 则

第一条 为规范辽宁省电力用户与发电企业直接交易（简称“直接交易”）工作，依据国家有关法律法规和《辽宁省电力用户与发电企业暂行管理办法》（以下简称《办法》），制定本规则。

第二条 参与电力直接交易的市场成员包括市场主体和电网企业。市场主体包括符合准入条件进入市场的电力用户和发电企业。

第三条 省内参与直接交易的所有市场成员必须遵守本规则。

第四条 国家能源局东北监管局（以下简称东北能源监管局）、辽宁省经济和信息化委员会（以下简称省经信委）、辽宁省物价局（以下简称省物价局）按照各自职责对本规则执行情况进行监管。

第二章 市场成员的权利和义务

第五条 电力用户的权利和义务

- （一）按规定进入或退出直接交易市场；
- （二）按规定参与市场交易，履行交易合同及协议；
- （三）保证交易电量用于申报范围内的生产自用；
- （四）遵守政府部门有关需求侧管理规定。
- （五）按期交纳电费和国家规定的政府性基金及附加。

第六条 发电企业的权利和义务

- （一）按规定进入或退出直接交易市场；
- （二）按规定参与市场交易，履行交易合同及协议；
- （三）按要求提供辅助服务；
- （四）执行并网调度协议，服从统一调度，维护电网安全稳定运行。

第七条 电网企业的权利和义务

- （一）公平、无歧视开放电网，提供输配电服务，合理安排系统运行方式，保证系统安全运行和电力供需平衡；
- （二）负责组织市场交易，对无约束交易结果进行安全约束校核并进行必要的说明；

(三) 负责组织签订交易合同,按交易合同分解编制月度交易计划和机组发电曲线;

(四) 负责交易电量抄录、出具结算凭证、代理结算直接交易电费;

(五) 负责市场信息统计、发布和报告;

(六) 负责交易平台的建设、运行和维护;

(七) 负责落实交易结果的执行。

第三章 市场准入与退出

第八条 直接交易实行市场准入制。电力用户、发电企业准入资格按照《办法》执行,省经信委和东北能源监管局联合确定准入企业名单并印发准入文件。电力交易机构按照准入文件组织获得准入资格的电力用户、发电企业进行市场登记注册。

第九条 电力用户准入应符合以下基本条件:

(一) 属于《产业结构调整指导目录(2011年本)(2013年修正)》鼓励类,符合国家和省相关产业政策、有节能潜力的企业;

(二) 采取有效环保措施,符合国家和省环保要求,并经验收达标认证的企业;

(三) 能耗指标先进,其单位能耗低于全国同行业平均水平;

(四) 电力需求相对稳定且对电网安全可靠运行有益、用电电压等级在66千伏及以上的电力用户;

(五) 拥有企业自备电厂的用户在全额缴纳政府性基金和附加后方可参与直接交易。

第十条 发电企业准入应符合以下基本条件:

(一) 辽宁境内符合国家基本建设审批程序并取得发电业务许可证,已投入商业化运行的火力(含核电)发电企业;

(二) 单机容量在30万千瓦及以上火力(含核电)发电机组;

(三) 具有环保设施并正常投运,符合国家和省环保要求。

第十一条 参与直接交易的电力用户和发电企业在合同期内原则上不得退出。

第十二条 发生以下情况,电力用户和发电企业退出直接交易市场:

(一) 国家产业政策调整,不符合现行的市场准入条件;

(二) 企业经营范围发生变化,不符合市场准入条件;

(三) 企业面临倒闭、破产;

(四) 发生不可抗力,严重影响企业的生产、经营活动;

（五）其它特殊原因。

第十三条 申请退出直接交易的电力用户或发电企业应以书面形式向电力交易机构提出申请，申请内容包括：

- （一）退出原因、时间及相关支撑性文件；
- （二）与其他主体之间尚未履行完毕的交易合同或协议及处理建议。

第四章 交易方式

第十四条 直接交易按交易模式分为双边交易、撮合交易和挂牌交易。按交易周期分为年度及以上中长期交易、季度及以下短期交易。中长期交易以双边交易为主，短期交易以撮合交易、挂牌交易为主。

第十五条 直接交易三要素：直接交易价格、直接交易电量及交易时段。直接交易价格是指发电企业上网关口的直接交易上网价格（元/兆瓦时）；直接交易电量是指电力用户的直接交易用电量（兆瓦时）；交易时段是指直接交易合同的有效周期，以起始时间（年、月、日）至结束时间（年、月、日）表述。

第十六条 双边交易：

（一）双边交易模式是指发电企业和电力用户协商一致后向电力交易机构申报交易意向，经电力调度机构安全约束校核，发电企业、电力用户、电网企业签订合同予以确认的直接交易。鼓励开展长期双边交易并引入交易双方上下游产品价格联动机制。

（二）发电企业和电力用户通过自主协商，确定交易电量、交易电价、交易时段及分月计划等，形成双边交易申报单，在交易申报有效期内一并提交到交易平台，并按提交的先后顺序，确认交易。当成交电量达到当期交易总电量规模或交易期截止时间时，结束提交申报。当两个或以上申报单同时提交并超过当期交易总电量规模的临界时，其成交电量按申报电量比例分配，但交易周期长者优先成交。

（三）交易平台根据受理的双边交易申报单，对电量空间、提交时间、交易时段和安全约束等进行校核后，发布最终交易结果。

第十七条 撮合交易：

（一）撮合交易模式是指发电企业和电力用户集中在交易平台上双向申报交易电量、交易电价，以撮合方式经安全约束校核后成交的直接交易。

（二）发电企业、电力用户在规定时限内将交易电量、电价的申报到交易平台。发电企业申报交易数据口径为上网侧，电力用户申报交易数据口径为用电侧。

撮合交易实行交易价格申报限制，分别设立最高报价和最低报价，最高报价不超过标杆电价（含脱硫、脱硝电价，下同）120%，最低报价不低于标杆电价80%。原则上每年确定一次交易价格申报限制，若不出台新的价格限制，则按前一次的价格限制继续执行。

（三）交易分轮次开展，但不超过3轮；每轮次双方可多段报价，但不得超过3段。

（四）交易双方申报每段电量不得小于1000兆瓦时，发电企业合计申报电量不得超过校核的剩余发电空间。申报电价精确到0.1元/兆瓦时。

（五）电力用户按其分段申报电价扣除对应的输配电价、政府基金及附加后（折算到发电上网口径）从高到低排序，发电方按其分段申报电价从低到高排序。

（六）按照双方申报价格的排序，计算电力用户折算到发电上网口径的申报电价（剔除输配电价、政府基金及附加后）与发电企业申报电价之间的价差；

（七）双方按照价差从大到小顺序匹配成交，直至价差为零。成交价格为扣除输配电价、政府基金及附加后的电力用户申报电价与发电企业申报电价的平均价格，即

成交价格 = (电力用户申报电价 - 输配电价 - 政府基金及附加 + 发电企业申报电价) / 2

（八）报价相同的发电企业，按照脱硫机组、脱硝机组、大容量机组的顺序成交；如机组以上条件全部相同，按申报电量比例分配交易电量。每轮次撮合交易结果经安全约束校核后，由交易平台发布交易匹配成功企业及其交易价格、交易电量等信息。

（九）撮合交易达成的交易电量无特殊约定按时间进度均衡分解，形成分月交易电量计划。

第十八条 挂牌交易：

（一）挂牌交易模式是指由电力用户提出直接交易电量、电价等需求并在交易平台进行发布，发电企业依据交易需求进行申报，并经安全约束校核后成交的直接交易。

（二）有交易意向的电力用户向交易平台提出挂牌交易申请，并申报交易的起始时间、交易电量和电价。

（三）年度及以上中长期交挂牌交易每次挂牌不超过3轮，季度及以下短期挂牌交易每次挂牌1轮。

（四）在接到交易需求后，交易平台将挂牌交易的电力用户名称、交易起始

时间，交易电量，交易电价，输配电价、损耗，各主要约束断面输电能力（电量）及剩余输电能力（电量），挂牌交易相关的发电机组容量系数、脱硝系数、脱硫系数等信息予以发布。

（五）发电企业向交易平台申报申购电量和容量。

（六）挂牌交易中，当申购总电量不大于需求电量时，按申购电量成交；当申购总电量大于需求电量时，按各市场主体的申购容量及其权重系数进行计算。每申报单元中标的计算公式为：

$$\text{中标电量} = \text{挂牌电量} \times (\text{申购容量} \times \text{容量系数} \times \text{脱硝系数} \times \text{脱硫系数} / (\sum \text{申购容量} \times \text{容量系数} \times \text{脱硝系数} \times \text{脱硫系数}))$$

如申报单元中标电量大于其申购电量时，按申购电量成交。扣除该单元中标电量及申报容量后，其它单元按上述公式重新计算。

（七）权重系数设置的目的是鼓励和提高大容量、环保机组的中标电量比例，促进节能减排。权重系数的设置规定如下：

容量系数：30 万级机组容量权数为 1，30 万级机组基础上每增加 10 万容量权重系数增加 5%。即 50 万级机组以其申购电量提高 10%后进行计算；60 万级机组以其申购电量提高 15%后进行计算；80 万级机组以其申购电量提高 25%后进行计算；100 万级机组以其申购电量提高 35%后进行计算。

脱硫系数 = 1 + (10% * 上年脱硫设施投运率)

脱硝系数 = 1 + (20% * 上年脱硝设施投运率)

参与挂牌交易的发电企业上年脱硫、脱硝设施投运率由发电企业自行申报，东北能源监管局进行认定。

（八）挂牌交易计算完成后，交易平台发布交易结果，包括成交企业名单、成交电量。

第五章 交易的组织及程序

第十九条 电力交易机构在交易平台向参与市场交易成员发布交易公告，包括交易总规模、交易模式、交易周期、市场在册成员的相关信息以及受理申报时限等信息。无特殊情况，每次组织交易，电力交易机构至少应提前一个月发布公告。

第二十条 参与交易市场成员按公告时限，向交易平台提交相关交易申报单。逾期交易平台将自动关闭，不再受理。

第二十一条 经过安全约束校核后，电力交易机构通过交易平台发布交易结

果，并组织交易双方与电网企业按照能源监管机构制定的合同示范文本签订直接交易购售电合同和输配电服务合同。

第六章 交 易 价 格

第二十二条 参与直接交易的电力用户的购电价格，由直接交易价格、电网输配电价及线损、政府性基金及附加三部分组成。发电企业上网电价等于直接交易价格。

第二十三条 采用双边交易模式时，直接交易价格由电力用户与发电企业通过协商自主确定，非因法定事由，不受第三方干预；采用集中撮合交易、挂牌交易模式时，直接交易价格根据交易平台撮合、挂牌成交结果确定。

第二十四条 直接交易价格含脱硫、脱硝电价和其它环保加价，遇国家电价政策调整时，按调价文件执行。

第二十五条 直接交易输配电价执行两部制电价。其中：基本电价执行现行销售电价表中的大工业用电基本电价标准；电量电价（不含损耗）按照国家价格主管部门批复价格执行。直接交易输配电损耗以电量折算方式支付，线损率由省物价局确定。

第二十六条 政府性基金及附加按国家规定标准缴纳。

第二十七条 合同执行期间，遇有国家调整电价时，直接交易输配电价、政府性基金及附加相应调整。

第二十八条 电力用户执行现行相关电价政策。其中实行峰谷分时电价的用户，直接交易电量继续执行峰谷分时电价，直接交易平段电价为电力用户购电价格扣除政府性基金及附加，峰、谷段电价按现行比价计算。发电企业直接交易电量暂不执行峰谷电价。

第七章 交 易 电 量

第二十九条 直接交易电量是指电力用户与发电企业签订的直接交易合同约定的购电量，发电企业直接交易上网电量为直接交易电量线损折算后的电量，即
发电企业直接交易上网电量=直接交易电量/（1-输配电损耗率）。

第三十条 年度直接交易总电量规模，由省经信委按照《办法》确定。

第三十一条 不限制单个电力用户和发电企业的交易电量，交易电量由市场交易结果确定。每次交易成交电量的总和应不大于当期直接交易总电量规模。

第三十二条 直接交易电量空间不参与全省年度发电计划安排。全省负荷空

间在剔除直接交易的电量后，按照国家发展改革委《关于加强和改进发电运行调节管理的指导意见》进行全省年度电力电量平衡。

第三十三条 执行峰谷分时电价政策的电力用户，若全部用电量参与直接交易，则分别按峰、谷、平时段执行的电量确认直接交易电量；若部分用电量参与直接交易，则对峰、谷、平时段执行的电量分别按当月直接交易电量与全部用电量的比例分劈确认直接交易电量。

第三十四条 鼓励公用电厂替代高耗能、高污染的企业自备电厂发电（不含综合利用机组）。拥有自备电厂的企业，机组按国家政策关停后，其前三年自发自用电量的平均数由省经信委核定后可进入直接交易市场，不受全省总规模的限制，对应发电空间由公用电厂代发，此部分电量空间按每年三分之一的比例逐年递减。

第八章 合同签订及调整

第三十五条 交易结果发布后，按合同范本，发电企业、电力用户、电网企业三方签订电力用户与发电企业直接交易购售电合同和输配电服务合同。对短期交易如交易双方已签订长期合同的，只需签订补充协议。各类交易合同及补充协议须报省经信委和东北能源监管局备案。

第三十六条 直接交易合同签订各方应严格履行合同约定。电力用户、发电企业的双边交易、撮合交易、挂牌交易的成交电量在合同中应分解到月，按合同约定的时间完成交易电量。特殊情况可采取滚动平衡措施，保证直接交易合同执行。

第三十七条 在不影响已执行合同的情况下，交易双方可协商提出直接交易合同调整意向，允许对合同电量、电价、违约赔偿标准等合同要素进行调整，其中，电量调整须经电网安全约束校核。

第三十八条 有不可抗力等原因需终止合同，经交易双方同意，向电力交易机构提前提出书面申请，报经省经信委和东北能源监管局同意后方可终止履约，并由电力交易机构发布市场公告，但已发生部分合同电量视为有效。合同终止情况报省经信委和东北能源监管局备案。

第三十九条 参加直接交易的发电企业如遇特殊情况，不能完成直接交易电量时，可遵循节能减排原则在准入的发电企业之间进行发电权交易。

第九章 计量与结算

第四十条 电力用户计量点以电力用户与所在电网企业签订的《供用电合同》约定的计量点为准；发电企业计量点以发电企业与电网企业签订的《购售电

合同》约定的计量点为准。

第四十一条 电能计量装置、电能计量装置校验要求和计量装置异常处理办法按电力用户与所在电网企业签订的《供用电合同》和发电企业与电网企业签订的《购售电合同》的约定执行。

第四十二条 电费结算方式及时间保持现行体系不变，即发电企业、电力用户双方均通过电网企业结算，以保证各类交易电量得以均衡兑现。

第四十三条 电力交易机构根据抄表电量和交易合同，从用户抄表电量中按照直接交易优先的原则切割电量，并向相关市场主体出具结算凭证，由电网企业按“月清月结，年终清算”原则优先与发电企业和电力用户结算直接交易电费。

第四十四条 发电企业上网电量结算优先顺序为：直接交易合同、跨区跨省外送电交易合同、发电权交易合同、年度基数电量计划；电力用户用电量结算优先顺序为：直接交易合同、购网电量计划。

第四十五条 按照风险共担、利益同享的原则，电网企业与发电企业共同承担用户欠费损失的风险。电力用户发生的直接交易欠费由电网企业与发电企业按供电环节电价比例划分，各自承担相应的欠费损失。

第四十六条 电力用户直接交易购电费

电力用户直接交易购电费包括交易电量电费、电度输配电费、输配电损耗费、基本电费、政府性基金及附加。其中：

交易电量电费=直接交易电量×直接交易电价

电度输配电费=直接交易电量×电度输配电价

输配电损耗费=[直接交易电量/(1-输配电损耗率)]×输配电损耗率×直接交易电价

政府性基金及附加=直接交易电量×政府性基金及附加标准

第四十七条 发电企业直接交易上网电费

发电企业直接交易上网电费=[直接交易电量/(1-输配电损耗率)]×直接交易电价

第十章 信 息 披 露

第四十八条 市场主体应根据各自职责及时在交易平台披露相关信息，并保证真实有效，否则将承担相应的责任。电力交易机构要通过交易平台对电力用户直接交易信息进行汇总、整理、发布和保存。

第四十九条 电网企业应披露的信息

（一）交易开始前电网企业应披露以下信息：

1. 输配电价、政府基金及附加标准、线损率；
2. 直接交易总规模，交易周期，交易方式，受理起止时间，发布结果时间参与直接交易发电企业的可交易电量规模及联系方式，参与直接交易电力用户的用电需求及联系方式；
3. 年度电力供需预测，主要输配电设备典型时段的最大允许容量、预测需求容量、约束限制的依据等信息；
4. 其他应向市场主体披露的信息。

（二）交易成交后电网企业应披露以下信息：

1. 市场总成交电量、市场成交均价、各电力用户和发电企业成交配对名单、安全约束校核信息等。对于因电网安全约束限制的直接交易，应详细说明约束的具体事项，提出调整意见。包括具体的输配电线路或设备名称、限制容量、限制依据、其他用户的使用情况、约束时段等。
2. 对成交的相关市场成员发布成交电量及其价格，分月计划等。
3. 其他应向市场主体披露的信息等。

第五十条 电力用户应及时披露以下信息：

（一）电力用户的公司股权结构、投产时间、用电电压等级、最大生产能力、年用电量、电费欠缴情况、产品电力单耗、用电负荷率、联系方式、以前年度违约情况等。

（二）直接交易电量完成情况、电量清算情况、电费结算情况等。

第五十一条 发电企业应及时披露以下信息：

（一）发电机组台数、机组容量、投产日期、发电业务许可证、上网电价、联系方式、以前年度违约情况等。

（二）直接交易电量完成情况、电量清算情况、电费结算情况等。

第十一章 市场监管及干预

第五十二条 东北能源监管局、省经信委、省物价局对电力用户与发电企业直接交易过程、合同签订与调整、安全约束校核、计量与结算、信息披露等进行监督管理。

第五十三条 电力交易机构应将直接交易合同、市场主体的注册信息、交易情况等信息报省经信委和东北能源监管局备案。

第五十四条 东北能源监管局可采取定期或不定期的方式对本规则的实施

情况开展现场检查，对市场主体和电力交易机构违反有关规定的，会同省经信委依法进行处理。

第五十五条 电力用户和发电企业有下列行为之一的，经核实，由省经信委和东北能源监管局联合发文，予以强制退出：

- （一）提供虚假材料或其它欺骗手段取得市场准入的；
- （二）互相串通报价，操纵或控制市场交易，哄抬或打压交易价格的；
- （三）将所购交易电量转售或变相转售给其他用户的；
- （四）拖欠直接交易或其它电费一个月以上的；
- （五）不按交易结果签订合同的；
- （六）无正当理由，不履行已签订的交易合同或协议的；
- （七）不服从电网调度命令的；
- （八）其它违反交易规则行为并造成严重后果的。

第五十六条 发生以下情况时，东北能源监管局会同省经信委，可对市场进行强制干预：

- （一）发生市场主体滥用市场力、串谋及其它严重违约等情况导致市场秩序受到严重扰乱；
- （二）交易平台发生故障，直接交易无法正常进行时；
- （三）其它必要情况。

第五十七条 市场干预的主要手段包括：

- （一）改变市场交易时间或暂停市场交易；
- （二）调整市场限价；
- （三）调整市场交易电量等。

第十二章 违 约 处 理

第五十八条 市场主体发生违约时，根据所签订的合同相关条款的约定处理政策执行。

第五十九条 市场主体要严格遵守各类合同、计划，若出现超欠合同约定电量情况，按以下规定处理：

（一）发电企业产生超合同（偏差超过+3%）发电，则超发部分电量按政府核定上网电价的90%结算。若产生欠合同（偏差超过-3%）发电，电力用户可购买目录电价电量，发电企业需补偿电力用户因此增加的电费。

（二）若电力用户超合同用电，按国家核定的目录电价向电网企业购买。

（三）除因经济发展变化造成全社会用电需求低于预期或特殊原因联络线年度电量增幅较大等不确定因素外，因电网企业原因，导致发电企业未能完成合同发电量（偏差超过-3%），则欠合同部分电量，电网企业按政府核定上网电价的110%与发电企业结算；造成电力用户未能完成合同用电量（偏差超过-3%），则欠合同部分电量，电网企业按国家核定的目录电价的90%与电力用户结算。

第六十条 上述违约责任按月统计，年度清算。

第六十一条 本规则执行过程中严禁互相串通操纵市场、不履行应承担的义务和责任、欠交电费、交易电量转售或者变相转售给其他用户等行为发生，否则将取消市场成员资格，并由省经信委、东北能源监管局依据国家有关法律法规进行处理。

第十三章 附 则

第六十二条 涉及本规则的相关条款，若国家出台新的规定和政策，按新规定和政策执行。

第六十三条 市场规则的修改由市场主体或电力交易机构向东北能源监管局、省经信委提出建议，由东北能源监管局、省经信委按照相关程序组织修改。

第六十四条 出现紧急情况或因本规则未尽事宜，导致市场交易难以正常进行时，电力交易机构可提交临时条款，报东北能源监管局、省经信委核备后，发布执行。

第六十五条 临时条款一经发布立即生效，本规则中与临时条款相抵触部分暂时失效。

第六十六条 临时条款发布时，应规定有效期，并向市场成员说明制订临时条款的理由。

第六十七条 本规则由东北能源监管局、省经信委、省物价局在各自职责范围内负责解释。

第六十八条 本规则自发布之日起试行实施。

辽宁省工业和信息化委员会

2015年7月14日

关于印发辽宁省电供暖（供热）电力 交易方案及规则的通知

各市经信委、发改委、物价局、环保局、住建局（供热办），省电力公司，省内相关发电企业：

为大力推进蓝天工程，加强大气污染防治，认真贯彻落实《中共辽宁省委辽宁省人民政府关于加强大气污染防治工作的实施意见》（辽委发〔2016〕2号）和第94次省长办公会议精神，积极推进电供暖（含供热，下同），省经信委会同省物价局、东北能源监管局制定了辽宁省电供暖（供热）电力交易方案和规则，对市场主体、交易方式、交易价格、交易电量、计量及结算等方面作出了规定。现将方案和规则印发给你们，请遵照执行。

请各市经信委、发改委、环保局、住建局（供热办）组织相关电供暖项目实施单位认真学习方案和规则。请省电力公司按照方案和规则要求，结合本公司业务周密安排、认真部署，同时协调各市供电企业做好供暖单位用电增容办理工作。请需增加用电容量的供暖单位务必于设备改造前到供电企业办理增容手续，避免因供电能力不足导致无法投运等问题发生，确保电供暖电力交易的顺利开展和电供暖工作的积极推进。

- 附件：1. 辽宁省电供暖（供热）电力交易方案
2. 辽宁省电供暖（供热）电力交易规则（试行）

辽宁省经济和信息委员会
辽宁省物价局
国家能源局东北监管局
2016年5月30日

附件 1

辽宁省电供暖（供热）电力交易方案

为大力推进蓝天工程，加强大气污染防治，认真贯彻落实《中共辽宁省委辽宁省人民政府关于加强大气污染防治工作的实施意见》（辽委发〔2016〕2号）和

第 94 次省长办公会议精神，推进电供暖（含供热，下同）发展，我省决定建立电供暖电力交易市场，参照电力用户与发电企业直接交易方式，由供暖单位与发电企业在电供暖电力交易市场中实施交易。为保证此项工作规范运作，制定本方案。

一、市场成员

我省采取电锅炉供暖（含供热）单位（以下简称供暖单位）为电力需求方，省内发电企业为电力供应方，电网企业为输电方。参与电供暖电力交易的市场成员包括市场主体和电网企业。市场主体包括符合准入条件进入市场的供暖单位和发电企业。

供暖单位包括两种类型：居民供暖单位、其它供暖单位（包括服务业供暖单位、工业供暖单位）。

电锅炉供暖所需电力以清洁能源核电、风电为主，如核电、风电电力不足以支持电锅炉供暖时，煤耗先进的 30 万千瓦及以上火电机组可作为补充电源。

二、交易方式

电供暖电力交易参照我省电力用户与发电企业直接交易方式，可采取挂牌、双边或集中撮合等交易模式。

三、交易电量

电供暖交易电量以最终成交电量为准。由于每个供暖单位供暖规模不同，所需电量不同，且用电量受天气原因影响，预测难度较大，允许合同执行电量出现一定的偏差，月度合同电量可进行调整，实行滚动平衡，年度偏差电量不得超过±5%，否则应承担违约责任。发电企业仍按现行规定执行。

四、交易价格

对于供暖单位执行一般工商业电价类别。供暖单位到户电价包括交易电价、输配电价（含线损）、政府性基金及附加三部分。

供暖单位用电实行峰谷平分时电价。为减小供暖单位供暖设备的初始投资压力，低谷时段由原来 7 小时延长至 10 小时，延长时间以平时段扣减，峰时段保持不变。即由 22:00-5:00 变更为 21:00-7:00。

五、输电价格

居民供暖单位和其它供暖单位（包括服务业供暖单位、工业供暖单位）执行不同的输配电价，具体标准由省物价局单独核定并发布。

六、合同执行时间

合同执行时间为每年 11 月 1 日至次年 10 月 31 日（具体时间，由交易各方协商确定）。

附件 2

辽宁省电供暖（供热）电力交易规则（试行）

第一章 总 则

第一条 为大力推进蓝天工程，加强大气污染防治，为贯彻落实《中共辽宁省委辽宁省人民政府关于加强大气污染防治工作的实施意见》（辽委发〔2016〕2号）和第94次省长办公会议精神，推进电供暖（含供热，下同），结合辽宁省实际制定本规则。

第二条 电供暖（含供热）单位（以下简称供暖单位），暂确定为使用电热锅炉供暖方式的单位。

第三条 供暖单位所需电量，通过电供暖电力交易市场解决。

第四条 参与电供暖电力交易的市场主体包括供暖单位和发电企业。

第五条 电供暖电力交易应遵循以下原则：

（一）保证电力系统安全稳定运行和优质可靠供电、供热及可再生能源消纳需求；

（二）符合国家产业政策，坚持节能环保、效率优先；

（三）坚持“公开、公平、公正”原则；

（四）市场成员参与交易行为平等自愿、利益共享，履行社会责任；

（五）通过全省统一平台进行交易。

第二章 市 场 准 入

第六条 供暖单位须具备以下条件后方可参加交易：

（一）供暖单位须具有合规的用电手续；

（二）供暖单位须对电热设备单独加装计量表计、负荷控制和用电采集装置；

（三）拥有自备电厂的供暖单位自发自用电量需要全额交纳政府性基金及附加。

第七条 供暖单位持供电企业出具的合法用电手续和电供暖项目方案到所在市经信委申请准入，并于8月15日前凭市经信委准入文件到电网企业登记注册。10月1日前完成计量表计、负荷控制和用电采集装置的安装工作，经市经信委组织供电企业查验后，方可参与交易。

第三章 交易电量和电价

第八条 电供暖交易电量以最终成交电量为准。由于每个供暖单位供暖规模不同，所需电量不同，且用电量受天气原因影响，预测难度较大，允许合同执行电量出现一定的偏差，月度合同电量可进行调整，实行滚动平衡，年度偏差电量不得超过±5%，否则应承担违约责任。

第九条 市场交易电量空间不参与全省年度发电计划安排。

第十条 对于供暖单位执行一般工商业电价类别。执行大工业电价的单位，其电供暖用电执行一般工商业电价类别，因电供暖所引起的新增用电，容量从总容量中扣除，免收基本电费。

第十一条 供暖单位到户电价包括交易电价、输配电价（含线损）、政府性基金及附加三部分组成，其中输配电价由省物价局单独核定并发布。

第十二条 供暖单位用电实行峰谷平分时电价。为减小供暖单位供暖设备的初始投资压力，低谷时段由原来7小时延长至10小时，延长时间以平时段扣减，峰时段保持不变，即由22:00-5:00变更为21:00-7:00。

第四章 交易方式、合同签订及调整

第十三条 电供暖电力交易参照我省电力用户与发电企业直接交易方式，可采取挂牌、双边或集中撮合等交易模式。

第十四条 交易结果必须通过电网企业安全校核，并按照交易规则确认后方可生效。

第十五条 经电网安全校核无问题后，供暖单位、发电企业、电网企业三方签订《交易合同》。交易合同主要内容包括交易电量、交易价格、输配电价、电能计量、电量结算和电费计算、合同变更和转让、不可抗力、争议的解决等内容。交易合同文本由电网企业制定、东北能源监管局审核。合同签订后，报省经信委、东北能源监管局备案。

第十六条 合同执行时间为每年11月1日至次年10月31日（具体时间，由交易各方协商确定）。

第十七条 交易合同签订后，电网企业将发电企业交易电量纳入其生产计划，在满足电网安全约束和冬季供热需求的基础上，优先保证交易合同电量完成。

第五章 交易执行、计量与结算

第十八条 供暖单位、发电企业、电网企业三方签订交易合同后，供暖单位向电网企业提交分月用电计划。电网企业根据分月用电计划，并依据各类交易合同、电网运行方式及负荷等情况，将各月分解电量经约束校核并进行系统平衡后编制成月度执行计划，向交易双方发布执行，并作为结算依据。

第十九条 供暖单位于每月 20 日前，将下月用电情况预测上报电网企业，电网企业按照实际情况平衡月度计划。

第二十条 电费结算方式保持现行体系不变，即供暖单位与发电企业均通过电网企业结算，以保证各类交易电量均衡兑现。电费结算时间参照现行规定执行。

第二十一条 电网企业根据供暖单位抄表电量和交易合同，按照“月清月结、年度清算”原则优先与发电企业和供暖单位结算交易电费。

第二十二条 供暖单位对电热设备单独加装计量表计、负荷控制和用电采集装置，与其他用电分表计量。供暖用电量执行交易到户电价，其他用电量按原有用电分类电价执行。

第六章 市场成员责任、义务及违约处理

第二十三条 供暖单位和发电企业应严格履行交易合同并承担合同约定的权利和义务。遇有不可抗力等原因需终止合同，需经交易各方同意，并向电网企业提前提出书面申请，报经省经信委、东北能源监管局同意后方可终止履约，并在辽宁电力交易运营平台上发布市场公告，但已发生部分合同电量视为有效。合同终止情况报省经信委、东北能源监管局备案。

第二十四条 若遇有不可抗力等情况市场不能正常运行，由电网企业向省经信委、东北能源监管局提出申请，经批准后公告中止市场运行。

第二十五条 电网企业负责建立科学合理的交易环境，除特殊情况外，如发生系统事故、天气异常变化、负荷异常波动、特殊保电等不可预控的情况外，应保障市场交易正常秩序，保障交易电量完成和电费清算。电网企业应在保护供暖单位、发电企业商业信息安全的基础上，确保市场交易公开、公平、公正。

第二十六条 供暖单位月度用电量与计划出现偏差时，应于每月 20 日前向电网企业提出次月电量调整书面申请，电网企业商相关发电企业同意后，参照次月供暖单位用电计划调整月度分解电量，但合同期满时，累计执行偏差不得超过±5%，否则应承担违约责任。违约处理参照《辽宁省电力用户与发电企业直接交

易规则（试行）》相关条款执行。

第二十七条 违约责任按月统计，若合同期不超过1年，合同期满时进行清算；对超过1年的交易合同，每年清算一次。

第二十八条 严禁互相串通操纵市场、不履行应承担的义务和责任、恶意欠费、交易电量转售或者变相转售给其他用户等行为发生，否则将取消市场成员资格，并由省经信委、东北能源监管局依据国家有关法律法规进行处罚。

第二十九条 交易及履约过程中出现的争议等事宜由省经信委商东北能源监管局裁定。

第七章 附 则

第三十条 本规则所列的相关条款，若国家出台新的规定和政策，按新规定和政策执行。

第三十一条 本规则由省经信委、省物价局、东北能源监管局在各自职责范围内负责解释。

第三十二条 本规则自发布之日起试行实施。

第十六章 陕西省

关于陕西省 2016 年下半年电力直接交易准入企业的公告

为推进我省电力体制改革工作步伐，探索电力市场化建设道路，发挥陕西电力交易中心交易平台的作用，依据《国家发展改革委 国家能源局关于印发电力体制改革配套文件的通知》（发改经体〔2015〕2752号）、《陕西省发展和改革委员会 国家能源局西北监管局关于印发陕西省电力用户与发电企业直接交易实施细则（暂行）的通知》（陕发改运行〔2014〕1174号）要求，我委会同西北能源监管局、陕西省电力公司、陕西省地方电力（集团）有限公司、陕西电力交易中心有限公司等有关单位，在总结 2016 年上半年及以前电力直接交易工作的基础上，确定了下半年电力直接交易相关组织原则与开展模式。经过对前期各地市上报的下半年参与电力直接交易用户资料查验，确定了 19 家发电企业和 232 家电力用户企业（见附件 1、2），作为我省下半年电力用户与发电企业直接交易参与单位。

为进一步做好我省 2016 年下半年电力用户与发电企业直接交易工作，现将有关事项公告如下：

一、交易模式

关中、陕南和延安地区，按照发电企业和电力用户自主协商模式开展下半年电力直接交易。

为推进我省电力市场化改革步伐，根据榆林市政府申请进行电力直接交易试点的要求，在陕北地区（含榆林市，神木、府谷县），按照发电企业和电力用户集中竞价撮合模式开展下半年电力直接交易。

二、准入原则

按照鼓励企业降低产品单位能耗、采用先进生产技术和装备，促进产业结构调整升级的原则，确定参与直接交易电力用户的准入条件如下：

1. 具有法人资格、财务独立核算、能够独立承担民事责任的企业；内部核算的电力用户经法人单位授权后也可参与。
2. 符合《产业结构调整指导目录》等国家产业政策，并且环保排放达标，产品单位能耗低于全国同行业平均水平的企业。
3. 优先安排 2015 年用电量在 3000 万千瓦时及以上（2016 年新投运用户上半年用电量达到 1500 万千瓦时），且在电网企业独立开户，单独计量，用电电压

等级 110 千伏及以上的工商业企业和 10 千伏以上高新技术企业。

4. 兼顾地域分布、断面压力、迎峰度夏、度冬实际情况等电网调度需求。

三、交易程序

1. 参与自主协商双边交易的准入发电企业和电力用户自公告发布之日起开展自主协商，于 2016 年 8 月 9 日 15 时前将《电力用户与发电企业直接交易购售电意向性协议》（见附件 3）提交至省发展改革委和陕西省电力公司（陕西地方电力（集团）公司的供电用户同时向陕西地方电力（集团）公司提交），陕西省电力公司会同陕西地方电力（集团）公司于 2016 年 8 月 16 日前完成安全校核。未通过安全校核的企业，根据电网安全约束条件，我委将会同有关部门组织第二次协商，协商结果经电网企业再次安全校核后，最终确定的交易电量。

2. 参与集中竞价撮合交易的发电企业和电力用户，按照交易规则申报电量和价格，经陕西电力交易平台集中竞价撮合，陕西省电力公司会同陕西地方电力（集团）公司安全校核后，形成无约束的交易结果，统一出清。

四、有关事项

1. 本次交易开展时段为 2016 年 7 月 1 日至 12 月 31 日，初步确定交易电量规模合计 150 亿千瓦时，其中关中和陕南地区 110 亿千瓦时，延安地区 10 亿千瓦时，陕北地区（含榆林市，神木、府谷县）30 亿千瓦时。

2. 参与电力直接交易的市场主体（包括发电企业、电力用户）必须按照《关于 2016 年下半年陕西省电力用户和发电企业直接交易有关情况的说明》（见附件 4）执行。

3. 开展自主协商双边交易的供需双方应根据发电能力和用电预测情况开展协商，省发展改革委将根据安全校核结果确定各用户成交电量，并向社会公布。

4. 陕北地区（含榆林市，神木、府谷县）发电企业及电力用户按照集中竞价撮合交易有关通知要求执行。

5. 参加电力用户与发电企业直接交易的企业，要严格履行合同约定，对所签订合同未能履约执行完成的，除按照合同约定接受违约处罚外，违约行为也将进行记录。出现违约行为的企业两年内将取消其参加直接交易的资格。

公示时间自公示之日起七个工作日，如有意见和建议，请向陕西省发展和改革委员会监测应急处反映。以匿名方式提出的异议我委不予受理。

附件：1. 2016 年下半年电力直接交易发电企业参与名单（略）

2. 2016 年下半年电力直接交易用户企业准入名单（略）

3. 电力用户与发电企业直接交易购售电意向性协议（略）
4. 关于 2016 年下半年陕西省电力用户和发电企业直接交易有关情况的说明（略）

陕西省发展和改革委员会

2016 年 7 月 30 日

第十七章 安徽省

关于向社会公开征求《安徽省电力市场管理委员会 组建方案》意见的公告

根据《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）和《关于电力交易机构组建和规范运行的实施意见》有关要求，为维护电力市场公平、公正、公开，保障市场主体合法权益，我局会同有关部门起草了《安徽省电力市场管理委员会组建方案》。现予以公告，向社会公开征求意见。欢迎各界人士踊跃参加，积极建言献策。

此次公开征求意见的时间为2016年8月23日至2016年9月1日。欢迎各界人士通过网络、传真等方式提出意见建议。

感谢您的参与和支持！

附件：安徽省电力市场管理委员会组建方案（略）

安徽省能源局
2016年8月23日

关于向社会公开征求《安徽省电力直接交易规则》、《安徽省电力市场主体准入退出管理实施细则》意见的公告

根据《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）和《安徽省委省政府关于进一步深化电力体制改革的实施意见》（皖发〔2016〕31号）有关要求，为进一步规范全省电力直接交易，促进电力市场健康、有序发展，推动我省售电侧改革，我局会同有关部门起草了《安徽省电力直接交易规则》、《安徽省电力市场主体准入退出管理实施细则》。现予以公告，向社会公开征求意见。欢迎各界人士踊跃参加，积极建言献策。

此次公开征求意见的时间为2016年10月13日至2016年10月21日。欢迎各界人士通过网络、传真等方式提出意见建议。

感谢您的参与和支持！

- 附件：1. 安徽省电力直接交易规则（略）
2. 安徽省电力市场主体准入退出管理实施细则（略）

安徽省能源局

2016年10月13日

关于印发安徽省电力市场管理委员会组建方案的通知

（皖能源电力〔2016〕77号）

省电力公司，有关发电企业、售电公司、电力用户，电力交易中心有限公司：

根据省委、省政府《关于进一步深化电力体制改革的实施意见》（皖发〔2016〕31号）文件精神，省能源局会同华东能源监管局研究制订了《安徽省电力市场管理委员会组建方案》，现印发给你们，并就有关事项要求如下：

一、请省电力公司、发电企业、售电公司、电力用户等市场成员主动参与省电力市场管理委员会的组建和各类别市场代表的推选工作，共同推进我省电力市场化建设。

二、请省电力市场管理委员会秘书处（省电力交易中心有限公司）起草安徽省电力市场管理委员会议事规则，筹备召开省电力市场管理委员会成立会议，争取2016年12月底前完成省电力市场管理委员会组建工作。

三、省电力市场管理委员会组建过程中，应充分维护电力市场公平、公正、公开，体现各方意愿，保障市场主体合法权益。

安徽省能源局

国家能源局华东监管局

2016年11月23日

附件

安徽省电力市场管理委员会组建方案

根据《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）及其配套文件精神，按照安徽省进一步深化电力体制改革实施意见有关要求，为维护电力市场公平、公正、公开，保障市场主体合法权益，充分体现各方意愿，特制定本方案。

一、组织框架

安徽省电力市场管理委员会（简称“委员会”），为安徽电力市场的自治性议

事协调机构，由发电方、购电方和电网企业等 3 个类别和省内研究机构推选的成员单位，以及固定成员单位省电力交易中心等组成。

（一）委员会成员

初期，委员会成员单位为 10 个，其中发电方 3 个、购电方 4 个（大中小电力用户和售电公司各 1 个）、电网企业 1 个、省内研究机构 1 个、省电力交易中心 1 个。除固定成员单位外，其余成员单位每 3 年推选一次，成员单位推选办法由委员会秘书处另行制定。

（二）委员会委员

委员会暂设委员 13 人，由推选成员单位和固定成员单位选派的代表和独立专家组成。其中，发电方、购电方和研究机构成员单位各选派 1 位代表担任委员，电网企业成员单位选派 3 位代表担任委员（包括调度机构人员 1 位），省电力交易中心主要负责人担任委员，委员会邀请 1 位独立专家担任委员。

担任委员的人员应具备履行职责所需管理、研究和综合协调能力，从事电力行业相关工作 5 年以上，最近 3 年无违法违规记录。

（三）委员会主任和秘书长

委员会设主任 1 名，主要负责主持委员会全体会议。首任推荐省电力公司代表担任，以后每 3 年由发电方、购电方、电网企业依次推荐 1 名委员轮流担任。

委员会设秘书长 1 名，由省电力交易中心主要负责人担任，主要负责委员会和秘书处日常工作，并受主任委托主持委员会会议。

（四）委员会秘书处、专业工作组、专家委员会

委员会秘书处设在省电力交易中心，主要承担委员会日常工作，联络成员单位和注册的市场主体，收集各方意见和会议议题，组织市场委员会会议、专业工作会议，承担委员会审议事项的相关工作。省电力交易中心指派 2—3 名人员专职承担秘书处工作。

委员会根据工作需要设立专业工作组、专家委员会。

二、主要职能

委员会是全省电力市场建设运营和监督管理的协商议事机构。

（一）研究电力市场化建设有关问题，提出对策建议。

（二）负责研究讨论交易机构章程、交易和运营规则。

（三）对贯彻落实国家有关市场化改革政策、市场监督办法、维护市场主体合法权益、防范恶性竞争等提出建议和意见。

（四）参与市场运行监督，提出市场干预建议，协调电力市场参与方在交易

运营中发生的争议及其他相关事项。

（五）评估全省电力市场交易情况，提出电力市场化交易规模、品种、规则等工作建议。

（六）研究提出省电力交易中心高级管理人员建议。

（七）承担省能源局、华东能源监管局等政府有关部门委托开展的电力市场建设、秩序维护等相关事项。

三、工作机制

委员会议事方式主要采用全体会议和专题会议形式，相关意见或决议须经全体会议审议后方可作出。

（一）会议制度

1. 全体会议。每年召开不少于 2 次，参会委员不少于三分之二。必要时，由主任、秘书长或三分之一以上委员联名提议可临时召开。

2. 专题会议。委员会、类别组、专业工作组、专家委员会根据需要召开。省能源局、华东能源监管局等有关部门可派员参加委员会有关会议。

（二）表决机制

委员会审议的事项，一般事项由半数以上参会委员同意；重大事项由发电方、购电方和电网企业 3 个类别中参会的五分之三及以上委员同意。

关于印发《安徽省电力直接交易规则》和《安徽省电力市场交易主体准入退出实施细则》的通知

(皖能源电力〔2016〕78号)

各市发展改革委、物价局，省电力公司、发电企业、电力用户、售电公司，省电力交易中心有限公司：

为贯彻落实中共中央、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)和省委、省政府《关于进一步深化电力体制改革的实施意见》(皖发〔2016〕31号)等文件精神，进一步完善我省电力市场建设，省能源局会同省物价局、华东能源监管局制订了《安徽省电力直接交易规则》和《安徽省电力市场交易主体准入退出实施细则》。现印发给你们，请遵照执行。

- 附件：1. 安徽省电力直接交易规则
2. 安徽省电力市场主体准入退出管理实施细则

安徽省能源局
安徽省物价局
国家能源局华东监管局
2016年11月23日

附件 1

安徽省电力直接交易规则

第一章 总 则

第一条 根据《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)及安徽省委、省政府《关于进一步深化电力体制改革的实施意见》(皖发〔2016〕31号)等文件精神，为进一步规范全省电力直接交易(以下简称“直接交易”)，实现交易的公开、公平、公正，促进电力市场健康、有序

发展，制定本规则。

第二条 直接交易是指符合准入条件的发电企业、电力用户和售电公司等市场主体（以下简称“市场主体”，依托市场运营机构和电网企业，通过双边协商交易（以下简称“双边交易”）、集中竞价交易（以下简称“集中交易”）等市场化方式开展的电力交易。现阶段，暂不开展跨省跨区电力直接交易。

第三条 在安徽省内开展直接交易的市场主体、市场运营机构和电网企业，均应严格遵守本交易规则，不得操纵市场价格、损害其他市场主体的利益。任何单位和个人不得非法干预市场正常运行。

第四条 省能源局会同有关单位负责全省直接交易工作；组织制定年度直接交易工作方案，发布年度直接交易总规模和比例、机组市场电量限额、用户平均利用小时等参数，提出具体工作要求。

省物价局负责监管全省直接交易价格。

华东能源监管局负责全程监管全省直接交易工作。

第二章 市场成员

第五条 直接交易市场成员由市场主体、电网企业和市场运营机构等组成。市场主体为在省电力交易中心有限公司（以下简称“省电力交易中心”）注册的发电企业、售电公司和电力用户。

电网企业指拥有输电网、配电网运营权，并承担供电营业区保底供电服务的企业。

市场运营机构为省电力交易中心和电力调度机构。

第六条 发电企业权利和义务

- （一）按规则参与直接交易，签订和履行市场化交易形成的购售电合同；
- （二）获得公平的输电服务和电网接入服务；
- （三）执行并网调度协议，服从电力调度机构的统一调度，按规定提供辅助服务；
- （四）按规定披露和提供信息，获得市场交易和输配电服务等相关信息；
- （五）法律法规规定的其他权利和义务。

第七条 电力用户、售电公司的权利和义务：

- （一）按规则参与直接交易，签订和履行购售电协议、输配电服务合同，提供直接交易电力电量需求、典型负荷曲线及其他生产信息；
- （二）获得公平的输配电服务和电网接入服务，按规定支付购电费、输配电

费、政府性基金与附加等；

(三) 按规定披露和提供信息，获得市场交易和输配电服务等相关信息；

(四) 服从电力调度机构的统一调度，在系统特殊运行状况下按调度机构要求安排用电；

(五) 遵守有关电力需求侧管理规定，执行有序用电管理，配合开展错避峰；

(六) 法律法规规定的其他权利和义务。

第八条 拥有配电网运营权售电公司的权利和义务：

(一) 拥有并承担售电公司全部的权利与义务；

(二) 拥有和承担配电区域内与电网企业相同的权利和义务，按国家有关规定和合同约定承担保底供电服务和普遍服务；

(三) 开展配电区域内电费收取和结算业务。按照政府核定的配电价收取配电费；按合同向各方支付相关费用，并向其供电的用户开具发票；代收政府性基金及附加，交电网企业汇总后上缴财政；代收政策性交叉补贴，按照国家有关规定支付给电网企业；

(四) 承担配电网安全责任，确保承诺的供电质量；

(五) 按照规划、国家技术规范和标准投资建设配电网，负责配电网运营、维护、检修和事故处理，无歧视提供配电服务，不得干预用户自主选择售电公司；

(六) 同一配电区域内只能有一家公司拥有该配电网运营权。不得跨配电区域从事配电业务；

(七) 承担代付其配电网内使用的可再生能源电量补贴的责任。

第九条 电网企业的权利和义务：

(一) 保障输配电设备的安全稳定运行；

(二) 为市场主体提供公平的输配电服务和电网接入服务；

(三) 服从电力调度机构、交易机构的统一调度，建设、运行、维护和管理电网配套技术支持系统；

(四) 向市场主体提供报装、计量、抄表、维修等各类供电服务；

(五) 按规定收取输配电费，代收代付电费和政府性基金与附加等；

(六) 按政府定价向优先购电用户、不参与市场交易用户提供售电服务；

(七) 按规定披露和提供信息；

(八) 法律法规规定的其他权利和义务。

第十条 省电力交易中心的权利和义务：

(一) 负责市场主体的注册管理；

- （二）组织市场主体开展直接交易活动；
- （三）编制市场主体月度电量计划；
- （四）提供电力交易结算依据及相关服务；
- （五）监测分析市场运行情况；
- （六）经授权在特定情况下实施市场干预；
- （七）建设、运营和维护电力市场交易平台；
- （八）按规定披露和发布信息；
- （九）法律法规规定的其他权利和义务。

第十一条 电力调度机构的权利和义务：

- （一）负责安全校核；
- （二）按调度规程实施电力调度，负责系统实时平衡，确保电网安全；
- （三）向省电力交易中心提供安全约束条件和基础数据，配合省电力交易中心履行市场运营职能；
- （四）合理安排电网运行方式，保障电力交易合同的执行；
- （五）经授权暂停执行市场交易合同；
- （六）按规定披露和提供电网运行的相关信息；
- （七）法律法规规定的其他权利和义务。

第三章 市场主体准入与退出

第十二条 进入直接交易的市场主体应符合产业政策，满足国家节能环保要求，具有独立法人资格、财务独立核算、信用良好、能够独立承担民事责任的经济实体。

第十三条 发电机组准入条件：

1. 符合国家基本建设审批程序和产业政策，单位能耗、环保达标排放的单机容量在 30 万千瓦及以上的省调发电企业，取得发电类的电力业务许可证。
2. 公平承担发电企业社会责任、承担政府性基金、政策性交叉补贴、并足额支付系统备用费的单机容量 30 万千瓦及以上的自备电厂。

第十四条 电力用户准入条件：

1. 电压等级 10 千伏及以上、年用电量 1000 万千瓦时及以上，执行大工业和一般工商业电价，在电网企业独立开户、单独计量的企业。
2. 年用电量 1000 万千瓦时和 1000 万千瓦时之间的企业，由售电公司代理参与；年用电量 1000 万千瓦时及以上的企业，可直接参与或委托售电公司代

理参与。

3. 执行阶梯电价、差别性和惩罚性电价的电力用户不准参与。

第十五条 售电公司准入条件：

1. 符合规定的资产、设备、经营场所、从业人员要求。
2. 财务状况良好、具备风险承担能力、无不良经营、不良金融、不良司法等记录。

3. 申请配电网经营权的须获取供电类电力业务许可证。

4. 代理电力用户的总用电量 1000 万千瓦时以上。

第十六条 市场主体准入原则上按季度办理，省能源局、华东能源监管局、省电力交易中心、各市发展改革委依据《安徽省电力市场主体准入退出管理实施细则》开展审核、注册、公示、备案等工作。

第十七条 市场主体变更或者撤销注册，应向省电力交易中心提出申请，经同意后办理相关手续；强制退出的市场主体，由省电力交易中心撤销注册，并向社会公告。

市场主体退出后，3 年内不得重新进入市场。

第十八条 退出的市场主体未执行的合同可以转让，并按合同约定履行违约责任。

第四章 交 易 方 式

第十九条 直接交易分为中长期双边交易（三年及以上）、年度双边和集中交易、月度集中交易等。

多年双边交易和年度交易的标的物为全年电量，月度集中交易的标的物为月度电量。

多年双边交易的电力用户和售电公司，年用电量须在 6 亿千瓦时及以上；年度双边交易的电力用户和售电公司，年用电量在 5000 万千瓦时至 6 亿千瓦时之间；5000 万千瓦时以下的电力用户和售电公司参与年度集中交易。

月度集中交易主要对年度集中交易进行补充，所有的电力用户和售电公司均可参与。

第二十条 双边交易的价格和电量由市场主体自主协商，并签订双边交易意向书。

每年 11 月 20 日至 30 日，省电力交易中心受理市场主体提交的双边交易意向书，于 5 个工作日内完成双边交易上限的审查，初步确定协议电量，经省电力调

度中心安全校核后，通过交易平台发布双边交易结果。12月31日前组织市场主体签订购售点协议，随后组织签订年度输配电合同。

第二十一条 双边交易须签订售购售电协议。多年双边交易协议还须明确分年度交易价格和交易电量。协议期内，分年度交易电量须在年度交易中予以确认，分年度交易价格原则上不得调整；签订的年度输配电合同电量，变动幅度原则上不得超过相应年度协议电量的15%；如不签订分年度输配电合同，电力用户、售电公司不得参与当年直接交易，发电企业扣减当年合同电量对应的市场份额。

第二十二条 参加年度集中交易的市场主体，于每月15-20日通过省电力交易平台申报次月电量、电价，省电力交易中心于每月25日前，按统一出清原则竞价形成匹配结果送省电力调度中心进行安全校核，12月31日前通过交易平台发布成交结果，组织签订输配电合同。

第二十三条 参加月度集中交易的市场主体，于每月15-20日通过省电力交易平台申报次月电量、电价，省电力交易中心于每月25日前，按统一出清原则竞价形成匹配结果送省电力调度中心进行安全校核，月底前通过交易平台发布成交结果，并通过交易平台发布成交结果，组织签订输配电合同。

第二十四条 集中交易价格按统一出清方式形成。统一出清价与火电上网标杆电价最大上下偏差为20%，超过20%时按20%确定。按照市场主体报价与统一出清价的接近程度一次匹配成交，差价相同时按电量多少依次成交。

第二十五条 多年和年度交易输配电合同，由电网公司与市场主体按年度签署，合同内容包括交易电量、交易价格、分月用电安排、线路关口等。省电力交易中心、电力调度机构严格执行合同电量，合理安排电网运行方式，均衡完成各类交易及计划用电。

第五章 交 易 价 格

第二十六条 电力用户、售电公司的直接交易购电价格，由市场交易价格、电网输配电价和政府性基金及附加三部分组成。

双边交易的市场交易价格由市场主体协商确定，集中交易的市场价格依据市场主体报价统一出清确定。市场主体应根据发电成本理性报价，严禁恶性竞争。

第二十七条 参与直接交易的电力用户，继续执行国家规定的峰谷分时电价政策和功率因数调整电费标准。

第二十八条 输配电服务合同有效期内，电网输配电价、政府性基金及附加等随国家电价政策调整。多年双边交易商务协议的分年市场交易价格，可根据火

电上网标杆电价变动情况统一进行调整。

第六章 计 量 与 结 算

第二十九条 市场交易主体根据市场运行需要，安装符合技术规范的计量装置；计量装置原则上安装在产权分界点，产权分界点无法安装计量装置的，应考虑相应的线损。

第三十条 电网企业向电力用户、发电企业提供电费结算、收费及发票开具等服务。

售电公司结算细则由市场管理委员会组织制定。

第三十一条 多年、年度直接交易输配电合同电量合同月结年清，月度直接交易输配电合同电量月结月清。

1. 偏差电量=实际完成电量-合同电量

2. 电力用户、售电公司的偏差电量，大于零时按目录电价结算；小于零且合同完成率低于95%时，须支付违约金。

违约金=（合同电量×95%-实际执行电量）×全省市场交易平均降价额度

3. 发电企业的偏差电量，大于零时按国家批复上网电价结算并视为年度计划基本电量，小于零时须支付违约金。

违约金=（合同电量-实际执行电量）×全省市场交易平均降价额度

4. 电力用户或发电企业因电量偏差造成另一方损失，违约赔偿由双方在购售电协议中约定。

5. 违约金由电网企业代收，纳入省电力交易中心账户。由省电力交易中心制定资金使用和管理办法，报电力市场管理委员会审定，按规定用途使用。

第七章 交 易 电 量

第三十二条 根据节能发电调度原则，设定直接交易机组的市场电量上限。每台机组全年集中与双边交易电量之和，不得超过其市场电量上限。

30 万级常规、60 万级常规和超临界、60 万级超超临界、100 万级超超临界机组利用系数分别为 1.0、1.2、1.5、1.7。

机组市场电量上限=年度市场电量平均利用小时×装机容量×利用系数
年度市场电量平均利用小时=发布的年度直接交易规模/直接交易准入装机容量

第三十三条 签订年度双边和年度集中交易交易输配电合同的发电机组，按全省电力用户平均利用小时数和机组容量系数剔除容量，剔除的容量不再纳入发

电计划。签订月度集中交易输配电合同的发电机组不剔除发电容量。

30 万级常规机组、60 万级常规机组、60 万级超超临界机组、100 万级超超临界机组，设定机组容量系数，分别为 1、0.95、0.9、0.85。

机组剔除容量=双边交易电量/全省电力用户平均利用小时数*容量系数

第三十四条 电力市场管理委员会可根据每年电力供需平衡、安全保障、优先供电、优先发电、购售电协议执行情况等，研究提出年度直接交易总规模、双边与集中交易比例等建议，提交省能源局会同有关部门审定。

第三十五条 当年双边市场规模，首先执行已备案的多年协议电量，其次按多年意向电量、年度意向电量的顺序进行安全校核、签订购售点协议。

双边市场规模无法满足意向电量时，按照成交顺序依次折扣后签订购售点协议统一按折扣后的电量签订年度购售电协议，剩余意向电量可进入集中交易。

第八章 争议和违约处理

第三十六条 直接交易协议、合同履行发生争议时，原则上由市场主体自行协商，或者提请电力市场管理委员会调解。必要时省政府主管部门或能源监管机构根据市场主体要求依法进行调处。

第三十七条 市场主体、电网企业和运营机构等市场成员应遵守相关管理规定，对于无理阻碍、拖延和扰乱直接交易的行为，由电力市场管理委员会负责处置，必要时省政府有关主管部门或能源监管机构依法进行处理。

第三十八条 各类市场成员应当遵循及时、真实、准确、完整的原则，通过电力市场交易平台和有关网站披露信息，并对披露信息的准确性、及时性和真实性负责。

第三十九条 省电力交易中心负责市场信息的管理和发布，建设和管理电力市场交易平台，及时会同电力调度机构等发布市场成员信息、市场需求信息、市场交易信息等。

第四十条 对于市场主体违反国家节能减排政策、不服从电力调度管理、不执行交易规则、不正当竞争、提供虚假信息和材料等行为，一经发现，由电力市场管理委员会指出并要求整改，直至省政府主管部门、能源监管机构依法依规进行处理，严重的将强制退出市场。

强制退出的市场主体，3 年内不得重新申请进入市场。

第四十一条 出现紧急情况导致交易难以正常进行时，省能源局、华东能源监管局可会同相关部门进行市场干预，或授权电力市场管理委员会和省电力交易

中心制订本规则的临时条款。

进行市场干预时，应及时向市场成员通告市场干预的原因、范围和持续时间。

第四十二条 发生下列情况可进行市场干预：

（一）市场主体滥用市场影响力、串谋及其他严重违约、不能履约等，致使市场秩序受到严重扰乱。

（二）省电力交易平台发生故障，交易无法正常运行。

（三）不可抗力因素造成电网运行方式发生重大变化。

（四）确需进行市场干预的其他情况。

第四十三条 市场干预包括但不限于临时取消相关市场主体资格、调整市场交易时间、调整直接交易电量规模、暂缓或终止市场交易等措施。

第九章 附 则

第四十四条 省电力交易中心根据以上条款组织制定集中交易出清、电力市场信息披露、售电公司结算等细则，编制双边意向交易书、购售电协议和输配电合同范本，报市场管理委员会审查。

第四十五条 省电力交易中心及时将购售电协议和输配电合同汇总报省能源局、省物价局、华东能源监管局等部门备案。

第四十六条 华东能源监管局负责制定并实施安徽省直接交易监管办法。

第四十七条 本规则由省能源局、省物价局、华东能源监管局根据职能负责解释，自印发之日起执行，有效期 5 年。《安徽省能源局安徽省物价局国家能源局华东监管局关于印发安徽省电力用户与发电企业直接交易规则的通知》（皖能源电力〔2014〕188 号）同时废止。

附件 2

安徽省电力市场主体准入退出管理实施细则

第一章 总 则

第一条 为深入贯彻落实中共中央、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）和安徽省委、省政府《关于进一步深化电力体制改革的实施意见》（皖发〔2016〕31 号）等文件精神，按照国家发展改革委、国家能源局有关要求，积极推动我省售电侧改革，完善电力市场准入条件，制定

本细则。

第二条 本细则所指市场交易主体（以下简称市场主体）包括发电企业、电力用户、售电公司。

第三条 市场主体应以服务对象为核心，以经济、优质、安全、环保为经营原则，实行自主经营，自担风险，自负盈亏，自我约束。遵守电力直接交易规则及有关管理规定，严格履行合同，承担保密义务，服从交易和调度管理。

第二章 准入条件

第四条 市场主体应符合产业政策，满足国家节能环保要求，具有独立法人资格，财务独立核算、信用良好、能够独立承担民事责任的经济实体。

第五条 发电企业：

1. 符合国家基本建设审批程序和产业政策，单位能耗、环保达标排放量的单机容量在 30 万千瓦及以上的省调发电企业，取得发电类的电力业务许可证。
2. 公平承担发电企业社会责任，承担政府性基金、政策性交叉补贴，并足额支付系统备用费 30 万千瓦及以上并网自备电厂。

第六条 电力用户：

1. 电压等级 10 千伏及以上、年用电量 100 万千瓦时及以上，执行大工业和一般工商业电价，且在电网企业独立开户、单独计量的企业。
2. 年用电量在 1000 万千瓦时和 1000 万千瓦时之间的企业，由售电公司代理参与；
年用电量 1000 万千瓦时及以上的企业，可直接或委托售电公司代理参与。
3. 执行差别性和惩罚性电价的电力用户不得参与。

第七条 售电公司：

（一）资产要求

资产总额应不低于 2000 万元人民币。拥有配电网经营权的售电公司其注册资本不低于其总资产的。

资产总额=2000 万元人民币，可以从事的年售电量≤6 亿千瓦时。

2000 万元人民币<资产总额≤20000 万元人民币，可以从事的最大年售电量=资产总额×（30 万千瓦时/万元）。

资产总额>20000 万元人民币，不限制其售电量。

（二）从业人员

拥有 10 名及以上专业人员，掌握电力系统基本技术、经济专业知识，具备

电能管理、节能管理、需求侧管理等能力，有 3 年及以上工作经验。至少拥有 1 名高级职称和 3 名中级职称的专业管理人员。

(三) 具有与售电规模相适应的固定经营场所、电力市场技术支持系统需要的信息系统和客户服务平台，能够满足参加市场交易的报价、信息报送、合同签订、客户服务等功能。

(四) 无不良信用记录，并按照规定要求做出信用承诺，确保诚实守信经营。满足法律法规规定的其他条件。

(五) 拥有配电网经营权的售电公司要求除满足上述条件外，还应满足以下条件：

1. 取得供电类的电力业务许可证。

2. 专业人员不少于 20 人，增加与配电业务相适应的专业技术、营销和财务人员等。至少拥有 2 名高级职称和 5 名中级职称的专业管理人员。

3. 生产运行、技术和安全负责人，应具有 5 年以上与配电业务相适应的经历，具有中级及以上专业技术任职资格或者岗位培训合格证书。

4. 具有健全有效的安全生产组织和制度，按照相关规定开展安全培训工作，配备安全监督人员。

5. 具备与承担配电业务相适应的机具设备和维修人员。承担对外委托有资质的承装（修、试）队伍的监管责任。

6. 具有与配电业务相匹配并符合调度标准要求的场地设备和人员。

7. 承诺履行电力社会普遍服务、保底供电义务。

(六) 其他

具有法人资格且符合售电公司准入条件的发电企业、电力建设企业、高新产业园区、经济技术开发区、供水、供气、供热等公共服务行业和节能服务公司，向工商部门申请业务范围增项，履行售电公司准入程序后，方开展售电业务。

除电网企业存量资产外，建设、运营配电网的现有高新产业园区、经济技术开发区和其他企业，符合拥有配电业务售电公司准入条件的，在履行相应准入程序后，方可转为拥有配电业务的售电公司。

同一供电营业区内只能有一家企业拥有该配电网运营权。

第三章 准 入 流 程

第八条 市场主体根据准入条件，履行“承诺、公示、注册、备案”等程序。

第九条 省电力交易中心承担市场主体准入服务。

第十条 准入程序：

（一）符合准入条件的市场主体，到省电力交易中心提出注册申请，按固定格式签署信用承诺书，并提交营业执照、法人代表、资产证明、从业人员、经营场所和设备等基本信息和银行账户、售电范围等资料。

（二）通过初审后，省电力交易中心每季度将符合要求的市场主体信息、材料和信用承诺书等，通过省能源局网站、省电力交易中心网站、“信用安徽”网站向社会公示，公示期为10个工作日。

（三）公示期满无异议的市场主体，省电力交易中心办理注册手续，获取市场交易资格，进入市场主体目录，注册过程中需要完成基本信息注册。注册基本信息应包括：

1. 电力用户：企业基本信息、交易员信息、生产规模等生产基础信息，报装容量（最大需量）、电压等级、年用电量、年用电符合、用电负荷率等用电技术信息。

2. 售电公司：营业执照、法人代表、资产证明、交易员信息、经营场所等基本信息，代理企业名录，银行账户等交易信息。

3. 发电企业：企业基本信息、交易员信息、项目核准文件、发电业务许可证、机组详细技术参数等。

公示期间存在异议的市场主体，可在提交补充材料并申请下批次公示。两次公示后仍存在异议的，省电力交易中心当年不再受理注册申请。

（四）省电力交易中心应及时将市场主体注册情况报省能源局、省物价局、华东能源监管局和征信机构备案。实行动态管理并向社会公布。

第十一条 有下列情况之一，市场主体应进行注册变更：

（一）已注册市场主体因新建、扩建、兼并、重组、合并、分立等原因，发生股权、经营权、营业范围、生产规模等变化的，应再次予以承诺、公示，符合准入条件的，重新办理注册。

（二）已注册市场主体更名但未发生股权、经营权、营业范围、生产规模等变化的，通过省电力交易中心变更注册，省电力交易中心将变更情况报省能源局、华东能源监管局。

第四章 退出方式

第十二条 市场主体有下列情形之一的，依据国家有关规定，由省电力交易中心在市场主体目录中删除并取消注册，3年内不得重新申请进入市场：

(一) 隐瞒有关情况或者以提供虚假申请材料等方式违法违规进入市场，且拒不整改的；

(二) 严重违反市场交易规则，不服从电力调度指令，且拒不整改的；

(三) 依法被撤销、解散，依法宣告破产、歇业的；

(四) 企业违反信用承诺且拒不整改或信用评价降低为不适合继续参与市场交易的；

(五) 被有关部门和社会组织依法依规对其他领域失信行为做出处理，并被纳入严重失信主体“黑名单”的；

(六) 法律、法规规定的其他情形。

第十三条 市场主体被强制退出，其所有已签订但尚未履行的购售电协议，通过电力市场交易平台转让给其他售电公司或交由省电力公司保底供电，并处理好其他相关事宜。

第十四条 省能源局确认市场主体符合强制退出条件后，由省电力交易中心通过省能源局网站、省电力交易中心网站、“信用安徽”网站向社会公示，公示期为 10 个工作日。公示期满无实质性异议的，方可对该市场主体实施强制退出。

第十五条 市场主体可以自愿申请退出售电市场，并提前 30 个工作日向省电力交易中心提交退出申请。申请退出之前，须将签订的所有购售电协议履行完毕或转让，并处理好相关事宜。

第十六条 拥有配电网经营权的售电公司自愿申请退出电力市场时，还须妥善处置配电资产。若无其他公司承担该地区配电业务，由省电力公司接收并提供保底供电任务。

第十七条 省电力交易中心收到市场主体自愿退出市场的申请后，通过省能源局网站、省电力交易中心网站、“信用安徽”网站向社会公示，公示期为 10 个工作日。公示期满无异议的，方可办理退出市场手续。

第十八条 省电力交易中心应及时将强制退出和自愿退出且公示期满无异议的售电公司从市场主体目录中删除，同时注销市场交易注册，向省能源局、省物价局、华东能源监管局和第三方征信机构备案，并省能源局网站、省电力交易中心网站、“信用安徽”网站向社会公布。

第五章 信用体系建设

第十九条 建立完善市场主体信用评价制度。依托政府有关部门网站、电力交易平台网站、“信用安徽”网站和第三方征信机构，开发建设售电公司信用信息

系统和信用评价体系。建立企业法人及其负责人、从业人员信用记录，将其纳入全省信用信息共享平台，确保各类企业的信用状况透明，可追溯、可核查。

第二十条 第三方征信机构定期向省能源局、省物价局、华东能源监管局和省电力交易中心报告市场主体信用评价和有关情况。

第二十一条 华东能源监管局、省能源局、省物价局根据职责对市场主体进行监管，对违反交易规则和失信行为按规定进行处罚，记入信用记录，情节特别严重或拒不整改的，经过公示等有关程序后纳入涉电严重失信企业黑名单。强制退出的市场主体直接纳入黑名单。

第二十二条 建立电力行业违法失信行为联合惩戒机制，对纳入涉电严重失信企业黑名单的市场主体及负有责任的法定代表人、自然人股东、其他相关人员（以下简称“当事人”）采取以下惩戒措施：

（一）省电力交易中心 3 年内不再受理该企业注册申请，其法定代表人 3 年内不得担任售电公司的法定代表人、董事、监事、高级管理人员。

（二）对当事人违法违规有关信息向金融机构提供查询服务，作为融资授信活动中的重要参考因素。

（三）限制当事人取得政府资金支持。

（四）对当事人申请公开发行企业债券的行为进行限制。

（五）工商行政管理、总工会、行业协会等部门和单位在法定代表人任职资格、授予荣誉、评比先进等方面，依法依规对其进行限制。

（六）按照相关法律法规进行处罚。

第六章 附 则

第二十三条 市场主体准入和退出等相关工作由省能源局牵头负责实施，华东能源监管局依法实施监管和开展行政执法工作。

第二十四条 本细则由安徽省能源局、华东能源监管局会同相关部门负责解释，根据国家电力体制改革有关政策及售电侧改革工作推进情况适时修订调整。

第二十五条 本细则自发布之日起执行，有效期 5 年。

附：1. 安徽省市场主体准入流程示意图

2. 安徽省市场主体信用承诺书

附 2

安徽省市场交易主体信用承诺书（范本）

本公司（企业法人名称），系一家具有法人资格的（发电/售电/用电）企业，企业所在地为，在工商行政管理局进行登记注册，统一社会信用代码：，场所：，法定代表人：，资产总额，年（发/售/用）电量亿千瓦时/不限制，拥有名及以上专业人员，配电网电压等级（如有）千伏，供电范围（如有）。

本企业严格遵守安徽省电力市场的各项准入条件，严格按照要求配备参与电力市场的技术人员，自愿参与电力市场交易，并公开做出以下承诺：

1. 本企业是按照《中华人民共和国公司法》登记注册的企业法人。
2. 本企业的专业人员掌握电力系统基本技术、经济专业知识，具备电能管理、节能管理、需求侧管理等能力，有三年及以上工作经验。
3. 本企业具有与（发/售/用）电规模相适应的固定经营场所及电力市场技术支持系统需要的信息系统和客户服务平台，能够满足参加市场交易的报价、信息报送、合同签订、客户服务等功能。
4. 本企业将按时办理完成和正确使用电力交易平台第三方数字证书认证，保障账户和电力交易平台数据安全。
5. 本企业严格按照规定向省电力交易中心报送相关资料和信息，保证公示和提交的材料信息完整、准确、真实，不存在弄虚作假、误导性陈述或者重大遗漏的情况。
6. 本企业参与电力市场交易相关政策 and 规则已进行了全面了解，知悉参与电力市场交易应负的责任和可能发生的风险，并将严格按照国家法律法规和相关文件规定、市场规则和省电力交易中心有关规定从事交易活动。
7. 本企业承担保密义务，不泄露客户信息。
8. 本企业服从电力调度管理和有序用电管理。
9. 本企业严格按照准入条件规定开展（发/售/用）电业务，参照国家颁布的合同范本签订合同，提供优质专业的市场服务，履行合同规定的各项义务。
10. 本企业自愿接受政府监管部门的依法检查，发生违法违规行为，接受政府执法部门及其授权机构依照有关法律、行政法规规定给予的行政处罚，并依法承担赔偿责任。
11. 本企业将严守省能源局、华东能源监管局、省电力交易中心制定的各项制度、规则，保证诚实守信、遵纪守法，积极履行企业社会责任和职责义务。本

企业及其负责人无不良信用记录。

（一般市场主体须对 1-10 条进行承诺，拥有配电网运营权的售电公司还须对以下 11-16 条进行承诺）

12. 本企业已取得供电类电力业务许可证，承担经营区域内配电网安全责任，确保承诺的供电质量。

13. 本企业按照规划、国家技术规范和标准投资建设经营区域内配电网，按照政府核定的配电区域从事配电业务，负责经营区内配电网运营、维护、检修和事故处理，无歧视提供配电服务。

14. 本企业具有健全有效的安全生产组织和制度，按照相关法律规定开展安全培训工作，配备安全监督人员。

15. 本企业具有与承担配电业务相适应的机具设备和维修人员，承担对外委托有资质的承装（修、试）队伍的监管责任。

16. 本企业具有与配电业务相匹配并符合调度标准要求的场地设备和人员。

17. 本企业承诺履行电力社会普遍服务、保底供电服务义务。

以上承诺如有违反，本企业愿意承担相应责任，3 年内不参与安徽电力市场业务，并接受处罚和相关惩戒措施。

承诺单位（盖章）：

法人代表（签字）：

（日期）

关于办理市场主体注册工作的公告

各市场主体：

根据《安徽省电力市场交易主体准入退出实施细则》（皖能源电力〔2016〕78号）等相关文件，安徽电力交易中心有限公司编制了《安徽省售电公司准入程序服务指南》、《安徽省电力用户准入程序服务指南》、《安徽省发电企业准入程序服务指南》，现予发布，并于即日起接收材料申报，开展2017年市场主体注册工作。具体通知如下：

1. 请符合准入条件的售电公司到省电力交易中心提出申请，按《安徽省售电公司准入程序服务指南》要求签署信用承诺书，提供营业执照、法人代表、资产证明、从业人员、经营场所和设备、银行账户等资料，办理注册手续。

2. 请所有已参加2016年及以前直接交易的电力用户根据《安徽省电力用户准入程序服务指南》到省电力交易中心补办注册手续。请新增的符合准入条件的电力用户到各地市发展改革委提出申请，并按要求签署信用承诺书，提供营业执照、法人代表、资产证明、从业人员、经营场所和设备、银行账户等资料，到省电力交易中心办理注册手续。

3. 请省内所有符合准入条件的发电企业根据《安徽省发电企业准入程序服务指南》到省电力交易中心办理（补办）注册手续。

本次注册截止日期为2016年12月15日，逾期未提交材料的市场主体不参与2017年年度直接交易，可在以后的规定时间另行注册。

安徽电力交易中心有限公司

2016年11月29日

附件 1

售电公司准入程序服务指南

安徽电力交易中心有限公司

2016.12

目 录

1. 信用承诺	11
2. 信息公示	11
3. 注册程序	11
4. 注册备案	11
5. 注册信息变更、市场主体注销	11
附件 1：售电公司注册流程示意图	11
附件 2：售电公司信用承诺书	11
附件 3：注册提交材料目录清单及填写说明	11
附件 4：售电公司公示信息	11
附件 5：售电公司入市协议	11
附件 6：交易平台使用协议	11
附件 7：售电公司注册信息表	11
附件 8：售电公司申请表	11

1. 信 用 承 诺

[信用承诺] 售电公司须在安徽省电力交易平台网站（<https://pmos.ah.sgcc.com.cn>）下载固定格式的信用承诺书（附件 2），准确填写相关信息。信用承诺书由本单位法人代表签字并加盖单位公章，原件提交安徽省电力交易中心（以下简称交易中心），与其他信息一起进行公示。

2. 信 息 公 示

2.1 [材料准备] 售电公司须按照要求提前准备注册所需材料（详见附件 3、4）。

2.2 [材料提交] 售电公司须向交易中心提交注册所需材料，包括纸质及电子版材料各一份。

2.3 [形式审查] 交易中心收到售电公司提交的注册材料后，对注册材料进行形式审查，对材料提供不全或不合规范的，退回补充或修改。形式审查通过后，交易中心每季度将售电公司提交的公示材料通过省能源局网站、交易中心网站、“信用安徽”网站向社会公示，公示期为 10 个工作日。

公示期满无实质异议的售电公司，交易中心将其纳入市场主体目录，实行动态管理并通过省能源局网站、交易中心网站、“信用安徽”网站向社会公布。

公示期间有实质性异议的售电公司，本批次不予注册。经两次公示仍存在实质性异议的，交易中心当年不再受理注册申请。

3. 注 册 程 序

3.1 [入市协议签订] 公示通过后，售电公司与交易中心签订入市协议（附件 5）。

3.2 [平台使用协议签订] 公示通过后，售电公司与交易中心签订交易平台使用协议（附件 6）。

3.3 [办理平台数字证书] 售电公司按要求办理平台使用的数字证书，具体办理说明见安徽省电力交易平台网站（<https://pmos.ah.sgcc.com.cn>）。

3.4 [注册信息录入] 交易中心将售电公司相关信息录入电力交易平台，为其开通账号并配置权限。

3.5 [注册信息公布] 交易中心将注册成功、可开展交易的售电公司名录通过省能源局网站、交易中心网站向社会公布。

4. 注册备案

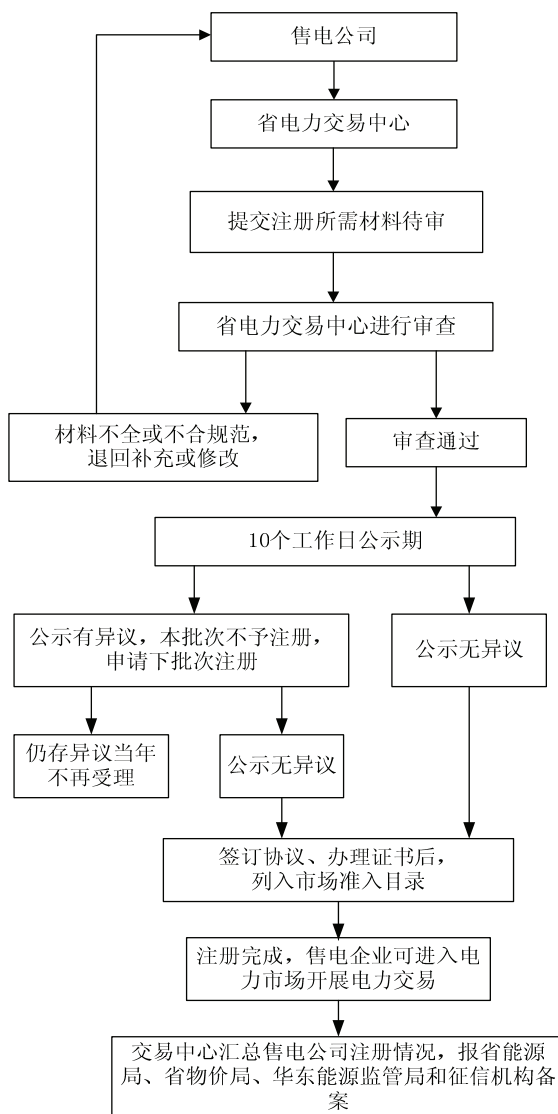
[注册备案] 交易中心汇总售电公司注册情况，报省能源局、省物价局、能源监管机构和征信机构备案。

5. 注册信息变更、市场主体注销

[信息变更] 注册信息变更、市场主体注销按照《安徽省电力市场主体准入退出管理实施细则》执行。

附 1

售电公司注册流程示意图



附 2

售电公司信用承诺书 （范本）

本公司（企业法人名称）_____，系一家具有法人资格的售电企业，企业所在地为_____，在_____工商行政管理局进行登记注册，统一社会信用代码：_____，场所：_____，法定代表人：_____，资产总额_____，年售电量_____亿千瓦时/不限制。

本企业严格遵守安徽省电力市场的各项准入条件，严格按照要求配备参与电力市场的技术人员，自愿参与电力市场交易，并公开做出以下承诺：

1. 本企业是按照《中华人民共和国公司法》登记注册的企业法人。
2. 本企业严格按照准入条件规定的售电量范围开展售电业务。
3. 本企业拥有 10 名及以上专业人员，掌握电力系统基本技术、经济专业知识，具备电能管理、节能管理、需求侧管理等能力，有三年及以上工作经验，拥有一名及以上高级职称和三名及以上中级职称的专业管理人员。
4. 本企业具有与售电规模相适应的固定经营场所及电力市场技术支持系统需要的信息系统和客户服务平台，能够满足参加市场交易的报价、信息报送、合同签订、客户服务等功能。
5. 本企业将按时办理完成和正确使用电力交易平台第三方数字证书认证，保障账户和电力交易平台数据安全。
6. 本企业严格按照规定要求向电力交易机构报送相关资料和信息，保证公示和提交的材料信息完整、准确、真实，不存在弄虚作假、误导性陈述或者重大遗漏的情况。
7. 本企业对参与电力市场交易相关政策和规则已进行了全面了解，知悉参与电力市场交易应负的责任和可能发生的风险，并将严格按照国家法律法规和相关文件规定、市场规则和电力交易机构有关规定从事交易活动。
8. 本企业承担保密义务，不泄露客户信息。
9. 本企业服从电力调度管理和有序用电管理。
10. 本企业严格参照国家颁布的售电合同范本与用户签订合同，提供优质专业的售电服务，履行合同规定的各项义务。
11. 本企业按照国家有关规定，在政府指定网站和“信用安徽”网站上公示

公司资产、经营状况等情况和信用承诺，按要求提供信用评价相关资料和信息，依法对公司重大事项进行公告，并定期公布公司年报。

12. 本企业自愿接受政府监管部门的依法检查，发生违法违规行为，接受政府执法部门及其授权机构依照有关法律、行政法规规定给予的行政处罚，并依法承担赔偿责任。

13. 本企业严格执行国家、省级政府或政府相关部门、监管机构、电力交易机构制定的各项制度、规则，保证诚实守信、遵纪守法，积极履行企业社会责任和职责义务。本企业及其负责人无不良信用记录。

以上承诺如有违反，本企业愿意承担相应责任，3年内不参与安徽售电市场业务，并接受处罚和相关惩戒措施。

承诺单位（盖章）：

法人代表（签字）：

（日期）

附 3

注册提交材料目录清单及填写说明

一、材料目录清单

1. 售电公司注册申请表及信息表
2. 企业基本情况说明
3. 营业执照复印件
4. 法人代表身份证明复印件
5. 信用承诺书
6. 资产证明
7. 企业及从业人员资质情况
8. 企业经营场所的房产证件或租赁协议复印件
9. 企业资质和主要业绩
10. 售电公司公示材料
11. 其它文件

二、材料参照说明

以下“说明”供填写申请表及提交材料参照使用。

1. “售电公司申请表”“售电公司信息表”按照附件 7、附件 8 表格格式填写。

2. “企业基本情况说明”包含但不限于：公司背景、业务情况、人员构成、经营场所、设备情况和售电业务计划等，控制在 2000--5000 字。

3. “营业执照”中“企业经营范围”项中应包含“电力生产供应”、“售电”或“电力销售”等类似内容。营业执照中无“经营范围”项的，应打印商事主体信息公示平台中所列经营范围，加盖公章后一并提交。

4. “信用承诺书”按照附件 2 样式填写。

5. “资产证明”主要指具备资质的会计师事务所出具的审计报告、验资报告、企业财务报表等能够证明企业资产的材料；开户银行出具的实收资本不得低于 2 千万元人民币证明。有关证明材料落款时间距提交材料时间不得超过半年。

6. “从业人员资质”要求掌握电力系统基本技术、经济专业知识，具备电能管理、节能管理、需求侧管理等能力，10 名以上专业技术人员中至少拥有一名高级职称和三名中级职称。同时提供售电公司近半年缴纳社保基金的凭证或者劳动

合同和有关专业技术职称等证书复印件。

7. “经营场所”主要指企业固定经营场所，经营场所为自有产权的应该提供产权证明，租赁的应该提供长期租赁合同。提供材料应与营业执照的地址保持一致。

8. “企业资质和主要业绩”是指与售电行业相关的能够体现公司实力的主要资质和业绩，包含电力市场、电力工程设计和施工、电能管理、节能管理、需求侧管理等（本项作为参考，不作为企业准入条件要求，如无可不提供）。

9. “其它文件”指企业认为有必要提供并向社会公示，以证明公司实力和信誉的有关证明材料。如无可不提供。

10. 提交材料未注明提交复印件的，应当提交原件；提交复印件的，应当注明“与原件一致”，由企业法人签字并加盖公章；提交材料涉及签署，应使用黑色或蓝黑色钢笔或签字笔签署；未注明签署人的，自然人由本人签字，法人和其他组织由其法定代表人或负责人签字，并加盖公章。

附 4

售电公司公示信息模板 (参考范本)

（售电公司名称）申请在安徽电力交易中心有限公司电力交易平台注册，按照相关规定，对相关信息进行公示，公示信息如下：

一、信用承诺书

（见附件 2）插入承诺书扫描件

二、售电公司基本情况

售电公司基本情况信息表

企业名称		企业性质	
统一社会信用代码		法定代表人	
注册资本		实缴资本	
资产总额		所属行业	
成立日期		营业期限	
企业股权结构及股东构成	股东姓名		持股比例
企业信用	中国人民银行机构信用代码 企业信用信息查询报告编号		
企业注册地址			
企业办公地址			
企业经营范围			
企业实际业务范围			

三、专业从业人员信息

售电公司从业技术人员资质情况表

序号	姓名	性别	年龄	职务	专业技术	职称等级	学历	现从事职业	从业年限	备注
1										
2										

备注：表中专业技术人员必须为全职人员。

四、经营场所和设备等信息

插入产权证或租赁合同扫描件。

五、资产证明

插入资产证明扫描件。

六、营业执照

插入营业执照扫描件。

上述信息中，如国家保密规定中不予发布的按照有关保密规定执行。但售电公司应将相关规定向安徽电力交易中心有限公司和“信用安徽”报备。售电公司须按照上述模板自行准备公示材料，并加盖公司公章。

附 5

（协议编号：）

售电公司入市协议

甲方（售电公司）：

乙方（市场运营方）：

安徽电力交易中心有限公司

签订时间：

签订地点：

本入市协议由下列两方签署：

(1) (售电公司，以下简称甲方)，系一家具有法人资格/经法人单位授权的企业，企业所在地为_____，在_____工商行政管理局登记注册，统一社会信用代码：_____，住所：_____，法定代表人/授权代理人：_____。

(2) (市场运营方，以下简称乙方)：系经国家批准授权的电力交易运营单位，所在地为合肥，在安徽省工商行政管理局登记注册，统一社会信用代码：_____，住所：_____，法定代表人：_____。

为了市场主体顺利开展各项交易业务，甲乙双方根据交易规则及相关管理办法，遵循平等、自愿、公平和诚信的原则，签订如下协议：

第一条 甲方在_____省（市、自治区）_____市（区）拥有并经营管理一家售电公司，售电经营范围为_____。甲方作为售电公司，符合政府有关市场主体的准入条件，自愿进入乙方市场参与电力交易。

第二条 甲方对向乙方提供的承诺信息、公示信息、注册信息的准确性、完整性负责，并严格践行承诺。

第三条 在签订本协议前甲方已仔细阅读了相关交易规则及相关管理文件。乙方已就相关问题做了全面细致的解释，甲方已知悉参与乙方组织的电力交易应负的责任和可能发生的风险，甲方将严格按照该办法和国家相关文件规定从事交易活动。

第四条 双方以相关交易规则和国家相关文件作为交易依据。甲方承认相关交易规则和国家相关文件赋予乙方的权利实为市场运营之必需，并承诺自愿承担对乙方行使前述权利可能出现的全部风险。如交易情况异常，乙方有权采取相应的风险管理措施，包括但不限于发布交易规则临时条款、对有疑义的交易结果暂停执行、停市等。

第五条 乙方为甲方提供网络交易平台、交易账户、电力用户终端软件等。

第六条 甲方自愿采用乙方提供的电子交易平台，自行保存和修改账号密码。交易帐号和初始密码一经使用，即为甲方行为，使用甲方账号和交易密码所完成的一切交易，即视为甲方的行为，由甲方承担一切交易后果。乙方郑重提醒甲方自领到初始密码后立即更改，并注意密码的保存、保密，如因甲方密码保管不妥或未更改初始密码引发的一切损失由甲方承担。

第七条 按照国家发改委、国家能源局《关于印发电力体制改革配套文件的通知》（发改经体〔2015〕2752号）文件要求，为确保交易过程安全，防止

交易数据被截取、篡改、顶替申报，规避网络安全风险，要求甲方在交易过程中必须使用第三方数字证书。甲方可购买使用第三方数字证书，自行保存和修改数字证书密码，在正确使用数字证书的情况下，由该第三方提供账户安全保障。

第八条 甲方所选择的代理人（包括开户代理人、报价员）在甲方授权范围内所作出的任何行为均代表甲方行为，甲方应承担由此产生的全部责任。甲方如变更代理人，应书面通知乙方并经乙方确认，甲方的法定代表人或者负责人应在变更通知单上签字并加盖单位公章。甲方未及时通知乙方的，由此造成的损失由甲方承担。

第九条 因地震、台风、水灾、火灾、战争及其它不可抗力因素导致甲方损失的，乙方不承担任何责任。

第十条 因不可预测或乙方无法控制的系统故障、设备故障、通讯故障、停电等突发事件给甲方造成的损失，乙方不承担任何责任。因上述事故造成交易数据中断或丢失，交易恢复后以故障发生前电子交易系统最后记录的交易数据为有效数据。

第十一条 甲方通过乙方提供的电子交易平台进行交易，甲方自行承担一切交易风险。

第十二条 甲方向乙方提供市场规则规定的及开展电力交易所需的计量及其他相关信息，乙方对甲方的委托事项、交易记录及提交的信息等资料负有保密义务，如非法定有权机关或甲方同意，不得向第三人泄露。

第十三条 甲方参与乙方组织的交易时，必须了解和掌握相关交易的管理制度及交易规则，并随时关注交易规则的调整。

第十四条 乙方向甲方提供的各种信息及资料仅作为交易参考，甲方应对信息进行独立分析、判断，甲方据此进行的交易风险自担。

第十五条 如甲方违反相关交易规则、管理办法和市场规则，乙方有权终止本协议，并取消甲方交易资格。

第十六条 甲乙双方发生纠纷应协商解决，如协商不成，任何一方均可向乙方所在地人民法院提起诉讼。

第十七条 本协议一式六份，双方各执二份，送能源监管机构和政府主管部门备案各一份。

签 署 页

甲方：

法定代表人/授权代理人： /

签字日期： 年 月 日

乙方：

法定代表人/授权代理人： /

签字日期： 年 月 日

附 6

交易平台使用协议

（协议编号：）

安徽电力交易中心有限公司
电力交易平台使用协议

甲方（售电公司）：

乙方（市场运营方）：

安徽电力交易中心有限公司

签订时间：

签订地点：

本交易平台使用协议由下列两方签署：

(1) (售电公司，以下简称甲方)，系一家具有法人资格/经法人单位授权的企业，企业所在地为_____，在_____工商行政管理局登记注册，统一社会信用代码：_____，住所：_____，法定代表人/授权代理人：_____。

(2) (市场运营方，以下简称乙方)：系经国家批准授权的电力交易运营单位，所在地为合肥，在安徽省工商行政管理局登记注册，统一社会信用代码：_____，住所：_____，法定代表人：_____。

总 则

第一条 乙方是安徽省电力交易平台（以下简称“交易平台”）的建设及运营单位。本协议用于交易平台与平台用户之间的行为及关系。

第二条 本条款所称的甲方是指完全同意协议中所有条款并完成注册的交易平台用户。

第三条 甲方注册前应当仔细阅读本协议条款，一旦完成注册即表示甲方完全接受协议中全部条款，并同意签署本协议。

第四条 本协议项下各条款以及交易平台发布的其他规则等均作为本协议的组成部分，在乙方和甲方之间产生法律效力。

第五条 乙方有权对协议条款进行修改，一旦协议内容发生变动，乙方将会以公告等方式提示甲方。甲方继续注册并使用交易平台视为接受对协议内容所做的修改。

一、服务内容

第六条 乙方提供的市场主体注册、电力交易、电能结算、信息发布等服务内容以交易平台实际提供的服务为准。

第七条 无论是否提前通知，乙方均有权在必要时变更交易平台规定及服务内容，并保留随时变更、中断或终止交易平台的权利。

第八条 甲方自行配备连接和使用交易平台所需设备，自行承担甲方上网费用。

第九条 依照中发〔2015〕9号《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》的配套文件要求，甲方注册交易平台前必须办理数字证书。

二、使用规则

第十条 甲方使用交易平台必须遵守中华人民共和国法律法规，电力市场交易运营规则以及本协议的约定，自觉自律，不得操纵市场价格、损害其他市场主

体的利益，确保市场运作规范透明。

第十一条 甲方使用交易平台形成的电子合同、业务单据及关联数据，对交易各方具备同等法律效力。

第十二条 甲方在申请注册和接受服务的过程中，应根据安徽省《售电公司准入程序服务指南》要求如实提供完整、真实、准确和最新的甲方资料，并及时更新其注册资料。

第十三条 甲方账号信息是验证甲方真实性的唯一依据，甲方有义务保证账号信息安全，甲方应自行对自己账号所进行的一切活动引起的任何损失或损害承担全部责任。

三、责任声明

第十四条 乙方负责交易平台的运行维护工作。但因不可抗力、计算机病毒或者黑客攻击、突发性的软硬件设备与电子通信设备故障、网络服务提供商线路或其他故障等原因造成服务中断或不能满足甲方要求，乙方不承担任何责任。

第十五条 如甲方违反国家法律法规或本协议条款，乙方有权随时停止向甲方提供服务，甲方需对自己的违法及违约行为承担全部法律责任。如因此导致交易平台（以及乙方）遭受任何损害或遭受任何来自第三方的纠纷、诉讼和索赔要求等，甲方须向交易平台（以及乙方）赔偿由此遭受的全部损失。

四、隐私保护

第十六条 交易平台（及乙方）不对外公开甲方的隐私资料，但下列情况除外：

- （1）事先获得甲方的明确授权；
- （2）根据有关的法律法规要求；
- （3）按照相关政府主管部门的要求；
- （4）为维护社会公共利益；
- （5）其他确需公开、编辑、使用或透露个人信息的情况。

第十七条 网络环境存在诸多不可预知因素，只要交易平台（及乙方）未主动或故意泄露甲方隐私资料，乙方不承担任何相关责任。如甲方使用交易平台时被第三方抓取甚至泄露信息，由甲方自行承担风险。

五、知识产权

第十八条 交易平台包含的文本、图片、图形、音频、视频、标识、版面设计、编排方式等全部内容均由乙方依法拥有知识产权，未经乙方同意，上述平台内容均不得任意复制、转载、衍生产品或用于任何商业目的。

第十九条 转载交易平台内容的，须标明出处，否则乙方保留将其诉诸法律的权利。

六、附则

第二十条 本协议各条款在甲方注册成功后即自动生效。

第二十一条 本协议的订立、执行和解释及争议的解决均适用中华人民共和国法律。

第二十二条 在使用交易平台过程中有关的一切争议，乙方与甲方应友好协商解决，若协商不成，双方同意提请合肥仲裁委员会进行仲裁，终局裁决对双方均具有法律约束力。

第二十三条 本协议中的任何条款无论因何种原因完全或部分无效或不具有执行力，本协议的其余条款仍应有效并且有约束力。

签 署 页

甲方：

法定代表人/授权代理人： /

签字日期： 年 月 日

乙方：

法定代表人/授权代理人： /

签字日期： 年 月 日

附 7

售电公司注册信息表

项 目 名 称	备 注
公司全称*	与营业执照上的法人名称一致,如不是独立法人的企业填写该企业对外的全称。
公司简称	
注册编码	自动生成
状态*	入市/退市
入市日期	
退市日期	
地理区域*	
法人代表姓名*	如不是独立法人的企业填写上级法人企业信息
企业注册地址*	如不是独立法人的企业填写上级法人企业信息
售电结算单位*	国网安徽省电力公司
营业执照注册号(三证合一后填社会信用代码)*	三证合一后办理的注册填统一社会信用代码
组织机构代码*	三证合一后不需填。
税务登记证号*	三证合一后不需填。
注册资本*	填写注册资本规模
拟售电量规模*	描述拟售电量规模
电力系统技术经济相关知识、具备相关工作经验的专业人员信息*	要求具备与拥有与申请的售电规模相适应的掌握电力系统技术经济相关知识、具备相关工作经验的专业人员。请提供相应证明材料。
未来售电业务服务章程*	未来开展配售电业务及相应客户服务的服务章程、计划书。相应证明材料附件上传。
开户银行*	
开户名称*	
开户账户*	
合同容量	
联系人姓名*	

续表

项 目 名 称	备 注
联系人职务	
联系电话*	
手机号码*	
传真*	
电子邮件	
网址	
通讯地址	
邮政编码	
售电公司及其负责人无不良经营、金融和司法记录承诺	

附 8

售电公司申请表

附 8-1

售电公司注册申请表

申请日期	年 月 日	
企业信息	中文名称	
	英文/拼音简称	
	统一社会信用代码	
	法定代表人/ 授权代理人(签名)	(单位盖章)
	单位地址	
	省(市)	
	电话	
	传真	
办理人信息	姓名(签名)	
	证件类型	<input type="checkbox"/> 身份证 <input type="checkbox"/> 港澳通行证 <input type="checkbox"/> 护照 <input type="checkbox"/> 其它:
	证件号码	
	电话	
	电子邮件	
	通信地址	
	邮政编码	
备注		

附 8-2

售电公司信息变更申请表

申请日期	年 月 日	
企业信息	中文名称 (盖章)	
办理人信息	姓名(签名)	
	证件类型	<input type="checkbox"/> 身份证 <input type="checkbox"/> 港澳通行证 <input type="checkbox"/> 护照 <input type="checkbox"/> 其它:
	证件号码	
	电话	
	电子邮件	
	通信地址	
	邮政编码	
信息变更内容及相关说明		
备注		

附 8-3

售电公司注册申请表

申请日期	年 月 日	
企业信息	中文名称 (盖章)	
办理人信息	姓名(签名)	
	证件类型	<input type="checkbox"/> 身份证 <input type="checkbox"/> 港澳通行证 <input type="checkbox"/> 护照 <input type="checkbox"/> 其它:
	证件号码	
	电话	
	电子邮件	
	通信地址	
	邮政编码	
申请注销原因		
与其它市场主体之间的债权、债务关系、与其它市场主体之间尚未履行完毕的交易协议的处理情况		
备注		

附件 2

电力用户准入程序服务指南

安徽电力交易中心有限公司

2016.12

目 录

1. 信用承诺、信息公示	11
2. 注册程序.....	11
3. 注册备案.....	11
4. 注册信息变更、市场主体注销	11
附件 1：电力用户注册流程示意图	11
附件 2：电力用户注册（登记）信息表	11
附件 3：电力用户申请表	11
附件 4：电力用户入市协议	11
附件 5：交易平台使用协议	11

1. 信用承诺、信息公示

各地市发展改革委按照《安徽省电力市场主体准入退出管理实施细则》开展信用承诺、信息公示。

2. 注册程序

（一）与发电企业直接交易的电力用户

2.1 [材料提交] 公示通过后，电力用户向交易中心提交注册申请表和信息表（附件2、附件3），包括纸质及电子版材料各一份。

2.2 [入市协议签订] 公示通过后，电力用户与交易中心签订入市协议（附件4）。

2.3 [平台使用协议签订] 公示通过后，电力用户与交易中心签订交易平台使用协议（附件5）。

2.4 [办理平台数字证书] 电力用户按要求办理平台使用的数字证书，具体办理说明见安徽省电力交易平台网站（<https://pmos.ah.sgcc.com.cn>）。

2.5 [注册信息录入] 交易中心将电力用户相关信息录入电力交易平台，为其开通账号并配置权限。

2.6 [注册信息公布] 交易中心将注册成功、可开展交易的电力用户名录通过省能源局网站、交易中心网站向社会公布。

（二）委托售电公司代理的电力用户

2.7 [售电公司电力用户登记] 首次与售电公司签订协议的电力用户，委托售电公司将购售电合同和电力用户相关信息提交至交易中心进行登记（附件2），无需履行其他的注册程序。

3. 注册备案

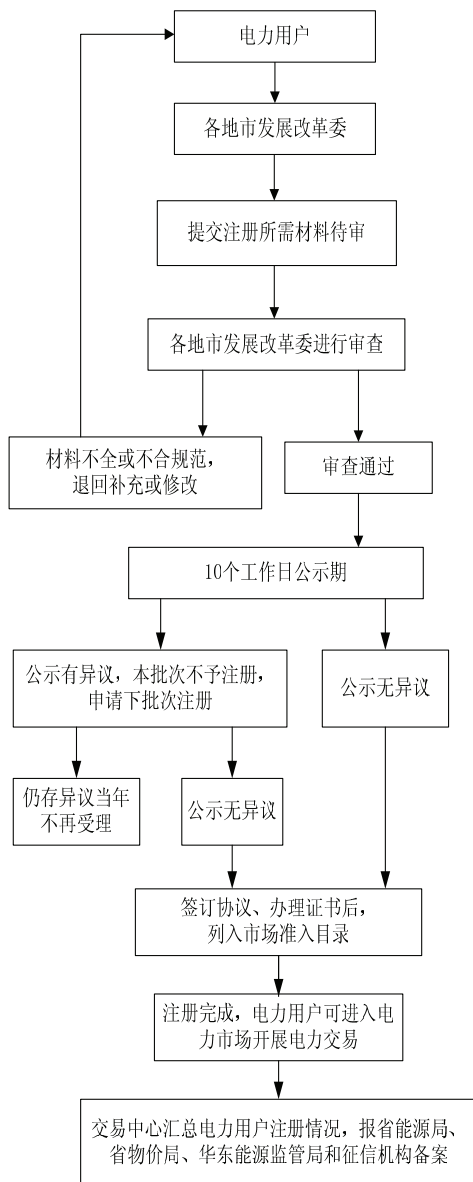
[注册备案] 交易中心汇总电力用户注册情况，报省能源局、省物价局、能源监管机构和征信机构备案。

4. 注册信息变更、市场主体注销

注册信息变更、市场主体注销按照《安徽省电力市场主体准入退出管理实施细则》执行。

附 1

电力用户注册流程示意图



附 2

电力用户注册（登记）信息表

类 别	名 称	内 容
企业基本信息	用户全称*	
	用户简称	
	曾用名	
	状态*	入市/退市
	入市日期	自动生成，注册生效的日期
	退市日期	
	地理区域*	具体到区/县
	法人代表姓名*	
	企业法人营业执照注册号（三证合一后用统一社会信用代码）*	
	企业注册地址*	
	企业法人营业执照文件*	附件上传
	售电层级	省公司售电/地市公司售电/县公司售电
	售电结算单位	国网安徽省电力公司
	营销计费号	
	组织机构代码*	
	税务登记证号*	
	开户银行*	
	开户名称*	
	开户账户*	
	营销客户编号*	
	企业营业执照号码	
	企业税务登记号码	
所属单位/集团		

续表

类 别	名 称	内 容
企业用电信息	行业分类*	(按能源局公布目录中为准)
	用户类别*	(以供用电合同中执行电价类别为准)
	目录电价*	
	合同容量* (MW)	
	供电电压等级* (KV)	
	输配电价*	
	网损折价	
	是否执行峰谷电价*	
	政府基金及附加*	
	输配电损耗率	
	用户安全等级	
	变压器容量 (MW)	
	最大需量 (MW)	
电力交易员信息 (企业委托进行直接交易的人员)	联系人姓名*	
	联系人职务	
	联系电话*	
	手机号码*	
	传真*	
	电子邮件	
	网址	
	通讯地址*	
	邮政编码*	

附 3

电力用户申请表

附 3-1

电力用户注册申请表

申请日期	年 月 日		
企业信息	中文名称		
	英文/拼音简称		
	统一社会信用代码		
	法定代表人/授权代理人（签名）		(单位盖章)
	单位地址		
	省（市）		
	电话		
	传真		
办理人信息	姓名（签名）		
	证件类型	<input type="checkbox"/> 身份证 <input type="checkbox"/> 港澳通行证 <input type="checkbox"/> 护照 <input type="checkbox"/> 其它：	
	证件号码		
	电话		
	电子邮件		
	通信地址		
	邮政编码		
备注			

附 3-2

电力用户信息变更申请表

申请日期	年 月 日	
企业信息	中文名称 (盖章)	
办理人信息	姓名(签名)	
	证件类型	<input type="checkbox"/> 身份证 <input type="checkbox"/> 港澳通行证 <input type="checkbox"/> 护照 <input type="checkbox"/> 其它:
	证件号码	
	电话	
	电子邮件	
	通信地址	
	邮政编码	
信息变更内容及相关说明		
备注		

附 3-3

电力用户注销申请表

申请日期	年 月 日	
企业信息	中文名称 (盖章)	
办理人信息	姓名(签名)	
	证件类型	<input type="checkbox"/> 身份证 <input type="checkbox"/> 港澳通行证 <input type="checkbox"/> 护照 <input type="checkbox"/> 其它:
	证件号码	
	电话	
	电子邮件	
	通信地址	
	邮政编码	
申请注销原因		
与其它市场主体之间的债权、债务关系、与其它市场主体之间尚未履行完毕的交易协议的处理情况		
备注		

附 4

（协议编号：）

电力用户入市协议

甲方（电力用户）：

乙方（市场运营方）：

安徽电力交易中心有限公司

签订时间：

签订地点：

本入市协议由下列两方签署：

(1) (电力用户，以下简称甲方)，系一家具有法人资格/经法人单位授权的企业，企业所在地为_____，在 _____工商行政管理局登记注册，统一社会信用代码：_____，住所：_____，法定代表人/授权代理人：_____。

(2) (市场运营方，以下简称乙方)：系经国家批准授权的电力交易运营单位，所在地为合肥，在安徽省工商行政管理局登记注册，统一社会信用代码：_____，住所：_____，法定代表人：_____。

为了市场主体顺利开展各项交易业务，甲乙双方根据交易规则及相关管理办法，遵循平等、自愿、公平和诚信的原则，签订如下协议：

第一条 甲方在省（市、自治区）市（区）拥有并经营管理一家用电电压等级为千伏（kV），总用电容量为兆瓦（MW）或变压器容量为兆伏安（MVA）的用电企业。甲方作为电力用户，符合政府有关市场主体准入条件，自愿进入乙方市场参与电力交易。

第二条 甲方对向乙方提供的承诺信息、公示信息、注册信息的准确性、完整性负责，并严格践行承诺。

第三条 在签订本协议前甲方已仔细阅读了相关交易规则及相关管理文件。乙方已就相关问题做了全面细致的解释，甲方已知悉参与乙方组织的电力交易应负的责任和可能发生的风险，甲方将严格按照该办法和国家相关文件规定从事交易活动。

第四条 双方以相关交易规则和国家相关文件作为交易依据。甲方承认相关交易规则和国家相关文件赋予乙方的权利实为市场运营之必需，并承诺自愿承担对乙方行使前述权利可能出现的全部风险。如交易情况异常，乙方有权采取相应的风险管理措施，包括但不限于发布交易规则临时条款、对有疑义的交易结果暂停执行、停市等。

第五条 乙方为甲方提供网络交易平台、交易账户、电力用户终端软件等。

第六条 甲方自愿采用乙方提供的电子交易平台，自行保存和修改账号密码。交易帐号和初始密码一经使用，即为甲方行为，使用甲方账号和交易密码所完成的一切交易，即视为甲方的行为，由甲方承担一切交易后果。乙方郑重提醒甲方自领到初始密码后立即更改，并注意密码的保存、保密，如因甲方密码保管不妥或未更改初始密码引发的一切损失由甲方承担。

第七条 按照国家发改委、国家能源局《关于印发电力体制改革配套文件

的通知》（发改经体〔2015〕2752号）文件要求，为确保交易过程安全，防止交易数据被截取、篡改、顶替申报，规避网络安全风险，要求甲方在交易过程中必须使用第三方数字证书。甲方可购买使用第三方数字证书，自行保存和修改数字证书密码，在正确使用数字证书的情况下，由该第三方提供账户安全保障。

第八条 甲方所选择的代理人（包括开户代理人、报价员）在甲方授权范围内所作出的任何行为均代表甲方行为，甲方应承担由此产生的全部责任。甲方如变更代理人，应书面通知乙方并经乙方确认，甲方的法定代表人或者负责人应在变更通知单上签字并加盖单位公章。甲方未及时通知乙方的，由此造成的损失由甲方承担。

第九条 因地震、台风、水灾、火灾、战争及其它不可抗力因素导致甲方损失的，乙方不承担任何责任。

第十条 因不可预测或乙方无法控制的系统故障、设备故障、通讯故障、停电等突发事件给甲方造成的损失，乙方不承担任何责任。因上述事故造成交易数据中断或丢失，交易恢复后以故障发生前电子交易系统最后记录的交易数据为有效数据。

第十一条 甲方通过乙方提供的电子交易平台进行交易，甲方自行承担一切交易风险。

第十二条 甲方向乙方提供市场规则规定的及开展电力交易所需的计量及其他相关信息，乙方对甲方的委托事项、交易记录及提交的信息等资料负有保密义务，如非法定有权机关或甲方同意，不得向第三人泄露。

第十三条 甲方参与乙方组织的交易时，必须了解和掌握相关交易的管理制度及交易规则，并随时关注交易规则的调整。

第十四条 乙方向甲方提供的各种信息及资料仅作为交易参考，甲方应对信息进行独立分析、判断，甲方据此进行的交易风险自担。

第十五条 如甲方违反相关交易规则、管理办法和市场规则，乙方有权终止本协议，并取消甲方交易资格。

第十六条 甲乙双方发生纠纷应协商解决，如协商不成，任何一方均可向乙方所在地人民法院提起诉讼。

第十七条 本协议一式六份，双方各执二份，送能源监管机构和政府主管部门备案各一份。

签 署 页

甲方：

法定代表人/授权代理人： /

签字日期： 年 月 日

乙方：

法定代表人/授权代理人： /

签字日期： 年 月 日

附 5

交易平台使用协议

（协议编号：）

安徽电力交易中心有限公司
电力交易平台使用协议

甲方（电力用户）：

乙方（市场运营方）：安徽电力交易中心有限公司

签订时间：

签订地点：

本交易平台使用协议由下列两方签署：

(1) (电力用户，以下简称甲方)，系一家具有法人资格/经法人单位授权的企业，企业所在地为_____，在_____工商行政管理局登记注册，统一社会信用代码：_____，住所：_____，法定代表人/授权代理人：_____。

(2) (市场运营方，以下简称乙方)：系经国家批准授权的电力交易运营单位，所在地为合肥，在安徽省工商行政管理局登记注册，统一社会信用代码：_____，住所：_____，法定代表人：_____。

总 则

第一条 乙方是安徽省电力交易平台（以下简称“交易平台”）的建设及运营单位。本协议用于交易平台与平台用户之间的行为及关系。

第二条 本条款所称的甲方是指完全同意协议中所有条款并完成注册的交易平台用户。

第三条 甲方注册前应当仔细阅读本协议条款，一旦完成注册即表示甲方完全接受协议中全部条款，并同意签署本协议。

第四条 本协议项下各条款以及交易平台发布的其他规则等均作为本协议的组成部分，在乙方和甲方之间产生法律效力。

第五条 乙方有权对协议条款进行修改，一旦协议内容发生变动，乙方将会以公告等方式提示甲方。甲方继续注册并使用交易平台视为接受对协议内容所做的修改。

一、服务内容

第六条 乙方提供的市场主体注册、电力交易、电能结算、信息发布等服务内容以交易平台实际提供的服务为准。

第七条 无论是否提前通知，乙方均有权在必要时变更交易平台规定及服务内容，并保留随时变更、中断或终止交易平台的权利。

第八条 甲方自行配备连接和使用交易平台所需设备，自行负担甲方上网费用。

第九条 依照中发〔2015〕9号《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》的配套文件要求，甲方注册交易平台前必须办理数字证书。

二、使用规则

第十条 甲方使用交易平台必须遵守中华人民共和国法律法规，电力市场交易运营规则以及本协议的约定，自觉自律，不得操纵市场价格、损害其他市场主

体的利益，确保市场运作规范透明。

第十一条 甲方使用交易平台形成的电子合同、业务单据及关联数据，对交易各方具备同等法律效力。

第十二条 甲方在申请注册和接受服务的过程中，应根据安徽省《电力用户准入程序服务指南》要求如实提供完整、真实、准确和最新的甲方资料，并及时更新其注册资料。

第十三条 甲方账号信息是验证甲方真实性的唯一依据，甲方有义务保证账号信息安全，甲方应自行对自己账号所进行的一切活动引起的任何损失或损害承担全部责任。

三、责任声明

第十四条 乙方负责交易平台的运行维护工作。但因不可抗力、计算机病毒或者黑客攻击、突发性的软硬件设备与电子通信设备故障、网络服务提供商线路或其他故障等原因造成服务中断或不能满足甲方要求，乙方不承担任何责任。

第十五条 如甲方违反国家法律法规或本协议条款，乙方有权随时停止向甲方提供服务，甲方需对自己的违法及违约行为承担全部法律责任。如因此导致交易平台（以及乙方）遭受任何损害或遭受任何来自第三方的纠纷、诉讼和索赔要求等，甲方须向交易平台（以及乙方）赔偿由此遭受的全部损失。

四、隐私保护

第十六条 交易平台（及乙方）不对外公开甲方的隐私资料，但下列情况除外：

- （1）事先获得甲方的明确授权；
- （2）根据有关的法律法规要求；
- （3）按照相关政府主管部门的要求；
- （4）为维护社会公共利益；
- （5）其他确需公开、编辑、使用或透露个人信息的情况。

第十七条 网络环境存在诸多不可预知因素，只要交易平台（及乙方）未主动或故意泄露甲方隐私资料，乙方不承担任何相关责任。如甲方使用交易平台时被第三方抓取甚至泄露信息，由甲方自行承担风险。

五、知识产权

第十八条 交易平台包含的文本、图片、图形、音频、视频、标识、版面设计、编排方式等全部内容均由乙方依法拥有知识产权，未经乙方同意，上述平台内容均不得任意复制、转载、衍生产品或用于任何商业目的。

第十九条 转载交易平台内容的，须标明出处，否则乙方保留将其诉诸法律的权利。

六、附则

第二十条 本协议各条款在甲方注册成功后即自动生效。

第二十一条 本协议的订立、执行和解释及争议的解决均适用中华人民共和国法律。

第二十二条 在使用交易平台过程中有关的一切争议，乙方与甲方应友好协商解决，若协商不成，双方同意提请合肥仲裁委员会进行仲裁，终局裁决对双方均具有法律约束力。

第二十三条 本协议中的任何条款无论因何种原因完全或部分无效或不具有执行力，本协议的其余条款仍应有效并且有约束力。

签 署 页

甲方：

法定代表人/授权代理人： /

签字日期： 年 月 日

乙方：

法定代表人/授权代理人： /

签字日期： 年 月 日

附件 3

发电企业准入程序服务指南

安徽电力交易中心有限公司

2016.12

目 录

1. 信用承诺、信息公示	11
2. 注册程序.....	11
3. 注册备案.....	11
4. 注册信息变更、市场主体注销	11
附件 1：发电企业注册流程示意图	11
附件 2：发电企业注册信息表	11
附件 3：发电企业申请表	11
附件 4：发电企业入市协议	11
附件 5：交易平台使用协议	11

1. 信用承诺、信息公示

安徽省能源局按照《安徽省电力市场主体准入退出管理实施细则》开展信用承诺、信息公示。

2. 注册程序

2.1 [材料提交] 公示通过后，发电企业向交易中心提交注册申请表和信息表（附件2、附件3），包括纸质及电子版材料各一份。

2.2 [入市协议签订] 公示通过后，发电企业与交易中心签订入市协议（附件4）。

2.3 [平台使用协议签订] 公示通过后，发电企业与交易中心签订交易平台使用协议（附件5）。

2.4 [办理平台数字证书] 发电企业按要求办理平台使用的数字证书，具体办理说明见安徽省电力交易平台网站（<https://pmos.ah.sgcc.com.cn>）。

2.5 [注册信息录入] 交易中心将发电企业相关信息录入电力交易平台，为其开通账号并配置权限。

2.6 [注册信息公布] 交易中心将注册成功、可开展交易的发电企业名录通过省能源局网站、交易中心网站向社会公布。

3. 注册备案

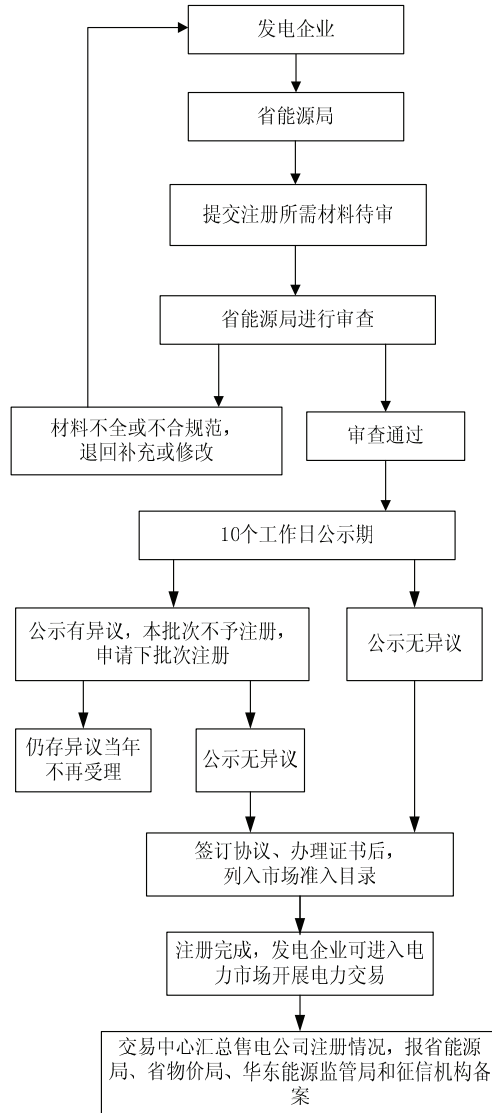
[注册备案] 交易中心汇总发电企业注册情况，报省能源局、省物价局、能源监管机构和征信机构备案。

4. 注册信息变更、市场主体注销

注册信息变更、市场主体注销按照《安徽省电力市场主体准入退出管理实施细则》执行。

附 1

发电企业注册流程示意图



附 2

发电企业注册信息表

类 别	名 称	内 容
企业基本信息	企业全称	
	调度简称	
	所在地市	
	商业性质	（公用/自备）
	电力业务许可证编号	
	许可证生效日期	
	许可证失效日期	
	所属单位/集团	
	法定代表人姓名	
	企业法人营业执照	
	企业法人名称	
	通信地址	
	企业开户银行	
	企业开户名称	
	企业开户账号	
	邮政编码	
	电话	
	传真	
	电子邮件	
	机组信息	机组名称
机组类型		
机组子类型		
调度单位		
机组状态		（商运/基建/试运/关停/退市）
投运时间		

续表

类 别	名 称	内 容
机组信息	机组额定容量 (MW)	
	机组容量等级	
	最大技术出力 (MW)	
	最小技术出力 (MW)	
	接入电压等级 (KV)	
电力交易员信息 (企业委托进行直接交易的人员)	姓名	
	职务	
	通信地址	
	邮政编码	
	联系电话	
	手机	
	传真	
	电子邮件	

注：若有多个机组请自行添加机组信息。

附 3

发电企业申请表

附 3-1

发电企业注册申请表

申请日期	年 月 日		
企业信息	中文名称		
	英文/拼音简称		
	统一社会信用代码		
	法定代表人/授权代理人（签名）		（单位盖章）
	单位地址		
	省（市）		
	电话		
	传真		
办理人信息	姓名（签名）		
	证件类型	<input type="checkbox"/> 身份证 <input type="checkbox"/> 港澳通行证 <input type="checkbox"/> 护照 <input type="checkbox"/> 其它：	
	证件号码		
	电话		
	电子邮件		
	通信地址		
	邮政编码		
备注			

附 3-2

发电企业信息变更申请表

申请日期	年 月 日	
企业信息	中文名称 (盖章)	
办理人信息	姓名(签名)	
	证件类型	<input type="checkbox"/> 身份证 <input type="checkbox"/> 港澳通行证 <input type="checkbox"/> 护照 <input type="checkbox"/> 其它:
	证件号码	
	电话	
	电子邮件	
	通信地址	
	邮政编码	
信息变更内容及相关说明		
备注		

附 3-3

发电企业注销申请表

申请日期	年 月 日	
企业信息	中文名称(盖章)	
办理人信息	姓名(签名)	
	证件类型	<input type="checkbox"/> 身份证 <input type="checkbox"/> 港澳通行证 <input type="checkbox"/> 护照 <input type="checkbox"/> 其它:
	证件号码	
	电话	
	电子邮件	
	通信地址	
	邮政编码	
申请注销原因		
与其它市场主体之间的债权、债务关系、 与其它市场主体之间尚未履行完毕 的交易协议的处理情况		
备注		

附 4

（协议编号：）

发电企业入市协议

甲方（发电企业）：

乙方（市场运营方）：

安徽电力交易中心有限公司

签订时间：

签订地点：

本入市协议由下列两方签署：

(1) (发电企业，以下简称甲方)，系一家具有法人资格/经法人单位授权的电力生产企业，已取得颁发的发电业务许可证（许可证编号：_____），企业所在地为_____，在_____工商行政管理局登记注册，统一社会信用代码：_____，住所：_____，法定代表人/授权代理人：_____。

(2) (市场运营方，以下简称乙方)：系经国家批准授权的电力交易运营单位，所在地为合肥，在安徽省工商行政管理局登记注册，统一社会信用代码：_____，住所：_____，法定代表人：_____。

为了市场主体顺利开展各项交易业务，甲乙双方根据交易规则及相关管理办法，遵循平等、自愿、公平和诚信的原则，签订如下协议：

第一条 甲方在省（市、自治区）市（区）拥有并经营管理一座总发电容量为兆瓦（MW）的电厂，装机为台，分别为兆瓦（MW）台（年月投产）、兆瓦（MW）台（年月投产），分别为兆瓦（MW）台（年月投产）、兆瓦（MW）台（年月投产），并且已转入商业运营。甲方作为发电企业，符合政府有关市场主体准入条件，自愿进入乙方市场参与电力交易。

第二条 甲方对向乙方提供的承诺信息、公示信息、注册信息的准确性、完整性负责，并严格践行承诺。

第三条 在签订本协议前甲方已仔细研读了相关交易规则及相关管理文件。乙方已就相关问题做了全面细致的解释，甲方已知悉参与乙方组织的电力交易应负的责任和可能发生的风险，甲方将严格按照该办法和国家相关文件规定从事交易活动。

第四条 双方以相关交易规则和国家相关文件作为交易依据。甲方承认相关交易规则和国家相关文件赋予乙方的权利实为市场运营之必需，并承诺自愿承担对乙方行使前述权利可能出现的全部风险。如交易情况异常，乙方有权采取相应的风险管理措施，包括但不限于发布交易规则临时条款、对有疑义的交易结果暂停执行、停市等。

第五条 乙方为甲方提供网络交易平台、交易账户、电力用户终端软件等。

第六条 甲方自愿采用乙方提供的电子交易平台，自行保存和修改账号密码。交易帐号和初始密码一经使用，即为甲方行为，使用甲方账号和交易密码所完成的一切交易，即视为甲方的行为，由甲方承担一切交易后果。乙方郑重提醒甲方自领到初始密码后立即更改，并注意密码的保存、保密，如因甲方密码保管不妥或未更改初始密码引发的一切损失由甲方承担。

第七条 按照国家发改委、国家能源局《关于印发电力体制改革配套文件的通知》（发改经体〔2015〕2752号）文件要求，为确保交易过程安全，防止交易数据被截取、篡改、顶替申报，规避网络安全风险，要求甲方在交易过程中必须使用第三方数字证书。甲方可购买使用第三方数字证书，自行保存和修改数字证书密码，在正确使用数字证书的情况下，由该第三方提供账户安全保障。

第八条 甲方所选择的代理人（包括开户代理人、报价员）在甲方授权范围内所作出的任何行为均代表甲方行为，甲方应承担由此产生的全部责任。甲方如变更代理人，应书面通知乙方并经乙方确认，甲方的法定代表人或者负责人应在变更通知单上签字并加盖单位公章。甲方未及时通知乙方的，由此造成的损失由甲方承担。

第九条 因地震、台风、水灾、火灾、战争及其它不可抗力因素导致甲方损失的，乙方不承担任何责任。

第十条 因不可预测或乙方无法控制的系统故障、设备故障、通讯故障、停电等突发事件给甲方造成的损失，乙方不承担任何责任。因上述事故造成交易数据中断或丢失，交易恢复后以故障发生前电子交易系统最后记录的交易数据为有效数据。

第十一条 甲方通过乙方提供的电子交易平台进行交易，甲方自行承担一切交易风险。

第十二条 甲方向乙方提供市场规则规定的及开展电力交易所需的计量及其他相关信息，乙方对甲方的委托事项、交易记录及提交的信息等资料负有保密义务，如非法定有权机关或甲方同意，不得向第三人泄露。

第十三条 甲方参与乙方组织的交易时，必须了解和掌握相关交易的管理制度及交易规则，并随时关注交易规则的调整。

第十四条 乙方向甲方提供的各种信息及资料仅作为交易参考，甲方应对信息进行独立分析、判断，甲方据此进行的交易风险自担。

第十五条 如甲方违反相关交易规则、管理办法和市场规则，乙方有权终止本协议，并取消甲方交易资格。

第十六条 甲乙双方发生纠纷应协商解决，如协商不成，任何一方均可向乙方所在地人民法院提起诉讼。

第十七条 本协议一式六份，双方各执二份，送能源监管机构和政府主管部门备案各一份。

签 署 页

甲方：

法定代表人/授权代理人： /

签字日期： 年 月 日

乙方：

法定代表人/授权代理人： /

签字日期： 年 月 日

附 5

交易平台使用协议

（协议编号：）

安徽电力交易中心有限公司
电力交易平台使用协议

甲方（发电企业）：

乙方（市场运营方）：

安徽电力交易中心有限公司

签订时间：

签订地点：

本交易平台使用协议由下列两方签署：

(1) (发电企业，以下简称甲方)，系一家具有法人资格/经法人单位授权的电力生产企业，已取得颁发的发电业务许可证（许可证编号：_____），企业所在地为_____，在_____工商行政管理局登记注册，统一社会信用代码：_____，住所：_____，法定代表人/授权代理人：_____。

(2) (市场运营方，以下简称乙方)：系经国家批准授权的电力交易运营单位，所在地为合肥，在安徽省工商行政管理局登记注册，统一社会信用代码：_____，住所：_____，法定代表人：_____。

总 则

第一条 乙方是安徽省电力交易平台（以下简称“交易平台”）的建设及运营单位。本协议用于交易平台与平台用户之间的行为及关系。

第二条 本条款所称的甲方是指完全同意协议中所有条款并完成注册的交易平台用户。

第三条 甲方注册前应当仔细阅读本协议条款，一旦完成注册即表示甲方完全接受协议中全部条款，并同意签署本协议。

第四条 本协议项下各条款以及交易平台发布的其他规则等均作为本协议的组成部分，在乙方和甲方之间产生法律效力。

第五条 乙方有权对协议条款进行修改，一旦协议内容发生变动，乙方将会以公告等方式提示甲方。甲方继续注册并使用交易平台视为接受对协议内容所做的修改。

一、服务内容

第六条 乙方提供的市场主体注册、电力交易、电能结算、信息发布等服务内容以交易平台实际提供的服务为准。

第七条 无论是否提前通知，乙方均有权在必要时变更交易平台规定及服务内容，并保留随时变更、中断或终止交易平台的权利。

第八条 甲方自行配备连接和使用交易平台所需设备，自行负担甲方上网费用。

第九条 依照中发〔2015〕9号《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》的配套文件要求，甲方注册交易平台前必须办理数字证书。

二、使用规则

第十条 甲方使用交易平台必须遵守中华人民共和国法律法规，电力市场交易运营规则以及本协议的约定，自觉自律，不得操纵市场价格、损害其他市场主

体的利益，确保市场运作规范透明。

第十一条 甲方使用交易平台形成的电子合同、业务单据及关联数据，对交易各方具备同等法律效力。

第十二条 甲方在申请注册和接受服务的过程中，应根据安徽省《发电企业准入程序服务指南》要求如实提供完整、真实、准确和最新的甲方资料，并及时更新其注册资料。

第十三条 甲方账号信息是验证甲方真实性的唯一依据，甲方有义务保证账号信息安全，甲方应自行对自己账号所进行的一切活动引起的任何损失或损害承担全部责任。

三、责任声明

第十四条 乙方负责交易平台的运行维护工作。但因不可抗力、计算机病毒或者黑客攻击、突发性的软硬件设备与电子通信设备故障、网络服务提供商线路或其他故障等原因造成服务中断或不能满足甲方要求，乙方不承担任何责任。

第十五条 如甲方违反国家法律法规或本协议条款，乙方有权随时停止向甲方提供服务，甲方需对自己的违法及违约行为承担全部法律责任。如因此导致交易平台（以及乙方）遭受任何损害或遭受任何来自第三方的纠纷、诉讼和索赔要求等，甲方须向交易平台（以及乙方）赔偿由此遭受的全部损失。

四、隐私保护

第十六条 交易平台（及乙方）不对外公开甲方的隐私资料，但下列情况除外：

- （1）事先获得甲方的明确授权；
- （2）根据有关的法律法规要求；
- （3）按照相关政府主管部门的要求；
- （4）为维护社会公共利益；
- （5）其他确需公开、编辑、使用或透露个人信息的情况。

第十七条 网络环境存在诸多不可预知因素，只要交易平台（及乙方）未主动或故意泄露甲方隐私资料，乙方不承担任何相关责任。如甲方使用交易平台时被第三方抓取甚至泄露信息，由甲方自行承担风险。

五、知识产权

第十八条 交易平台包含的文本、图片、图形、音频、视频、标识、版面设计、编排方式等全部内容均由乙方依法拥有知识产权，未经乙方同意，上述平台内容均不得任意复制、转载、衍生产品或用于任何商业目的。

第十九条 转载交易平台内容的，须标明出处，否则乙方保留将其诉诸法律的权利。

六、附则

第二十条 本协议各条款在甲方注册成功后即自动生效。

第二十一条 本协议的订立、执行和解释及争议的解决均适用中华人民共和国法律。

第二十二条 在使用交易平台过程中有关的一切争议，乙方与甲方应友好协商解决，若协商不成，双方同意提请合肥仲裁委员会进行仲裁，终局裁决对双方均具有法律约束力。

第二十三条 本协议中的任何条款无论因何种原因完全或部分无效或不具有执行力，本协议的其余条款仍应有效并且有约束力。

签 署 页

甲方：

法定代表人/授权代理人： /

签字日期： 年 月 日

乙方：

法定代表人/授权代理人： /

签字日期： 年 月 日

关于组建安徽省电力市场管理委员会工作的公告

各市场主体：

根据《安徽省电力市场管理委员会组建方案》（皖能源电力〔2016〕77号）等相关文件，市场管理委员会秘书处编制了《安徽省电力市场管理委员会首届成员产生办法》，现予发布，并于即日起接收材料申报，开展安徽省首届电力市场管理委员会组建工作。具体通知如下：

一、申请受理

1. 自愿申请成为候选单位的发电企业到省电力交易中心提交申请和相关材料，同一发电集团只能由1个单位（包括分公司和下属电厂）作为代表申报。

2. 自愿申请成为候选单位的大用户（2015年用电量在6亿千瓦时以上）到省电力交易中心提交申请和相关材料。

3. 自愿申请成为候选单位的中小用户（2015年用电量在1亿至6亿千瓦时）在取得5名及以上交易平台注册用户的推荐函后，到省电力交易中心提交申请和相关材料。

4. 自愿申请成为候选单位的中小用户（2015年用电量在0.1亿至1亿千瓦时）在取得10名及以上交易平台注册用户的推荐函后、到省电力交易中心提交申请和相关材料。

申请和相关材料须纸质和电子版各一份，纸质申请和相关材料提交至电力交易中心交易大厅。本次申报截止日期为2016年12月20日，逾期不再受理。

二、选举安排

1. 12月21日下午，秘书处组织开发电企业成员单位选举会议，符合条件的候选单位和政府有关部门参加。

2. 12月22日上午，秘书处组织召开电力用户（2015年用电量在6亿千瓦时以上的大用户）成员单位选举会议，符合条件的候选单位和政府有关部门参加。

3. 12月22日下午，秘书处组织召开电力用户（2015年用电量在1亿至6亿千瓦时的中小用户）成员单位选举会议，符合条件的候选单位和政府有关部门参加。

4. 12月23日上午，秘书处组织召开电力用户（2015年用电量在0.1亿至1亿千瓦时的中小用户）成员单位选举会议，符合条件的候选单位和政府有关部门

参加。

5. 选举会议具体时间和地点另行通知。

三、召开市场管理委员会成立大会

选举结果报省能源局审定，并根据能源局的安排召开首届市场管理委员会成立大会。

2016年11月30日

安徽省电力市场管理委员会秘书处

代章

附件

安徽省电力市场管理委员会首届成员产生办法

根据《中共安徽省委安徽省人民政府关于进一步深化电力体制改革的实施意见》（皖发〔2016〕31号）和《安徽省电力市场管理委员会组建方案》（皖能源电力〔2016〕77号）有关要求，为规范安徽省电力市场管理委员会组建，有序推选安徽省电力市场管理委员会成员单位，特制订本办法。

一、电力市场管理委员会成员构成

安徽省电力市场管理委员会（以下简称“委员会”）首届成员共13人，由独立专家1人和成员单位代表12人组成。

二、成员单位产生办法

根据《安徽省电力市场管理委员会组建方案》，成员单位分为固定成员单位和非固定成员单位两类。固定成员单位为国网安徽省电力公司和安徽电力交易中心有限公司，非固定成员单位包括发电方3个、购电方4个和电力研究机构1个，其中发电方和购电方由选举产生。

1. 发电方

为体现代表性，发电方成员单位包括2个中央企业和1个省属企业。

所有通过2016年电力市场准入的发电企业均可自愿申请成为候选单位，同一发电集团只能由1个单位（包括分公司和下属电厂）作为代表申报。

候选单位相互投票，每个单位需投3票，得票多的前2个中央企业和得票数最多的省属企业当选。

2. 购电方

为充分体现代表性，购电方成员单位从售电企业中产生 1 个、年用电量在 6 亿千瓦时以上的大用户中产生 1 个、年用电量在 1 亿至 6 亿千瓦时的中小用户中产生 1 个、年用电量在 0.1 亿至 1 亿千瓦时的中小用户中产生 1 个。（以 2015 年全年实际用电量为准）

所有售电企业可自愿申请成为候选单位，候选单位相互投票，每个单位需投 2 票，得票最多的单位当选。（本次名额空缺）

年用电量在 6 亿千瓦时以上的大用户可自愿申请成为候选单位，候选单位相互投票，每个单位需投 2 票，得票最多的单位当选。

年用电量在 1 亿至 6 亿千瓦时的中小用户在取得 5 名及以上交易平台注册用户的推荐函后，可成为候选单位，候选单位相互投票，每个单位需投 2 票，得票数最多的当选。

年用电量在 0.1 亿至 1 亿千瓦时的中小用户在取得 10 名及以上交易平台注册用户的推荐函后，可成为候选单位，候选单位相互投票，每个单位需投 2 票，得票数最多的当选。

3. 电力研究机构

由省能源局提名，征求有关方面意见后确定。

三、委员会成员产生办法

（一）成员应具备的基本条件

1. 成员单位代表应属企业中层以上管理岗位的在职工作人员，具备履行职责所需的管理、沟通和综合协调能力。

2. 独立专家代表应当是省内电力行业相关学术领域具备高级及以上职称的专业学术人员。

3. 从事电力行业或电力相关工作 5 年以上，具有与电力相关的专业背景或工作背景。

4. 身体健康，近 3 年无违法违规记录和不良信用记录，3 年内无退休计划。

（二）成员的产生

1. 固定成员单位

国网安徽省电力公司自行指派 3 人作为代表。

安徽电力交易中心有限公司由负责人出任委员会成员。

2. 非固定成员单位

非固定成员单位代表由当选成员单位各自选派 1 名合格人选作为代表，共

8 人。

3. 独立专家

由省能源局提名，征求有关方面意见后确定。

四、选举组织程序

委员会秘书处于 12 月底前按类别组织召开选举工作会议，投票产生非固定成员单位。

(一) 选举基本原则

1. 如遇成员单位需要从票数相同的多个单位产生时，票数相同的单位作为候选单位进行下一轮投票，直至确定当选成员单位。

2. 发电方、电网方所属售电公司不得当选购电方成员单位。

3. 电力用户与其关联售电公司不能同时当选购电方成员单位。

4. 当选的电力用户不能属于同一行业，同行业得票数最高的单位当选。

(二) 选举流程

1. 委员会秘书处发布《首届安徽省电力市场管理委员会组建公告》。

2. 发电企业、售电公司、大用户、中小用户在规定时间内向秘书处提交申请（附件 1）和相关材料（附件 2）。

3. 组织选举非固定成员单位。安徽省能源局、物价局、华东能监局等政府有关部门派员参加选举会议。

4. 各成员单位向秘书处提交成员单位代表人选（附件 3）。秘书处审查汇总报省能源局审定。

5. 省能源局审定后正式发文成立首届安徽省电力市场管理委员会。

附 2

中小电力用户申报候选单位推荐表

本企业（单位）名称			
注册地		通讯地址	
成立日期		企业负责人	
法定代表人		法人身份证号	
注册资本		营业执照 注册号	
企业类型		组织机构代码	
所属行业		经营范围	
联系人		联系电话	
被推荐企业（单位）名称			
推荐理由	签字：		

附 3

安徽省电力市场管理委员会成员信息表

姓 名		性 别		出生年月	
籍 贯		政治面貌		技术职称	
毕业院校		学 历		所学专业	
移动电话		固定电话		电子邮箱	
工作单位				行政职务	
工作简历	<p>1. ×年×月----×年×月，在×单位×部门，任×职务，从事×工作；</p> <p>2. ×年×月----×年×月，在×单位×部门，任×职务，从事×工作；</p>				
个人信息真实性和个人信用承诺	要求：承诺并签字				
单位推荐意见	要求：填写具体明确的推荐意见，单位主要负责签字并加盖公章。				

关于发布《售电公司市场注册规范指引》（试行）的公告

为向售电公司提供流程一致、标准统一、公开透明的市场注册服务，安徽电力交易中心与北京电力交易中心依据国家发改委、国家能源局《售电公司准入与退出管理办法》联合编制了《售电公司市场注册规范指引》（试行），现公开发布。

附件：《售电公司市场注册规范指引》（试行）

安徽电力交易中心
2016年12月19日

附件

售电公司市场注册规范指引（试行）

第一章 总 则

第一条 [目的和依据] 为落实国家售电侧改革有关要求，服务售电公司规范办理市场准入与退出业务，北京电力交易中心有限公司（以下简称“北京电力交易中心”）联合国家电网公司经营区域内省电力交易中心有限公司（以下简称“省电力交易中心”）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）、《国家发展改革委 国家能源局关于印发电力体制改革配套文件的通知》（发改经体〔2015〕2752号）、《国家发展改革委 国家能源局关于印发〈售电公司准入与退出管理办法〉和〈有序放开配电网业务管理办法〉的通知》（发改经体〔2016〕2120号）等文件制定本规范指引。

第二条 [适用范围] 本规范指引适用于售电公司在电力交易平台的注册服务与管理。电力交易中心注册服务与管理包括市场注册、信息变更、市场注销、备案公示等。

第三条 [注册遵循原则] 电力交易中心办理售电公司注册业务遵循以下原则：
（一）公开透明的原则。北京电力交易中心和各省电力交易中心按照“公平、公正、公开”的原则提供优质的市场注册服务。

（二）自主自愿的原则。所有符合准入条件的售电公司可根据参与市场交易的需要按照“自主自愿、自由选择”的原则在北京电力交易中心或属地省电力交易中心注册。

（三）信息共享的原则。在国家电网公司经营区域内，北京电力交易中心和各省电力交易中心遵循“一地注册、信息共享”的原则，对售电公司及其绑定电力用户注册信息进行共享，无须重复注册，注册信息必须真实、准确、完整。

第四条 [注册费用] 电力交易中心按照政府部门相关规定向注册的售电公司等市场主体收取注册费、年费、交易手续费、保证金等。

第五条 [职责范围] 北京电力交易中心受理售电公司在北京电力交易中心交易平台市场注册业务，并将注册申请、注册信息推送至售电公司实际开展业务的省电力交易中心；按月汇总各省电力交易中心售电公司注册情况；负责各电力交易中心注册的售电公司向第三方征信机构的备案工作。

省电力交易中心受理售电公司在属地电力交易中心交易平台市场注册业务；核验北京电力交易中心推送的注册申请和自己受理的注册申请；按月汇总本省售电公司注册情况，并将汇总情况报北京电力交易中心。

第六条 [征信评价机制] 北京电力交易中心和各省电力交易中心配合第三方征信机构建立售电公司信用评价体系，协同开展联合惩戒，根据第三方征信机构对售电公司信用评价结果，按照政府有关部门授权对信用等级降低或不满足信用等级的售电公司进行相应市场惩戒。

第七条 [已注册的管理原则] 本规范指引发布前已在国家电网公司经营区域内交易平台注册的售电公司保持有效，按照本规范指引，补充提交有关材料，完善相关注册信息。

第二章 市场注册程序

第八条 [注册流程] 售电公司对照《售电公司准入与退出管理办法》的准入条件，按照“一承诺、一注册、一公示、三备案”的流程自愿注册成为合格的市场主体，参与电力市场交易。

第九条 [注册条件] 售电公司申请注册应具备下列条件：

（一）符合《售电公司准入与退出管理办法》中的准入条件。

（二）已具有完整的市场注册材料，包括以下材料：营业执照、法定代表人、资产证明、从业人员、经营场所和设备等基本信息和银行账户、售电范围等交易信息。

售电公司完成市场注册后若参与市场交易，需具备以下条件：

已与政府发布的动态目录中的电力用户签订有关购售电合同，并将购售电合同和电力用户相关信息提交电力交易中心进行报备和登记。电力用户在同一时间只可选择一家售电公司购电，且不再参加与发电企业直接交易。

第十条 [信用承诺] 售电公司在北京电力交易中心交易平台或属地省电力交易中心交易平台网站下载固定格式的“售电公司信用承诺书”，准确填写相关信息，由本单位法定代表人亲自签署并加盖单位公章。在办理注册时将售电公司信用承诺书的原件提交受理注册的电力交易中心。

第十一条 [注册申请] 注册申请流程如下：

(一) 提交申请：售电公司向北京电力交易中心或属地省电力交易中心提交注册申请、公示材料、基本信息、用户信息等注册信息或材料。售电公司申请的售电业务范围应在开展售电侧放开的省范围内。

(二) 完整性核验：北京电力交易中心收到售电公司提交的注册申请和注册信息、材料后，原则上在 3 个工作日内完成材料的完整性核验。省电力交易中心收到售电公司提交的或北京电力交易中心提交的注册申请和注册信息、材料等，原则上在 3 个工作日内完成材料的完整性核验。对材料不全或不符合规范的，售电公司需对材料进行补充和完善。

(三) 注册信息推送：北京电力交易中心在 1 个工作日内将通过完整性核验的售电公司注册材料和电力用户相关信息推送至售电公司开展业务的省电力交易中心。

(四) 电力用户信息核验：省电力交易中心在收到通过完整性核验的售电公司（包括北京电力交易中心推送的售电公司）售电的电力用户登记申请时，5 个工作日内对电力用户信息进行核验，并进行登记。对电力用户信息不完整的，电力用户或售电公司需进行补充和完善；对电力用户不在政府动态目录清单中、或已选择其他售电公司的，电力交易中心不进行登记，并通知售电公司。

第十二条 [信息公示] 信息公示流程如下：

(一) 公示信息汇总：北京电力交易中心每月底汇总各电力交易中心本月完成核验的售电公司需公示的信息，并将售电公司需公示的信息按照申请的售电业务范围推送给相关的省电力交易中心。

(二) 注册信息公示：北京电力交易中心原则上在每月初前 3 个工作日内将售电公司的公示信息通过“信用中国”（www.creditchina.gov.cn）、北京电力交易中心电力交易平台（<https://pms.sgcc.com.cn>）等政府指定网站向社会公示（特

殊情况除外），公示期为 1 个月。

省电力交易中心原则上在每月初前 3 个工作日将在本省有售电业务的售电公司的公示信息通过地方政府指定的网站、省电力交易中心电力交易平台等网站向社会公示，公示期为 1 个月（特殊情况除外）。

（三）公示意见反馈：公示期间的反馈意见由受理注册的电力交易中心负责汇总。对于北京电力交易中心推送至省电力交易中心的售电公司，省电力交易中心需及时将公示是否通过反馈至北京电力交易中心。

对于公示期间存在公示材料不完整、信息不准确等异议的，受理注册的电力交易中心需及时通知售电公司补充完善，电力交易中心视补充完善情况决定继续公示或重新公示。

对于公示期间存在弄虚作假、不满足准入条件等异议的售电公司，注册暂不生效，暂不纳入自主交易市场主体目录。售电公司可自愿提交补充材料并申请再次公示；经两次公示仍存在异议的，由政府有关部门或能源监管机构核实处理。

（四）注册生效：在北京电力交易中心申请在多个省开展业务的售电公司，注册在公示期满无异议的省生效。在省电力交易中心申请注册的售电公司，公示期满无异议的，注册自动生效。

（五）纳入市场主体目录：北京电力交易中心负责统计在北京电力交易中心电力交易平台注册的售电公司注册生效的省，并将售电公司信息推送至注册生效的省电力交易中心；省电力交易中心负责汇总北京电力交易中心推送的注册生效的售电公司和本省电力交易中心交易平台注册生效的售电公司，纳入本省自主交易市场主体目录，实现动态管理并向社会公布。

第十三条 [注册备案] 北京电力交易中心汇总北京电力交易中心电力交易平台和各省电力交易中心电力交易平台上售电公司注册情况，并向国家发展改革委、国家能源局和政府引入的第三方征信机构备案；各省电力交易中心负责将纳入本省自主交易市场主体目录的售电公司注册情况向省级能源监管机构、政府有关部门备案。注册情况通过“信用中国”、电力交易平台网站向社会发布。

第三章 注册信息变更

第十四条 [注册信息变更] 注册信息变更包括售电公司注册信息变更和售电公司关联用户信息变更。已注册的售电公司信息发生变化时，售电公司应在 5 个工作日内向受理注册的电力交易中心申请变更；已登记的售电公司关联用户信息变更时，电力用户或售电公司应在 5 个工作日内向受理注册的电力交易中心或

用户所在省的省电力交易中心申请变更。

第十五条 [售电公司信息变更] 售电公司股权结构、注册资本等发生重大变化的，售电公司应在原注册的电力交易中心再次履行承诺、申请、公示、备案等手续，注册信息变更承诺、申请、公示、备案流程同市场注册程序。注册信息变更确认通过前，售电公司不得参与市场交易，信息变更前已签订的交易合同按照交易合同约定履行。

第十六条 [售电公司业务范围变更] 售电公司业务范围扩至其他省，在北京电力交易中心办理变更，北京电力交易中心在相应省进行承诺、申请、公示、备案，承诺、申请、公示、备案流程同市场注册程序，并将注册信息共享至相应省电力交易中心。业务范围变更期间，原业务范围保持有效，可参与原业务范围的市场交易，新增业务范围需变更生效后方可参与交易。

第十七条 [售电公司一般信息变更] 对于除第十五、十六条重大注册信息变化外，不影响市场交易的注册信息变更，电力交易中心对售电公司注册信息变更申请进行核实后，于3个工作日内完成信息变更，变更期间售电公司可参与市场交易。

第十八条 [售电公司关联电力用户信息变更] 售电公司关联的电力用户发生新增、减少、变更（并户或者用电类别、电压等级等信息发生变化）时，电力用户或售电公司需在受理注册的电力交易中心或用户所在省的省电力交易中心办理登记信息变更手续。新增、减少、变更的电力用户核验通过后，完成登记程序。新增、减少、变更用户在核验通过前，涉及到的已登记用户不能作为售电公司售电用户参与交易。

第十九条 [未及时变更注册信息处理] 若售电公司注册信息发生变化而未在电力交易平台办理信息变更，或者需要补充相关信息而未及时补充的，经核实后电力交易中心将情况报能源监管机构、政府有关部门，并通过“信用中国”和电力交易平台网站对外进行通报，该情况视为提供虚假信息报第三方征信机构记入信用评级。

第四章 市 场 注 销

第二十条 [强制退出] 已注册的售电公司有下列情形之一的，应强制退出市场并注销注册：

（一）隐瞒有关情况或者以提供虚假申请材料等方式违法违规进入市场，且拒不整改的；

（二）严重违反市场交易规则，且拒不整改的；

（三）依法被撤销、解散，依法宣告破产、歇业的；

（四）企业违反信用承诺且拒不整改或信用评级降低为不适合继续参与市场交易的；

（五）被有关部门和社会组织依法依规对其他领域失信行为作出处理，并被纳入严重失信主体“黑名单”的；

（六）法律、法规规定的其他情形。

第二十一条 [交易合同转让] 售电公司被强制退出，其所有已签订但未履行的交易合同按合同约定办理。如约定不明的，由政府有关部门征求交易合同各方意愿，通过电力交易平台转让给其他售电公司或按有关规定交由电网企业保底供电，并妥善处理相关事宜。

第二十二条 [强制退出公示] 当售电公司应当退出市场但未提出退出申请的，电力交易中心将售电公司情况报政府有关部门，政府有关部门在确认售电公司符合强制退出条件后，通过政府指定网站、“信用中国”网站和电力交易平台向社会公示 10 个工作日。公示期满无异议的，方可对该售电公司实施强制退出。

第二十三条 [自愿退出] 售电公司可以自愿申请退出市场，并提前 30 个工作日向受理注册的电力交易中心提交退出申请。申请退出之前应将所有已签订的交易合同履行完毕或转让，并妥善处理相关事宜。

拥有配电网运营权的售电公司申请自愿退出时，应妥善处置配电资产。若无其他公司承担该地区配电业务，由电网企业接收并提供保底供电服务。

第二十四条 [申请注销注册] 售电公司自愿申请退出市场时，应在电力交易平台提交市场注销申请。申请内容包括：

（一）市场退出原因；

（二）政府有关部门同意意见；

（三）与其它市场主体之间的交易及结算情况；

（四）尚未履行的市场交易合同及对未履行合同的处理协议。

第二十五条 [办理注销注册] 北京电力交易中心或属地省电力交易中心在收到售电公司自愿退出市场的申请后，对售电公司提交的申请和相关材料进行核验，材料不全的通知其补充。将通过核验的申请材料通过政府指定网站、“信用中国”网站和电力交易平台等向社会公示，公示期 10 个工作日。公示期满无异议的，方可办理退出市场手续。注销后，售电公司需要再次参加电力市场交易的，需重新办理入市注册手续。

第二十六条 [注销备案公示] 北京电力交易中心和各省电力交易中心及时将强制退出和自愿退出且公示期满无异议的售电公司从自主交易市场主体目录中删除，同时注销市场注册，向能源监管机构、政府有关部门和政府引入的第三方征信机构备案，并通过“信用中国”网站和相应电力交易平台网站向社会公布。

第五章 信 用 评 价

第二十七条 [信用评价] 按照政府主管部门有关要求，北京电力交易中心和各省电力交易中心收集已注册售电公司相关信用信息，协助政府主管部门与政府引入的第三方征信机构共同对已注册售电公司开展信用评价。

第二十八条 [信用评价职责] 能源监管机构和政府有关部门根据职责对售电公司进行监管，对违反交易规则和失信行为按规定进行处罚，记入信用记录，情节特别严重或拒不整改的，经公示等有关程序后纳入黑名单。强制退出的售电公司直接纳入黑名单。

北京电力交易中心对国家电网公司经营区域内各省交易平台售电公司信用评价进行监督。北京电力交易中心和各省电力交易中心将发现的售电公司违反交易规则和失信行为报能源监管机构或政府有关部门，按授权对失信行为进行惩戒，并及时对外发布

第三方征信机构定期向政府有关部门和北京电力交易中心及各省电力交易中心报告售电公司信用评价和有关情况。

第二十九条 [建立信用记录] 建立法定代表人、自然人股东、高管及相关从业人员信用记录，将其纳入全国信用信息共享平台，确保各类企业的信用状况透明、可追溯、可核查。

第三十条 [售电公司失信惩戒] 北京电力交易中心和各省电力交易中心将售电公司违反交易规则、违反信用承诺、不履行售电公司义务、不履行交易合同、串通操控市场以及政策、法律法规规定的其他违法违规行为报告能源监管机构或政府有关部门进行处罚，对于纳入黑名单的售电公司，3年内不再受理该企业注册申请。对纳入黑名单的售电公司的法定代表人、自然人股东、其他相关人员的违法违规有关信息向金融机构提供查询服务，作为融资授信活动中的重要参考因素，3年内不受理其法定代表人担任法定代表人、董事、监事、高级管理人员的售电公司的市场注册。

第三十一条 [征信机构失信监督] 第三方征信机构所制作、出具的文件有虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏的、不按规定对售电公司进行信用评价的，

北京电力交易中心和各省电力交易中心将相关情况向能源监管机构、政府主管部门报备，有关部门依据相关规定进行处罚。

第三十二条 [联合惩戒] 对售电公司违法失信行为，北京电力交易中心和各省电力交易中心根据政府相关部门授权，并按照有关法规、法律对其进行联合惩戒。

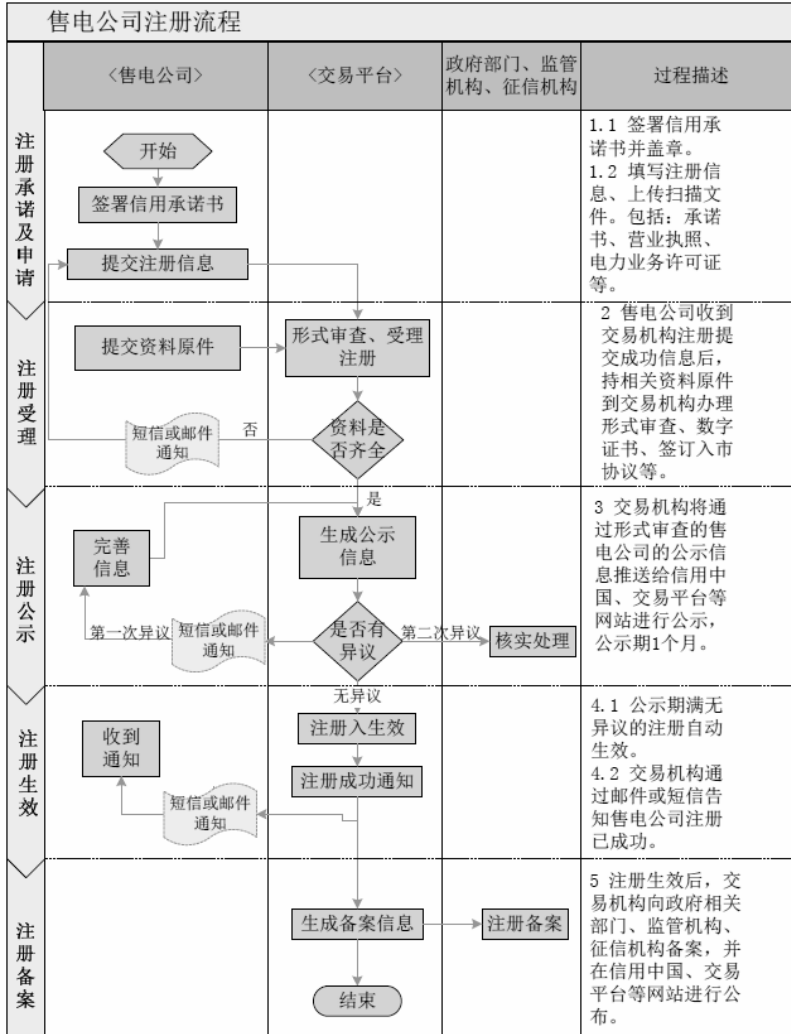
第六章 附 则

第三十三条 [解释] 本规范指引由北京电力交易中心负责解释并监督执行。

第三十四条 本规范指引自发布之日起执行。

附 1

售电公司注册流程图



附 2

售电公司信用承诺书

_____（市场成员名称），系一家具有法人资格/经法人单位授权的售电企业，企业所在地为____，在_____工商行政管理局登记注册，统一社会信用代码：_____，法定代表人：_____，住所：_____，资产总额：_____，年售电量不超过_____亿千瓦时/不限制，供电电压等级_____千伏，（拥有配电网运营权的售电公司填写）供电范围_____。（拥有配电网运营权的售电公司填写）

本企业严格遵循国家/省参与电力市场的各项准入条件，严格按照要求配备参与电力市场交易的人员、技术条件，自愿参与电力市场交易，并公开作出如下承诺：

1. 本企业是按照《中华人民共和国公司法》登记注册的企业法人。
2. 本企业严格按照准入条件规定的售电量范围开展售电业务。
3. 本企业拥有 10 名及以上专业人员，掌握电力系统基本技术、经济专业知识，具备电能管理、节能管理、需求侧管理等能力，有三年及以上工作经验，拥有一名及以上高级职称和三名及以上中级职称的专业管理人员。
4. 本企业具有与售电规模相适应的固定经营场所及电力市场技术支持系统需要的信息系统和客户服务平台，能够满足参加市场交易的报价、信息报送、合同签订、客户服务等功能。
5. 本企业将按时办理完成和正确使用电力交易平台第三方数字证书认证，保障账户和电力交易平台数据安全。
6. 本企业严格按照规定向电力交易中心报送相关资料和信息，保证公示和提交的材料信息完整、准确、真实，不存在弄虚作假、误导性陈述或者重大遗漏的情况。
7. 本企业参与电力市场交易相关政策和规则已进行了全面了解，知悉参与电力市场交易应负的责任和可能发生的风险，并将严格按照国家法律法规和相关文件规定、市场规则和交易机构有关规定从事交易活动。
8. 本企业承担保密义务，不泄露客户信息。
9. 本企业服从电力调度管理和有序用电管理。
10. 本企业严格参照国家颁布的售电合同范本与用户签订合同，提供优质专业的售电服务，履行合同规定的各项义务。
11. 本企业按照国家有关规定，在政府指定网站和“信用中国”网站上公示

公司资产、经营状况等情况和信用承诺，按要求提供信用评价相关资料和信息，依法对公司重大事项进行公告，并定期公布公司年报。

12. 本企业自愿接受政府监管部门的依法检查，发生违法违规行为，接受政府执法部门及其授权机构依照有关法律、行政法规规定给予的行政处罚，并依法承担赔偿责任。

13. 本企业严格执行国家、省级政府或政府相关部门、监管机构、电力交易机构制定的各项制度、规则，保证诚实守信、遵纪守法，积极履行企业社会责任和职责义务。本企业及其负责人无不良信用记录。

售电公司须对 1-13 条内容作出承诺，拥有配电网运营权的售电公司在 1-13 条基础上还须对以下 14-22 条内容作出承诺：

14. 本企业注册资本不低于资产总额的 20%。

15. 本企业拥有 20 名及以上与从事配电业务相适应的专业技术人员、营销人员、财务人员等，其中拥有 2 名及以上高级职称和 5 名及以上中级职称的专业管理人员。

16. 本企业生产运行负责人、技术负责人、安全负责人具有五年以上与配电业务相适应的经历，具有中级以上专业技术任职资格或者岗位培训合格证书。

17. 本企业承担经营区域内配电网安全责任，确保承诺的供电质量。

18. 本企业按照规划、国家技术规范和标准投资建设经营区域内配电网，按照政府核定的配电区域从事配电业务，负责经营区内配电网运营、维护、检修和事故处理，无歧视提供配电服务，不干预用户自主选择售电公司。

19. 本企业具有健全有效的安全生产组织和制度，按照相关法律规定开展安全培训工作，配备安全监督人员。

20. 本企业具有与承担配电业务相适应的机具设备和维修人员，承担对外委托有资质的承装（修、试）队伍的监管责任。

21. 本企业具有与配电业务相匹配并符合调度标准要求的场地设备和人员。

22. 本企业承诺履行电力社会普遍服务、保底供电服务义务。

以上承诺如有违反，本企业愿意承担相应责任，并接受处罚和相关惩戒措施。

承诺单位（盖章）：

法定代表人（签字）：

承 诺 时 间：

附 3

售电公司公示信息模板
（参考范本）

_____（售电公司名称）申请在北京/_____电力交易中心有限公司电力交易平台注册，按照相关规定，对相关信息进行公示，公示信息如下：

一、信用承诺书

（见附件 1）插入承诺书扫描件

二、售电公司基本情况

售电公司基本情况信息表

企业名称			企业性质				
统一社会信用代码			法定代表人				
注册资本			实缴资本				
资产总额			所属行业				
成立日期			营业期限				
企业股权结构及股东构成	股东			持股比例			
企业信用	中国人民银行机构信用代码： 企业信用信息查询报告编号：						
企业注册地址							
企业办公地址							
企业经营范围							
企业实际业务范围							
配电网电压等级、供电范围等基本信息（具有配电网运营权售电公司填写）	配电网资产总额（万元）	电压等级（kV）	变电站数量（座）	主变数量（台）	主变容量（MVA）	自有输电线路（km）	备注
		220					
		110					
		35					
		10					

备注：“拥有配电网情况”一栏只针对拥有配电网资产售电公司填写。需插入资产证明扫描文件。

插入资产总额证明扫描件。

三、专业从业人员信息

售电公司从业技术人员资质情况表

序号	姓名	性别	年龄	职务	专业技术	职称等级	学历	现从事职业	从业年限	备注
1										
2										

备注：表中专业技术人员必须为全职人员，同时提供售电公司近半年缴纳社保基金的凭证或者已签订的劳动合同和有关专业职称等证书。需将职称证书扫描件插入文档中。

四、电力业务许可证（供电类）（拥有配电网运营权的售电公司提供）。

插入许可证扫描件。

五、经营场所和设备等信息

详细说明公司经营场所和设备、系统应用建设情况，并插入产权证或租赁合同扫描件和有关系统截图。

附 4-1

售电公司注册申请表

申请日期	年 月 日		
企业种类	<input type="checkbox"/> 售电公司 <input type="checkbox"/> 拥有配电网运营权的售电公司		
企业信息	中文名称		
	英文/拼音简称		
	统一社会信用代码		
	法定代表人/授权代理人（签名）		（单位盖章）
	单位地址		
	省（市）		
	电话		
	传真		
办理人信息	姓名（签名）		
	证件类型	<input type="checkbox"/> 身份证 <input type="checkbox"/> 港澳通行证 <input type="checkbox"/> 护照 <input type="checkbox"/> 其它：	
	证件号码		
	电话		
	电子邮件		
	通信地址		
	邮政编码		
备注			

附 4-2

售电公司变更申请表

申请日期	年 月 日	
企业种类	<input type="checkbox"/> 售电公司 <input type="checkbox"/> 拥有配电网运营权的售电公司	
企业信息	中文名称（盖章）	
办理人信息	姓名（签名）	
	证件类型	<input type="checkbox"/> 身份证 <input type="checkbox"/> 港澳通行证 <input type="checkbox"/> 护照 <input type="checkbox"/> 其它：
	证件号码	
	电话	
	电子邮件	
	通信地址	
	邮政编码	
信息变更内容及相关说明		
备注		

附 4-3

售电公司注销申请表

申请日期	年 月 日	
企业种类	<input type="checkbox"/> 售电公司 <input type="checkbox"/> 拥有配电网运营权的售电公司	
企业信息	中文名称（盖章）	
办理人信息	姓名（签名）	
	证件类型	<input type="checkbox"/> 身份证 <input type="checkbox"/> 港澳通行证 <input type="checkbox"/> 护照 <input type="checkbox"/> 其它：
	证件号码	
	电话	
	电子邮件	
	通信地址	
	邮政编码	
申请注销原因		
与其它市场主体之间的债权、债务关系、 与其它市场主体之间尚未履行完毕 的交易协议的处理情况		
备注		

附 5

售电公司注册信息

附 5-1

拥有配电网运营权的售电公司市场注册信息

项 目 名 称	备 注
公司全称*	与营业执照上的法定代表人名称一致。
公司简称	
是否拥有配网资产*	详细描述配网资产所有权情况
是 <input type="checkbox"/> 否 <input type="checkbox"/>	
是否运营配网*	详细描述配网资产运营情况
是 <input type="checkbox"/> 否 <input type="checkbox"/>	
是否拥有或运营发电资产*	详细描述所拥情况有发电资产（含股份、产权等）、或运营、运维发电资产情况。相应证明材料附件上传。
是 <input type="checkbox"/> 否 <input type="checkbox"/>	
地理区域*	
法定代表人姓名*	
企业工商注册地址*	
企业业务范围*	企业在哪些区域经营售电业务
企业市场注册地*	企业在哪个电力交易中心注册
企业法人营业执照文件*	附件上传
营业执照注册号（统一社会信用代码）*	三证合一后办理的注册填统一社会信用代码
组织机构代码*	三证合一前填写
税务登记证号*	三证合一前填写
注册资本*	填写注册资本规模
资产总额*	
拟售电量规模*	描述拟售电量规模
是否取得电力业务许可证（供电类）*	是 <input type="checkbox"/> 否 <input type="checkbox"/>
所具备的安全生产条件*	相应证明材料附件上传。
配电网专业管理和生产运行人员信息*	相应证明材料附件上传。
参与电力市场交易所拥有的通信信息系统*	相应证明材料附件上传。
面向客户的服务平台*	详细描述面向客户的服务平台情况。相应证明材料附件上传。

续表

项 目 名 称	备 注
未来配售电业务服务章程*	未来开展配售电业务及相应客户服务的服务章程、计划书。相应证明材料附件上传。
开户银行*	
开户名称*	
开户账户*	
合同容量*	
最高供电电压*	
联系人姓名*	
联系人职务	
联系电话*	
手机号码*	
传真*	
电子邮件	
网址	
通讯地址*	
邮政编码	

附 5-2

售电公司（无配电资产、不运营配网）注册信息

项 目 名 称	备 注
公司全称*	与营业执照上的法定代表人名称一致。
公司简称	
地理区域*	
法定代表人姓名*	
企业工商注册地址*	
企业业务范围*	企业在哪些区域经营售电业务
企业市场注册地*	企业在哪个电力交易中心注册
企业法人营业执照文件*	附件上传。
营业执照注册号（三证合一后填社会信用代码）*	三证合一后办理的注册填统一社会信用代码
组织机构代码*	三证合一后不需填。

续表

项 目 名 称	备 注
税务登记证号*	三证合一后不需填。
注册资本*	填写注册资本规模
资产总额*	
拟售电量规模*	描述拟售电量规模
电力系统技术经济相关知识、具备相关工作经验的专业人员信息*	请提供相应证明材料。
开户银行*	
开户名称*	
开户账户*	
合同容量*	
最高供电电压*	
联系人姓名*	
联系人职务	
联系电话*	
手机号码*	
传真*	
电子邮件	
网址	
通讯地址*	
邮政编码	

附 5-3

售电公司关联电力用户信息

项 目 名 称	备 注
用户名称*	
用户地址（用户编号）*	
用电类别*	
合同容量（MW）*	
行业分类*	
目录电价*	

续表

项 目 名 称	备 注
供电电压等级*	
电价编码*	
状态*	入市/退市
入市日期	
退市日期	
地理区域*	具体到区/县
法定代表人姓名*	如不是独立法人的企业填写上级法人企业信息
企业法人营业执照注册号（三证合一后用统一信用代码）*	如不是独立法人的企业填写上级法人企业信息
企业注册地址*	
组织机构代码*	
税务登记证号*	
开户银行*	
开户名称*	
开户账户*	
输配电价*	
网损折价	
是否执行峰谷电价*	
政府基金及附加*	
输配电损耗率	
用户安全等级	
联系人姓名*	
联系人职务	
联系电话*	
手机号码*	
传真*	
电子邮件	
网址	
通讯地址*	
邮政编码*	

附 6

（协议编号：）

售电公司入市协议

甲方（售电公司）：

乙方（市场运营方）： ××电力交易中心

签订时间：

签订地点：

本入市协议由下列两方签署：

以下（1）条款适用与拥有配电网运营权的售电公司签署

（1）_____（拥有配电网运营权的售电公司，以下简称甲方），系一家具有法人资格的企业，供电业务许可证编号，_____企业所在地为_____，在_____工商行政管理局登记注册，统一社会信用代码：_____，住所：_____，法定代表人/授权代理人：_____。

以下（1）条款适用与售电公司签署

（1）_____（售电公司，以下简称甲方），系一家具有法人资格的企业，企业所在地为_____，在_____工商行政管理局登记注册，统一社会信用代码：_____，住所：_____，法定代表人/授权代理人：_____。

（2）_____（市场运营方，以下简称乙方）：系经国家或政府批准授权的电力交易运营单位，所在地为_____，法定代表人/授权代理人：_____。

为保证售电公司顺利开展各项交易业务，甲乙双方根据交易规则及相关管理办法，遵循平等、自愿、公平和诚信的原则，签订如下协议：

以下第一条适用与拥有配电网运营权的售电公司签署

第一条 甲方在_____省（市、自治区）_____市（区）拥有并经营管理一家拥有配电网运营权的售电公司，配电电压等级为千伏（kV），配售电经营区域为_____。甲方作为拥有配电网运营权的售电公司，符合政府有关售电公司准入条件，自愿进入电力市场参与电力交易。

以下第一条适用与售电公司签署

第一条 甲方在_____省（市、自治区）_____市（区）拥有并经营管理一家售电公司，售电经营范围为_____。甲方作为售电公司，符合政府有关售电公司的准入条件，自愿进入电力市场参与电力交易。

第二条 甲方对向乙方提供的承诺信息、公示信息、注册信息的准确性、完整性负责，并严格履行承诺。

第三条 在签订本协议前甲方已仔细阅读了相关交易规则及相关管理文件。乙方已就甲方提出的相关问题做了全面细致的解释，甲方已知悉参与乙方组织的电力交易应负的责任和可能发生的风险，甲方将严格按照该办法和国家相关文件规定从事交易活动。

第四条 双方以相关交易规则和国家相关文件作为交易依据。甲方承认相关交易规则和国家相关文件赋予乙方的权利实为市场运营之必需，并承诺自愿承担对乙方行使前述权利可能出现的全部风险。如交易情况异常，乙方有权采取相应

的风险管理措施，包括但不限于发布交易规则临时条款、对有疑义的交易结果暂停执行、停市等。

第五条 乙方为甲方提供网络交易平台、交易账户、电力用户终端软件等，负责保证交易平台的安全稳定运行。

第六条 甲方自愿采用乙方提供的电子交易平台，自行保存和修改账号密码。交易帐号和初始密码一经使用，即为甲方行为，使用甲方账号和交易密码所完成的一切交易，即视为甲方的行为，由甲方承担一切交易后果。乙方郑重提醒甲方自领到初始密码后立即更改，并注意密码的保存、保密，如因甲方密码保管不妥或未更改初始密码引发的一切损失由甲方承担。

第七条 按照国家发改委、国家能源局《关于印发电力体制改革配套文件的通知》（发改经体〔2015〕2752号）文件要求，为确保交易过程安全，防止交易数据被截取、篡改、顶替申报，规避网络安全风险，要求甲方在交易过程中必须使用第三方数字证书。甲方可购买使用第三方数字证书，自行保存和修改数字证书密码，在正确使用数字证书的情况下，由该第三方提供账户安全保障。

第八条 甲方所选择的代理人（包括开户代理人、报价员）在甲方授权范围内所作出的任何行为均代表甲方行为，甲方应承担由此产生的全部责任。甲方如变更代理人，应书面通知乙方并经乙方确认，甲方的法定代表人或者负责人应在变更通知单上签字并加盖单位公章。甲方未及时通知乙方的，由此造成的损失由甲方承担。

第九条 因地震、台风、水灾、火灾、战争及其它不可抗力因素导致甲方损失的，乙方不承担任何责任。

第十条 因不可预测或乙方无法控制的系统故障、设备故障、通讯故障、停电等突发事件给甲方造成的损失，乙方不承担任何责任。因上述事故造成交易数据中断或丢失，交易恢复后以故障发生前电子交易系统最后记录的交易数据为有效数据。

第十一条 甲方通过乙方提供的电子交易平台进行交易，甲方自行承担一切交易风险。

第十二条 甲方向乙方提供市场规则规定的及开展电力交易所需的计量及其他相关信息，乙方对甲方的委托事项、交易记录及提交的信息等资料负有保密义务，如非法定有权机关或甲方同意，不得向第三人泄露。

第十三条 甲方参与乙方组织的交易时，必须了解和掌握相关交易的管理制度及交易规则，并随时关注交易规则的调整。

第十四条 乙方向甲方提供的各种信息及资料仅作为交易参考，甲方应对信息进行独立分析、判断，甲方据此进行的交易风险自担。

第十五条 如甲方违反相关交易规则、管理办法和市场规则，乙方有权终止本协议，并取消甲方交易资格。

第十六条 本协议采用书面文件签署时，甲方在电力交易平台注册生效日起生效。采用电子文本时，自甲方在乙方进入网络交易系统之前阅读《售电公司入市协议》并点击“已阅读同意”，且甲方在电力交易平台注册生效后签署生效。甲方在电力交易平台注册未通过，该协议自动作废。

第十七条 甲乙双方发生纠纷应协商解决，如协商不成，任何一方均可向乙方所在地人民法院提起诉讼。

第十八条 本协议一式六份，双方各执二份，送能源监管机构和政府主管部门备案各一份。

签 署 页

甲方：

法定代表人/授权代理人：

签字日期： 年 月 日

乙方：

法定代表人/授权代理人：

签字日期： 年 月 日

附 7

授 权 委 托 书

申请人：×××××公司

指定代表或者委托代理人：

委托事项及权限：

1. 办理_____（公司名称）的注册变更注销其他
手续；
2. 同意不同意核对登记材料中的复印件并签署核对意见；
3. 同意不同意修改公司自备文件的错误；
4. 同意不同意修改有关表格的填写错误；
5. 同意不同意领取交易账号、密码和有关文书。

指定或者委托的有效期限：自 年 月 日至 年 月 日

指定代表或委托代理人或者经办人信息	签 字：
	固 定 电 话：
	移 动 电 话：
（指定代表或委托代理人、具体经办人身份证明复印件粘贴处）	

（申请人签字或盖章）

年 月 日

填 写 说 明

注：以下“说明”供填写委托书参照使用。

1. 本委托书适用于办理售电公司在电力交易中心的注册、信息变更、注销、备案等事项。

2. 申请人填写申请公司名称，申请人签字由所属企业法定代表人签署，或加盖公章。

3. 委托事项及权限：第 1 项应当选择相应的项目并在□中打√，或者注明其它具体内容；第 2、3、4、5 项选择“同意”或“不同意”并在□中打√。

4. 指定代表或者委托代理人可以是自然人，也可以是其他组织；指定代表或者委托代理人是其他组织的，应当另行提交其他组织证照复印件及其指派具体经办人的文件、具体经办人的身份证件。

5. 申请人提交的申请书应当使用 A4 型纸。依本表打印生成的，使用黑色钢笔或签字笔签署；手工填写的，使用黑色钢笔或签字笔工整填写、签署。

附 8

注册提交材料目录清单及填写说明

一、材料目录清单

1. 售电公司注册申请表
2. 售电公司注册信息表
3. 企业基本情况说明
4. 售电公司公示材料
5. 营业执照复印件
6. 公司章程
7. 法定代表人身份证明复印件
8. 信用承诺书
9. 资产证明
10. 企业及从业人员资质情况及证明
11. 企业经营场所的房产证件或租赁协议复印件
12. 企业资质和主要业绩
13. 其它文件

二、材料参照说明

以下“说明”仅供填写申请表及提交材料参照使用。

1. “售电公司申请表”按照附件 3-1 表格格式填写。
2. “企业基本情况说明”包含但不限于：公司背景、业务情况、人员构成、经营场所、设备情况和售电业务计划等，控制在 2000--5000 字。
3. “营业执照”中“企业经营范围”项中应包含“电力供应”、“售电”、“供电”、“电力销售”等类似内容，具体按照各地工商注册有关规定执行。
4. “信用承诺书”按照附件 1 样式填写。公示信息材料需按照公示信息模板编写，需将相关扫描文件插入到 WORD 文档中，最后形成完整文档。
5. “资产证明”主要指具备资质的会计师事务所出具的审计报告、验资报告等能够证明企业资产的文件，或加盖企业公章的企业财务报表、开户银行出具的实收资本不得低于 2 千万元人民币证明等能够证明企业资产的文件。有关文件落款时间距提交材料时间不得超过半年。各省主管部门有明确要求的按照省主管部门具体要求执行。
6. “从业人员资质”要求掌握电力系统基本技术、经济专业知识，具备电能

管理、节能管理、需求侧管理等能力，10名以上专业技术人员中至少拥有一名高级职称和三名中级职称。对拥有配电网资产的售电公司应至少拥有20名及以上与从事配电业务相适应的专业技术人员、营销人员、财务人员等，其中拥有2名及以上高级职称和5名及以上中级职称的专业管理人员。各省主管部门有明确要求的按照省主管部门具体要求执行。

7. “经营场所”主要指企业固定经营场所，固定经营场所为自有产权的应该提供产权证明，租赁的应该提供长期租赁合同。各省主管部门有明确要求的按照省主管部门具体要求执行。

8. “企业资质和主要业绩”是指与售电行业相关的能够体现公司实力的主要资质和业绩，包含电力市场、电力工程设计和施工、电能管理、节能管理、需求侧管理等（本项作为参考，不作为企业准入条件要求，如无可不提供）。

9. 申请配电网运营权的售电公司，应先按照国家或政府有关文件要求，确定供电营业范围，提供供电业务许可证。

10. “其它文件”指企业认为有必要提供并向社会公示，以证明公司实力和信誉的有关证明材料。如无可不提供。

11. 售电公司提交材料未注明提交复印件的，应当提交原件；提交复印件的，应当注明“与原件一致”，由企业法人签字并加盖公章；提交材料涉及签署，应使用黑色或蓝黑色钢笔或签字笔签署；未注明签署人的，自然人由本人签字，法人和其他组织由其法定代表人或负责人签字，并加盖公章。

12. 提交电子扫描件包括：营业执照、信用承诺书（盖公章）、公示材料完整版（盖公章）、从业人员职称等级证书、资产证明（盖公章）、经营场所证明、注册申请表（盖公章）、注册信息表（盖公章）、法定代表人身份证复印件、银行开户许可证复印件。

第十八章 宁夏

关于宁夏电网 2016 年—2018 年输配电价 有关问题的通知

（宁价商发〔2016〕20 号）

各市、县（区）价格主管部门、国网宁夏电力公司：

根据《国家发展改革委关于宁夏电网 2016 年-2018 年输配电价的通知》（发改价格〔2016〕676 号），现将宁夏电网第一个监管周期（2016 年-2018 年）输配电价有关问题通知如下：

一、宁夏电网输配电价和销售电价

（一）输配电价。监管周期内宁夏电网平均输配电价为每千瓦时 0.1346 元（不含政府性基金及附加），分电压等级输配电价标准见附件 1。

（二）销售电价。为有效解决当前大工业企业用电成本偏高矛盾，促进经济发展，此次输配电价改革腾出的降价空间全部用于降低大工业基本电价，同步调整终端用户目录销售电价。具体执行标准见附件 2。

二、妥善处理电价间交叉补贴

结合电力体制改革进程，配套改革不同种类电价之间的交叉补贴。宁夏电力公司要于 2016 年底前申报现有各类用户电价间交叉补贴数额，经自治区物价局审核后报送国家发改委。

三、积极推进发电侧和销售侧电价市场化

参与市场交易的发电企业上网电价由用户或市场化销售主体与发电企业通过自愿协商、市场竞价等方式自主确定，电网企业按照政府核定的输配电价收取过网费。参与电力市场的用户购电价格由市场交易的发电价格、输配电价（含线损和交叉补贴）、政府性基金及附加组成，直接交易价格按规定执行峰谷分时电价；未参与电力市场的用户，继续执行政府定价。

四、有关要求

请宁夏电力公司按照《国家发展改革委关于宁夏电网输配电价改革试点方案的批复》（发改价格〔2015〕2012 号）要求，认真做好对各电压等级的资产、费用、电量、输配电损耗率等计量与核算工作，真实、完整地提供投资、收入、成本、价格等数据资料，并加强管理、约束成本、提高服务水平，确保输配电价政

策执行到位，配合建立科学规范透明的输配电价监管制度。

五、以上政策自 2016 年 4 月 1 日起执行。

附件：1. 2016 年—2018 年宁夏电网输配电价表

2. 宁夏回族自治区电网销售电价表

宁夏回族自治区物价局

2016 年 4 月 28 日

附件 1

2016 年—2018 年宁夏电网输配电价表

项目	电度电价（元/千瓦时）						基本电价	
	不满 1 千伏	1-10 千伏	35 千伏	110 千伏	220 千伏	330 千 伏	最大 需量	变压器 容量
							（元/千 瓦·月）	（元/千伏 安·月）
一、一般工商业及其他 用电	0.3713	0.3513	0.3313					
二、大工业用电		0.1649	0.1349	0.1049	0.0739	0.0589	33	22
其中：电石、铁合金、碳 化硅、电解铝、单多晶硅行 业生产用电		0.1369	0.1069	0.0869	0.0669	0.0519		

注：1. 表中电价含增值税，含交叉补贴，含线损。

2. 上表所列价格不含政府性基金及附加。具体征收标准为：农网还贷资金 2 分钱；国家重大水利工程建设基金 0.4 分钱；大中型水库移民后期扶持资金 0.16 分钱；可再生能源电价附加 1.9 分钱；城市公用事业附加费 1 分钱。
3. 参与电力用户与发电企业直接交易的输配电价水平按附表标准执行；其他用户继续执行现行目录销售电价政策。
4. 2016 年-2018 年宁夏电力公司综合线损率按 3.64% 计算，实际运行中线损率超过或低于 3.64% 带来的风险或收益均由电网企业承担。

附件 2

宁夏回族自治区电网销售电价表

2016 年 4 月 1 日

单位：元/千瓦时

项目	电度电价						基本电价	
	不满 1 千伏	1-10 千伏	35-110 千伏以下	110 千伏	220 千伏	330 千伏及以上	最大需量	变压器容量
							元/千瓦·月	元/千伏安·月
一、居民生活用电	0.4486	0.4486						
二、一般工商业用电	0.6854	0.6654	0.6454					
三、大工业用电		0.4790	0.4490	0.4190	0.3880	0.3730	33	22
其中：电石、铁合金、碳化硅、电解铝、单多晶硅行业生产用电		0.4510	0.4210	0.4010	0.3810	0.3660	33	22
四、农业生产用电	0.4730	0.4630	0.4530					
其中：贫困县农业排灌用电	0.3020	0.2920	0.2820					

- 注：1. 上表所列价格除贫困县农业排灌外，均含国家重大水利工程建设基金 0.4 分线和农网还贷资金 2 分钱；除贫困县农业排灌和农业生产电价外，均含大中型移民后期扶持资金 0.16 分钱；除农业生产、贫困县农业排灌电价外，均含城市公用事业附加费 1 分钱。
2. 上表所列价格除居民生活、农业生产、贫困县农业排灌用电外，均含可再生能源电价附加 1.9 分钱。
3. 抗灾救灾用电按表列分类电价降低 2 分钱执行。
4. 全区农网各类用户电价按此表执行，该电量电价构成中均含农网维护费平均为 0.1934 元/千瓦时，不含 1 分钱城市附加费。
5. 电气化铁路的包兰段、宝中段、太中银段、石汝线段用电，其基本电价按本表执行，电度电价分别按本表相应电压等级大工业电价基础上加价 0.193 元、0.197 元、0.177 元、0.199 元执行。迎水桥——甘塘段按本表大工业电价执行。
6. 上表所列电石、铁合金、碳化硅、电解铝、单多晶硅行业生产用电指符合国家产业政策达到生产规模或环保设施正常运行且达标排放的企业生产用电。

第十九章 河北省

关于印发河北省深化电力体制改革实施方案的通知

（冀政字〔2016〕26号）

各市（含定州、辛集市）人民政府，省政府各部门：

现将《河北省深化电力体制改革实施方案》印发给你们，请结合实际，认真贯彻执行。

河北省人民政府

2016年7月19日

附件

河北省深化电力体制改革实施方案

为全面贯彻落实《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）及相关配套文件精神，深入推进我省电力市场化改革，促进全省电力行业和社会又好又快发展，结合我省实际，制定本实施方案。

一、指导思想、基本原则和总体目标

（一）指导思想

贯彻落实党的十八大和十八届三中、四中、五中全会以及省委八届十二次全会精神，按照国家进一步深化电力体制改革的总体部署，坚持创新、绿色、协调、开放、共享发展理念，立足河北实际，按照分步实施、平稳起步、试点先行、有序推进、加强监管、规范运行的原则，以有序放开输配以外的竞争性环节电价、有序向社会资本放开配售电业务、有序放开公益性和调节性以外的发用电计划，推进交易机构相对独立的规范运行为工作重点，进一步强化政府监管、强化电力统筹规划、强化电力安全高效运行和可靠供应，积极稳妥推进电力体制改革，着力构建管住中间、放开两头的体制架构。

（二）基本原则

1. 坚持安全稳定，保障民生。遵循电力行业的技术经济规律，保障电力系统安全稳定运行和电力可靠供应；充分考虑企业和社会承受能力，保障基本公共

服务的供给，确保居民、农业、重要公用事业和公益性服务等用电价格相对平稳。

2. 坚持市场化改革，促进发展。在发电侧和售电侧培育独立的市场主体，着力构建主体多元、竞争有序、开放共享的电力市场格局，合理测算输配电价，理顺电力价格形成机制，发挥市场在资源配置中的决定性作用。

3. 坚持有序推进，试点先行。适应市场建设和发展规律，先期选择条件适宜的区域、市场主体开展试点。按照整体设计、重点突破、分步实施、有序推进、试点先行的要求，调动各方面的积极性，确保改革规范有序、稳妥推进。

4. 坚持绿色发展，结构优化。充分运用利益补偿等手段，为清洁能源发展创造有利条件。以在线监测和互联网技术为支撑，加强科技创新，逐步完善直接交易和辅助服务等市场机制，提高清洁能源发电比例，促进发展方式转变和能源结构优化。

5. 坚持科学监管，保障公平。更好发挥政府作用，完善监管措施和手段，改进监管方法，提高技术、安全、交易、运行等环节的科学监管水平。在严格市场准入、建立公平交易平台、无歧视开放电网等方面积极探索，促进电力市场规范运营和公平交易。

（三）主要目标

争取到 2020 年，初步建立规则明晰、水平合理、监管有力、科学透明的独立输配电价体系；积极培育电力市场主体，建立公平、规范、高效的电力交易平台；努力降低电力成本，打破行业垄断、理顺价格形成机制，建立健全“主体规范、交易公平、价格合理、监管有效”的市场机制，大力支持清洁可再生能源发展，保证电力行业清洁、高效、安全、可持续发展。

二、重点任务

（一）推进输配电价改革

按照国家确定的调研摸底、制定方案、开展成本监审、核定电网准许收入和输配电价等四个步骤，加快推进输配电价改革工作，形成基本完善的输配电价体系，逐步实现公益性以外的发售电价由市场形成。

1. 制定输配电价改革试点方案。经争取，国家已同意我省纳入 2016 年输配电价改革试点省份。在 2015 年完成输配电价测算摸底的基础上，加强与国家发展改革委的沟通协调，2016 年 5 月前制定南部电网和北部电网输配电价改革试点方案，报国家发展改革委。

2. 做好输配电价定价成本监审。按照国家发展改革委、国家能源局《输配电定价成本监审办法（试行）》（发改价格〔2015〕1347 号）规定，在国家发展改

革委统一组织下，配合做好电网输配电定价成本监审具体工作。结合我省实际，严格核减不相关、不合理的投资和成本费用，科学合理核定输配电成本费用。2016年下半年完成我省输配电价成本监审工作。

3. 核定电网准许收入和输配电价。依据国家组织的成本监审结果，按照“准许成本加合理收益”原则，以有效资产为基础，妥善处理电价交叉补贴，对国网河北省电力公司、国网冀北电力有限公司首个监管周期（2017-2019年）准许总收入和分电压等级输配电价标准进行测算，2016年下半年报国家发展改革委审批，力争2017年上半年批复实施。

（二）有序放开发用电计划

在保证优先发电和优先购电、做好电力电量供需平衡的基础上，规范市场主体准入，安排一定比例电量开展直接交易，直接交易的电量不再纳入发用电计划。在完善直接交易机制基础上，逐步放开工商业电力直接交易，推进跨省跨区电力直接交易，探索建立现货市场交易机制和辅助服务市场交易机制。

1. 建立优先购电制度。全省一产用电，三产中的重要公用事业、公益性服务行业用电，以及居民生活用电优先购电。加强需求侧管理，保障轻微缺电情况下的电力供需平衡；开展有序用电工作，有效保障供需紧张情况下优先购电用户不受影响。列入优先保障序列的用户，原则上不参与限电，近期不参与市场竞争。2016年确定优先购电的适用范围，明确优先购电的用户类别、电量规模，制定相关保障制度。

2. 建立优先发电制度。为促进节能减排、保障电网运行安全和供热需要，坚持可再生能源发电、调峰调频电量和热电联产采暖期优先上网的原则，对发电机组进行优先等级分类，合理确定优先发电顺序，充分预留发电计划空间。2016年确定优先发电的适用范围，建立优先发电的相关保障制度。

3. 制定放开发用电计划实施方案。以现有发用电计划工作为基础，合理测算计划电量，充分预留可再生能源发电、调峰调频电量和热电联产等优先发电空间，结合直接交易的发电量、发电容量，安排好年度电力电量平衡。综合考虑我省经济结构、电源结构、电价水平、市场基础、区外受电规模，以及企业和社会的承受能力、保障社会稳定等因素，研究制定放开发用电计划实施方案，2016年下半年报国家发展改革委。

4. 积极推进直接交易和完善交易机制。按照接入电压等级、能耗水平、环保水平、产业政策等确定并公布参与直接交易的发电企业、售电主体和用户准入标准。制定直接交易实施方案，组织符合条件的电力用户、售电主体和发电企业，

通过双边交易、集中交易等方式，确定交易电量和交易价格。在输配电价核定前和相对独立交易机构组建前，具体交易工作暂由电网公司电力交易中心承担。在输配电价改革过渡时期，电力用户与发电企业直接交易输配电价按照省物价局公布的标准执行。

鼓励环保高效机组和可再生能源发电参与直接交易，允许售电主体参与直接交易，允许产业园区和经济开发区等整体参与直接交易。同时积极研究探索现货交易机制和市场化辅助服务分担机制。2016年开展电力用户直接交易试点工作，后续年度直接交易电量进一步提高。

（三）推进售电侧改革

试点先行，有序放开售电业务和增量配电投资业务，形成有效竞争的市场结构和市场机制，逐步建立发电侧、售电侧主体多元、充分竞争的市场格局。

1. 培育多元化售电主体。在国家确定的售电侧市场主体准入与退出条件基础上，结合我省实际，确定符合技术、安全、环保、节能和社会责任要求的售电主体条件。在全省范围内有序向社会资本放开售电业务，多途径培育售电侧市场竞争主体，支持发电公司及其他社会资本投资成立售电公司参与市场交易。鼓励拥有分布式电源的用户和供水、供气、供热等公共服务行业以及节能服务公司等从事市场化售电业务，赋予用户更多的选择权，提升售电服务质量和用户用能水平，形成有效的市场竞争结构和市场体系。售电业务市场准入机制以注册认定代替行政许可，实行“一承诺、一公示、一注册、两备案”。2016年6月制定河北省售电侧改革试点方案并报国家发展改革委、国家能源局备案，列入国家售电侧改革试点省份。

2. 鼓励社会资本投资增量配电业务。鼓励以混合所有制方式发展增量配电业务。探索社会资本投资配电业务有效途径，在适宜区域推动开展售电侧改革试点，有序向符合条件的市场主体放开增量配电投资业务。社会资本投资增量配电网控股的，在取得供电业务许可后即拥有配电网运营权，在供电营业区内拥有与电网企业相同的权利，并切实履行相同的责任和义务，承担保底供电服务。对于利用历史形成的国网河北省电力公司和冀北电力有限公司以外的存量配电资产从事配电投资业务的，按照国家有关规定执行。

（四）加快组建电力交易机构

按照公平、公正、公开的原则，组建相对独立的电力交易机构，推动电力市场规范运行。完善电力交易机构运营机制，形成健全的电力市场监管规则体系，探索建设全省范围电力市场。

1. 设立市场管理委员会。在省深化电力体制改革领导小组的领导下，组建河北电力市场管理委员会，由电网企业、发电企业、售电企业、电力用户等按类别选派代表组成，实行按市场主体类别投票表决等合理议事机制，主要负责研究讨论交易机构章程、交易和运营规则，协调电力市场相关事项等。华北能源监管局和省发展改革委等单位可派员参加市场管理委员会有关会议。市场管理委员会审议结果经审定后执行，华北能源监管局和省发展改革委可以行使否决权。

2. 组建电力交易机构。按照省政府批准的章程和规则，暂以国网河北省电力公司、国网冀北电力有限公司子公司形式组建相对独立的交易机构，随着电力市场的发展，交易机构应适时调整组织形式。将原来由电网企业承担的交易业务与其他业务分开，明确工作界面和 workflow，搭建公开透明、功能完善的电力交易平台。交易机构以电网企业现有人员为基础，根据业务发展需要，通过公开择优选聘充实专业人员队伍；高级管理人员由市场管理委员会推荐，依法按组织程序聘任。

3. 明确交易机构职能。交易机构在华北能源监管局和省发展改革委的监管下为市场主体提供规范、公开、透明的电力交易服务，主要负责市场交易平台的建设、运营和管理；负责市场交易组织，提供结算依据和相关服务等；负责市场主体注册和相应管理、披露和发布市场信息等，参与拟订电力市场交易规则。交易机构可向市场主体合理收取注册费、年费、交易手续费。

（五）促进可再生能源发电健康发展

在保障安全的前提下，开放电网公平接入，积极利用先进技术，提高系统消纳能力和可再生能源利用率。

1. 完善并网运行服务。编制本地年度电力电量平衡方案时，在保障电网安全稳定和民生的前提下，全额安排规划内可再生能源发电并鼓励参与直接交易。积极推进风电、光伏发电与其他电源、电网的有效衔接，解决好无歧视、无障碍上网问题。

2. 积极推进可再生能源微电网建设。支持具备条件的区域或企业，发展融合清洁能源发电、先进储能技术、信息技术的微电网和智能电网技术，鼓励符合条件的拥有微电网的用户参加交易。积极探索微电网市场交易及运行机制，提高电能消纳能力和能源利用效率。

3. 形成可再生能源发电消纳新机制。认真落实可再生能源发电保障性收购制度，探索保障规划内可再生能源优先发电、优先发电合同转让新机制。鼓励可再生能源发电开展跨省跨区交易，扩大消纳范围。

（六）规范自备电厂管理

1. 强化自备电厂运营管理。自备电厂应公平承担社会责任，履行相应义务，根据自身负荷和机组特性提供调峰等辅助服务。拥有自备电厂的企业应按规定承担相关的政府性基金及附加、政策性交叉补贴和系统备用费。对于不占用火电建设规模的余热、余压、余气自备电厂，可按有关规定减免政策性交叉补贴和系统备用费。探索以市场服务方式逐步代替系统备用费的机制。

2. 加快推进自备电厂升级改造。结合燃煤发电机组节能环保升级改造工作，加快推进全省自备电厂超低排放、节能改造和淘汰落后机组。自备电厂应视锅炉类型和燃料情况分别安装或改造脱硫脱销除尘设施，按国家和我省有关要求达到国家排放标准、河北省地方排放标准、标准中规定的特别排放限值或超低排放标准。自备电厂应按环保部门要求安装且稳定运行固定污染源在线监控设备，并与环保、电网等部门联网。污染物排放不符合环保要求的自备电厂要限期实施环保设施升级改造；供电煤耗、水耗高于省内同类型机组平均水平以上的自备燃煤发电机组，要因厂制宜实施节能节水改造。

3. 有序推进自备电厂参与市场交易。支持拥有并网自备电厂的企业注册成为合格发电市场主体，有序推进其自发自用以外电量按交易规则与售电主体、电力用户直接交易，或通过交易机构进行交易。对自备电厂无法满足自身用电需求的企业，按规定承担国家依法合规设立的政府性基金及附加，以及与产业政策相符合的政策性交叉补贴后，可视为普通电力用户，平等参与市场购电。

（七）统筹规划和强化监管

1. 加强电力规划统筹协调。依法履行电力规划职责，加强地方与国家有关规划、省内外各相关规划、企业和政府有关规划的有效衔接，提升规划的权威性和科学性，保障电力规划的有效执行。根据需要，在五年期规划的基础上，适时制定电力滚动发展规划。

2. 加强电力市场科学监管。完善电力监管体系，创新监管模式，健全安全监管机制，有效开展电力交易、调度、供电服务、用电秩序和安全监管，加强电网公平接入、电网投资行为、成本及投资运行效率监管，切实保障可再生能源发电并网接入，促进节能减排，保障居民供电和电网安全可靠运行。

三、保障措施

（一）加强组织领导。成立河北省深化电力体制改革工作领导小组，常务副省长任组长，省政府有关领导、省发展改革委主要负责同志为副组长，省发展改革委、省财政厅、省工业和信息化厅、省环境保护厅、省水利厅、省国资委、省

工商局、省法制办、华北能源监管局、国网河北省电力公司、国网冀北电力公司等部门和单位主管负责同志为成员。领导小组办公室设在省发展改革委，办公室主任由省发展改革委主要负责同志兼任，领导小组办公室下设输配电价、市场机制、配售电三个专项工作组，负责相关具体工作。

（二）营造良好舆论氛围。加强与新闻媒体的沟通协调，灵活采取多种方式进行宣传，正确引导社会舆论，做好政策解释工作，充分调动各方积极性，形成共识，稳定预期，在全社会形成推进电力体制改革的浓厚氛围。

（三）严格监督考核。将电力体制改革作为促进全省经济发展、保障民生的重大任务，省电力体制改革领导小组办公室制定实施目标责任考核制度，依据法律法规和监管要求加强日常督促检查，对工作成效进行跟踪评价，确保各项改革任务的顺利完成。

关于印发《河北省电力直接交易实施方案（试行）》的通知

（冀发改电力〔2016〕1061号）

各市（含定州、辛集市）发展改革委（局），沧州、唐山、秦皇岛市工业和信息化局，省电力公司、冀北电力有限公司，大唐、华能、华电、国电、国电投、华润发电河北分公司，国华河北业务办，省建设投资公司，河北电力交易中心、冀北电力交易中心，省直有关部门：

《河北省电力直接交易实施方案（试行）》报经省政府同意，现印发给你们，请遵照执行，本方案从印发之日起实施。

附件：河北省电力直接交易实施方案（试行）

河北省发展和改革委员会

2016年8月15日

附件

河北省电力直接交易实施方案（试行）

为贯彻落实《河北省深化电力体制改革实施方案》，推进电力市场化建设，积极开展电力直接交易，增加用户用电选择权，促进电力与国民经济协调发展，更好服务于全省经济和社会发展，结合我省实际，特制定本方案。

一、交易原则

（一）符合国家产业和宏观调控政策，有利于促进全省经济结构调整和转型升级，更好地服务于全省经济社会发展。

（二）坚持安全可靠，坚持节能减排，坚持推进市场化进程，建立规范透明的市场交易机制，保证电力市场的公平开放和市场主体的合理、合法权益。

（三）电力直接交易由电网企业提供输配电服务，电力用户、售电企业与发电企业按照自愿参与、自主协商、自愿选择交易方式的原则进行购售电交易。

（四）电力直接交易在南网、北网分别开展，总交易电量规模原则上按当年全社会用电量的一定比例安排，随着电力市场化改革进程和市场需求、企业承受能力等逐年合理增加，每年由河北省发展和改革委员会（以下简称“省发展改革委”）公告。

二、市场主体及职责

（一）市场主体

主要包括市场成员和市场运营机构。市场成员包括符合准入条件的电力用户、售电企业、发电企业和电网企业。高新产业园区和经济技术开发区等可组建售电公司参与直接交易。市场运营机构包括电力交易机构和电力调度机构。电力交易机构暂不向市场成员单位收取注册费、年费、交易手续费。

河北电力交易中心有限公司负责南网电力交易相关工作；冀北电力交易中心有限公司负责北网电力交易相关工作，在国家有明确意见并建立相应交易机构后按国家有关规定执行。

省发展改革委同国家能源局华北能源监管局（以下简称“华北能监局”）等有关部门按照规定对市场成员准入和退出进行管理，并对市场运营机构进行监管。

（二）主体职责

1. 发电企业：按照交易规则自愿参与市场交易，履行交易合同及协议；执行并网调度协议，服从统一调度；按照电力直接交易规则报送并披露信息。

2. 电力用户：按照交易规则自愿参与市场交易，履行交易合同及协议；不得转供或变相转供直接交易电量（不包括售电公司）；按规定执行政府批准的有序用电方案，实施错峰、避峰等有序用电措施；按照电力直接交易规则报送并披露信息。

3. 售电企业：按照交易规则自愿参与市场交易，履行交易合同及协议；按照电力直接交易规则报送并披露相关信息。

4. 电网企业：在保障电网安全稳定运行的前提下，公平、公正、无歧视开放电网；负责配合省发展改革委做好市场主体准入申请和发电计划安排与调整；对电力直接交易进行安全校核，根据交易计划制定调度计划；负责电力用户和发电企业计量、抄表、电费结算等服务；负责归集交叉补贴，代收政府性基金及附加，并按规定及时向发电企业和售电公司支付电费。

5. 电力交易机构：负责电力市场运营管理；负责电力直接交易市场成员注册管理，办理市场交易主体的注册、注销、变更等手续；负责电力交易平台建设、

运营与维护；组织市场成员签订电力直接交易合同，组织市场交易，编制下达交易计划，并对交易计划执行情况进行监督、考核和评估；负责电力直接交易市场结算工作，并向市场成员出具结算凭据；监控和分析电力市场运行情况，配合政府有关部门和能源监管机构对电力直接交易规则进行分析评估，提出修改建议；负责市场交易全过程的信息发布及披露；负责将年度交易计划执行和考核情况分别报省发展改革委和华北能监局。

三、准入条件与程序

（一）电力用户准入条件

1. 参与电力直接交易的电力用户应当具有法人资格、财务独立核算、信用良好、独立承担民事责任的经济实体。内部核算的电力用户经法人单位授权，可参与电力直接交易。

2. 10 千伏及以上电压等级且符合《产业结构调整指导目录》等国家产业政策，环保排放达标，满足电网安全技术要求。

3. 拥有企业自备电厂的用户应具备完备的自备电厂核准（备案）及并网运行有关文件，并按规定承担与自备电厂产业政策相符合的政府性基金、政策性交叉补贴和系统备用费。

4. 不符合国家产业政策以及淘汰类产品、工艺的企业不得参与；违规建设的企业（无备案、核准证、土地使用证）不得参与；长期拖欠电费（3 个月以上）、在政府征信系统存在不良记录的企业不得参与。

（二）发电企业准入条件

1. 本省区域内具有法人资格或经法人授权的发电企业，符合国家基本建设审批程序并取得发电业务许可证，单机容量 30 万千瓦及以上的公用火力发电机组；单机容量 30 万千瓦以下达到超低排放标准的机组以及区外机组分期分批开放电力直接交易。鼓励新能源发电企业参与电力直接交易。

2. 环保设施已正常投运，符合国家环保要求和河北省超低排放标准，相关环保设施在线监控信息已接入电力调度机构。

3. 企业自备电厂、水力发电企业暂不参加直接交易。

（三）售电企业准入条件

售电企业的准入条件另行制定发布。

（四）准入程序

1. 符合直接交易准入条件的电力用户和售电企业向所在市电力运行主管部门提出入市申请，各市对提交的材料进行初审并对其真实性负责，初审通过的报

省发展改革委；省发展改革委结合国家和省产业政策、节能环保等准入条件，以及电网安全稳定和运行调整等因素商有关部门及省级电网企业对电力用户和售电企业作进一步筛选审核，确定电力用户和售电企业准入名单。

2. 发电企业向省级交易机构提出入市申请，初审合格的报省发展改革委，经商有关部门及省级电网企业进一步审核后，确定发电企业准入名单。

3. 省发展改革委对符合准入条件的电力用户、售电企业和发电企业名单在省发展改革委门户网站上进行公示。

4. 对公示期满无异议的市场成员，省发展改革委纳入省级电力市场成员目录，并实行动态管理。

5. 列入市场成员目录的发电企业、电力用户、售电企业在省级电力交易机构注册后方可参与电力直接交易。在相对独立的电力交易机构组建前，由电网公司的电力交易中心代为注册，组建后注册信息随之转移。

6. 市场成员完成注册后，由电力交易机构统一向华北能监局和有关征信机构进行事后备案。

四、交易方式

（一）双边交易

由符合交易条件的发电企业与电力用户自主协商确定交易电量、价格，形成交易意向后，通过电力交易平台提交省级交易机构审核，并经电力调度机构安全校核后形成交易结果。

（二）集中交易

发电企业与电力用户通过电力交易平台申报电量、电价，省级交易机构按照交易规则进行市场出清，经电力调度机构进行安全校核后，确定成交结果。

（三）交易要求

电力直接交易先期以年度周期开展，在适当时间开放月度交易市场。电力直接交易初期以双边交易为主，双边交易后仍有裕度可采取集中撮合交易，确保完成年度交易规模总量。各类市场主体在省级电力交易机构注册后方可参加交易。原则上用户全部电量参与市场交易，不再按政府定价购电。考虑电网安全稳定和运行调整等因素，发电企业参与电力直接交易的电量合理控制上限。

电力直接交易原则上按照用户电压等级、电价高低、申报时间顺序等进行，合同总量达到总规模时为止。对战略性新兴产业和被确认为高新技术的企业，单位能耗低于全省工业企业平均水平的大工业用户，能效标杆企业，实施电能替代企业以及实施工业领域电力需求侧管理，实现用电科学、有序、节约、高效的企

业优先参与交易。省发展改革委将根据全省经济发展和重点任务适时提出和调整当年优先参与交易的重点领域和范围。

党政军机关、学校、医院、金融、通讯、邮政、供水、供气、供热、公共交通以及居民生活用电等涉及社会生活基本需求，或提供公共产品和服务的单位列入优先保障序列，初期不参与市场竞争。

五、交易价格和容量扣除

（一）交易价格

用户直接交易价格=成交价格+电网输配电价（含线损、交叉补贴）+政府性基金及附加。在输配电价改革过渡时期，各电压等级用户的输配电价按照省物价局公布的标准执行。对两部制电价的用户，其购电价格由基本电价和电度电价构成。执行峰谷分时电价由发用双方协商确定。

（二）容量扣除规则

取得电力直接交易资格的发电企业，直接交易合同期限内按照签订的合同电量等比例扣除相应的发电容量，对这部分扣除容量不再分配年度发电量调控目标。

扣除发电容量的原则依据对应用户最大负荷利用小时数或全网上年度平均利用小时数、电厂合同电量等方式折算，具体折算方式和折扣比例由市场管理委员会商议提出意见，报省发展改革委确认后执行。

六、交易合同签订与调整

（一）合同签订

省级交易机构参照原国家电监会和国家工商总局制定的合同示范文本，结合本省实际情况编制直接交易购售电合同和直接交易输配电服务合同示范文本，组织市场主体签订直接交易购售电合同和输配电服务合同。

（二）交易调整

直接交易实际电量与合同电量允许偏差范围暂定±5%，对于因不可抗力 and 政策性原因导致发、用电量偏差的不计入考核范围。交易合同生效后，在不影响已执行合同的情况下，以不超过后续月份直接交易合同电量总和为原则，交易双方可协商提出分月计划电量调整意向，经省级交易机构审核、电力调度机构安全校核后，方可进行调整，并签订相应的补充协议，作为交易计划安排和交易结算的依据。因调整造成直接交易合同总量减少时，不再对发电企业扣除容量进行调整。

当电力系统发生紧急情况或事故时，电力调度机构有权按照保证安全的原则实施调度，事后应向省发展改革委和华北能监局报告紧急情况，通过认定，向受到影响的成员说明原因，并在后续的发供电计划中滚动调整。

七、交易计量与结算

（一）交易计量

电力直接交易电量以电力用户与电网企业签订的《供用电合同》所约定的计量点的计量电量为准，直接交易电量对应的发电企业上网电量以发电企业与电网企业签订的《购售电合同》中所约定计量点的计量电量为准。电能计量装置校验要求和计量装置异常处理按电力用户与所在电网企业签订的《供用电合同》和发电企业与电网企业签订的《购售电合同》的约定执行。

（二）交易结算

当电力直接交易实际电量与合同电量偏差范围超过±5%的，余缺电量向电网企业买卖。在国家文件未对下列事项明确前，电力用户实际用电量超过合同电量105%时，超过部分电量的购电价格按目录电价执行；电力用户实际用电量低于合同电量的95%时，发电企业由此增加的电量按政府核定的上网电价执行，并扣减等量的年度基数电量。对于偏差部分，因发电企业原因导致的，发电企业按偏差部分电费的50%补偿给用户；因用户原因导致的，用户按偏差部分电费的50%补偿给发电企业。对于因不可抗力和政策性原因导致发、用电出现偏差的，其相互补偿在双方签订的合同中协商约定。

电网企业与发电企业优先结算直接交易电量，电力交易机构依据抄表电量和月度电量计划，按照交易规则向相关市场主体出具结算凭证，其余上网电量的计量、价格、结算方式保持现行方式不变。为保证国家政府性基金及附加全额回收以及销售侧电价政策实施，降低三方电费结算风险，按照直接交易优先结算的原则，由电网企业统一结算电费。

八、交易中止、退出与干预

（一）交易中止

在电力系统发生重大事故、备用容量严重不足等情况时，电力调度机构有权按照保证电网安全的原则中止直接交易，并及时向省发展改革委报告。

（二）交易退出

直接交易双方，在合同期内原则上不得退出直接交易。确需退出的，需经直接交易相关各方和电力交易机构同意，在结清电费并按合同支付相应补偿后，报省发展改革委审核批准。相关各方应就补偿办法在合同中约定。

取得资格并参与直接交易的企业有下列行为之一的，取消其交易资格，承担相应违约责任，并在一定期限内不允许参加电力直接交易。

1. 违反国家有关法律法规或节能环保政策并受处罚的；

2. 私自将所购电量转售给其他电力用户的（不包括售电公司）；
3. 无合法、正当理由拒绝执行签订的直接交易合同造成后果的；
4. 不服从电网调度命令的；
5. 互相串通报价、恶意报价及明显虚报交易电量等严重扰乱市场交易秩序的；
6. 披露信息弄虚作假等违反诚信行为的；
7. 其他违法违规行为。

（三）交易干预

发生以下情况时，经省发展改革委和华北能监局批准，省级电力交易机构可以进行市场干预：

1. 由于发生市场成员违反规定，串谋及严重违约，扰乱市场秩序，导致不能履约等情况；
2. 省发展改革委或华北能监局认为有必要进行市场干预的；
3. 市场成员单位向省发展改革委和华北能监局申请市场干预的。

九、交易信息披露

电力直接交易主体应根据各自职责通过电力交易平台及时披露相关信息并负责信息的准确性，同时按照有关规定报送省发展改革委和华北能源监管局。

（一）电力用户应披露的信息

1. 电力用户的公司股权结构、投产时间、用电电压等级、最大生产能力、年用电量、电费欠缴情况、产品电力单耗、用电负荷率、典型负荷曲线等；
2. 电力直接交易需求信息；
3. 电力直接交易电量完成情况、电量清算情况、电费结算情况等信息。

（二）发电企业应披露的信息

1. 发电企业的机组台数、机组容量、投产日期、发电业务许可证等；
2. 已签合同电量、发电装机容量扣除直接交易容量后剩余容量等信息；
3. 电力直接交易电量完成情况、电量清算情况、电费结算情况等信息。

（三）电网企业应披露的信息

1. 输配电价标准、政府性基金和附加、输配电损耗率等；
2. 年度电力供需预测，主要输配电设备典型时段的最大允许容量、预测需求容量、约束限制的依据等；
3. 由于电网安全约束限制了直接交易的具体输配线线路或输变电设备名称、限制容量、限制依据、该输配电设备上其他用户的使用情况、约束时段等；
4. 参与移峰、错峰、避锋等用电措施对应的时段以及在进行市场干预期间，

干预的起因、起止时间等重要信息。

（四）电力交易机构应披露的信息

1. 电力直接交易合同电量、发电机组剔除容量等；
2. 电力直接交易电量执行等情况。

十、交易组织实施

省发展改革委每年四季度下达次年电力直接交易电量规模，由省级电力交易机构对外公布；电力用户和发电企业在规定时间内签订直接交易意向或合同，并分别报送省发展改革委、华北能监局、省级电力交易机构，逾期不再受理；省级电力交易机构、电力调度机构在限期内完成交易意向书或合同的审查和安全校核工作，并将结果向交易主体公开，同时报送省发展改革委、华北能监局。

省发展改革委会同华北能监局等有关部门按照规定对市场成员准入和退出进行管理，并根据经济形势和市场交易状况等，对进入交易的市场主体滚动调整和审核准入。同时，逐步建立和完善信息公开机制和市场主体信用评价机制，定期发布交易主体目录、监管报告、负面清单、黑名单等信息等。华北能监局会同省发展改革委要强化市场监管，进一步完善市场监管体系，及时研究、分析电力交易情况和信息，公布违反规则的各种行为。

省级交易机构按照本实施方案拟订《电力直接交易规则》，经市场管理委员会研究讨论报省发展改革委批准后执行。

本方案由省发展改革委负责解释，自印发之日起执行。

关于印发《河北南部电网电力直接交易规则（试行）》的通知

（冀发改电力〔2016〕1111号）

石家庄、邯郸、邢台、保定、衡水市发展改革委，沧州市工业和信息化局，定州、辛集市发展改革局，国网河北省电力公司，河北电力交易中心，大唐、华能、华电、国电、国家电投、华润发电河北分公司，国华电力河北业务办，省建设投资公司：

按照《河北省电力直接交易实施方案（试行）》（冀发改电力〔2016〕1061号）文件要求，由河北电力交易中心拟订的《河北南部电网电力直接交易规则（试行）》，经征求了电网公司、发电企业、电力用户等市场主体及相关部门意见并采纳完善后，现将《河北南部电网电力直接交易规则（试行）》印发给你们，请遵照执行。执行中如遇重大问题，请及时报告省发展改革委和华北能源监管局。

附件：河北南部电网电力直接交易规则（试行）

河北省发展和改革委员会
国家能源局华北监管局
2016年8月23日

附件

河北南部电网电力直接交易规则（试行）

第一章 总 则

第一条 为规范推进河北南部电网电力直接交易工作，根据《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，《河北省电力直接交易实施方案（试行）》（冀发改电力〔2016〕1061号）有关规定，制定本规则。

第二条 本规则适用于河北南部电网（以下简称“河北南网”）供电范围内的电力用户和统一调度的公用发电企业。售电企业参与直接交易另行规定。

第三条 直接交易指符合条件的电力用户、售电企业与发电企业，按照自愿参与、自主协商的原则直接进行购售电交易，电网企业按照有关规定提供输配电服务。

第四条 市场成员包括发电企业、电力用户、电网企业和市场运营机构。其中，符合准入条件并完成注册的电力用户、发电企业为参与直接交易的市场主体；电网企业为国网河北省电力公司；市场运营机构包括电力交易机构和电力调度机构。河北南网电力交易机构指河北电力交易中心有限公司（以下简称“交易中心”）；河北南网电力调度机构指河北电力调度控制中心（以下简称“调控中心”）。

第二章 市场成员职责

第五条 电力用户主要职责

- （一）执行电网调度控制管理规程，服从电网调度。
- （二）按规定执行政府批准的有序用电方案，实施错峰、避峰等有序用电措施。
- （三）按照交易规则自愿参与市场交易，履行《供用电合同》和直接交易合同及协议。

（四）不得转供或变相转供直接交易电量。

（五）按照本规则规定报送并披露信息。

第六条 发电企业主要职责

- （一）履行并网调度协议，服从电网调度。
- （二）按照交易规则自愿参与市场交易，履行交易合同及协议。
- （三）提供一次调频、自动发电控制、调峰、备用、无功电压支持、黑启动等辅助服务。

（四）按照本规则规定报送并披露信息。

第七条 电网企业主要职责

（一）为市场主体提供公平的输配电服务和电网接入服务，保障输配电设施的安全稳定运行。

（二）向市场主体提供报装、计量、抄表、收费、维修等各类供电服务。

（三）按规定收取输配电费，代收代付电费和政府性基金与附加费等。

（四）按规定披露和提供信息。

第八条 交易中心主要职责

(一) 负责电力交易平台建设、运营与维护。

(二) 负责注册管理，办理市场主体的注册、变更、注销等手续，组织市场交易和出具结算凭证。

(三) 负责按交易合同分解编制月度交易计划，并对交易计划完成情况开展评估和考核。

(四) 监控和分析电力市场运行情况，配合政府有关部门和能源监管机构对本规则执行情况进行分析评估，提出修订建议和意见。

(五) 披露直接交易信息。

第九条 调控中心主要职责

(一) 按照调度控制管理规程实施电力调度，对电力直接交易合同进行安全校核，公布安全校核结果并进行必要的解释。

(二) 根据通过安全校核后的交易结果，编制发电计划，合理安排系统运行方式，保证系统安全运行和电力供需平衡。

(三) 负责输电阻塞管理。

(四) 依据《电网运行准则》(GB/T 31464—2015)，在出现紧急情况下，调控中心可以通过调整系统运行方式等手段调整干预各类交易合同，事后应按规定报告河北省发展和改革委员会(以下简称“省发展改革委”)和国家能源局华北监管局(以下简称“华北能源监管局”)。

第三章 市场准入与退出

第十条 参与直接交易的发电企业和电力用户准入条件按照政府有关规定执行。原则上准入电力用户的总用电量需求应与当年直接交易电量规模相当，单一电力用户用电量应达到一定规模。

第十一条 进入直接交易市场的电力用户和发电企业应进行市场登记注册，合同期内不准退出。

第十二条 以下情况，电力用户和发电企业可申请退出直接交易市场。如需再次进入直接交易市场，需重新办理审批手续。

(一) 企业倒闭或破产。

(二) 企业经营范围发生变化不符合市场准入条件。

(三) 发生不可抗力，严重影响企业的生产、经营活动。

(四) 国家相关政策发生变化。

（五）其它特殊原因。

第十三条 出现下列情况之一的，市场主体应退出交易市场。

市场主体退出后，交易中心注销其注册信息，并向其它市场主体公告。

（一）外部条件发生变化，市场主体不再满足准入条件。

（二）经审核具备市场主体资格，签订市场主体入市协议后 2 年内，没有开展市场交易的。

（三）合同期满，不愿再参与市场交易的。

第十四条 出现下列情况之一，省发展改革委有权取消其直接交易资格：

（一）违反国家电力或节能环保政策。

（二）拒不执行交易合同。

（三）拒不履行市场主体义务。

（四）不服从调度命令。

（五）串通报价，恶意报价，严重扰乱交易市场秩序。

（六）拖欠直接交易电费或其它电费。

（七）其他违规行为。

第四章 注册管理

第十五条 具备准入资格的市场主体自愿到交易中心办理登记注册手续，并按交易中心编制的《河北南部电网市场主体注册手册》提供注册资料。

第十六条 电力用户注册资料包括资质类和用电信息类。

（一）资质类资料主要包括：注册申请表及公司的企业法人营业执照、组织机构代码、直接交易准入文件、公司开户行账号、税号等相关资质材料的原件及复印件等纸质和电子资料。

（二）用电信息类资料主要包括：用电单元信息（需提供相应供电单位的证明材料）、供用电合同、供电电压等级、电价行业类别、用电负荷典型曲线、年度及月度分月用电量等信息。

第十七条 发电企业注册资料包括资质类和发电机组信息类。

（一）资质类资料主要包括：注册申请表及公司的企业法人营业执照、组织机构代码、直接交易准入文件、公司开户行账号、税号、电力业务许可证等相关资质材料的原件及复印件等纸质和电子资料。

（二）机组信息资料主要包括：机组容量、机组类型、批复电价、供热类型、厂用电率、环保设施运行情况等信息。

第十八条 收到注册申请后，交易中心在 15 个工作日内完成市场主体注册资料核实与交易单元的设定工作。

第十九条 市场主体办理中国金融认证中心（CFCA）数字证书后，与交易中心签订入市协议。交易中心为市场主体在电力交易平台设立交易账号。

第二十条 交易中心将注册情况在电力交易平台发布，并向监管机构和省发展改革委备案注册情况。

第二十一条 出现下列情况之一的，市场主体应进行注册变更：

（一）注册参数发生变化，应到交易中心办理注册变更手续。

（二）因新建、扩建、兼并、重组、合并、分立等原因，导致股权、经营权、营业范围、生产规模等发生重大变化的，需重新办理注册。

第五章 交 易 方 式

第二十二条 直接交易方式包括：双边交易和集中交易。试点期间，集中交易采用集中撮合交易方式。

第二十三条 双边交易

（一）由符合交易条件的发电企业与电力用户自主协商确定交易电量、价格，通过交易平台提交交易中心审核，经调控中心安全校检后签订合同并组织实施。

（二）双边交易应在交易有效期内，以用户电压等级高低、电力用户和发电企业交易申报最终确认时间的先后顺序，确认交易。当成交电量达到年度交易电量总规模或交易期截止时间时，直接交易结束。

（三）直接协商交易原则上每年进行一次；交易年度内，视市场变化，也可在年中适当增加直接交易次数。

第二十四条 集中撮合交易

（一）发电企业与电力用户通过电力交易平台报价，采取边际出清模式撮合成交，经调控中心安全校检后签订合同并组织实施。

（二）边际出清指电力用户和发电企业分别通过电力交易平台申报直接交易电量、电价，电力交易平台根据发电企业和电力用户的申报价格分别排序，电力用户按申报电价由高到低、发电企业申报电价由低到高，价格相同时按用户电压等级由高到低、申报时间先后排序，双方价差由大到小依次匹配，匹配的购电与售电价差大于等于零或达到总交易电量规模时，对应双方电量成交，价差部分由电力用户和发电企业均摊，最后一对的成交价格为出清价格。

（三）集中交易实行交易价格申报限制，原则上每年一定。

第六章 交 易 电 量

第二十五条 每年 11 月底前，省发展改革委确定次年年度直接交易电量规模，交易中心按照省发展改革委确定的直接交易 电量规模，组织开展相应的双边交易和集中撮合交易。

第二十六条 直接交易电量为纳入直接交易规模的电力用户的用电量。原则上电力用户全部电量参与市场交易，交易电量不再按政府定价购电。

第二十七条 当准入电力用户年度用电总量大于省发展改革委确定的年度直接交易电量规模时，电力用户参与直接交易电量上限按以下公式计算：

参与直接交易电量上限 = 直接交易电量规模 / 入市电力用户总用电量 * 电力用户用电量

入市电力用户用电总量为全部准入电力用户年度用电量的总和。

第二十八条 发电企业直接交易的上网电量包括直接交易电量以及相应的输配电损耗电量。

发电企业直接交易上网电量 = 直接交易电量 / (1 - 输配电损耗率)

输配电损耗率按照省级价格主管部门确定的用户接入电压等级的输配电损耗率执行。

第二十九条 因电网安全约束等非电力用户和发电企业原因导致年度直接交易受限的，相应的发电容量和直接交易电量纳入电网电力电量平衡。

第三十条 发电企业参与直接交易电量上限按以下公式计算：

参与直接交易电量上限 = 机组容量 / 入市机组总容量 * 直接交易电量规模 * L

L 为发电企业直接交易系数，取值范围 1-2。由省发展改革委会同华北能源监管局确定，授权交易中心向市场主体公布。试点期间，L 暂定 1.15，今后可根据实际情况予以调整。

第三十一条 发电容量扣除原则

发电企业参与直接交易后扣除相应发电容量或扣除年度基数电量，扣除的发电容量不参与年度基数发电量计划分配。其中：

（一）年度基数发电量计划下达前开展交易的，按以下公式扣除发电企业发电容量：

扣除发电容量 = 发电企业直接交易上网电量 / (1 - 发电企业上年度综合厂用电率) - 全网上年度统调燃煤机组平均利用小时数 * K

（二）年度基数发电量计划下达后开展交易的，按以下公式扣除发电企业年

度基数合同电量：

扣除年度基数合同电量=发电企业直接交易上网电量*K

K 为发电容量扣除系数，取值范围 0-1。由省发展改革委会同华北能源监管局确定，授权交易中心向市场主体公布。试点期间，K 值暂定 0.9，今后可根据实际情况予以调整。

第七章 交易组织

第三十二条 双边交易按照年度组织，集中撮合交易按月度组织。

第三十三条 各类市场主体在省级电力交易机构注册后方可参加交易。

第三十四条 电量量纲为兆瓦时，申报电量为 100 兆瓦时的整数倍；电价量纲为元/兆瓦时，不保留小数。

第三十五条 双边交易

(一) 交易公告发布。每年 12 月上旬，交易中心组织开展下一年度的年度双边交易，通过交易平台发布交易公告。

(二) 交易意向申报。电力用户与发电企业根据公布的市场公告自主协商，在规定时段内，电力用户通过交易平台申报交易意向，发电企业在交易平台确认，形成一对交易意向。申报交易意向内容包括双方交易单元、交易价格、交易电量、分月电量计划等。交易意向一经确认，不得变更。

(三) 交易安全校核。调控中心对双边交易意向进行安全校核。当安全校核不满足全部交易时，对受约束交易意向进行裁减，直至满足安全约束条件。

(四) 交易结果发布。交易中心通过交易平台发布成交信息，包括：市场总成交量、市场成交均价、各电力用户和发电企业成交配对名单，并向成交的市场主体发布交易结果，包括成交量、电价，分月计划等。

(五) 交易合同签订。依据直接交易成交结果，相关各方于 12 月底前按照示范文本（详见附件 1 和附件 2）签订直接交易购售电合同和直接交易输配电服务合同，并报省发展改革委、华北能源监管局备案。

第三十六条 集中撮合交易

(一) 交易公告发布。依据发电企业或电力用户申请，结合用电市场增量，交易中心启动集中撮合交易，通过交易平台发布集中撮合交易公告，内容与年度信息基本相同。

(二) 交易意向申报。电力用户与发电企业在规定的交易时段内，分别申报交易电量、电价，其中发电企业申报的电量、电价可分为一至三段，总交易电量

不超过交易上限；电力用户申报的电量为全电量，申报价格为电量电价。

（三）直接交易出清。申报截止后 2 个工作日内，交易中心对申报数据进行汇总，按照价格优先原则，对发电企业申报价格由低到高排序，用户申报价格由高到低排序，按照边际出清方式形成出清结果。

（四）交易安全校核。2 个工作日内，调控中心对出清结果进行安全校核，当安全校核不满足全部交易时，对受约束交易意向进行裁减，直至满足安全约束条件。

（五）成交结果发布。出清结果经安全校核后，形成最终成交结果，交易中心将最终交易结果以直接交易确认单方式通知交易双方，并在交易平台上发布信息，包括：机组未通过安全校核原因、成交总量、各电力用户及发电企业的成交电量、市场出清价格等。

（六）交易合同签订。成交结果一经发布即视为达成月度交易，直接交易确认单等同于直接交易购售电合同和直接交易输配电服务合同。

第三十七条 交易中心依据成交结果计算发电企业扣除容量并报省发展改革委，或依据成交结果计算发电企业应扣减的年度基数合同电量，在后续交易计划中予以扣减。

第三十八条 交易中心根据直接交易购售电合同或直接交易确认单，将直接交易电量纳入月度交易计划。

（一）发电企业月度交易计划中包括直接交易电量和非直接交易电量，计划安排时直接交易电量优先于非直接交易电量。电力用户月度直接交易计划为电力用户直接交易电量。

（二）对于非全电量参与直接交易的用户，按照合同分月计划及滚动调整计划安排分月计划。

（三）发电企业和电力用户协商一致后，应于每月 25 日前向交易中心申报次月直接交易计划及年度滚动计划建议。

（四）交易中心依据电网年度分月发购电计划、发电企业和电力用户申报的月度直接交易计划及年度滚动计划建议、电网运行实际情况，制定分月直接交易计划，经月度安全校核后纳入分月发购电计划，并向市场主体发布分月直接交易计划。

（五）分月直接交易计划一经下达一般不再调整，电力用户、发电企业应严格执行。

第三十九条 电力系统发生紧急情况时，调控中心按照保证电网安全运行的

原则实施调度，事后应及时向省发展改革委报告。

第八章 交易价格

第四十条 直接交易价格由电力用户与发电企业协商自主确定或交易平台成交结果确定，不再按政府定价执行。

第四十一条 发电企业直接交易上网电价为直接交易价格，同时按国家有关规定，由电网企业按照直接交易上网电量向发电企业代征（代缴）工业企业结构调整专项资金。

第四十二条 电力用户直接交易购电价格由直接交易价格、电网输配电价（含交叉补贴）、输配电损耗费、政府性基金及附加组成。其中：

（一）电网输配电价按省级价格主管部门核定的标准执行。

（二）输配电损耗费按省级价格主管部门确定的用户接入电压等级的输配电损耗率执行。

（三）政府性基金及附加按国家规定标准缴纳。

（四）对于两部制电价用户产基本电价仍按现行规定标准执行。

（五）执行单一制电价的用户，过渡期直接交易电量的电网输配电价暂按照保持电网企业购销差不变的原则执行，其直接交易电价已含输配电损耗和政府性基金及附加。

第四十三条 合同执行期间，遇有政府调整直接交易输配电价、政府性基金及附加时，电力用户直接交易购电价格进行相应调整。

第四十四条 执行峰谷分时电价的用户，直接交易电量继续执行峰谷电价，直接交易电价作为平段电价，峰谷电价按现行峰平谷电价比值计算。国家对交易电量执行峰谷电价另有政策规定的，按国家规定执行。

第九章 计量与结算

第四十五条 直接交易电量以电力用户与电网企业签订的《供用电合同》所约定的计量点计量电量为准。对应的发电企业直接交易电量以发电企业与电网企业签订的《购售电合同》中所约定计量点的计量电量为准。

第四十六条 合同的电能计量装置、电能计量装置校验要求和计量装置异常处理办法按电力用户与电网企业签订的《供用电合同》、发电企业与电网企业签订的《购售电合同》的约定执行。

第四十七条 电网企业应按照电力市场结算要求，定期抄录电力用户和发电

企业电能计量装置记录电量，并提交交易中心。发电企业、电力用户应配合做好计量装置的维护、自动采集等工作。

第四十八条 交易中心统一组织直接交易结算、清算工作，经各方确认后，按照交易规则出具结算凭证，作为各方结算的依据。其余电量的计量、价格、结算方式保持现行方式不变。

第四十九条 发电企业按自然月份计量上网电量，电力用户暂保持现有计量抄表方式不变。交易中心采用发电企业预估上网电量进行电量分劈，发电企业承担因预估偏差带来的风险。

第五十条 市场主体在收到直接交易结算凭证后，应及时进行核对确认，如有异议在1个工作日内通知交易中心，逾期则视同没有异议。

第五十一条 为保证国家政府性基金及附加全额回收以及销售侧电价政策实施，降低三方电费结算风险，在国家没有明确结算方式之前，由电网企业统一结算电费。即电网企业负责向购电主体收取电费，向售电主体支付电费。

第五十二条 发电企业上网电量结算，按照直接交易优先的原则，直接交易合同优先年度基数合同。

第五十三条 电力用户直接交易购电费包括直接交易电量电费、电网输配电费、输配电损耗费、基本电价电费、政府性基金及附加等。其中：

直接交易电量电费=直接交易电量*直接交易价格

电网输配电费=直接交易电量*电网输配电价

输配电损耗费=直接交易电量*（直接交易价格*输配电损耗率）/（1-输配电损耗率）

政府性基金及附加=直接交易电量*政府性基金及附加标准

第五十四条 发电企业直接交易上网电量电费按以下公式计算：

发电企业直接交易上网电量电费=直接交易电量/（1-输配电损耗率）*直接交易价格

第五十五条 电网企业依据直接交易上网电量，按照国家规定的标准，向发电企业代征直接交易上网电量的工业企业结构调整专项资金，并提供《中央非税收入统一票据》。

第五十六条 直接交易结算原则为“月度结算，年度清算”。当电力直接交易实际电量与合同电量偏差范围超过±5%的，余缺电量向电网企业买卖。在国家文件未对下列事项明确前，电力用户实际用电量超过合同电量105%时，超过部分电量的购电价格按目录电价执行；电力用户实际用电量低于合同电量的95%

时，发电企业由此增加的电量按政府核定的上网电价执行，并扣减等量的年度基数电量。

（一）月度结算电量计算

1. 电力用户实际用电量超过月度计划电量的 105%部分，购电价格按目录电价执行。

2. 电力用户实际用电量低于月度计划电量的 95%部分，发电企业因此多发的电量按政府核定的上网电价执行。

3. 发电企业上网折算电量低于电力用户实际用电量时，月度结算电量为发电企业上网折算电量，电力用户超出部分购电价格按目录电价执行。

（二）月度违约电量计算

月度结算电量与月度交易计划电量的偏差超出 5%时，差额部分视为月度违约电量，用于合同违约电量的年度清算。计算原则如下：

1. 若出现发电企业上网折算电量低于月度交易计划的 95%情况，则发电企业月度违约电量为月度交易计划的 95%减去发电企业上网折算电量。

2. 若出现电力用户实际用电量低于月度交易计划的 95%情况，则电力用户月度违约电量为月度交易计划的 95%减去电力用户实际用电量。

（三）年度违约电量清算

若全年各月月度结算电量之和低于年度合同电量的 95%，差额部分视为合同违约电量。其中发电企业合同违约电量、电力用户合同违约电量按照双方各月月度违约电量之和的比例进行分劈。

第五十七条 对于合同违约电量，因发电企业原因导致的，发电企业按偏差部分电费的 50%补偿给用户；因用户原因导致的，用户按偏差部分电费的 50%补偿给发电企业。对于因不可抗力和政策性原因导致发、用电出现偏差的，其相互补偿在双方签订的合同中协商约定。

第五十八条 逐步建立直接交易购售电合同履行保证金制度。履约保证金的比例及相关责任、义务由直接交易双方在合同中明确。

第十章 信息披露

第五十九条 电力用户应披露以下信息

（一）电力用户的公司股权结构、投产时间、用电电压等级、变压器报装容量、年度最大需求容量、最大生产能力、年用电量、电费欠缴情况、产品电力单耗、用电负荷率、典型负荷曲线等。

- （二）直接交易需求信息。
- （三）直接交易电量完成情况、电量清算情况、电费结算情况等信息。
- （四）用电企业的生产经营情况。

第六十条 发电企业应披露以下信息

- （一）发电企业的机组台数、机组容量、投产日期、发电业务许可证等。
- （二）已签合同电量、发电装机容量扣除直接交易容量后剩余容量等信息。
- （三）直接交易电量完成情况、电量清算情况、电费结算情况等信息。

第六十一条 交易中心应披露以下信息

- （一）电力直接交易合同电量、发电机组扣除容量等。
- （二）电力直接交易电量执行、违约、考核等情况。

第六十二条 电网企业应披露的信息

- （一）输配电价标准、政府性基金及附加、输配电损耗率等。
- （二）年度电力供需预测。
- （三）电网安全约束情况。
- （四）参与移峰、错峰、避锋等用电措施对应的时段以及在市场预期期间，干预的起因、起止时间等重要信息。

第十一章 市场监管与干预

第六十三条 华北能源监管局会同省发展改革委对直接交易的实施情况进行监管，确保交易行为规范有序。

第六十四条 出现下列情况之一的，省发展改革委和华北能源监管局可会同相关部门根据各自职能进行市场干预。

- （一）市场主体滥用市场力、串谋及其它严重违约、不能履约等，致使市场秩序受到严重扰乱。
- （二）交易平台发生故障，交易无法正常运行时。
- （三）出现天气、外部环境等不可抗力造成电网运行方式发生重大变化。
- （四）因京津冀大气污染防治、特殊时期重要保电和保空气质量，以及应对突发重污染天气等重大事件，对直接交易合同执行产生影响的。
- （五）需要进行市场干预的其它情况。

第六十五条 市场干预措施包括

- （一）调整市场交易时间、暂缓或终止市场交易。
- （二）经省发展改革委和华北能源监管局批准的其它干预措施。

第六十六条 进行市场干预时，省发展改革委和河北能源监管局可授权交易中心及时向市场主体通告市场干预的原因、范围和持续时间。市场干预期间，交易中心应详细记录干预的起因、起止时间、范围、对象、手段和结果等内容。市场恢复正常后，交易中心应及时取消市场干预的执行，向市场主体发布市场恢复的信息。

第六十七条 市场主体发生争议，可双方协商、提请调解、申请仲裁及提起诉讼。

第六十八条 合同期内被省发展改革委强制取消直接交易资格的市场主体，要根据合同条款承担违约责任。交易中心和调控中心要共同维护该合同受损方的利益诉求，协助减少合同损失。合同中未明确约定时由省发展改革委进行行政裁决。

第六十九条 交易中心建立市场主体信用记录，定期将市场主体存在不履约、欠费、滥用市场操纵力、不良交易行为、电网歧视、未按规定披露信息等失信行为情况，报告省发展改革委和河北能源监管局。

第七十条 交易中心依据省发展改革委和河北能源监管局对市场主体的失信处理意见，对失信市场主体进行警告、公示，必要时可实施限制交易行为或强制性退出市场。

第十二章 附 则

第七十一条 本规则由河北电力交易中心拟定，并征求市场主体意见，由省发展改革委和河北能源监管局印发后执行。

第七十二条 本规则由省发展改革委、河北能源监管局负责解释。

- 附：1. 河北南部电网电力直接交易购售电合同（示范文本）（略）
2. 河北南部电网电力直接交易输配电服务合同（示范文本）（略）

关于印发《河北省售电公司准入与退出管理细则》的通知

（冀发改能源〔2016〕1525号）

各市（含定州、辛集市）发展改革委（局）、河北电力交易中心有限公司、冀北电力交易中心有限公司，国网河北省电力公司、国网冀北电力有限公司及有关企业：

为贯彻落实国家《售电公司准入与退出管理办法》（发改经体〔2016〕2120号），规范售电公司准入与退出管理，我委制定了《河北省售电公司准入与退出管理细则》，现印发给你们，请按照执行。

附件：河北省售电公司准入与退出管理细则

河北省发展和改革委员会

2016年12月8日

附件

河北省售电公司准入与退出管理细则

第一章 总 则

第一条 为稳妥推进河北省售电侧改革，规范售电公司准入与退出，依据国家《售电公司准入与退出管理办法》（发改经体〔2016〕2120号）、国家批复的《河北省售电侧改革试点方案》（发改办经体〔2016〕3131号）和有关规定制定本细则。

第二条 售电公司准入与退出，坚持依法依规、开放竞争、安全高效、改革创新、优质服务、加强监管的原则，并实行注册制管理。售电公司按照“一承诺、一注册、一公示、三备案”的流程，自主选择电力交易机构注册成为电力市场主体，参与电力市场交易。

第三条 售电公司是指提供售电服务或配售电服务的市场主体。

第四条 本细则适用于售电公司（含电网公司的售电公司）在河北电力交易中心和冀北电力交易中心（以下统称电力交易中心）的市场注册与管理。市场注

册与管理的主要内容包括市场注册、信息变更、市场注销、信息披露与备案等。电力交易中心和其它电力交易机构对售电公司注册信息实行共享,无须重复注册。

第五条 河北省发展和改革委员会(以下简称省发展改革委)和国家能源局华北监管局(以下简称华北能源监管局)对售电公司市场行为实施监管和开展行政执法工作。

第二章 准入条件

第六条 售电公司准入条件

(一) 依照《中华人民共和国公司法》登记注册的企业法人。

(二) 资产要求

1. 资产总额不得低于2千万元人民币。

2. 资产总额在2千万元至1亿元人民币的,可以从事年售电量6至30亿千瓦时的售电业务。

3. 资产总额在1亿元至2亿元人民币的,可以从事年售电量30至60亿千瓦时的售电业务。

4. 资产总额在2亿元人民币以上的,不限制其售电量。

(三) 从业人员。拥有10名及以上专业人员,掌握电力系统基本技术、经济专业知识,具备电能管理、节能管理、需求侧管理等能力,有三年及以上工作经验。

至少拥有一名高级职称和三名中级职称的专业管理人员。

(四) 经营场所和设备。应具有与售电规模相适应的固定经营场所及电力市场技术支持系统需要的信息系统和客户服务平台,能够满足参加市场交易的报价、信息报送、合同签订、客户服务等功能。

(五) 信用要求。无不良信用记录,并按照规定要求做出信用承诺,确保诚实守信经营。

(六) 法律、法规规定的其他条件。

第七条 拥有配电网运营权的售电公司除上述准入条件外,还需具备以下条件:

(一) 拥有配电网运营权的售电公司的注册资本不低于其总资产的20%。

(二) 按照有关规定取得电力业务许可证(供电类)。

(三) 增加与从事配电业务相适应的专业技术人员、营销人员、财务人员等,不少于20人,其中至少拥有两名高级职称和五名中级职称的专业管理人员。

(四) 生产运行负责人、技术负责人、安全负责人应具有五年以上与配电业务相适应的经历,具有中级及以上专业技术任职资格或者岗位培训合格证书。

（五）具有健全有效的安全生产组织和制度，按照相关法律规定开展安全培训、配备安全监督人员。

（六）具有与承担配电业务相适应的机具设备和维修人员。对外委托有资质的承装（修、试）队伍的，要承担监管责任。

（七）具有与配电业务相匹配并符合调度标准要求的场地设备和人员。

（八）承诺履行电力社会普遍服务、保底供电服务义务。

第八条 已具有法人资格且符合售电公司准入条件的发电企业、电力建设企业、高新产业园区、经济技术开发区、供水、供气、供热等公共服务行业和节能服务公司可到工商部门申请业务范围增项，并履行售电公司准入程序后，开展售电业务。

除电网企业存量资产外，现有符合条件的高新产业园区、经济技术开发区和其他企业建设、运营配电网的，履行相应的准入程序后，可自愿转为拥有配电业务的售电公司。

第三章 准 入 程 序

第九条 售电公司按固定格式填写在电力交易平台网站下载的信用承诺书（详见附件 1），准确填写相关信息，由本单位法人代表签署并加盖单位公章，在办理注册时提交电力交易中心。

第十条 售电公司应向电力交易中心提交以下注册信息或资料：

（一）注册申请资料

1. 售电公司公示信息（详见附件 2）。
2. 售电公司注册申请书（详见附件 3）。
3. 售电公司注册信息表（详见附件 4）。
4. 售电公司章程复印件。

（二）注册信息证明资料

1. 营业执照复印件。售电公司应在省内工商行政管理部门登记并取得允许开展售电业务的工商营业执照。营业执照中“经营范围”项应包含“电力生产供应”、“售电”或“电力销售”等内容。

2. 法人代表身份证明复印件。

3. 资产证明：法律法规认可的资产证明资料，或进入中国注册会计师协会上一年度公布的会计师事务所综合排名前 100 位的会计师事务所出具的近期审计报告。资产包括但不限于银行存款、固定资产、无形资产、应收账款等。

4. 专业人员资质表（详见附件 5）、专业人员身份证复印件及学历证书、职

称证书复印件。所列专业技术人员必须为该售电公司全职人员。

5. 经营场所证明文件：经营场所为自有产权的应提供产权证明，租赁的应提供租赁期一年及以上的租赁合同。

6. 授权委托书（详见附件6）。

7. 其他资料：售电公司认为有必要提供并向社会公示，以证明公司实力和信誉的有关证明资料。

（三）申请拥有配电网运营权的售电公司，还需要提供以下资料：

1. 经过法定验资机构出具的验资报告，以及加盖公司公章的企业财务报告。

2. 电力业务许可证（供电类）复印件。

3. 公司安全生产制度复印件。

4. 特殊岗位人员（生产运行负责人、技术负责人、安全负责人）的简历、职称证书复印件或岗位培训合格证书复印件。

5. 配电区域的证明资料及地理平面图。

6. 配电网网络分布图。

7. 其他相关资料。

第十一条 售电公司对提供资料的真实性负责，提交资料未注明提交复印件的，应当提交原件；提交复印件的，应当注明“与原件一致”并加盖公章；所有资料需同时提供 PDF 格式的电子扫描文档。

第十二条 电力交易中心收到售电公司提交的资料后，5 个工作日内完成初步审查，并通知售电公司审查结果。对于资料不全或不符合规范的，售电公司应及时补充更正。

第十三条 电力交易中心每月将审查合格的售电公司公示信息汇总，通过“信用中国”网站向社会公示，公示期为 1 个月。

“信用中国”网站在公示期满 5 个工作日内记录公示结果，并提供电力交易中心查询。

公示期间存在异议的售电公司，注册暂不生效，暂不纳入自主交易市场主体目录。售电公司可自愿提交补充资料并申请再次公示；经两次公示仍存在异议的，由省发展改革委和河北能源监管局核实处理。

第十四条 公示期满无异议的售电公司，注册手续自动生效。电力交易中心在 5 个工作日内为其配置交易账号和权限，并将其纳入自主交易市场主体目录，实行动态管理。

第十五条 电力交易中心按月汇总售电公司注册情况向河北能源监管局、省

发展改革委和政府引入的第三方征信机构备案，并通过“信用中国”网站和电力交易平台网站向社会发布。

第十六条 售电公司参加河北省电力市场交易，应执行相关交易规则。

第四章 权利和义务

第十七条 售电公司享有以下权利并履行以下义务：

（一）可以采取多种方式通过电力市场购售电，可以自主双边交易，也可以通过电力交易中心集中交易。参与双边交易的售电公司应将交易协议报电力交易中心备案并接受安全校核。

（二）同一配电区域内可以有多个售电公司。同一售电公司可在省内多个配电区域内售电。

（三）可向用户提供包括但不限于合同能源管理、综合节能、合理用能咨询和用电设备运行维护等增值服务，并收取相应费用。

（四）承担保密义务，不得泄漏用户信息。

（五）服从电力调度管理和有序用电管理，执行电力市场交易规则。

（六）参照国家颁布的售电合同范本与用户签订合同，提供优质专业的售电服务，履行合同规定的各项义务，并获取合理收益。

（七）受委托代理用户与电网企业的涉网事宜。

（八）按照国家有关规定，在省发展改革委网站和“信用中国”网站上公示公司资产、经营状况等情况和信用承诺，依法对公司重大事项进行公告，并定期公布公司年报。

（九）任何单位与个人不得干涉用户自由选择售电公司的权利。

第十八条 拥有配电网运营权的售电公司享有以下权利并履行以下义务：

（一）拥有并承担售电公司全部的权利与义务。

（二）拥有和承担配电区域内与电网企业相同的权利和义务，按国家有关规定和合同约定承担保底供电服务和普遍服务。

（三）承担配电区域内电费收取和结算业务。按照政府核定的配电价收取配电费；按合同向各方支付相关费用，并向其供电的用户开具发票；代收政府性基金及附加，交电网企业汇总后上缴财政；代收政策性交叉补贴，按照国家有关规定支付给电网企业。

（四）承担配电网安全责任，确保承诺的供电质量。

（五）按照规划、国家技术规范和标准投资建设配电网，负责配电网运营、

维护、检修和事故处理，无歧视提供配电服务，不得干预用户自主选择售电公司。

(六) 同一配电区域内只能有一家公司拥有该配电网运营权。不得跨配电区域从事配电业务。

(七) 承担代付其配电网内使用的可再生能源电量补贴的责任。

第五章 注册信息变更

第十九条 售电公司注册信息发生变化时，应在 5 个工作日内向受理注册的电力交易中心提交售电公司注册信息变更申请书（详见附件 7）及变更信息证明材料（参照注册信息证明材料）。

第二十条 电力交易中心收到售电公司提交的注册信息变更申请书和变更信息证明材料后，5 个工作日内完成审查，并通知售电公司审查结果。对于资料不全或不符合规范的，售电公司应及时补充更正。对审查合格的变更信息，电力交易中心在 5 个工作日内在电力交易平台上确认。

第二十一条 售电公司业务范围、公司股东、股权结构等有重大变化的，电力交易中心应在审查通过后 5 个工作日内要求售电公司再次予以承诺，并将售电公司承诺书和审核后的变更申请表通过“信用中国”网站和电力交易平台网站向社会公示，公示期为 1 个月。

公示期满无异议的，电力交易中心在 5 个工作日内在电力交易平台上予以确认。

第六章 退出方式

第二十二条 售电公司有下列情形之一的，应强制退出售电市场并注销注册：

(一) 隐瞒有关情况或者以提供虚假申请资料等方式违法违规进入市场，且拒不整改的；

(二) 严重违反市场交易规则，且拒不整改的；

(三) 依法被撤销、解散，依法宣告破产、歇业的；

(四) 企业违反信用承诺且拒不整改或信用评价降低为不适合继续参与市场交易的；

(五) 被有关部门和社会组织依法依规对其他领域失信行为作出处理，并被纳入严重失信主体“黑名单”的；

(六) 电力业务许可证（供电类）被注销的；

(七) 法律、法规规定的其他情形。

第二十三条 省发展改革委确认在电力交易中心注册的售电公司符合强制

退出条件后，通过省发展改革委网站和“信用中国”网站向社会公示 10 个工作日。公示期满无异议的，方可对该售电公司实施强制退出。

第二十四条 售电公司被强制退出，其省内已签订但未履行的交易合同由省发展改革委征求合同购售电各方意愿，通过电力交易平台转让给其他售电公司。未达成一致意见或未完成交易转让的，可交由电网企业保底供电，并处理好其他相关事宜。

第二十五条 售电公司可以自愿申请退出售电市场，并提前 30 个工作日向原受理注册的电力交易中心提交退出申请。申请退出之前应将所有已签订的交易合同履行完毕或转让，并处理好相关事宜。

第二十六条 拥有配电网运营权的售电公司申请自愿退出时，应妥善处置配电资产。若无其他公司承担该地区配电业务，由电网企业接收并提供保底供电服务。

第二十七条 售电公司自愿申请退出市场时，应向电力交易中心提交以下注销申请相关资料：

1. 售电公司注销申请书（详见附件 8）
2. 授权委托书。
3. 尚未履行的市场交易合同及对未履行合同的转让处理协议。

第二十八条 电力交易中心在收到售电公司自愿退出市场的申请后，5 个工作日内完成对注销申请和相关资料的审查，并通知售电公司审查结果。对于资料不全或不符合规范的，售电公司需及时补充更正。

第二十九条 对于审查合格的售电公司注销申请资料，电力交易中心通过省发展改革委网站和“信用中国”网站向社会公示，公示期 10 个工作日。公示期满无异议的，方可办理退出市场手续。

第三十条 电力交易中心及时将强制退出和自愿退出且公示期满无异议的售电公司从自主交易市场主体目录中删除，同时注销市场交易注册，向华北能源监管局、省发展改革委和政府引入的第三方征信机构备案，并通过“信用中国”网站和电力交易平台网站向社会公布。

第七章 信用评价与监管

第三十一条 建立完善售电公司信用评价制度。依托政府有关部门网站、电力交易平台网站和政府引入的第三方征信机构，开发建设售电公司信用信息系统和信用评价体系。建立企业法人及其负责人、从业人员信用记录，将其纳入全国信用信息共享平台，确保各类企业的信用状况透明、可追溯、可核查。

第三十二条 政府引入的第三方征信机构定期向省发展改革委、华北能源监

管局和电力交易中心报告售电公司信用评价和有关情况，并向社会公布。

第三十三条 华北能源监管局和省发展改革委根据职责对售电公司进行监管，对违反交易规则和失信行为按规定进行处罚，记入信用记录，情节特别严重或拒不整改的，经公示等有关程序后纳入涉电严重失信企业黑名单。强制退出的售电公司直接纳入黑名单。

第三十四条 建立电力行业违法失信行为联合惩戒机制，对纳入涉电严重失信企业黑名单的售电公司及负有责任的法定代表人、自然人股东、其他相关人员（以下简称“当事人”）采取以下惩戒措施：

（一）电力交易机构 3 年内不再受理该企业注册申请，其法定代表人 3 年内不得担任售电公司的法定代表人、董事、监事、高级管理人员。

（二）对当事人违法违规有关信息向金融机构提供查询服务，作为融资授信活动中的重要参考因素。

（三）限制当事人取得政府资金支持。

（四）对当事人申请公开发行企业债券的行为进行限制。

（五）工商行政管理、总工会、行业协会等部门和单位在法定代表人任职资格、授予荣誉、评比先进等方面，依法依规对其进行限制。

（六）按照相关法律法规进行处罚。

第八章 附 则

第三十五条 本细则由河北省发展改革委负责解释并监督执行，根据国家电力体制改革有关政策及售电侧改革工作推进情况适时调整。

第三十六条 河北电力交易中心和冀北电力交易中心可根据本细则制定相应的服务手册。

第三十七条 本细则自发布之日起执行，有效期 3 年。

附 1. 售电公司信用承诺书

附 2. 售电公司公示信息

附 3. 售电公司注册申请书

附 4. 售电公司注册信息表

附 5. 从业人员资质表

附 6. 授权委托书

附 7. 售电公司注册信息变更申请书

附 8. 售电公司注册申请书

附 1

售电公司信用承诺书

_____（市场成员名称），系一家具有法人资格/经法人单位授权的（售电/拥有配电网运营权的售电）企业，企业所在地为_____，在_____工商行政管理局登记注册，统一社会信用代码：_____，法定代表人：_____，住所：_____，资产总额：_____，年售电量不超过_____亿千瓦时/不限制，供电电压等_____千伏，（拥有配电网运营权的售电公司填写）供电范围_____。（拥有配电网运营权的售电公司填写）

本企业严格遵循国家和河北省参与电力市场的各项准入条件，严格按照要求配备参与电力市场交易的人员、技术条件，自愿参与电力市场交易，并公开作出如下承诺：

1. 本企业是按照《中华人民共和国公司法》登记注册的企业法人。
2. 本企业严格按照准入条件规定的售电量范围开展售电业务。
3. 本企业拥有 10 名及以上专业人员，掌握电力系统基本技术、经济专业知识，具备电能管理、节能管理、需求侧管理等能力，有三年及以上工作经验，拥有一名及以上高级职称和三名及以上中级职称的专业管理人员。
4. 本企业具有与售电规模相适应的固定经营场所及电力市场技术支持系统需要的信息系统和客户服务平台，能够满足参加市场交易的报价、信息报送、合同签订、客户服务等功能。
5. 本企业将按时办理完成和正确使用电力交易平台第三方数字证书认证，保障账户和电力交易平台数据安全。
6. 本企业严格按照规定要求向电力交易机构报送相关资料和信息，保证公示和提交的资料信息完整、准确、真实，不存在弄虚作假、误导性陈述或者重大遗漏的情况。
7. 本企业参与电力市场交易相关政策和规则已进行了全面了解，知悉参与电力市场交易应负的责任和可能发生的风险，并将严格按照国家法律法规和相关文件规定、市场规则和电力交易机构有关规定从事交易活动。
8. 本企业承担保密义务，不泄露客户信息。
9. 本企业服从电力调度管理和有序用电管理。
10. 本企业严格参照国家颁布的售电合同范本与用户签订合同，提供优质专业的售电服务，履行合同规定的各项义务。
11. 本企业按照国家有关规定，在政府指定网站和“信用中国”网站上公示

公司资产、经营状况等情况和信用承诺，按要求提供信用评价相关资料和信息，依法对公司重大事项进行公告，并定期公布公司年报。

12. 本企业自愿接受政府监管部门的依法检查，发生违法违规行为，接受政府执法部门及其授权机构依照有关法律、行政法规规定给予的行政处罚，并依法承担赔偿责任。

13. 本企业严格执行国家、省级政府或政府相关部门、监管机构、电力交易机构制定的各项制度、规则，保证诚实守信、遵纪守法，积极履行企业社会责任和职责义务。本企业及其负责人无不良信用记录。

售电公司须对 1-13 条内容作出承诺，拥有配电网运营权的售电公司在 1-13 条基础上还须对以下 14-22 条内容作出承诺：

14. 本企业注册资本不低于资产总额的 20%。

15. 本企业拥有 20 名及以上从事配电业务相适应的专业技术人员、营销人员、财务人员等，其中拥有 2 名及以上高级职称和 5 名及以上中级职称的专业管理人员。

16. 本企业生产运行负责人、技术负责人、安全负责人具有五年以上与配电业务相适应的经历，具有中级以上专业技术任职资格或者岗位培训合格证书。

17. 本企业承担经营区域内配电网安全责任，确保承诺的供电质量。

18. 本企业按照规划、国家技术规范和标准投资建设经营区域内配电网，按照政府核定的配电区域从事配电业务，负责经营区内配电网运营、维护、检修和事故处理，无歧视提供配电服务，不干预用户自主选择售电公司。

19. 本企业具有健全有效的安全生产组织和制度，按照相关法律规定开展安全培训工作，配备安全监督人员。

20. 本企业具有与承担配电业务相适应的机具设备和维修人员，承担对外委托有资质的承装（修、试）队伍的监管责任。

21. 本企业具有与配电业务相匹配并符合调度标准要求的场地设备和人员。

22. 本企业承诺履行电力社会普遍服务、保底供电服务义务。

以上承诺如有违反，本企业愿意承担相应责任，并接受处罚和相关惩戒措施。

承诺单位（盖章）：

法人代表（签字）：

承诺时间：

附 2

售电公司公示信息模板
(参考范本)

_____（售电公司名称）申请在_____电力交易中心有限公司电力交易平台注册，按照相关规定，对相关信息进行公示，公示信息如下：

- 一、信用承诺书
- 二、售电公司基本情况

售电公司基本情况信息表

企业名称			企业性质				
统一社会信用代码			法定代表人				
注册资本			实缴资本				
资产总额			所属行业				
成立日期			营业期限				
企业股权结构及 股东构成	股东姓名			持股比例			
企业信用	中国人民银行机构信用代码 企业信用信息查询报告编号						
企业注册地址							
企业办公地址							
企业经营范围							
配电网电压等级、供电 范围等基本信息（具有 配电网运营权售电公 司填写）	配电网 资产总额	电压等级 (kV)	变电站数 量（座）	主变数量 （台）	主变容量 (MVA)	自有输电 线路（km）	备注
		220					
		110					
		35					
		10					

备注：“拥有配电网情况”一栏只针对拥有配电网运营权的配售电公司填写。

三、专业人员信息

售电公司专业人员资质情况表

序号	姓名	性别	年龄	职务	专业类别	职称等级	学历	岗位名称	从业年限	备注
1										
2										

（仅申请售电公司的：应填写 10 名及以上专业人员信息；申请配电网运营权的售电公司，应填写 20 名及以上专业人员信息。表中专业技术人员应为全职人员，同时提供售电公司近半年缴纳社保基金的凭证或者已签订的劳动合同和有关专业技术职称等证书。需将职称证书扫描件插入文档中。）

四、电力业务许可证（供电类）（拥有配电网运营权的售电公司提供）。

五、经营场所和设备等信息

上述信息中，如国家保密规定中不予发布的按照有关保密规定执行。但售电公司应将相关规定向省发展改革委和电力交易中心报备。售电公司须按照上述模板自行准备公示资料，并加盖公司公章。

附 3

售电公司注册申请书

申请日期	年 月 日		
企业种类	<input type="checkbox"/> 售电公司 <input type="checkbox"/> 拥有配电网运营权的售电公司		
企业信息	中文名称		
	英文/拼音简称		
	统一社会信用代码		
	法定代表人/ 授权代理人（签名）		（单位盖章）
	单位地址		
	省（市）		
	电话		
	传真		
经办人信息	姓名（签名）		
	证件类型	<input type="checkbox"/> 身份证 <input type="checkbox"/> 港澳通行证 <input type="checkbox"/> 护照 <input type="checkbox"/> 其它：	
	证件号码		
	电话		
	电子邮件		
	通信地址		
	邮政编码		
备注			

附 4

售电公司注册信息表

附 4-1

售电公司注册信息表

项 目 名 称	备 注
公司全称*	与营业执照上的法人名称一致,如不是独立法人的企业填写该企业对外的全称。
公司简称	
注册编码	自动生成
地理区域	
法人代表姓名*	如不是独立法人的企业填写上级法人企业信息
企业注册地址*	如不是独立法人的企业填写上级法人企业信息
企业法人营业执照文件*	附件上传。如不是独立法人的企业填写上级法人企业信息
营业执照注册号(三证合一后填社会信用代码)*	三证合一后办理的注册填统一社会信用代码
组织机构代码*	三证合一后不需填
税务登记证号*	三证合一后不需填
注册资本*	
拟售电量规模	描述拟售电量规模
开户银行*	
开户名称*	
开户账户*	
联系人姓名*	
联系人职务	
联系电话*	
手机号码*	
传真*	
电子邮件	
网址	
通讯地址	
邮政编码	
售电公司及其负责人无不良经营、金融和司法记录承诺	

(备注:表中带“*”部分为必填项。)

附 4-2

配售电公司注册信息表

项 目 名 称	备 注
公司全称*	与营业执照上的法人名称一致,如不是独立法人的企业填写该企业对外的全称。
公司简称	
是否拥有配电网资产*	详细描述配网资产所有权情况
是 <input type="checkbox"/> 否 <input type="checkbox"/>	
是否运营配电网*	详细描述配网资产运营情况
是 <input type="checkbox"/> 否 <input type="checkbox"/>	
注册编码	自动生成
地理区域*	
法人代表姓名*	如不是独立法人的企业填写上级法人企业信息
企业注册地址*	如不是独立法人的企业填写上级法人企业信息
企业法人营业执照文件*	附件上传如不是独立法人的企业填写上级法人企业信息
营业执照注册号（统一社会信用代码）*	三证合一后办理的注册填统一社会信用代码
组织机构代码*	三证合一前填写
税务登记证号*	三证合一前填写
注册资本*	填写注册资本规模
拟售电量规模*	描述拟售电量规模
是否取得电力业务许可证（供电类）*	是 <input type="checkbox"/> 否 <input type="checkbox"/>
所具备的安全生产条件*	描述为保证安全生产,所拥有的设施、工机具、检测、通信及交通运输装备信息。相应证明资料附件上传。
配电网专业管理和生产运行人员信息*	要求具备与开展配电网运营活动相适应的专业管理和生产运行人员。其中,生产运行负责人、技术负责人、安全负责人和财务负责人应具有 3 年以上配电业务相适应的工作经历,具有中级以上专业技术任职资格或者岗位培训合格证书。相应证明资料附件上传。
参与电力市场交易所拥有的通信信息系统*	详细描述为参与电力市场交易所拥有的通信信息系统情况。相应证明资料附件上传。

续表

项 目 名 称	备 注
面向客户的服务平台*	详细描述面向客户的服务平台情况。相应证明资料附件上传。
开户银行*	
开户名称*	
开户账户*	
合同容量	
最高供电电压	
联系人姓名*	
联系人职务	
联系电话*	
手机号码*	
传真*	
电子邮件	
网址	
通讯地址	
邮政编码	
售电公司及其负责人无不良经营、金融和司法记录承诺	

(备注：表中带“*”部分为必填项。)

附件 5

专业人员资质表

单位名称：____（盖章）

填表时间： 年 月 日

序号	姓名	身份证号	职称专业	职称级别	证书编号	发证机关	专业工作年限
1							
2							
3							
4							
5							
6							
7							
8							
9							
10							
11							
12							
13							
14							
15							
16							
17							
18							
19							
20							

（仅申请售电公司的：应填写 10 名及以上专业人员信息；申请配电网运营权的售电公司，应填写 20 名及以上专业人员信息。表中专业技术人员应为全职人员，同时提供售电公司近半年缴纳社保基金的凭证或者已签订的劳动合同和有关专业技术职称等证书。需将职称证书扫描件插入文档中。）

附件 6

授 权 委 托 书

申 请 人：XXXXXX 公司

指定代表或者委托代理人：

委托事项及权限：

1. 办理 _____ (公司名称) 的 注册 变更
注销 备案 其他

手续；

2. 同意 不同意 核对登记资料中的复印件并签署核对意见；

3. 同意 不同意 修改公司自备文件的错误；

4. 同意 不同意 修改有关表格的填写错误；

5. 同意 不同意 领取交易账号、密码和有关文书。

指定或者委托的有效期限：自 年 月 日至 年 月 日

指定代表或委托代理人或者经办人信息	签 字：
	固 定 电 话：
	移 动 电 话：
(指定代表或委托代理人、具体经办人身份证明复印件粘贴处)	

(申请人签字或盖章)

年 月 日

填 写 说 明

注：以下“说明”供填写委托书参照使用。

1. 本委托书适用于办理售电公司在电力交易机构的注册、信息变更、注销、备案等事项。

2. 申请人填写申请公司名称，申请人签字由所属企业法定代表人签署，或加盖公章。

3. 委托事项及权限：第 1 项应当选择相应的项目并在□中打√，或者注明其它具体内容；第 2、3、4、5 项选择“同意”或“不同意”并在□中打√。

4. 指定代表或者委托代理人可以是自然人，也可以是其他组织；指定代表或者委托代理人是其他组织的，应当另行提交其他组织证照复印件及其指派具体经办人的文件、具体经办人的身份证件。

5. 申请人提交的申请书应当使用 A4 型纸。依本表打印生成的，使用黑色钢笔或签字笔签署；手工填写的，使用黑色钢笔或签字笔工整填写、签署。

附件 7

售电公司注册信息变更申请书

申请日期	年 月 日	
企业种类	<input type="checkbox"/> 售电公司 <input type="checkbox"/> 拥有配电网运营权的售电公司	
企业信息	中文名称（盖章）	
经办人信息	姓名（签名）	
	证件类型	<input type="checkbox"/> 身份证 <input type="checkbox"/> 港澳通行证 <input type="checkbox"/> 护照 <input type="checkbox"/> 其它：
	证件号码	
	电话	
	电子邮件	
	通信地址	
	邮政编码	
信息变更内容及相关说明		
备注		

附件 8

售电公司注册申请书

申请日期	年 月 日	
企业种类	<input type="checkbox"/> 售电公司 <input type="checkbox"/> 拥有配电网运营权的售电公司	
企业信息	中文名称（盖章）	
经办人信息	姓名（签名）	
	证件类型	<input type="checkbox"/> 身份证 <input type="checkbox"/> 港澳通行证 <input type="checkbox"/> 护照 <input type="checkbox"/> 其它：
	证件号码	
	电话	
	电子邮件	
	通信地址	
	邮政编码	
申请注销原因		
与其它市场主体之间的债权、债务关系、与其它市场主体之间尚未履行完毕的交易协议的处理情况		
备注		

第二十章 浙江省

关于印发《2016年度浙江省进一步扩大电力直接交易试点工作方案》的通知

（浙经信电力〔2016〕159号）

省级有关部门、省电力公司、省能源集团、各中央发电集团浙江分公司，各市、县（市、区）经信委（局）、物价局、供电公司，各统调电厂，有关省外发电企业：

为加快供给侧结构性改革，积极运用市场机制切实降低企业用电成本，按照浙江省委、省政府工作部署，结合前期直接交易试点经验，我们制定了《2016年度浙江省进一步扩大电力直接交易试点工作方案》。经省政府同意，现予以印发，请各地、各部门遵照执行。

浙江省经济和信息化委员会
浙江省物价局
国家能源局浙江监管办公室
2016年5月30日

附件

2016年度浙江省进一步扩大电力直接交易试点工作方案

为贯彻落实《国务院批转国家发展改革委关于2016年深化经济体制改革重点工作意见的通知》（国发〔2016〕21号）精神，深化电力体制改革，推进电力市场建设，加快供给侧结构性改革。按照国家发展改革委和浙江省委、省政府工作部署，进一步扩大我省电力直接交易试点范围，积极运用市场机制切实降低企业用电成本，根据《浙江省电力用户与发电企业直接交易试点实施方案（试行）》（下称“试点方案”），结合我省实际情况和前期试点经验，制定本工作方案。

一、参与本次直接交易试点的市场主体范围

（一）电力用户的参与范围：

本次扩大直接交易的电力用户原则上，优先支持高新技术企业、战略性新兴产业企业和省“三名”培育试点企业，特别是企业分类综合评价中A类（重点发

展类)、B类(鼓励提升类)的企业参与,限制高污染、落后产能及过剩产能企业参与,参与范围为:2015年度年用电量在100万千瓦时以上的工商企业,以及执行大工业电价的工商企业(包括已参加2016年度试点的342家用电企业和今年5月31日前新投产的企业)。具体电力用户参与资格审核由各市负责,并实行市场准入负面清单管理:一是2015年度及今年以来,发生过环境污染等事件的企业不得参与;二是2015年度能源“双控”目标任务考核不合格的重点用能企业不得参与;三是执行差别电价或惩罚性电价的企业不得参与。各市要按照《浙江省人民政府关于加快供给侧结构性改革的意见》(浙政发〔2016〕11号)要求,依照负面清单,结合深化“腾笼换鸟”,全面推行企业分类综合评价,由经信、物价部门会同相关单位确定本地区电力用户名单和电量,经本级人民政府同意后,报省经信委、省物价局审定。

(二) 省内发电企业的参与范围:

1. 符合国家基本建设审批程序并取得电力业务许可证(发电类)的省统调公用燃煤、燃气发电企业和秦山一期核电机组。

2. 参与电力交易的发电机组必须按规定投运脱硫、脱硝、除尘等环保设施,环保设施运行在线监测系统正常运转,运行参数达标,符合省级及以上环保部门要求。

(三) 省外来电的参与范围:

根据《国家发展改革委关于完善跨省跨区电能交易价格形成机制有关问题的通知》(发改价格〔2015〕962号)精神,按照“风险共担、利益共享”原则,探索建立通过市场化交易方式确定省外来电电量、价格机制。三峡集团溪洛渡水电站、中核集团秦山核电公司(二期、三期、方家山)、发电送我省的皖电东送机组(凤台电厂,平圩二期、三期等)、四川富余水电和福建来电参与本次直接交易试点。

二、本次直接交易试点规模

本次直接交易电量,原则上按可参与本次直接交易发电企业去年实发电量的20%确定,合计折算省内发电上网电量及省外来电落地电量共609亿千瓦时。其中,省内机组方面,统调发电机组参与电量约340亿千瓦时,秦山一期核电机组参与电量约5亿千瓦时;外来电方面,皖电东送机组参与电量约54亿千瓦时,三峡集团溪洛渡水电站及中核集团秦山核电公司(二期、三期、方家山)参与电量117亿千瓦时,四川富余水电和福建来电等按历史沿革送我省电量92亿千瓦时全额参与。

三、本次直接交易试点的工作安排

本次直接交易试点工作，原则上按照《试点方案》相关规定和程序组织落实，考虑到参与试点的市场主体数量较多，为提高工作效率，方便省外来电和省内中、小、微型企业参与，实行省、市、县（市、区）分级负责制，并对部分工作程序进行精简。具体安排如下：

（一）明确责任分工。省经信委、省物价局会同省电力直接交易工作小组成员单位，主要负责组织省内外发电企业开展平台集中竞价，并根据集中竞价结果确定电力用户直接交易电价；各市经信、物价部门会同相关单位，根据省经信委、省物价局的工作要求，在本级人民政府领导下，负责组织本地电力用户参与试点。

（二）建立优先发电权制度。根据中发〔2015〕9号文配套文件《关于有序放开发用电计划的实施意见》，探索建立优先发电权制度，本次试点明确溪洛渡水电站、秦山核电公司（一期、二期、三期、方家山）、四川富余水电和福建来电属清洁能源，参与我省直接交易电量享有优先发电权。

（三）入市手续的办理。省内发电企业（包括已参加试点的企业，不包括秦山核电一期）和需参加平台竞价的省外发电企业向省直接交易工作小组办公室（省经信委）提交参与直接交易的市场准入申请表（详见附件1）。省经信委会同省级相关部门对发电企业进行资格审查，并按规定由工作小组办公室公布相关信息。通过直接交易市场准入审核的发电企业，持相关文件到省电力公司交易中心，签订市场主体入市协议（详见附件2），办理入市注册相关手续。

（四）直接交易的组织方式。本次试点发电企业原则上通过平台集中单一制竞价开展直接交易，交易价格按边际出清价格统一确定。其中，省内发电企业（除秦山一期核电机组外）和皖电东送机组中的凤台电厂和平圩三期机组，由发电企业（或受其委托的相关企业）直接通过平台集中竞价开展交易，皖电东送其他送我省电量请华东电网公司指定相关电厂参与平台竞价，皖电东送机组按折算为落地电价报价；享有优先发电权的发电企业不直接参与竞价，优先分配交易电量，其他中标发电企业，按报价排序，从低到高分配交易电量，两家及以上所报价格为出清价格的，按照所报电量按比例分配交易电量。为防止发电企业恶性竞争扰乱市场秩序，平台竞价中若出现报价低于本企业2015年度平均燃料成本，或者有3家及以上发电企业报价相同等涉嫌不正当竞争行为的，相关发电企业报价按无效报价处理，并取消其参与试点资格。按无效报价处理后，若市场边际出清价格未受到影响的，其他发电企业报价及当次市场竞价结果继续有效；若市场边际出清价格受到严重影响的，当次平台集中竞价结果无效，由其他发电企业重新进行

平台竞价。本次直接交易工作开展之前，国家对跨省跨区电能交易另有规定的，按其规定执行。

（五）直接交易合同的签订。根据发电企业平台集中竞价结果，由省电力交易机构负责组织直接交易合同的签订。其中已参加 2016 年度第一批电力直接交易的用电企业，其剩余电量仍按照相关规定与电网企业、发电企业另行签订三方合同，其他用户委托电网企业与中标发电企业签订直接交易合同。

（六）直接交易的结算方式。已参加 2016 年度第一批直接交易试点的企业，第一批直接交易电量优先结算；委托电网企业签订直接交易合同的电力用户，按省经信委、省物价局相关文件进行结算。直接交易开始后，溪洛渡水电站、秦山核电公司、皖电东送机组、四川富余水电和福建来电等省外来电，仍未签订直接交易合同的，由省级相关部门下达正式文件，其参与本次直接交易电量的对应电费暂缓办理结算，待双方协商一致签订直接交易合同后再行结算。

四、扩大直接交易试点相关交易信息

（一）直接交易电价。发电企业侧的电价，由交易平台集中竞价确定。电力用户侧的电价，与电网企业、发电企业签订三方合同的，按照平台竞价出清结果结算；委托电网企业与中标发电企业签订直接交易合同的用户，其电价由省经信委、省物价局按照发电企业竞价产生的电价空间和参与直接交易试点的用电企业下半年用电量，另行确定。试点期间，国家调整我省输配电价、政府性基金及附加费和上网电价的，本次试点输配电价、政府性基金及附加费和直接交易价格同步调整，其中输配电价、政府性基金及附加费按国家文件规定执行，直接交易价格按上网电价调整幅度同步调整。

（二）直接交易电量。省内发电企业（不包括秦山核电一期）和皖电东送机组，2015 年 1 月 1 日以前投产的，可参与直接交易电量（包括本年度直接交易已竞得电量），不高于其 2015 年实发电量的 50%，具体由企业自主决定；2015 年 1 月 1 日以后投产的，可参与直接交易电量（包括本年度直接交易已竞得电量），不高于其 2016 年计划电量的 50%，具体由企业自主决定。溪洛渡水电站和秦山核电公司（一期、二期、三期、方家山）参与本次试点直接交易电量，按其 2015 年度实际送我省电量的 20%确定。四川富余水电和福建来电等按历史沿革送我省电量，按其 2015 年度实际送我省电量全额参与。参与本次试点的电力用户，已参加 2016 年度第一批试点的，其下半年用电量中除合同电量以外的电量，作为该用户本次直接交易电量；其他用户下半年用电量全额作为该用户直接交易电量。

（三）直接交易发电量折扣。省内发电企业（不包括秦山核电一期）和皖电

东送机组，本次扩大试点直接交易发电量折扣，按发电企业中标电量的30%确定，在今年发电计划调整时安排。溪洛渡水电站、秦山核电公司（一期、二期、三期、方家山）、四川富余水电和福建来电等，参与我省直接交易的电量享有优先发电权，无直接交易发电量折扣。

（四）交易期限。本次扩大试点自2016年7月1日至2016年12月31日，为期半年。

五、其他

（一）本方案未尽事宜按照《浙江省电力用户与发电企业直接交易试点实施方案（试行）》、《浙江省电力用户与发电企业直接交易规则（试行）》办理。

（二）各地、各部门在执行中如遇问题和情况，请及时向省直接交易试点工作小组办公室报告。

- 附：1. 2016年浙江省电力直接交易试点准入申请表
2. 市场主体入市协议（2016年版）

附 1

2016 年浙江省电力直接交易试点准入申请表（发电企业）

申请日期		
企业信息	企业名称	
	法人代表	
	单位地址	
	所属单位	
	营业执照	
	电力业务许可证编号	
	清洁排放改造完成情况	
	申请交易电量（万千瓦时）	
联系人信息	姓名	
	职务	
	联系方式（包括联系地址、电话、电子邮箱）	
申请企业承诺	<p>1. 本企业将遵守浙江省电力用户与发电企业直接交易试点相关规定，如有发生违规，愿意接受相关处罚。</p> <p>2. 本企业所填报的内容及提供的资料均真实、可靠。如有虚假，愿意接受市场运营规则，以及相关法律、法规所规定的处罚。</p> <p>法人代表签名（单位盖章）</p>	
试点工作小组省办公室 （经信委）审核意见	<p>签名（盖章）</p> <p>日期</p>	
申请材料附件	<p>申请材料附件：</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 企业法人营业执照、组织机构代码、税务登记证复印件； 2. 电力业务许可证（正本、副本）复印件； 3. 企业项目批复的复印件； 4. 法定代表人身份证复印件； 5. 其它必要相关材料。 <p>以上材料附于本表后。</p>	

注：1. 本申请表一式 4 份，省经信委、浙江能源监管办、省电力公司各 1 份，企业留存 1 份。

2. 发电企业不符合试点准入条件的，试点工作小组办公室（省经信委）有权取消其入市资格。

附 2

协议编号：

市场主体入市协议（2016 版）

甲方（市场主体）：	
乙方（电力交易机构）：	
签订时间：	
签订地点：	

本入市协议由下列两方签署：

(1) (电力用户，以下简称甲方)：，系一家具有法人资格/经法人单位授权的 企业，电力用户编码 ，企业所在地为 ，在 工商行政管理局登记注册，税务登记号： ，住所： ，法定代表人/授权代理人： 。

或：

(发电企业，以下简称甲方)，系一家具有法人资格/经法人单位授权的电力生产企业，已取得 颁发的电力业务许可证（发电类）（许可证编号： ），企业所在地为 ，在 工商行政管理局登记注册，税务登记号： ，住所： ，法定代表人/授权代理人： 。

(2) (电力交易机构，以下简称乙方)，系根据《浙江省电力用户与发电企业直接交易试点实施方案（试行）》、《浙江省电力用户与发电企业直接交易规则（试行）》授权的电力交易平台运营单位，所在地为 ，授权代理人： 。

为了顺利开展电力用户与发电企业直接交易业务，甲乙双方根据浙江省电力用户与发电企业直接交易试点相关规定，遵循平等、自愿、公平和诚信的原则，签订如下协议：

第一条 甲方（电力用户）在 拥有并经营管理一家用电电压等级为 千伏（kV），总用电容量为 兆瓦（kW）或变压器容量为 兆伏安（kVA）的用电企业。甲方作为电力用户，符合政府有关电力用户与发电企业直接交易准入条件，自愿进入乙方市场参与电力用户与发电企业直接交易。或：

甲方（发电企业）在 拥有并经营管理一座总发电容量为 兆瓦（MW）的电厂，装机为 台，分别为 兆瓦（MW） 台（ 年投产）、 兆瓦（MW） 台（ 年投产）、 兆瓦（MW） 台（ 年投产），并且已转入商业运营。甲方作为发电企业，符合政府有关电力用户与发电企业直接交易准入条件，自愿进入乙方市场参与电力用户与发电企业直接交易。

第二条 在签订本协议前甲方已仔细阅读了浙江省电力用户与发电企业直接交易试点相关规定。乙方已就相关问题做了全面细致的解释，甲方已知悉参与乙方组织的电力用户与发电企业直接交易应负的责任和可能发生的风险，甲方将严格按照该办法和国家相关文件规定从事交易活动。

第三条 双方以浙江省电力用户与发电企业直接交易试点相关规定作为交易依据。甲方承认浙江省电力用户与发电企业直接交易试点相关规定赋予乙方的权利实为市场运营之必需，并承诺自愿承担对乙方行使前述权利可能出现的全部风险。如交易情况异常，乙方有权采取相应的风险管理措施，包括但不限于发布交易规则临时条款、对有疑义的交易结果暂停执行、停市等。

第四条 乙方为甲方提供网络交易平台、交易账户、电力用户终端软件及其他相关交易设施。

第五条 甲方自愿采用乙方提供的电子交易平台和数字证书，自行保存和修改密码。交易帐号、数字证书和初始密码一经使用，即为甲方行为，使用甲方数字证书和交易密码所完成的一切交易，即视为甲方的行为，由甲方承担一切交易后果。乙方已郑重提醒甲方自领到初始密码后立即更改，并注意密码的保存、保密，如因甲方密码保管不妥或未更改初始密码引发的一切损失由甲方承担。

第六条 甲方所选择的代理人（包括开户代理人、报价员）在甲方授权范围内所作出的任何行为均代表甲方行为，甲方应承担由此产生的全部责任。甲方如变更代理人，应书面通知乙方并经乙方确认，甲方的法定代表人或者负责人应在变更通知单上签字并加盖单位公章。甲方未及时通知乙方的，由此造成的损失由甲方承担。

第七条 因地震、台风、水灾、火灾、战争及其它不可抗力因素导致甲方损失的，乙方不承担任何责任。

第八条 因不可预测或乙方无法控制的系统故障、设备故障、通讯故障、停电等突发事件给甲方造成的损失，乙方不承担任何责任。因上述事故造成交易数据中断或丢失，交易恢复后以故障发生前电子交易系统最后记录的交易数据为有效数据。

第九条 甲方通过乙方提供的电子交易平台进行交易，甲方自行承担一切交易风险。

第十条 乙方对甲方的委托事项和交易记录等资料负有保密义务，如非法定有权机关或甲方同意，不得向第三人泄露。

第十一条 甲方参与乙方组织的交易时，必须了解和掌握相关交易的管理制度及交易规则，并随时关注交易规则的调整。

第十二条 乙方向甲方提供的各种信息及资料仅作为交易参考，甲方应对信息进行独立分析、判断，甲方据此进行的交易风险自担。

第十三条 如甲方严重违反浙江省电力用户与发电企业直接交易试点相关规定，经省经信委、浙江能源监管办认定后，取消甲方交易资格，乙方可终止本协议。

第十四条 本协议采用书面文件时自双方签署之日起生效。采用电子文本时，自甲方在进入乙方网络交易系统之前，网页弹出本协议全文后点击“同意”即为已阅读完本协议并已签署生效。

第十五条 甲乙双方发生纠纷应协商解决，如协商不成，任何一方均可向乙方所在地人民法院提起诉讼。

第十六条 本协议一式六份，双方各执二份，送省经信委和浙江能源监管办备案各一份。

关于做好 2016 年度进一步扩大电力直接交易 试点相关工作的通知

(浙交易办〔2016〕2号)

省直接交易工作小组成员单位，各中央发电集团浙江分公司，各市经信委、物价局、供电公司，各有关发用电企业，有关省外发电企业：

为积极稳妥推进电力直接交易扩大试点工作，根据《2016年度浙江省进一步扩大电力直接交易试点工作方案》(以下简称《工作方案》)，现将有关工作安排通知如下，请认真组织抓好落实。

一、组织协调省外来电参加试点

省经信委、省物价局会同省电力公司，负责组织协调省外来电参加我省电力直接交易试点。与华东电网公司协商，明确皖电东送参与我省试点的机组名单、容量，以及根据本次直接交易竞价结果，调整省外来电的生产调度计划和电费结算等事宜。召集溪洛渡水电、秦山核电、皖电东送等参与我省试点的省外发电企业，传达推进电力市场化改革相关文件精神，通报本次试点《工作方案》，做好省外来电参加我省电力市场化交易动员工作。

以上工作于6月15日前完成。

二、组织电力用户参与试点工作

各市经信、物价部门会同相关单位，根据《工作方案》中电力用户参与范围的有关要求，积极做好本次试点的宣传发动和具体实施工作。在本级人民政府领导下，制定专项工作方案，指导所属县(区、市)，初步确定本地参与试点的电力用户名单和直接交易电量(按2015年下半年电量上报，实际执行中据实按同一价格结算，新投产企业下半年电量按实测算)，并将相关情况汇总公示后(详见附表1、附表2、附表3)，报送省直接交易工作小组办公室(省经信委)，其中附表1以书面形式报送，附表2以电子表格形式报送，由省经信委会同有关部门审定。各级电网企业要积极做好通知电力用户、提供电力用户相关信息等配合工作，并接受委托办理直接交易相关事宜。

以上工作于6月20日前完成。

三、办理入市手续

（一）提交入市申请。省内发电企业（包括已参加试点的企业，不包括秦山核电一期）向省直接交易工作小组办公室（省经信委）提交《2016年浙江省电力直接交易试点准入申请表》（详见《工作方案》附件1）及申请材料附件。已参加今年第一批试点的省内发电企业入市注册信息无变更的，免于提交申请材料附件和办理入市手续。省外发电企业，参加平台集中竞价的，需提交《2016年浙江省电力直接交易试点准入申请表》，并提交申请材料附件和办理入市手续。享有优先发电权的发电企业（包括秦山核电一期），不参加平台集中竞价，免于办理入市申请。

以上工作于6月15日前完成。

（二）入市资格审查及市场注册。省经信委会同省级相关部门对发电企业进行资格审查，通过直接交易市场准入审核的发电企业，持相关文件到省电力公司交易中心，签订市场主体入市协议（详见附件2），办理入市注册相关手续。

以上工作于6月20日前完成。

四、公布市场交易信息

根据审核结果，省直接交易工作小组办公室（省经信委）负责发布发电企业名单、直接交易电量和用电企业情况等相关市场交易信息。

以上工作于6月22日前完成。

五、发电企业开展平台集中竞价

（一）发电企业通过平台集中单一制竞价开展直接交易，交易价格按边际出清价格统一确定，享有优先发电权且不参加平台竞价的发电企业优先分配交易电量，其他中标发电企业按报价排序，从低到高分配交易电量，报价相同的按所报电量比例分配交易电量。

（二）省电力公司交易中心按照电力用户名称拼音首字母排序，对电力用户与中标发电企业配对。

（三）浙江能源监管办、省电力公司在5个工作日内，分别对配对结果进行规范性审查和安全校核，省电力公司交易中心根据规范性审查和安全校核意见，对配对情况进行调整。

（四）发电企业开展平台集中竞价初定于6月24日，具体由省电力公司交易中心负责组织，省经信委、省物价局和浙江能源监管办负责监督。

六、签订直接交易及输配电服务合同

省经信委、省物价局根据发电企业平台集中竞价结果，确定本次试点电力用

户直接交易电价，由省电力交易机构负责组织直接交易合同的签订。其中已参加2016年度电力直接交易的用电企业，根据配对情况和相关规定与电网企业、发电企业签订三方合同，其他用户委托电网企业与中标发电企业签订直接交易合同。合同签订后，及时报省经信委、浙江能源监管办备案。

以上工作于7月10日前完成。

七、直接交易的监督履行

直接交易合同于2016年7月1日0时起生效，至2016年12月31日24时止，为期半年。省电力公司要根据省经信委、省物价局相关文件要求，配合做好省内机组及省外来电生产调度计划调整和直接交易电费结算等工作。直接交易开始后，溪洛渡水电站、秦山核电公司、皖电东送机组、四川富余水电和福建来电等省外来电，仍未签订直接交易合同的，其参与本次直接交易部分电量，暂缓办理结算，待双方协商一致签订直接交易合同后再行结算。省电力交易中心要按月定期发布直接交易结算情况等市场交易信息，对市场异常情况及时书面报告省经信委、浙江能源监管办和利益相关方。

- 附件：1. ××市2016年进一步扩大电力直接交易试点用户情况汇总表（略）
2. ××市2016年进一步扩大电力直接交易试点用户情况明细表（略）

浙江省直接交易试点工作小组办公室

（省经信委代章）

2016年6月1日

关于公布 2016 年度进一步扩大电力直接交易试点相关交易信息的通知

（浙交易办〔2016〕3 号）

省直接交易工作小组成员单位，各中央发电集团浙江分公司，浙江电力交易中心有限公司，各市经信委、供电公司，各有关发电企业：

根据《浙江省电力用户与发电企业直接交易试点实施方案（试行）》（浙经信电力〔2014〕453 号）和《2016 年度浙江省进一步扩大电力直接交易试点工作方案》（浙经信电力〔2016〕159 号）相关规定，现将相关交易信息予以公布，请据此开展本次直接交易相关试点工作。

一、享有优先发电权的发电企业参与试点电量

享有优先发电权的发电企业，参与本次试点电量（省内发电企业为上网电量，省外发电企业为送我省落地电量）合计 204.82 亿千瓦时，具体企业名单和参与试点电量详见附件 1。

二、参与平台集中竞价的发电企业可直接交易电量限值

本次试点平台集中竞价电量（省内发电企业为上网电量，省外发电企业为送我省落地电量）合计 405 亿千瓦时，各发电企业可直接交易电量（省内发电企业为发电量、省外发电企业为送我省落地电量）限值详见附件 2。

三、过网综合线损率

本次试点过网综合线损率，按照《浙江电力统计简报》中的 2014 年浙江省综合线损率 4.49% 确定。

四、其他

本次试点集中竞价组织、相关电量折算、电力用户与发电企业配对，组织直接交易及输配电服务合同签订等工作，授权浙江电力交易中心有限公司负责制定相应办法，并报省直接交易工作小组办公室备案。

附件：1. 享有优先发电权的发电企业参与试点电量（单位：亿千瓦时）
2. 发电企业参与本次试点平台集中竞价电量限值

省直接交易试点工作小组办公室

2016 年 6 月 17 日

附件 1

享有优先发电权的发电企业参与试点电量（单位：亿千瓦时）

序号	名称	2015 年送我省电量	参与本次试点电量
1	溪洛渡水电站	253.82	50.76
2	秦山核电一期	24.15	4.83
3	秦山核电二期（1，2 机）	46.8	9.36
4	秦山核电二期（3、4 机）	93.75	18.75
5	秦山核电三期	56.38	11.28
6	秦山核电一期扩建（方家山核电）	145.79	29.16
7	四川富余水电（含二滩水电）	66.04	66.04
8	福建来电	14.64	14.64
合 计		701.37	204.82

附件 2

发电企业参与本次试点平台集中竞价电量限值

序号	名称	全年可直接交易电量（万千瓦时）	2016 年已竞得电量（万千瓦时）	本次试点可直接交易电量（万千瓦时）	备注
省内机组（发电量）					
1	国电浙江北仑第一发电有限公司	274000		274000	
2	浙江浙能北仑发电有限公司	494500	166369	328200	
3	国电浙江北仑第三发电有限公司	498800	139638	359200	
4	浙江浙能嘉兴发电有限公司	141500		141500	
5	浙江浙能嘉华发电有限公司	899300		899300	
6	浙江国华浙能发电有限公司（强蛟+胜龙）	986900	195943	791000	
7	华能国际电力股份有限公司玉环电厂	947900	181087	766900	
8	浙江浙能乐清发电有限责任公司	627500	329941	297600	
9	浙江大唐乌沙山发电有限责任公司	568100	107114	461000	
10	浙江浙能兰溪发电有限责任公司	554800		554800	
11	浙江浙能电力股份有限公司台州发电厂	247200		247200	

各省（区、市）电力体制改革文件汇编（2016）

续表

序号	名称	全年可直接交易电量 (万千瓦时)	2016年 已竞得电量 (万千瓦时)	本次试点可直接交易电量 (万千瓦时)	备注
12	浙江浙能长兴发电有限公司	225100		225100	
13	浙江浙能镇海发电有限责任公司	184300		184300	
14	浙江浙能温州发电有限公司	382100		382100	老机组按2015年发电量50%，新机组按2016年计划的50%。
15	浙江温州特鲁莱发电有限责任公司	119100		119100	
16	神华国华（舟山）发电有限责任公司	194400	29021	165400	
17	浙江浙能绍兴滨海热电有限责任公司	154400		154400	
18	华润电力（温州）有限公司（苍南电厂）	465500	38913	376400	
19	浙江浙能中煤舟山煤电有限责任公司	500400	263953	236500	
20	华能国际电力股份有限公司长兴电厂	272000	59265	212800	
21	浙江浙能台州第二发电有限责任公司	405000	65872	339200	按2016年计划的50%。
22	杭州华电半山发电有限公司（气电）	142700		142700	
23	浙江琥珀德能天然气发电有限公司	5600		5600	
24	杭州琥珀蓝天天然气发电有限公司	3400		3400	
25	浙江浙能电力股份有限公司萧山发电厂（气电）	129900		129900	
26	浙江浙能镇海天然气发电有限责任公司	94400		94400	
27	浙江国华余姚燃气发电有限责任公司	90200			

关于发布 2016 年度进一步扩大电力直接交易 试点市场主体准入情况的公告

(浙交易办〔2016〕4号)

省直接交易工作小组成员单位，各中央发电集团浙江分公司，浙江电力交易中心有限公司，各市经信委、物价局、供电公司，各有关发电企业：

根据《浙江省电力用户与发电企业直接交易试点实施方案（试行）》（浙经信电力〔2014〕453号）和《2016年度浙江省进一步扩大电力直接交易试点工作方案》（浙经信电力〔2016〕159号），经省直接交易工作小组办公室会议审议，现将本次试点市场主体准入情况予以公告。

一、参与本次试点平台集中竞价的发电企业准入情况

经审核，准许参与本次试点平台集中竞价的发电企业共计 30 家，具体情况详见附件 1。

二、参与本次试点的用电企业准入情况

经审议，全省参与本次试点的用电企业共计 55537 家（包括相同企业不同户号），分市情况详见附件 2，具体企业名册（附件 3）以浙江省经信委网站（网址：<http://www.zjjxw.gov.cn>）公布为准。

- 附件：1. 准许参与本次试点平台集中竞价的发电企业情况
2. 参与本次试点的用电企业基本情况（电量单位：万千瓦时）
3. 参与本次试点的用电企业名册（电子版）（略）

浙江省直接交易试点工作小组办公室
(省经信委代章)

2016年6月21日

附件 1

准许参与本次试点平台集中竞价的发电企业情况

序号	企业名称	类型	入市手续办理情况
1	国电浙江北仑第三发电有限公司	煤	已办理
2	华能国际电力股份有限公司长兴电厂	煤	已办理
3	华能国际电力股份有限公司玉环电厂	煤	已办理
4	华润电力（温州）有限公司	煤	已办理
5	神华国华（舟山）发电有限责任公司	煤	已办理
6	台州发电厂	煤	已办理
7	浙江大唐乌沙山发电有限责任公司	煤	已办理
8	浙江国华浙能发电有限公司	煤	已办理
9	浙江温州特鲁莱发电有限责任公司	煤	已办理
10	浙江浙能北仑发电有限公司	煤	已办理
11	浙江浙能长兴发电有限公司	煤	已办理
12	浙江浙能嘉华发电有限公司	煤	已办理
13	浙江浙能兰溪发电有限责任公司	煤	已办理
14	浙江浙能乐清发电有限责任公司	煤	已办理
15	浙江浙能台州第二发电有限责任公司	煤	已办理
16	浙江浙能温州发电有限公司	煤	已办理
17	浙江浙能镇海发电有限责任公司	煤	已办理
18	浙江浙能中煤舟山煤电有限责任公司	煤	已办理
19	安徽华电宿州发电有限公司	煤	本次办理
20	安徽淮南洛能发电有限责任公司	煤	本次办理
21	国电蚌埠发电有限公司	煤	本次办理
22	国电浙江北仑第一发电有限公司	煤	本次办理
23	淮沪煤电有限公司	煤	本次办理
24	淮南平圩第二发电有限责任公司	煤	本次办理
25	淮南平圩第三发电有限责任公司	煤	本次办理
26	淮浙煤电有限责任公司	煤	本次办理
27	浙江浙能长兴天然气热电有限公司	天然气	本次办理
28	浙江浙能嘉兴发电有限公司	煤	本次办理
29	浙江浙能镇海燃气热电有限责任公司	天然气	本次办理
30	浙江浙能镇海天然气发电有限责任公司	天然气	本次办理

附件 2

参与本次试点的用电企业基本情况（电量单位：万千瓦时）

序号	地区	第一批用户情况		新参加用户情况			直接交易电量	
		企业户数	2015 年下半年用电量	企业户数	2015 年下半年用电量	2016 年新投产用户下半年预计用电量	第一批用户下半年直接交易电量	新用户下半年直接交易电量
1	杭州	97	392593	9370	1654574	10332	206720	1752764
2	宁波	55	293443	10795	1426310	39806	154512	1541853
3	温州	4	7608	4835	511380	17101	4006	555635
4	湖州	20	71979	3964	572460	11484	37901	614341
5	嘉兴	42	327429	6412	1071522	41115	172408	1169535
6	绍兴	61	255874	5817	1039883	43298	134731	1138399
7	金华	13	37939	5477	710106	33342	19977	781155
8	衢州	8	20969	1243	301830	2843	11041	320700
9	舟山	16	35123	643	79427	575	18494	84220
10	台州	11	28480	5335	534799	8647	14996	571844
11	丽水	15	66081	1304	165481	12291	34795	186559
合计		342	1537518	55195	8067772	220835	809580	8717005

关于发布 2016 年度进一步扩大电力直接交易 试点平台集中竞价结果的公告

（浙交易办〔2016〕5号）

省直接交易工作小组成员单位、各中央发电集团浙江分公司，各市、县（市、区）经信委（局）、物价局、供电公司，各统调电厂，有关省外发电企业：

根据《浙江省电力用户与发电企业直接交易试点实施方案（试行）》（浙经信电力〔2014〕453号）和《2016年度浙江省进一步扩大电力直接交易试点工作方案》（浙经信电力〔2016〕159号）相关规定，浙江电力交易中心有限公司与国网华东分部交易中心合作，于6月22日组织了我省2016年度进一步扩大电力直接交易试点平台集中竞价，经省电力调度中心安全校核，现将竞价结果予以公告。

一、直接交易电价

本次试点平台集中竞价出清价格（即结算电价）为0.3551元/千瓦时（省内发电企业为上网电价，省外发电企业为送我省落地电价）。折算至电力用户侧，已参加2016年度第一批试点的电力用户本次直接交易电度电价为：该企业对应销售目录电价下调0.0602元；新参与本次试点的电力用户下半年直接交易电度电价为：该企业对应销售目录电价下调0.035元。试点期间，国家调整我省输配电价、政府性基金及附加费和上网电价的，本次试点输配电价、政府性基金及附加费和直接交易价格同步调整，具体由省物价局、省经信委另行发文明确。

二、直接交易电量

本次试点直接交易电量（上网电量/落地电量）合计609.82亿千瓦时，各发电企业中标电量及结算电价详见附件（省内发电企业为上网电量，省外发电企业为送我省落地电量）。

附件：发电企业参与本次试点中标电量及结算电价

浙江省直接交易试点工作小组办公室

（省经信委代章）

2016年6月24日

附件

发电企业参与本次试点中标电量及结算电价

序号	名称	中标序位	中标电量 (万千瓦时)	结算电价 (元/千瓦时)	备注
1	溪洛渡水电站	1	507600	0.3551	享有优先发电权
2	秦山核电一期	1	48300	0.3551	享有优先发电权
3	秦山核电二期 (1、2机)	1	93600	0.3551	享有优先发电权
4	秦山核电二期 (3、4机)	1	187500	0.3551	享有优先发电权
5	秦山核电三期	1	112800	0.3551	享有优先发电权
6	秦山核电一期扩建 (方家山核电)	1	291600	0.3551	享有优先发电权
7	四川富余水电 (含二滩水电)	1	660400	0.3551	享有优先发电权
8	福建来电	1	146400	0.3551	享有优先发电权
9	淮南平圩第三发电有限责任公司	2	160833.3	0.3551	
10	淮南平圩第二发电有限责任公司	3	59666.7	0.3551	
11	华能国际电力股份有限公司玉环电厂	4	345782	0.3551	
12	华能国际电力股份有限公司长兴电厂	5	114108	0.3551	
13	安徽华电宿州发电有限公司	6	52000	0.3551	
14	国电蚌埠发电有限公司	7	52000	0.3551	
15	安徽淮南洛能发电有限责任公司	8	52000	0.3551	
16	华润电力(温州)有限公司	9	172300	0.3551	
17	浙江浙能中煤舟山煤电有限责任公司	10	225148	0.3551	
18	浙江大唐乌沙山发电有限责任公司	11	207000	0.3551	
19	浙江浙能台州第二发电有限责任公司	12	322579	0.3551	
20	国电浙江北仑第三发电有限公司	13	220000	0.3551	
21	浙江国华浙能发电有限公司	14	384300	0.3551	
22	神华国华(舟山)发电有限责任公司	15	78400	0.3551	
23	浙江浙能乐清发电有限责任公司	16	283315	0.3551	
24	国电浙江北仑第一发电有限公司	17	56000	0.3551	
25	浙江浙能温州发电有限公司	18	356499	0.3551	

各省（区、市）电力体制改革文件汇编（2016）

续表

序号	名称	中标序位	中标电量 (万千瓦时)	结算电价 (元/千瓦时)	备注
26	淮沪煤电有限公司	19	51500	0.3551	
27	浙江浙能北仑发电有限公司	20	309820	0.3551	
28	(凤台二期)	21	162600	0.3551	
29	浙江浙能嘉华发电有限公司	22	384149	0.3551	
30	浙江浙能镇海发电有限责任公司	未中标	0		
31	台州发电厂	未中标	0		
32	浙江浙能兰溪发电有限责任公司	未中标	0		
33	浙江浙能长兴发电有限公司	未中标	0		
34	浙江浙能嘉兴发电有限公司	未中标	0		
35	淮浙煤电有限责任公司(凤台一期)	未中标	0		
36	浙江温州特鲁莱发电有限责任公司	未中标	0		
37	浙江浙能长兴天然气热电有限公司	/	/		主动放弃竞价
38	浙江浙能镇海燃气热电有限责任公司	/	/		主动放弃竞价
39	浙江浙能镇海天然气发电有限责任公司	/	/		主动放弃竞价

第二十一章 内蒙古

关于印发《内蒙古西部电网风电交易试点 管理暂行办法》的通知

（内经信电力字〔2015〕180号）

内蒙古电力（集团）有限责任公司，有关风力发电企业：

为适应我国电力体制改革需要，切实做好蒙西地区电力用户与风电企业直接交易工作，我委会同国家能源局华北监管局制定了《内蒙古西部电网风电交易试点管理暂行办法》。现印发给你们，请遵照执行。

附件：内蒙古西部电网风电交易试点管理暂行办法

内蒙古自治区经济和信息化委员会

国家能源局华北监管局

2015年6月4日

附件

内蒙古西部电网风电交易试点管理暂行办法

第一章 总 则

第一条 为贯彻十八届三中、四中全会完善市场体系的相关精神，进一步推进自治区电力市场化改革，通过市场手段提高风电消纳水平，减少弃风，发挥风电的经济效益和社会效益。依据《关于进一步深化电力体制改革的若干建议》（中发〔2015〕9号）、《国家发改委国家能源局关于改善电力运行调节促进清洁能源多发满发的指导意见》（发改运行〔2015〕518号）、《内蒙古自治区人民政府办公厅关于建立可再生能源保障性收购长效机制的指导意见》（内政办发〔2015〕25号）拟定本办法。

第二条 风电交易作为内蒙古电力多边交易市场的新品种，在现有多边交易框架下开展，本办法作为《华北区域电力市场内蒙古电力多边交易市场运营规则

(试行)》(以下简称《规则》)的补充,市场成员必须遵守本办法。

第三条 自愿参加交易的风电企业,准入、交易程序、结算流程等参照《规则》火电发电机组相关规定执行。

第二章 市 场 准 入

第四条 参与风电交易的相关企业需获得自治区经信委准入成为电力多边交易市场成员。

第五条 风电交易先期开展试点,由自治区经信委结合风资源分布、发电集团和独立发电企业比例等情况,选择受地区电网结构及断面影响小,利用小时高,管理先进的风电企业进入市场。后期根据市场进程,按照稳步推进的原则扩大准入范围。

第六条 新准入的市场主体需向市场运营机构提供相关资料并申请注册。

第三章 市 场 交 易

第七条 风电交易初期为部分风电企业和部分用户企业参与的有限电量交易,以协商交易方式开展。

第八条 风电交易在电力多边交易平台上统一实施。试点初期,年度交易电量不超过全年风电电量的5%,根据试点进展情况逐步扩大交易规模。风电企业以超出所在风区保障性收购平均利用小时以上部分作为交易电量。目前,暂按鄂尔多斯-乌海-阿拉善、巴彦淖尔、包头、呼和浩特、乌兰察布、锡林郭勒等六大风区考虑。

第九条 交易电量的价格由市场形成。风电企业与用户企业自主协商交易价差,原则上交易价差不超风电标杆电价的±20%。

第十条 市场运营机构要做好电力电量平衡工作,确保交易电量的实现和各风电企业基础利用小时数的均衡。

第十一条 试点初期开展以风电与大用户直接交易、风电低谷东送交易、风电与低谷储能供热交易为主,适时开展风电与抽水蓄能辅助服务交易、风电与火电辅助服务补偿交易等。

第十二条 各风电交易品种先期开展年度交易和季度交易,并在平台实现按月度成交分解,月交易电量不得超出风电企业预计发电量。

第十三条 市场运营机构负责组织对风电交易进行安全校核及电量额度校核。成交结果如不能满足要求,应重新协商确定。

第十四条 按照交易申报价差排序，由高到低实现成交，并鼓励交易双方实现价格联动。

第十五条 进入风电交易的用户企业交易电量必须是新增电量，必须有利于增加风电消纳。风电企业和用户企业根据所在风区的不同，鼓励就近优先成交。

第十六条 风电交易达成后，各方签订相关协议，报电力监管机构、自治区经信委备案。

第十七条 市场运营机构负责制定有效措施，优化执行流程，落实交易结果。负责及时、准确发布风电与用户企业交易信息及交易结果执行情况。

第四章 市场结算和考核

第十八条 试点风电交易结算工作由市场运营机构根据成交情况按月进行，在风电月度交易电量无法满足用户企业用电需求时，按季度进行滚动结算。

第十九条 市场运营机构负责对市场交易违约电量进行考核。

第五章 办法修订

第二十条 如遇国家法律或政策发生重大调整、市场运行环境发生重大变化，或市场成员提出修改办法的建议时。由电力监管机构、自治区经信委组织开展暂行办法修改工作。

第六章 附 则

第二十一条 本办法由内蒙古自治区经信委负责解释，由华北能源监管部门负责监管。

第二十二条 本办法自发布之日起执行。

关于进一步促进电力多边交易市场有序运行的通知

(内经信电力字〔2015〕252号)

内蒙古电力(集团)有限责任公司、各市场交易主体:

内蒙古电力多边交易市场(以下简称“多边市场”)是实现自治区能源资源优化配置和产业结构调整的重要平台,自运行以来,交易规模不断扩大,市场活力不断增强。随着市场的发展,在运行过程中出现诸多新问题,市场有待进一步规范。为深入贯彻落实《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》(中发〔2015〕9号)有关精神,促进多边交易市场有序运行,现将相关事宜通知如下:

一、保障市场交易电量落实

(一)规范市场交易流程。交易机构严格按《内蒙古电力多边交易市场运营规则》组织多边交易,形成无约束交易结果,交易过程中调度机构负责安全校核,未通过安全校核的,由交易机构重新组织交易,直至形成有约束交易结果,调度机构出具校核意见,交易机构向市场主体发布交易结果并自报自治区经信委和华北能源监管局。

(二)加强月度发电计划管理。月度发电计划包括年度调控目标按月分解电量和多边市场各类交易电量。交易机构按市场优先的原则,综合考虑负荷预测、新能源消纳、电网结构、机组类型、调控目标电量均衡度等因素,于每月25日前制定次月发电计划,并向自治区经信委和华北能源监管局备案。交易机构要充分考虑年度调控目标均衡,全年均衡度应控制在±5%以内。

(三)合理安排机组运行方式。调度机构应在保障电网安全运行的基础上,按照交易机构下达的月度发电计划安排机组运行方式,保障电量落实。调度机构严格按月度发电计划进行日发电计划分解,并滚动调整,在确保完成交易电量的前提下,月度调控目标均衡度控制在±5%以内。

二、丰富市场交易品种

(一)继续推进长期协议交易。参与长协用户年度交易电量不低于25亿千瓦时,协议期内交易电量和价格由购、售双方每年协商确定。长协交易年度交易电量要逐月分解,且在月度交易计划中优先安排。参与长协交易的火电企业优先参与跨省跨区交易。

（二）积极稳妥开展风电交易。按照《内蒙古西部电网风电交易试点管理暂行办法》，积极开展风电多边交易，提高接纳水平。鼓励风电企业参与长协交易，并逐步扩大风电交易规模。

（三）开展发电权交易。按照下达的月度发电计划，允许发电企业自由转让交易电量和调控目标月分解电量，开展发电权交易。发电权交易按月开展，并于当月 15 日前报市场运营机构。积极鼓励公用电厂替代自备电厂发电权交易。

（四）开展风火辅助服务试点交易。为调动企业调峰积极性，扩大电网对风电接纳规模，先期开展风电与企业自备电厂调峰辅助服务交易，适时开展风电与公用电厂调峰辅助服务交易，并尽快出台相关办法。

三、完善市场考核评价机制

（一）严格市场主体考核。交易机构应严格按照《内蒙古电力多边交易市场运营规则》有关考核条款，加大对电厂和电力用户考核力度，促使市场主体严格落实运营规则有关要求。

（二）建立市场运营机构评价机制。自治区经信委和华北能源监管局组织有关市场主体，对交易机构月度交易计划制定情况和调度机构月度交易计划执行情况进行月度评价，重点分析市场电量优先执行情况、相关偏差率等。对市场运营机构执行偏差较大且无合理原因的情况进行通报批评，并限期改正。

四、加快电力市场技术支持系统建设

目前，作为支撑电力多边交易市场有效实现的技术支持系统已不能满足现阶段市场运营需求。随着多边交易电量的扩大及交易成员迅速攀升，交易品种增加及输配电价改革的需要，内蒙古电力公司要加快电力技术支持系统建设，保证市场交易安全、可靠运行。

五、加强市场运行管理

（一）建立内蒙古电力多边交易市场报告制度。交易机构定期对交易过程、运行情况、完成结果进行分析统计及市场评价，并将有关情况报送自治区经信委和华北能源监管局。

（二）动态管理交易 K 值。交易机构综合考虑电网安全约束、电网负荷情况、新能源消纳、电力多边交易市场规模等，科学合理测算交易 K 值，报自治区经信委和华北能源监管局备案后公布实施。

（三）加强供热机组运行管理。供热期内供热机组运行方式，根据在线监测系统的相关数据进行安排，未安装在线监测系统的热电厂供热期按一般火电厂安排运行方式。为确保供热期内市场交易正常开展，在供热矛盾突出的地区，参与

交易的供热机组优先运行。

（四）完善信息披露制度。交易机构按照相关规定，加强信息披露工作，按月、季度切实做好信息披露，逐步实现信息披露规范化、制度化。

内蒙古自治区经济和信息化委员会

国家能源局华北监管局

2015年7月27日

关于在蒙西电网实施输配电价改革试点工作的通知

（内发改价字〔2015〕1299号）

各有关盟市发展改革委，内蒙古电力（集团）有限责任公司：

按照《国家发展改革委关于内蒙古自治区西部电网2015年-2017年输配电价的批复》（发改价格〔2015〕2200号）精神，决定自2015年10月1日起在蒙西电网实施输配电价改革试点工作。现将有关事宜通知如下：

一、实施输配电价改革试点工作

按照国家发展改革委批复的内蒙古自治区西部电网第一个监管周期（2015年-2017年）准许收入和输配电价，实施输配电价改革试点工作。各年平均输配电价及分电压等级输配电价标准见附件1。

二、降低大工业用电价格

鉴于当前我区经济下行压力较大，为促进经济发展，此次输配电价改革降价空间主要用于降低大工业电价，将内蒙古西部电网目录电价中的大工业电度电价每千瓦时降低2.65分（含增值税）。具体执行标准见附件2。

三、交叉补贴

结合电力体制改革需要，内蒙古电力（集团）有限责任公司应按照中发〔2015〕9号文件要求，于2016年底前申报内蒙古西部电网各电压等级交叉补贴数额。

四、有关要求

各级价格主管部门要密切关注输配电价改革试点工作，确保相关改革措施的落实。电力公司要加强管理，约束成本，进一步提高服务水平。各单位在试点中发现问题，请及时向我委反馈。

特此通知。

- 附件：1. 2015年-2017年内蒙古西部电网输配电价表
2. 内蒙古西部电网销售电价表

内蒙古自治区发展和改革委员会

2015年10月9日

附件 1

2015 年-2017 年内蒙古西部电网输配电价表

单位：元/千瓦时

用电分类	平均输配电价	电度电价						基本电价	
		不满 1 千伏	1-10 千伏	35 千伏	110 千伏	220 千伏	500 千伏	最大需量	变压器容量
								(元/千瓦·月)	(元/千伏安·月)
平均输配电价（含交叉补贴）	0.1386	0.2357	0.2008	0.1511	0.1358	0.1162	0.0642		
一、一般工商业及其他用电		0.4023	0.3415	0.2453					
二、大工业用电			0.1743	0.1246	0.1093	0.0897		28	19
其中：电石、电炉铁合金、电 解烧碱、合成氨、电炉钙镁磷肥、 电炉黄磷、电解铝、多晶硅、单 晶硅用电			0.1313	0.0816	0.0663	0.0467		28	19

注：1. 表中电价含增值税，含交叉补贴。2. 500 千伏电压等级仅指跨省送电。3. 上表所列价格均不含政府性基金及附加。具体征收标准：农网还贷资金 2 分钱；国家重大水利工程建设基金 0.4 分钱；大中型水库移民后期扶持资金 0.31 分钱；可再生能源电价附加 1.5 分钱；城市公用事业附加费 0.7 分钱。未开征城市公用事业附加费的地区，未经许可一律不得开征。4. 参与电力用户与发电企业直接交易的输配电价水平按附表标准执行；其他用户继续执行现行目录销售电价政策。5. 2015-2017 年内蒙古电力（集团）有限责任公司综合线损率按 5.15% 计算，实际运行中线损率超过或低于 5.15% 带来的风险或收益均由内蒙古电力（集团）有限责任公司承担。

内蒙古西部电网销售电价表

单位：元/千瓦时

用电分类	电度电价						基本电价				
	不满 1 千伏			1-10 千伏			35-110 千伏以下	110-220 千伏以下	220 千伏及以上	最大需量 元/千瓦/月	变压器容量 元/千伏安/月
	第一档 用电量 (月用电 量为 170 千瓦时 及以下)	第二档 用电量 (月用电 量为 171-260 千瓦时)	第三档 用电量 (月用电 量为 261 千 瓦时及 以上)	第一档 用电量 (月用 电量为 170 千 瓦时及 以下)	第二档 用电量 (月用 电量为 171-26 0 千瓦 时)	第三档 用电量 (月用电 量为 261 千 瓦时及 以上)					
一、居民生活用电	0.4300	0.4800	0.7300	0.4200	0.4700	0.7200					
城乡“一户一表”居民用户	0.4420										
合表用户及执行居民电价的非居民用户	0.6783						0.5653				
二、一般工商业用电	0.4548						0.4398	0.4278	0.4208	28.00	19.00
三、大工业用电	0.4118						0.3968	0.3848	0.3778	28.00	19.00
其中	0.4270						0.4170	0.4070	0.4000	21.00	14.00
电石、电炉铁合金、电解烧碱、合成氨、电炉钙镁磷肥、电炉黄磷、电解铝、多晶硅单晶硅用电	0.4180						0.4080				
中小化肥用电	0.2370						0.2340				
四、农业生产用电	0.4280										
其中：贫困县农业排灌用电	0.2370										

注：1. 上表所列价格除贫困县农业排灌外，均含国家重大水利工程建设基金 0.4 分线和农网还贷资金 2 分线；除贫困县农业排灌和农业生产电价外，均含大中型移民后期扶持资金 0.16 分线；除农业生产、贫困县农业排灌电价外，均含城市公用事业附加费 1 分线。

2. 上表所列价格除居民生活、农业生产、贫困县农业排灌用电外，均含可再生能源电价附加 1.9 分线。

3. 抗灾救灾用电按表列分类电价降低 2 分线执行。

4. 全区间网各类用户电价按此表执行，该电量电价构成中均含农网维护费平均为 0.1934 元/千瓦时，不含 1 分钱城市附加费。

5. 电气化铁路的包兰段、宝中段、太中银段、石汝线段用电，其基本电价按本表执行，电度电价分别按本表相应电压等级大工业电价基础上加价 0.193 元、0.197 元、0.177 元、0.199 元执行。迎水桥——甘塘段按本表大工业电价执行。

6. 上表所列电石、铁合金、碳化硅、电解铝、单晶硅行业生产用电符合国家产业政策达到生产规模或环保设施正常运行且达标排放的企业生产用电。

关于印发 2016 年度内蒙古西部电网 发电量预期调控目标的通知

(内经信电力字〔2016〕74号)

有关盟市经济和信息化委员会，内蒙古电力（集团）有限责任公司，有关发电企业：

为保证 2016 年蒙西地区电力工业平稳有序运行、供需有序衔接，确保地区经济平稳较快发展，根据 2016 年蒙西地区工业经济社会发展预期目标，在对电力需求进行认真分析预测和广泛征求各方面意见的基础上，我委编制了《2016 年度内蒙古西部电网发电量预期调控目标》，现印发给你们，请遵照执行。运行过程中出现的问题，请及时反馈我委。

一、总体安排

根据对蒙西电网 2016 年经济发展和电力需求情况预测，发电量增速按 5% 测算，安排 2016 年度内蒙古西部电网发电量预期调控目标为 2240.8 亿千瓦时，其中：火电发电量 1718.33 亿千瓦时，风力发电量 281.5 亿千瓦时，太阳能发电量 69.4 亿千瓦时，水电发电量 19.6 亿千瓦时。

二、编制原则

(一) 坚持公平原则，安排网内所有公用燃煤机组的计划小时数相同。

(二) 坚持市场化导向，进一步加大市场化力度，扩大直调火电多边交易规模，开展可再生能源就地消纳（试点）交易工作；通过市场交易促进电力工业节能、经济运行，提升能源利用效率，调节热电联产机组供热期的电量需求。

(三) 在确保电网安全的条件下，优先安排可再生能源上网发电，做到风电、太阳能发电保障性上网和水电站不弃水。

(四) 当年新投运机组，按容量和计划投运时间统一预留发电量。

(五) 企业自备电厂坚持自发自用原则，根据企业自有负荷和用电量情况安排发电计划。

(六) 已关停小火电机组按关停容量和计划比例逐年递减的原则安排补偿电量。

(七) 允许开展发电量计划有偿转让。2016 年下达各厂的预期调控发电量指标，可由发电公司（厂）提出置换意向，经电力市场运营机构校核，报我委备案

后执行。

三、平衡方式

根据内蒙古电网网架结构的特点，内蒙古电网实施自备电厂自发自用，地调公用电厂适量安排，统调公用电厂统筹考虑进行平衡；在实施电量平衡的过程中应遵循市场电量优先的原则。

四、计划安排

（一）安排全网已投产水电计划发电量 19.6 亿千瓦时，其中统调水电 18.5 亿千瓦时，地调水电 1.1 亿千瓦时。

（二）安排全网风电发电量 281.5 亿千瓦时，其中交易电量不低于 30 亿千瓦时。

（三）安排全网太阳能计划发电量 69.4 亿千瓦时。

（四）安排全网已投产火电计划发电量 1718.33 亿千瓦时。其中：统调公用燃煤机组 1054.32 亿千瓦时、统调燃气电站 4.68 亿千瓦时、统调自备机组 583.53 亿千瓦时、地调火电机组 75.8 亿千瓦时。

（五）统调公用燃煤机组计划具体安排：

1. 安排电力多边交易电量 650 亿千瓦时（折发电量 720 亿千瓦时）。

2. 安排已投产的统调公用燃煤机组计划发电量 334.32 亿千瓦时，机组设备利用小时数 1200 小时。

3. 安排关停机组补偿电量 1 亿千瓦时。

（六）安排电力市场调节电量 150.97 亿千瓦时，由我委根据电力市场供需变化进行动态调整。其中，呼和浩特抽水蓄能电站根据机组运行情况另行下达发电量计划；新投产机组按预计投产时间预留电量，待机组完成试运行后另行下达。

附件：2016 年度内蒙古西部电网发电量预期调控目标

内蒙古自治区经济和信息化委员会

2016 年 3 月 11 日

附件

2016 年度内蒙古西部电网发电量预期调控目标

单位：万千瓦、万千瓦时

序号	电厂名称	期末容量	发电量计划
	全网合计	6773	22408000
一	水力发电	186	196000
1	统调水电	183	185000
(1)	黄河万家寨水利枢纽有限公司	54	146000
(2)	黄河乌海水利枢纽发电厂	9	39000
(3)	呼和浩特抽水蓄能电厂	120	0
2	地调水电	2.91	11000
二	火力发电	3918	17183300
1	苏格里燃气电站	39	46800
2	统调公用燃煤机组	2789	10543200
(1)	多边交易电量		7200000
(2)	存量机组基数电量	2789	3343200
1	北方蒙华泰热电	40	48000
2	北方海勃湾电厂	106	127200
3	北方金桥电厂	60	72000
4	北方呼和浩特热电厂	110	132000
5	北方包头一电厂	35	42000
6	北方包头昆都仑电厂	60	72000
7	北方包头二电厂	100	120000
8	北方包头三电厂	60	72000
9	北方达拉特发电厂	318	381600
10	北方蒙西电厂	60	72000
11	北方临河热电厂	60	72000
12	北方乌拉山电厂	60	72000
13	北方丰镇电厂	80	96000
14	华电包头发电公司	120	144000
15	华电东华热电公司	64	76800
16	华电卓资发电公司（#1、#2 机组）	40	48000

续表

序号	电厂名称	期末容量	发电量计划
17	蒙能投金山电厂	60	72000
18	蒙能投新丰电厂	60	72000
19	蒙能投乌斯泰电厂	60	72000
20	蒙能投锡林发电厂	60	72000
21	蒙能投准大发电厂	60	72000
22	京煤凤凰岭电厂	66	79200
23	京泰酸刺沟电厂	66	79200
24	京能盛乐电厂	70	81800
25	京能集宁热电公司（#1 机组）	35	40800
26	京能华宁电厂	30	36000
27	京能康巴什热电厂	70	84000
28	国华准格尔电厂	132	158400
29	神华亿利电厂（#3、#4 机组）	40	48000
30	神华西来峰电厂	40	48000
31	神华准能矸石电厂	96	115200
32	神东上湾煤矸石电厂	30	36000
33	神华萨拉齐电厂	60	72000
34	国电建投布连电厂	132	158400
35	国电东胜热电有限公司	66	79200
36	华润金牛热电厂	70	84000
37	北骄热电厂	66	79200
38	蒙南电厂	12	14400
39	兴和宏大矿业电厂（#1 机组）	35	41800
3	统调自备电厂	890	5835300
(1)	大唐国能电厂	60	418300
(2)	包钢燃气自备电厂	27.52	123000
(3)	希望铝业自备电厂	132	1030000
(4)	包铝自备电厂	66	530000
(5)	双欣电厂	40	220000
(6)	鄂绒棋盘井电厂	132	800000
(7)	神华煤冶油电厂	20	95000

续表

序号	电厂名称	期末容量	发电量计划
(8)	亿利自备电厂	10	78000
(9)	神华亿利电厂 (#1、#2 机组)	40	280000
(10)	亿鼎煤化工自备电厂	10	33000
(11)	君正自备电厂	66	430000
(12)	鄂绒自备二厂	66	400000
(13)	内蒙古伊东集团东方能源化工有限责任公司	10	64000
(14)	内蒙古华电乌达热电有限公司	30	210000
(15)	海神电厂	50	350000
(16)	东源科技电厂	15	110000
(17)	紫金自备电厂	10	50000
(18)	内蒙古华伊卓资热电有限公司 (#3、#4 机组)	40	280000
(19)	吉兰太盐业电厂	27	198000
(20)	大唐多伦电厂	28	100000
(21)	金源口电厂	10	36000
4	地调火电机组	200	758000
三	风力发电	1698	2815000
四	太阳能发电	562	694000
五	调节电量	410	1509700
1	预留电量 (抽蓄、地调新机、增速调节)		1119700
2	新机预留电量	410	390000
(1)	黄河龙口水电站	22	0
(2)	京能集宁热电	35	0
(3)	兴和宏大电厂	35	0
(4)	华电土右电厂	132	0
(5)	华电不连沟电厂	60	0
(6)	蒙能杭锦旗矸石电厂	66	0
(7)	包钢燃气自备电厂	27.80	0
(8)	中天合创自备电厂	27	0
(9)	东源科技电厂 (#4 机组)	5	0
六	关停替代电量		10000
	大漠电厂		10000

关于招募内蒙古电力多边交易市场 管理委员会成员的通知

（内经信电力字〔2016〕324号）

内蒙古电力（集团）有限责任公司、各相关单位：

根据《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）和《国家发展改革委 国家能源局关于印发电力体制改革配套文件的通知》（发改经体〔2015〕2752号）精神，拟组建内蒙古电力多边交易市场管理委员会。现就推荐内蒙古电力多边交易市场管理委员会候选人有关事宜通知如下：

一、候选人应具备的条件

（一）拥护中国共产党领导，熟知国家改革方针政策，具有全局意识和共赢意识，为人正直，做事公平公正；

（二）从事电力学术研究及发、供、用电相关工作5年以上，了解电力相关法律法规及电力运营管理工作；

（三）属企业中高层管理岗位的在职人员，具有履行职责所需的管理能力和工作热情及精力；

（四）身体健康，遵纪守法，近5年无违法违规记录和不良信用记录。

二、候选人（代表）的产生

（一）代表发电企业的候选人。网内公用火电、新能源企业，由发电集团中各推荐1人。

（二）代表电力用户企业的候选人。从已准入电力市场行业中的黑色、有色、化工等用电行业，年购电量在同行业排序前2位的用户中各推荐1人。战略新兴产业等用电企业，按行业各推荐1人。

（三）代表售电公司的候选人。由发电企业成立的售电公司选取在工商部门登记注册实收资本排名前3的各推荐1人；其他售电公司选取在工商部门登记注册实收资本排名前2的各推荐1人。

（四）电网企业代表。由内蒙古电力（集团）有限责任公司推荐5人。

（五）代表第三方机构专家候选人。由行业协会、高校、科研机构各推荐1人。

三、要求

内蒙古电力多边交易市场管理委员会委员候选人是组建内蒙古电力多边交易市场管理委员会的基础，请各单位加强组织领导和宣传，认真做好本单位候选人资格审查和推荐工作，并于9月10日前以书面形式上报自治区经信委。

- 附件：1. 内蒙古电力多边交易市场管理委员会候选人推荐单位名单。
2. 内蒙古电力多边交易市场管理委员会候选人推荐表。（略）

内蒙古自治区经济和信息化委员会

2016年9月13日

附件 1

内蒙古电力多边交易市场管理委员会候选人推荐单位名单

序号	企业名称	备注
一、电网公司		
1	内蒙古电力（集团）有限责任公司	5人
二、发电企业		
1	北方联合电力有限责任公司	1人
2	华电内蒙古能源公司	1人
3	内蒙古能源发电投资集团有限公司	1人
4	北京京能电力股份有限公司	1人
5	神华国神（神东电力）集团公司	1人
6	国电建投内蒙古能源有限公司	1人
7	中广核风电有限公司内蒙古分公司（风电）	1人
8	龙源内蒙古风力发电有限公司（风电）	1人
9	国电蒙电新能源投资有限公司（光伏）	1人
三、电力用户		
1	包头钢铁（集团）有限责任公司（钢铁）	1人
2	乌兰察布市旭峰新创有限公司（钢铁）	1人
3	包头铝业有限公司（电解铝）	1人
4	东方希望包头稀土铝业有限责任公司（电解铝）	1人

续表

序号	企业名称	备注
5	亿利洁能股份有限公司（化工）	1人
6	内蒙古乌海化工有限公司（化工）	1人
7	中国电信云计算（新兴产业）	1人
8	内蒙古中环光伏材料有限公司（新兴产业）	1人
四、售电公司		
1	华能内蒙古电力热力销售销售有限公司	1人
2	内蒙古华电电力销售有限公司	1人
3	内蒙古中电投蒙西配售电公司	1人
4	内蒙古国蒙电力销售有限公司	1人
5	内蒙古神利售电有限公司	1人
五、第三方机构		
1	清华大学能源互联网创新研究院	1人
2	华北电力大学现代电力研究院	1人
3	内蒙古电力科学研究院	1人
4	内蒙古电力经济技术研究院	1人
5	内蒙古电力行业协会	1人

关于印发《华北区域电力市场内蒙古电力多边交易市场主体准入和管理办法》的通知

(内经信电力字〔2016〕336号)

有关盟市经信委、内蒙古电力多边交易市场主体：

为进一步完善和规范内蒙古电力多边交易市场主体准入机制，根据《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》(中发〔2015〕9号)、《国家发展改革委国家能源局关于印发电力体制改革配套文件的通知》(发改经体〔2015〕2752号)及国家有关法律法规，按照《华北区域电力市场内蒙古电力多边交易市场运营规则》(2016修订版)，经商国家能源局华北监管局、自治区发展和改革委员会，修改制定了《华北区域电力市场内蒙古电力多边交易市场主体准入和管理办法》，现印发给你们，请遵照执行。

附件：《华北区域电力市场内蒙古电力多边交易市场主体准入和管理办法》

内蒙古自治区经济和信息化委员会

2016年9月26日

附件

华北区域电力市场内蒙古电力多边交易市场主体准入和管理办法

第一章 准 则

第一条 根据《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》(中发〔2015〕9号)、《国家发展改革委 国家能源局关于印发电力体制改革配套文件的通知》(发改经体〔2015〕2752号)文件及国家有关法律法规，按照《华北区域电力市场内蒙古电力多边交易市场运营规则》(2016修订版)，修改制定本办法。

第二条 本办法适用于内蒙古电力多边交易市场的市场主体准入和管理，市场主体准入分阶段有序开放。

第二章 电力市场主体及基本权利和义务

第三条 电力市场主体是指进入交易平台参与电力市场交易的各类主体，包括发电企业、电力用户、售电企业和电网企业。

第四条 市场主体的基本权利和义务

（一）熟悉并遵守本办法，对本办法的误解不构成免责或者减轻责任的条件；

（二）市场主体共同维护电力交易市场的公平、公正、公开，严格按照本办法准入交易市场；

（三）市场主体对本办法提出修改建议，并陈诉修改理由；对本办法条款有疑问时，要求电力管理部门解释；

（四）市场主体恪守诚信、共赢的理念，共同维护内蒙古电力多边交易市场有序健康发展；

（五）其他政策法规赋予的权利和义务。

第三章 准入原则和条件

第五条 参与多边电力交易的市场主体应符合国家相关产业政策和环保政策要求。

第六条 按照《中华人民共和国公司法》进行工商注册，具有独立法人资格，财务独立核算。

第七条 电力市场主体按照“一承诺、一公示、一注册”的程序，列入政府电力市场主体目录并获取主体资格，参与电力市场交易。承诺、公示、注册遵循自主自愿、公平诚信、公开管理、优质服务、加强监管的原则。

第八条 电力市场主体在信用中国和相关政府网站上按规定格式进行承诺，按要求和期限公示，公示分为一次性注册公示和经常性信息披露公示。

第九条 遵守国家有关用电管理规定，接受相关部门的监督检查，维护电力安全。

第十条 发电企业准入应符合以下条件：

（一）申请进入内蒙古多边交易市场的发电企业必须经有关部门批复、核准、备案的；

（二）申请进入内蒙古多边交易市场的发电企业必须已经签订《并网调度协议》和《购售电合同》；

（三）申请进入内蒙古多边交易市场的发电企业必须拥有电力业务许可证（发

电类)或相关文件。

第十一条 电力用户准入应符合以下条件:

(一)符合国家产业政策和环保政策,单位能耗、环保排放、并网安全应达到国家和行业相关标准及要求;

(二)符合行业准入条件要求;

(三)建设项目的立项、土地、环境、节能等符合国家有关审批、核准或备案程序要求。

(四)年用电量不小于 1000 万千瓦时;

(五)经过自治区其他文件明确规定的优势特色行业允许年用电量小于 1000 万千瓦时;

(六)参与电力多边市场交易的用户必须建设电能在线监测系统并接入内蒙古自治区电力需求侧管理平台,且数据运行正常。

第十二条 售电企业准入应符合以下条件:

(一)资产及要求

1. 资产总额在 2 千万元至 1 亿元人民币的,可以从事年售电量不超过 6 至 30 亿千瓦时的售电业务;

2. 资产总额在 1 亿元至 2 亿元人民币的,可以从事年售电量不超过 30 至 60 亿千瓦时的售电业务;

3. 资产总额在 2 亿元人民币以上的,不限制其售电量;

4. 拥有配电网经营权的售电公司其注册资本不低于其总资产的 20%。

(二)应拥有至少 1 名高级职称和 3 名中级职称的专职管理人员,拥有 10 名及以上电力系统的专业人员;

(三)拥有与申请的售电规模和业务范围相适应的设备和固定经营场所,具备用户管理、交易、结算等功能的技术支持系统,能够满足参加市场交易的报价、信息报送、合同签订、客户服务等功能;

(四)售电公司具备风险承担能力,企业法人信用记录良好,满足信用等级要求,无不良金融、司法记录和不良经营记录,未列入黑名单;

(五)申请配电网经营权的售电公司必须获得电力业务许可证(供电类);

(六)售电公司开展业务的用户,必须符合电力用户准入条件。

第四章 市场主体准入程序

第十三条 申请进入市场的市场主体向自治区电力管理部门提出申请,自治

区电力管理部门组织相关部门对申请进入市场的市场主体进行审核，对通过审核的市场主体予以公示，公示无问题后印发多边市场准入文件，并将审核结果抄送国家能源局华北监管局。

第十四条 通过审核的市场主体由内蒙古电力交易机构负责注册登记。

第十五条 已注册的市场主体发生新建、扩建、兼并、重组、合并、分立等导致其股权、经营权、营业范围发生变化的必需重新审核和注册；未导致股权、经营权、营业范围发生变化的市场主体发生扩建和更名，需向自治区电力管理部门提出书面申请，得到同意后到电力交易机构注册并报电力监管机构。

第十六条 当市场主体在设备改造、大修、变更等情况下，技术参数发生变化时，市场主体应及时申请有资质单位进行校核并申请更改注册参数。

第十七条 注册程序

（一）市场主体必须按照规定的格式向电力交易机构递交网上申请，同时报送书面注册申请。

（二）电力交易机构在 5 个工作日内完成注册，发出通知书，并报自治区电力管理部门和电力监管机构。

第十八条 市场主体应书面承诺遵守内蒙古电力多边市场运营规则，并履行市场主体的权利和义务。

第十九条 市场主体准入申请材料。

（一）发电企业准入申请材料：

1. 法人代表签署的法定声明；
2. 《内蒙古电力多边交易市场市场主体信息表》；
3. 电力业务许可证或相关证明；
4. 盟（市）电力管理部门初审意见；
5. 企业简介（公司章程、公司股份结构及股东的有关情况，经营状况与规划发展）；
6. 企业立项批复的复印件；
7. 企业法人营业执照复印件；
8. 组织机构代码、法定代表人身份证复印件；
9. 环保验收意见；
10. 节能检测报告；
11. 安全生产许可证；
12. 技术参数；

13. 其他相关材料。

(二) 用电企业准入申请材料:

1. 法人代表签署的法定声明;

2. 《内蒙古电力多边交易市场市场主体信息表》;

3. 盟(市)电力管理部门初审意见;

4. 企业简介(公司章程、公司股份结构及股东的有关情况,经营状况与规划发展);

5. 行业准入证明文件;

6. 企业立项批复的复印件;

7. 企业法人营业执照复印件;

8. 组织机构代码、法定代表人身份证复印件;

9. 环保验收意见;

10. 节能检测报告;

11. 安全生产许可证;

12. 技术参数包括但不限于:装建容量、接入电压等级、用电类别、用电电价、上一年最大负荷及用电量、本年度预计新增用电量、日负荷曲线、供电可靠性需求、行业分类、生产规模、生产班制、产品品种、单耗、产量、产值等;

13. 其他相关材料。

(三) 售电公司准入申请材料:

1. 法人代表签署的法定声明(附件一);

2. 《内蒙古电力多边交易市场市场主体信息表》(附件二);

3. 企业法人营业执照复印件;

4. 组织机构代码、法定代表人身份证复印件;

5. 银行资产证明材料或其他企业担保证明材料;

6. 从业人员资质证明;

7. 经营场所和设备、可以提供购售电服务的财务状况、技术条件、信用情况等简介;

8. 盟(市)电力管理部门初审意见;

9. 其他相关材料。

第二十条 以上申请材料用 A4 纸装订成册,使用蓝色封皮,报至内蒙古电力行业主管部门和电力交易机构各两份。

第五章 监督和 管理

第二十一条 电力交易机构负责对已注册的市场主体进行年度检查审核，同时将《审核报告书》报内蒙古自治区电力管理部门和国家能源局华北监管局备案。

第二十二条 市场主体出现下列情况时，自治区电力管理部门和国家能源局华北监管局有权责令其限期整改，整改完毕仍达不到要求的取消其交易资格；被取消交易资格的市场主体，原则上在取消资格一年后方可重新向电力管理部门申请进入市场。

1. 不能保持准入条件要求；
2. 拒绝接受监督检查；
3. 注册时提供虚假资料；
4. 发生重大安全和污染事故；
5. 违反法律、法规和国家产业政策规定；
6. 未完成节能减排指标；
7. 其他违反电力多边市场运营规则，扰乱市场秩序且情节严重的。

第六章 附 则

第二十三条 本办法由自治区电力管理部门和国家能源局华北监管局监督执行，自治区电力管理部门负责解释。

第二十四条 本办法未尽事宜按《华北区域电力市场内蒙古电力多边交易市场运营规则》（2016 修订版）执行。

第二十五条 本办法自发布之日起执行。

关于做好售电公司参与电力市场申报工作的通知

(经信电力字〔2016〕435号)

内蒙古电力(集团)有限责任公司交易中心、内蒙古东部电力交易中心,有关售电企业:

根据《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)及其配套文件精神,按照国家发展改革委 国家能源局《关于印发电力体制改革配套文件的通知》(发改经体〔2015〕2752号)、《关于印发〈售电公司准入与退出管理办法〉和〈有序放开配电网业务管理办法〉的通知》(发改经体〔2016〕2120号)、国家能源局华北能源监管局《关于印发〈华北区域电力市场内蒙古电力多边交易市场运营规则(2016修订版)〉的通知》(华北监能市场〔2016〕422号)、内蒙古自治区经济和信息化委员会《关于印发〈华北区域电力市场内蒙古电力多边交易市场主体准入和管理办法〉的通知》(内经信电力字〔2016〕336号)及国家有关法律法规的要求,经商国家能源局华北监管局、国家能源局东北监管局,售电公司按照“一承诺、一公示、一注册、三备案”的方式进行市场准入,现就售电公司申报参与电力市场相关事宜通知如下,请遵照执行:

一、申报材料目录清单

- (一) 企业简介;
- (二) 法人代表签署的法定声明(附件1);
- (三) 内蒙古电力市场售电公司信息表(附件2);
- (四) 企业法人营业执照复印件;
- (五) 组织机构代码、法定代表人身份证复印件;
- (六) 银行资产证明材料或其他企业担保证明材料;
- (七) 从业人员资质证明;
- (八) 经营场所和设备、可以提供购售电服务的财务状况、技术条件、信用情况等简介及售电公司信用承诺书(附件3);
- (九) 其他相关材料;
- (十) 有配电网运营权的售电公司另行通知。

以上申请材料用蓝色封皮, A4 纸按顺序装订成册, 纸质版四份、电子扫描版

一份，报至内蒙古自治区经济和信息化委员会和电力交易中心备案。

二、申报材料说明

（一）“企业简介”是指企业背景、所属性质、股东组成、股比比例、业务情况、人员构成和售电业务计划等情况的简介，字数控制在 3000 字以内；

（二）“营业执照”中“企业经营范围”项中应包含“电力生产供应”、“购售电”、“售电”、“电力销售”等许可从事售电业务的内容。营业执照中无“经营范围”项的，应打印商事主体信息公示平台中所列经营范围，加盖公章后一并提交；

（三）“银行资产证明材料或其他企业担保证明材料”主要指具备资质的会计师事务所出具的审计报告、验资报告等能够证明企业资产的文件；开户银行出具的实收资本不得低于 2 千万元人民币证明或经现场核实的其他企业担保证明材料。有关文件落款时间距提交材料时间不得超过半年；

（四）“从业人员资质证明”指有 10 名及以上专业人员，掌握电力系统基本技术、经济专业知识，具备电能管理、节能管理、需求侧管理等能力，至少一名高级职称和三名中级职称专业管理人员，提供专业技术人员职称、毕业证书复印件，需进网作业的专业技术人员要提供“进网作业许可证”复印件，相关证件不得在其他售电公司重复使用，填报从业人员信息登记表（附件 4）；

（五）“经营场所和设备、可以提供购售电服务的财务状况、技术条件、信用情况等简介及售电公司信用承诺书”是指提供固定经营场所证明，具备用户管理、交易、结算等功能的技术支持系统，提供企业信誉和企业法人信用情况的相关报告等；

（六）“其它文件”是指企业申报请示和认为有必要提供并向社会公示，以证明公司实力的有关证明材料，如无可不提供。

三、申报程序

（一）承诺：售电公司办理注册时，应按要求格式签署信用承诺书。

（二）注册：电力交易中心负责售电公司注册、审核服务。拟在内蒙古电网内开展业务的售电公司必须在内蒙古电力（集团）有限责任公司交易中心注册，拟在内蒙古东部电网内开展业务的售电公司必须在内蒙古东部电力交易中心注册。

（三）公示：注册后，电力交易中心按月汇总售电公司注册信息，于每月 10 日（节假日顺延）通过内蒙古自治区经济和信息化委员会官方网站（<http://www.nmgjxw.gov.cn>），将售电公司的信息、材料和信用承诺书向社会公示，公示期为 1 个月：

1. 公示期满无异议的售电公司，注册手续自动生效，纳入市场主体，实行

动态管理，并于每月 15 日（节假日顺延）通过内蒙古自治区经济和信息化委员会网站和电力交易中心网站分批次向社会公布；

2. 公示期间存在异议的售电公司，注册暂不生效，暂不纳入市场主体，售电公司可提交补充材料并申请再次公示。

（四）备案：电力交易中心按月汇总售电公司注册情况，并于每月 15 日（节假日顺延）向内蒙古自治区经济和信息化委员会、华北或东北能源监管局、内蒙古电力（集团）有限责任公司交易中心或内蒙古东部电力交易中心备案（暂由电力交易中心备案，待引入第三方征信机构后，交由第三方征信机构备案）。

（五）售电公司注册信息发生变化时，应在 5 个工作日内向相应的电力交易中心申请变更，业务范围、公司股东、股权结构等有重大变化的应重新予以承诺、公示、备案。

四、有关要求

（一）此次申报范围为在内蒙古自治区区域内工商注册的售电公司，无独立法人资格或财务未独立核算的售电公司，不得参与申报。电力交易中心要认真审查并核实售电公司申报的相关材料和情况，做好申报注册和审核工作。

（二）各售电公司要对申报材料的真实性和合法性负责，并进行书面承诺。提交材料未注明提交复印件的，应当提交原件；提交复印件的，应当注明“与原件一致”，由企业法人签字并加盖公章。

（三）提交材料所需表格（样表）在内蒙古自治区经济和信息化委员会官网下载（<http://www.nmgjxw.gov.cn>），所有文字性材料、填写内容使用电子文档填写后打印，字体为仿宋四号字体；提交材料涉及签署，应使用黑色或蓝黑色钢笔或签字笔签署；未注明签署人的，自然人由本人签字，法人和其他组织由其法定代表人或负责人签字，并加盖公章。

（四）首批售电公司申报材料接收截止日期：2016 年 12 月 15 日。

- 附件：1. 法人代表签署的法定声明
2. 内蒙古电力市场售电公司信息表
3. 售电公司信用承诺书
4. 从业人员信息登记表

内蒙古自治区经济和信息化委员会

2016 年 11 月 29 日

附件 1

法定代表人声明

本人（法定代表人）：

身份证号码：

郑重声明，本单位此次填报的申请材料内容真实、合法、有效，此次申请提供的材料若有虚假，本单位愿接受相关部门依据法律法规给予处罚。

企业法人签字：

企业名称（盖公章）

年 月 日

附件 2

内蒙古电力市场售电公司信息表

市场主体名称			
详细地址			
市场主体基本信息表			
营业执照编号		组织机构代码	
所属地区 (注册地)		注册日期	
注册资金		开户行及地址	
供电 MIS 户名 (选填)		所属行业	
联系方式			
市场主体传真		市场主体邮编	
市场主体市场负责人		负责人 联系方式	
用户企业用电概况			
接入变电站		主变容量 (千伏安)	
接入电压等级 (千伏)		到户电价 (元/千瓦时)	
主要产品及耗电 (千瓦时/吨)		生产规模 (万吨/年)	
预计年用电量 (万千瓦时)	上年度		
	本年度		
	下年度		

注：售电公司可根据具体情况增加“用户企业用电概况”表。

附件 3

售电公司信用承诺书

_____（市场成员名称），系一家具有法人资格/经法人单位授权的售电企业，企业所在地为_____，在_____工商行政管理局登记注册，统一社会信用代码：_____，法定代表人：_____，住所：_____，资产总额：_____，年售电量不超过_____亿千瓦时/不限制。本企业严格遵循国家和内蒙古自治区参与电力市场的各项准入条件，严格按照要求配备参与电力市场交易的人员、技术条件，自愿参与电力市场交易，并公开作出如下承诺：

1. 本企业是按照《中华人民共和国公司法》登记注册的企业法人。
2. 本企业严格按照准入条件规定的售电量范围开展售电业务。
3. 本企业拥有 10 名及以上专业人员，掌握电力系统基本技术、经济专业知识，具备电能管理、节能管理、需求侧管理等能力，有三年及以上工作经验；拥有一名及以上高级职称和三名及以上中级职称的专业管理人员。
4. 本企业具有与售电规模相适应的固定经营场所及电力市场技术支持系统需要的信息系统和客户服务平台，能够满足参加市场交易的报价、信息报送、合同签订、客户服务等功能。
5. 本企业将按时办理完成和正确使用电力交易平台第三方数字证书认证，保障账户和电力交易平台数据安全。
6. 本企业严格按照规定向电力交易机构报送相关资料和信息，保证公示和提交的材料信息完整、准确、真实，不存在弄虚作假、误导性陈述或者重大遗漏的情况。
7. 本企业参与电力市场交易相关政策 and 规则已进行了全面了解，知悉参与电力市场交易应负的责任和可能发生的风险，并将严格按照国家法律法规和相关规定、市场规则和交易机构有关规定从事交易活动。
8. 本企业承担保密义务，不泄露客户信息。
9. 本企业服从电力调度管理和有序用电管理。
10. 本企业严格参照国家颁布的售电合同范本与用户签订合同，提供优质专业的售电服务，履行合同规定的各项义务。
11. 本企业按照国家有关规定，在政府指定网站和“信用中国”网站上公示公司资产、经营状况等情况和信用承诺，按要求提供信用评价相关资料和信息，依法对公司重大事项进行公告，并定期公布公司年报。

12. 本企业自愿接受政府监管部门的依法检查，发生违法违规行为，接受政府执法部门及其授权机构依照有关法律、行政法规规定给予的行政处罚，并依法承担赔偿责任。

13. 本企业严格执行国家、省级政府或政府相关部门、监管机构、电力交易机构制定的各项制度、规则，保证诚实守信、遵纪守法，积极履行企业社会责任和职责义务。本企业及其负责人无不良信用记录。

承诺单位（盖章）：

法人代表（签字）：

承诺时间：

附件 4

从业人员信息登记表

序号	姓名	性别	年龄	职称	职务	证件		备注
						名称	取得时间	
1								
2								
3								
...								

企业法人签字：

企业名称：（盖公章）

年 月 日

关于光伏发电企业参与内蒙古电力多边交易市场的通知

(内经信电力字〔2016〕431号)

内蒙古电力(集团)有限责任公司,各有关光伏发电企业:

根据中共中央国务院《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》(中发〔2015〕9号)、国家发展和改革委员会办公厅《关于同意甘肃省、内蒙古自治区、吉林省开展可再生能源就近消纳试点方案的复函》(发改办运行〔2016〕863号)、国家能源局《关于做好“三北”地区可再生能源消纳工作的通知》(国能监管〔2016〕39号)文件精神,决定在我区西部地区开展光伏发电交易,现将有关事宜通知如下:

一、光伏发电交易简称光伏交易,作为内蒙古电力多边交易市场的一个交易品种,遵循《华北区域电力市场内蒙古电力多边交易市场运营规则》的相关规定。

二、光伏发电企业按照自愿原则,依据《华北区域电力市场内蒙古电力多边交易市场主体准入和管理办法》向自治区经济和信息化委员会提出申请,经审批通过后,在电力交易中心注册,成为电力多边交易市场成员。

三、光伏交易目前开始发电企业准入工作,拟于2017年开展相关交易。

内蒙古自治区经济和信息化委员会

2016年11月30日

第二十二章 江西省

关于做好 2016 年电力直接交易试点工作的通知

（赣发改能源〔2016〕312 号）

各设区市发展改革委（能源局），宜春市、上饶市、吉安市工信委，国网江西省电力公司、中电投江西公司、国电江西公司、华能江西分公司、大唐江西分公司、省投资集团公司，中电投江西能源销售有限公司，各有关统调电厂和电力用户：

根据电力体制改革的总体部署，我省电力直接交易工作稳步有序推进。2016 年，以设区市为单位，110 千伏及以上电压等级电力用户积极申报，经过资格复核和双边协商，33 家省内电力用户与 11 家统调发电企业达成直接交易初步意向。现就进一步做好试点有关工作通知如下：

一、签订直接交易电量合同。目前，我省电力用户与发电企业达成直接交易意向的电量规模为 37.22 亿千瓦时，其中：存量电量交易 35.02 亿千瓦时，增量电量交易 2.2 亿千瓦时（具体情况详见附表）。存量交易电量按 6500 小时剔除发电容量，增量交易电量不剔除发电容量。直接交易成交电价由电力用户与发电企业通过双边协商确定，输配电价按照发改办价格〔2013〕3206 号文（《国家发展改革委关于核定内蒙古东部和江西省电力用户与发电企业直接交易试点输配电价的批复》）规定执行，增量交易可采取保持电网购销差价不变的方式执行。

请电网企业、有关发电企业和电力用户抓紧签订直接交易合同，4 月中旬前完成《电力用户与发电企业直接交易购售电合同》和《电力用户与发电企业直接交易输配电合同》的签订工作。调度、交易机构应及时汇总市场交易信息，一并纳入发电企业月度、日前电量计划安排。

二、鉴于目前我省已有多家企业进行工商注册成立售电公司，根据国家《关于推进售电侧改革的实施意见》，省能源局拟按照“一承诺、一公示、一注册、两备案”的程序，对售电公司予以准入，并按年度公布符合标准的发电企业和售电主体目录，对目录实施动态监管。中电投江西能源销售有限公司现已完成承诺和备案程序，请尽快在交易机构进行市场主体注册，并通过“信用中国”向社会公示。完成注册和公示程序后，即可参与 2016 年电力直接交易试点。

三、适时组织 35 千伏、10 千伏电压等级工商业用户参与直接交易试点，积极探索电力增量交易、工业园区用户“打包”交易，在 35 千伏、10 千伏电压等

级输配电价单独核定前扩大电力直接交易参与范围时，采取保持电网购销差价不变的方式执行。

四、加强电力需求侧管理。参与直接交易的电力用户应进一步加强电力需求侧管理，既要扩大有效电力需求，又要努力开展生产和管理环节节电工作。省能源局将优先支持参与直接交易的电力用户开展电力需求侧管理平台终端建设，省内用电大户原则上应建立健全用电管理在线监测系统。

附件：2016年江西省电力直接交易双边协商意向情况

江西省发展改革委办公室

2016年3月25日

附件

2016年江西省电力直接交易双边协商意向情况

单位：千伏、万千瓦时

电力用户	发电企业	用户电压等级	交易电量
一、存量交易部分（合计电量 35.02 亿千瓦时）			
分宜海螺水泥有限责任公司	安源电厂	110	7200
江西福斯特新能源有限公司	安源电厂	110	2000
萍乡萍钢安源钢铁有限公司	安源电厂	110	19500
江西和美陶瓷有限公司	丰城电厂	110	20000
江西丰城南方水泥有限公司	丰城电厂	110	5000
江西兴国南方水泥有限公司	丰城电厂	110	4000
弋阳海螺水泥有限责任公司	丰城二期	110	10750
巨石集团九江有限公司	丰城二期	110	10750
中材萍乡水泥有限公司	丰城二期	110	9000
中盐江西兰太化工有限公司	抚州电厂	110	23000
会昌红狮水泥有限公司	抚州电厂	110	7000
南城南方水泥有限公司	抚州电厂	110	4000
赣州海螺水泥有限公司	抚州电厂	110	9000
江西赣州南方万年青水泥有限公司	贵溪电厂	110	3400

各省（区、市）电力体制改革文件汇编（2016）

续表

电力用户	发电企业	用户电压等级	交易电量
泰和南方水泥有限公司	贵溪电厂	110	2000
安福南方水泥有限公司	贵溪电厂	110	2000
晶科能源有限公司	黄金埠电厂	110	28000
新余钢铁集团有限公司	井冈山电厂	110	33000
龙南县福鑫钢铁有限公司	井冈山电厂	220	8800
九江鑫山水泥有限公司	景德镇电厂	110	4000
江西铜业铅锌金属有限公司	景德镇电厂	220	26000
江西省江铜-耶兹铜箔有限公司	景德镇电厂	110	7000
江西铜业股份有限公司城门山铜矿	景德镇电厂	110	5000
江西锦溪水泥有限公司	景德镇电厂	110	8000
蓝星化工新材料股份有限公司 江西星火有机硅厂	九江电厂	110	7500
中国石油化工股份有限公司九江分公司	九江电厂	220	6000
江西亚东水泥有限公司	九江电厂	220	13000
江西于都南方万年青水泥有限公司	瑞金电厂	110	8000
江西新余南方建材有限公司	瑞金电厂	110	2000
赣州华劲纸业业有限公司	瑞金电厂	110	5300
方大特钢科技股份有限公司	新昌电厂	110	25000
九江诺贝尔陶瓷有限公司	新昌电厂	110	2500
九江萍钢钢铁有限公司	新昌电厂	220	22500
二、增量交易部分（合计电量 2.2 亿千瓦时）			
晶科能源有限公司	抚州电厂	110	12000
中国石油化工股份有限公司九江分公司	丰城二期	220	10000

关于印发江西省电力交易中心组建和规范运行 方案的通知（赣发改号）

各设区市、省直管县人民政府，国网江西省电力公司、中电投江西公司、国电江西公司、华能江西分公司、大唐江西分公司、省投资集团公司，各相关发电企业、用电企业、售电企业：

为贯彻落实《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），推进江西电力体制改革实施工作，经报请省政府同意，现将《江西省电力交易中心组建和规范运行方案（试行）》印发给你们，请遵照执行。

江西省发展改革委
2016年5月30日

附件

江西省电力交易中心组建和规范运行方案（试行）

为贯彻落实《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）精神，依据《国家发展改革委 国家能源局关于印发电力体制改革配套文件的通知》（发改经体〔2015〕2752号），建立全省统一运营的省级电力交易机构——江西省电力交易中心。现结合我省实际，制定此方案。

一、总体要求

（一）指导思想

坚持市场化改革方向，强化政府监管作用。在遵循市场经济规律和电力工业发展客观要求的前提下，搭建统一开放、功能完善、运行规范的省级电力交易平台，提供可靠、高效、优质、多样的电力交易服务，形成健康的电力市场体系。充分发挥市场机制培育和扩大用电市场作用，促进电力能源要素价格保持合理水平，实现电力行业与国民经济协调和可持续发展。

（二）基本原则

遵循规律，稳步推进。在确保电力系统安全稳定运行和电力可靠供应的前提下，统筹规划、有序推进交易机构组建和电力市场建设工作。按照国家电力体制改革统一部署和江西省电力市场建设目标、进展情况，逐步深化交易机构相对独

立改革，充分发挥发电企业、售电企业和电力用户的积极性和创造性，鼓励具有相应技术与业务专长的市场主体参与交易机构建设。

依法监管，保障公平。交易机构按照政府批准的章程和规则，为各类市场主体提供公平优质的交易服务，实现信息公开透明，保障市场公平。政府有关部门、电力市场管理委员会充分发挥监督和管理作用，确保涉及公共利益的重大政策、重大决定和重大事项公平、公正。

规范运行，促进发展。通过建立相对独立的电力交易机构，使原来由电网企业承担的交易业务和其他业务分开，使交易机构与各市场主体相对独立，自主运营、规范运行、促进共同发展。努力为全省经济社会发展和人民生活提供安全稳定、质优价廉的电力能源。

二、组建相对独立的交易机构

江西省电力交易中心按公司制组建，工商注册名称：“江西电力交易中心有限公司”。公司董事会、管理层在政府监管和市场管理委员会管理下，依据《公司法》开展江西电力交易中心有限公司的日常运营。

（一）职能定位。江西电力交易中心有限公司不以营利为目的，其日常管理不受电网企业干预，为各市场主体提供规范、公开、透明的电力交易服务。开展以省内为主，兼顾跨省跨区的电力市场交易，包括但不限于电力用户与发电企业直接交易、跨省跨区电能交易、省内发电权交易、“以大代小”关停机组电量交易等。

江西电力交易中心有限公司受江西省电力市场管理委员会的管理和各市场主体的监督，涉及制度建设和其他重大事项均须江西省电力市场管理委员会表决通过。

（二）组建形式。江西电力交易中心有限公司以现有的国网江西交易中心为基础，在公司成立初期（以三年为届），按照国网江西省电力公司全资子公司形式组建，由电网企业部门化管理改为相对独立的公司制管理。资本金规模根据电力交易平台建设等初始资本性支出需求设置，确保江西电力交易中心有限公司有效运转。在财务管理上，江西电力交易中心有限公司独立核算，自负盈亏。

根据稳步推进的原则，三年届满后，根据国家统一部署或由江西省电力市场管理委员会提出公司改组决定，吸收发电企业、售电企业、电力用户和第三方机构参股，过渡至相对控股的公司制形式。

三、交易机构主要职责、内设部门和人员编制

（一）主要职责

1. 拟定交易规则。根据国家电力体制改革要求和江西省电力市场发展目标，

逐步完善江西省电力市场体系，健全市场交易品种，编制市场准入、市场注册、市场交易、交易合同、交易结算、信息披露等规则，起草市场建设方案、实施细则等文件，经政府主管部门和监管机构批准后组织实施。

2. 交易平台建设和运维。逐步提高交易平台自动化、信息化水平，根据市场交易实际需要，规划和建设功能健全、运行可靠的电力交易技术支持系统。加强技术支持系统的运行管理，支撑市场主体接入和各类交易的开展。

3. 市场成员管理。根据发电企业、售电企业和电力用户准入目录，受理进入目录企业自愿提交的入市申请，对入市申请进行审核，与符合准入条件的市场成员签订入市协议及交易平台使用协议，管理市场成员注册信息和档案材料。根据授权，监管市场成员在市场中的行为，对违反市场规则或达到退出条件的，按照规定实施处罚或清退。

4. 交易组织。发布交易信息及交易公告，完成交易组织准备，并按照交易规则，通过交易平台组织市场交易，发布交易结果。

5. 交易执行及认定。根据各类交易合同编制交易计划，告知市场成员，并提交调度机构执行。跟踪交易计划执行情况，确保交易合同和优先发用电权合同得到有效执行。根据授权，对交易执行结果及偏差责任进行认定，为交易结算提供依据。

6. 交易结算。根据交易执行结果和偏差责任认定，按照结算规则出具电量电费、辅助服务费及输电服务等结算凭证。组建初期，在江西电力交易中心有限公司出具结算凭证的基础上，电网企业提供电费结算服务的方式不变。条件成熟后，探索建立第三方支付平台等多种交易结算方式。

7. 信息披露。按照信息披露规则，在交易前、交易后，及时汇总、整理、分析和发布电力交易相关数据及信息。

8. 市场服务。为省内发电企业、售电企业和电力用户等电力市场主体提供政策咨询、教育培训、参与交易、投诉管理、电话热线等服务，确保市场主体参与交易过程中接受便捷、高效、优质的服务。

9. 承办江西省电力市场管理委员会交办的其他事项；承办政府主管部门交办的其他事项。

(二) 内设部门

江西电力交易中心有限公司设公司高级管理人员 5 人，其中：总经理 1 人，党委书记（兼副总经理）1 人，副总经理 1 人，监事 1 人，独立董事 1 人（由省能源局推荐）；内设 6 个部门，暂定市场处、交易处、电能结算处、技术处、监察

合规处、综合处等6个处室，根据业务发展需要逐步完善。具体职责为：

1. 市场处：主要负责电力市场建设与规则编制、市场成员注册管理、市场服务等工作。

2. 交易处：主要负责市场分析预测、交易组织、合同管理、交易计划编制与跟踪等工作。

3. 电能结算处：主要负责交易结算、相关数据统计分析、信息发布等工作。

4. 技术处：主要负责交易平台建设与运维工作，为市场运营提供技术支持。

5. 监察合规处：主要负责党群、监察审计、市场评估与风险防控、合规管理等工作。

6. 综合处：主要负责综合管理、项目管理、人资、财务管理及与国网江西省电力公司财务业务衔接等工作。

（三）人员及收入来源

江西电力交易中心有限公司组建初期，以国网江西交易中心现有在编人员为基础，待公司改组为相对控股形式时，按照明确的任职标准，从电网企业、发电企业等参股单位择优选拔人员，或公开选聘人才。薪酬待遇按照市场化及同工同酬原则，参照电网企业相应人员合理确定，高级管理人员由市场管理委员会推荐，依法按组织程序聘任。

为降低各市场主体交易成本，江西电力交易中心有限公司组建初期（以三年为届），不收取交易相关费用。人员工资和日常运行所需资金由国网江西省电力公司列支。条件成熟后，经省价格主管部门核定，向市场主体收费，包括注册费、年费、交易手续费，用于解决交易中心日常经营活动所需资金。

（四）其他事项

1. 与电网企业调度机构的关系。江西电力交易中心有限公司按照市场规则制定的交易计划具有法定效力，调度应严格执行，发生的偏差要有合理的解释说明。年度、月度、周交易计划均由交易机构制定，调度机构执行计划并负责日前、日内交易和实时电力电量平衡、辅助服务等涉及系统安全的工作。

2. 与电网企业发展策划部的关系。江西电力交易中心有限公司除省内交易计划外，也同时组织跨省跨区电能交易。电网企业可以作为购电主体，由发展策划部提出年度外购电安排建议，但不能作为制定全省年度交易计划的依据。

3. 与各市、县供电公司的关系。江西电力交易中心有限公司负责指导、汇总各市、县供电公司开展电力市场交易结算工作；各市、县供电公司负责市场交易电量的执行、电能计算与确认、电费结算等工作，并协助提供电力用户负荷曲

线等相关信息。

四、市场管理和市场监管

(一) 电力市场管理委员会。电力市场管理委员会是由电网企业、发电企业、售电企业、电力用户等市场主体组成的议事管理机构，负责江西电力交易中心有限公司的管理。研究确定市场建设过程中的重大事项（包括但不限于省电力交易中心公司章程、市场交易和运营规则等），协调解决市场主体反映的、市场建设及交易过程中出现的各项重要问题，开展市场主体信用体系管理和市场风险防控工作，提出江西电力交易中心有限公司高级管理人员人事任免和机构改组建议。省发展改革委、省能源局、华中能源监管局参与电力市场管理委员会有关会议，对涉及公共利益的重大决策可行使否决权。江西省电力市场管理委员会组建方案另行制定。

(二) 市场监管。省能源局、华中能源监管局依法履行电力监管职责，审议市场管理委员会提出的交易机构章程、交易和运营规则，对电力交易机构和调度机构执行市场规则情况实施监管，对市场主体操纵市场、影响公平竞争、电网公平开放等行为进行监管，对市场主体和相关从业人员违反交易规则、扰乱市场秩序等违规行为进行查处，协调处理交易纠纷。

江西电力交易中心有限公司依法依规建立完善的财务管理制度，按年度完成外部财务审计，财务审计报告按程序向社会发布。根据实际需要，聘请第三方机构对交易开展情况进行业务稽核，并提出规则完善等建议。

五、组织实施

(一) 强化组织保障。在省电力体制改革工作协调小组统一部署下，具体由省发展改革委、省能源局牵头负责江西省电力市场管理委员会和江西电力交易中心有限公司组建各项工作，协调推进江西省电力市场建设，充分调动各方积极性，凝聚共识、形成合力。

(二) 强化工作落实。省能源局牵头制定《江西省电力市场管理委员会组建方案》，定期总结电力交易机构试点经验，制定《江西省电力交易机构管理办法》，明确交易机构设立、变更与终止有关条件与程序。国网江西省电力公司牵头拟订江西电力交易中心有限公司章程，公司章程经市场管理委员会表决通过，并报政府主管部门和监管机构同意。

(三) 强化信息沟通。加快市场管理委员会组建，强化其议事、协调和管理作用。江西电力交易中心有限公司组建过程中，公司筹备组要加大信息公开力度，相关发电企业、售电企业和电力用户充分发表意见。

关于印发 2017 年电力用户与发电企业直接交易实施方案的通知

各设区市发展改革委（能源局），宜春市、上饶市、吉安市工信委，国网江西省电力公司、国家电投江西公司、国电江西公司、华能江西分公司、大唐江西分公司、省投资集团公司，江西电力交易中心有限公司，有关发、用电企业：

为进一步深化和扩大电力用户与发电企业直接交易规模，现将《江西省 2017 年度电力直接交易实施方案》印发给你们，请遵照执行。

江西省发展改革委办公室

2016 年 12 月 9 日

附件

江西省 2017 年度电力直接交易实施方案

根据《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）及其配套文件有关要求，为加快江西电力市场化建设，进一步扩大和深化省内电力用户与发电企业直接交易（以下简称：“直接交易”），制定本方案。

一、交易范围和总量目标

经省政府同意，2017 年按照市场化交易电量有序放开的原则，直接交易规模总量目标为 150 亿千瓦时（含园区交易电量）。

按照分步有序放开的原则，放开 110 千伏及以上电压等级电力用户参与直接交易；允许电压等级 35 千伏且年用电量达到一定规模的电力用户参与直接交易。积极探索省内工业园区内中小电力用户通过园区“整体打包”或自主委托售电公司参与直接交易，发电企业、售电公司和园区中小电力用户开展市场化交易方案另行制定。

二、交易原则

（一）自主协商原则。按照“双边协商为主，集中撮合为辅”的原则，由本方案规定范围内具备条件的市场主体自主选择交易对象，在江西电力交易平台上统一开展直接交易。

(二) 重点优先原则。重点支持具备直接交易准入条件的高新技术企业、优势特色产业同等条件下优先开展直接交易。有色金属企业按照《国家发展改革委 工业和信息化部 国家能源局关于完善用电政策促进有色金属工业调结构促转型增效益有关工作的通知》(发改能源[2016]2462 号)执行市场化交易。

(三) 节能环保原则。参与直接交易的发电企业、用电企业必须符合国家产业政策和有关能耗、环保要求,采取负面清单管理。支持符合准入条件的电能替代项目开展直接交易。

三、市场主体及其准入条件

市场主体应是具有法人资格、财务独立核算、信用良好、能够独立承担民事责任的经济实体;内部核算的电力用户、公用发电企业需取得法人单位授权。

(一) 发电企业

符合国家基本建设程序,2017 年底前完成并网商业化运行、纳入省级以上统一调度管理且环保设备正常投运,符合大气污染物排放限值要求的常规火电机组;探索条件成熟的水电富集区水电企业(非省级统一调度的水电机组)开展直接交易。

(二) 电力用户

符合国家和地方产业政策及节能环保要求(落后产能、违规建设和违法排污项目不得参与);无长期拖欠电费等不良信用记录;且具备以下条件之一的:

1. 接入电压等级为 110 千伏及以上(含新投产项目);
2. 接入电压等级为 35 千伏,投产 2 年以上,且年用电量超过 4000 万千瓦时。

四、交易方式

直接交易按照双边协商为主、集中撮合为辅,年度交易为主、临时交易为辅的原则开展。

电力用户选择单个发电企业进行直接交易,电量限于自用,不得转售或变相转售;发电企业可与多个电力用户进行交易,其交易电量规模原则上不低于企业年度发电量的 15%,不超过年度发电量的 1/3。

五、交易价格

参与直接交易的电力用户购电价格由直接交易价格、电网输配电价、输电损耗和政府性基金及附加组成。直接交易价格由市场主体通过自主协商或集中撮合等市场化方式形成,第三方不得干预;已单独核定输配电价的电力用户,按照国家批复价格执行;暂未核定输配电价的电力用户,采取购销价差传导模式;政府

性基金及附加按照国家有关规定执行，输电损耗率由省级价格主管部门确定。

六、交易组织

2017年度直接交易具体实施步骤分为：用户申报、资格准入、用户注册、双边协商（或集中撮合）、合同签订、交易执行、计量结算等。

（一）用户申报（申报时间自方案下发之日起至2016年12月31日）：以设区市为单位，由各设区市电力运行主管部门组织用户报名和资格初核，于12月31日前汇总申报材料成册并正式行文上报省能源局。

（二）资格准入（2017年1月初-2017年1月15日）：江西省能源局会同省工信、环保等部门对推荐企业名单资格进行复核、公示，准入目录在江西省能源局和江西电力交易中心有限公司网站发布。

（三）用户注册（2017年1月16日-2017年1月底）：通过资格复核的电力用户应在1月底前在江西电力交易中心有限公司完成市场主体注册。

（四）双边协商（或集中撮合）（2017年2月）：直接交易先行采取双边协商模式形成交易初步意向，视双边协商情况适时采取交易平台集中撮合。

（五）合同签订（2017年3月）：电力用户和发电企业达成直接交易意向性协议后，由调度机构完成安全校核，签订正式交易合同，报江西省能源局和监管机构备案。

（六）交易执行（2017年全年）：直接交易以年度交易为主，分月执行。

（七）计量结算：直接交易合同一经签订，在年内优先执行，交易电量不随年度发电量计划调整而调整。直接交易电量按现有方式计量并进行电费结算。因电力用户造成合同电量计划没有完成的，按实际交易电量结算；由此造成的损失，由发电企业、售电公司和电力用户自行在直接交易合同中约定赔偿措施。

七、保障措施

（一）江西省发展改革委（省能源局）牵头负责推进江西省电力直接交易工作。

（二）江西电力交易中心有限公司负责直接交易的具体实施，成立后的江西省电力市场管理委员会配合能源主管部门和监管机构，做好各类市场主体日常监督管理和信用管理，督促交易机构定期披露市场交易信息，协调解决交易过程中出现的问题。

（三）国网江西省电力公司公平开放电网，做好直接交易电力用户供电服务和电力可靠供应工作。直接交易暂不另收辅助服务费用。

附：江西省2017年直接交易电力用户申报表

附

江西省 2017 年直接交易电力用户申报表

填报企业：（盖章）

企业全称：		行业类别：		
企业所在地：		所属供电区域：		
企业联系人：		办公电话：	移动电话：	
企业基本情况	包括：企业投产时间、生产经营情况、目前电价水平、增容扩建情况、环保达标情况、单位能耗水平等信息。佐证材料另附，加盖公章。			
用电基本信息	变压器容量（累计，千伏安）：	接入电压等级（千伏）：		
	近三年用电量（万千瓦时，不含自发自用电量）	2014 年：	2015 年：	2016 年：
	历史最高用电负荷（保留两位小数，万千瓦）：	年均用电负荷（万千瓦）：	高新技术企业： 是 / 否	
直接交易电量规模意向	申报企业应根据《江西省 2017 年度电力用户与发电企业直接交易试点实施方案》有关规定并结合本企业实际情况填写。			
所在设区市电力主管部门意见	盖章 年 月 日			

备注：企业如实填写申报表并加盖公章。各设区市电力主管部门统一汇总成册、行文报送，电子版发至邮箱。

第二十三章 湖南省

关于征求《抽水蓄能辅助服务专项市场交易规则》 和“两个细则”拟修订条款意见的函

（湘监能市场函〔2016〕208号）

各有关电力企业：

为做好湖南辅助服务市场建设和湖南电网辅助服务考核补偿工作，促进可再生能源消纳，推进湖南电力市场建设，我办组织编写了《抽水蓄能辅助服务专项市场交易规则（征求意见稿）》，并对《两个细则》部分条款进行了修订。现将征求意见稿发给你们，请研提修改意见，并于8月30日17:00前，将正式书面意见反馈我办。

因附件文档内容较多，请在我办门户网站下载（<http://hunb.nea.gov.cn>“在线办事”的“下载服务”栏目）。

- 附件：1. 湖南抽水蓄能辅助服务专项市场交易规则
2. 《两个细则修订征求意见稿》（略）

湖南能源监管办
2016年8月22日

附件 1

湖南抽水蓄能辅助服务专项市场交易规则

第一章 总 则

第一条 根据《电力监管条例》、《电网调度管理条例》、《电力市场运营基本规则》、《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）等法规政策，结合湖南省实际情况，设立湖南抽水蓄能辅助服务专项市场，并制定本规则。

第二条 湖南抽水蓄能辅助服务专项市场（以下简称“专项市场”）以“谁

受益，谁付费”、平等自愿为基本原则，通过市场机制优选交易对象和确定交易量价，使有限的辅助服务资源得到优化配置，从而促进可再生能源消纳，减轻火电机组辅助服务负担，实现抽水蓄能电厂优化利用、可持续发展。

第三条 本规则适应于湖南抽水蓄能辅助服务交易。

第四条 本规则由国家能源局湖南监管办公室（以下简称监管机构）监督实施。

第二章 市 场 成 员

第五条 市场成员包括市场交易主体和市场运营机构。

其中市场交易主体主要包括湖南省内统调发电企业（适时扩大到一定装机规模的非统调电厂和售电企业）、抽水蓄能发电企业（适时扩充新型的辅助服务供应商、储能装置等）和省外发电企业。市场运营机构包括湖南省内的电力交易机构、电力调度机构和电网企业。

第六条 市场交易主体须向监管机构申请，并按电力交易机构要求办理注册手续、签订承诺书并完成公示程序后，方可获得参与专项市场的资格。电力交易机构应将注册企业名单分月定期报监管机构备案。市场主体变更注册或撤销注册，应按规定程序办理，撤销注册退出市场的应履行退出前应尽义务。违反相关法规和本规则的，应强制退出或列入黑名单，取消其参与交易的资格，并承担相应违约责任。

第七条 各交易主体的权利与义务如下：

（一）抽水蓄能发电企业（储能等辅助服务提供商）

1. 向省内外发电企业出售辅助服务容量，并在约定时间内提供相应服务；
2. 向省内外发电企业采购抽水电量；
3. 按规则获得相应收益；
4. 遵守相关法规政策和本交易规则。

（二）其他发电企业

1. 向抽水蓄能发电企业（储能等辅助服务提供商）购买辅助服务容量，并在约定时间内要求抽水蓄能企业提供相应服务；
2. 向抽水蓄能企业出售抽水电量；
3. 按规则实现电量增发或辅助服务转让替代；
4. 遵守相关法规政策和本交易规则。

第八条 湖南电力交易机构负责建设专项市场交易平台；发布交易相关信

息，掌握每种交易场景的启动条件，组织和管理市场交易；提供电力交易结算凭证及相关服务。

电力调度机构负责向监管机构、电力交易机构和市场成员提供基础数据；履行相应的市场运营职能，执行每种交易场景的启动条件；对交易结果进行安全校核；合理安排电网运行方式，落实电力交易结果的执行。

国网湖南省电力公司提供市场交易的基础服务，负责交易电费结算。

第三章 交易标的

第九条 专项市场的交易标的包括容量和电量。

第十条 以容量为交易标的时，其他发电企业（甲方）和抽水蓄能发电企业（乙方）约定一定时间区间、容量及单位容量价格，并向市场运营机构提交交易负荷曲线。在约定的时间区间和容量范围内，在通过电网安全校核的条件下，甲方有权要求乙方抽水增加负荷，实现甲方的电量增发或转让辅助服务。

第十一条 以电量为交易标的时，交易双方约定电量与交易价格及具体时段；电量为标的的交易，通过抽水蓄能抽水或某发电企业深度调峰、启停调峰实现其它发电企业的电量增发或辅助服务替代。

离实际执行时间 7 天以内的交易，应向市场交易机构提交交易负荷曲线。超过 7 天的交易，原则上在电网低谷时段执行，由市场运营机构根据交易双方的约定并结合实际情况确定。

第十二条 交易双方达成的容量和电量优先调度保证。当实际执行过程，交易的容量电量无法完成时，剩余部分由电力调度机构安排或重新进入市场交易。

第四章 交易方式

第十三条 本专项市场采用双边协商交易和要约招标两种方式进行交易。

第十四条 按双边协商方式交易时，申报并通过调度机构安全校核之后，抽水蓄能发电企业与其他发电企业签订交易合同，并按规定的时间要求提交给市场运营机构。交易合同应明确主要交易事项：

1. 以容量为交易标的时，应明确交易的容量、价格及时间区间；
2. 以电量为交易标的时，应明确交易的电量、价格和时间区间；
3. 交易双方应合同签订的同时向市场运营机构提交交易负荷曲线，如有修改应及时报告市场运营机构，并在每个交易日的前一天 16 时前向市场运营机构进行确认或修订。

第十五条 按要约招标交易时，在满足专项市场启动条件的前提下，允许以下三种要约招标：

1. 由省内抽水蓄能电厂作为卖方，发起辅助服务容量出售要约，其他发电企业作为买方响应；

2. 由省内抽水蓄能电厂作为买方，发起购入电量要约，其他市场交易主体作为卖方响应；

3. 由发电企业作为卖方，发起售出电量要约，其他发电企业作为买方响应；若是抽水蓄能电厂响应，则购电抽水；若是其他发电企业响应，则根据交易的电量，降低自身机组的出力，减发一方电量等于增发一方电量。

上述交易均须申报市场运营机构并通过调度机构安全校核。

第十六条 双边协商交易中，成交价格为双方约定的价格；在要约招标交易中，每笔交易的成交价格为中标方的报价。

第十七条 要约招标交易中，存在多个要约招标时，投标方应明确针对哪项招标进行投标。当一项招标有多个投标者时，按照招标方利益最大化原则，选择投标者中标。因本市场交易标的是电量和容量，均可分割，一项招标，均允许多个投标者共同中标。

第五章 交 易 流 程

第十八条 为保证电网安全稳定运行，市场运营机构应先针对省内市场主体，组织年度、月度、旬或周的抽水蓄能发电企业的辅助服务容量和电量的双边协商。余量部分再采取要约招标的方式组织交易。

第十九条 双边协商交易应同时满足以下启动条件：

1. 交易双方已签订交易合同，并将合同和交易负荷曲线提交市场监管机构；

2. 交易执行日的前一天 16 时前确认或修订次日交易负荷曲线；

3. 具有可用于交易的辅助服务能力，辅助服务交易确实可行；有利于促进可再生能源消纳、优化替代辅助服务，辅助服务交易确有必要；本条由市场运营机构（电力调度机构）判定；

4. 不增加系统调峰负担，原则上限制在低谷时段（辅助服务转让替代除外）。

省外发电企业购买省内抽水蓄能电厂的辅助服务容量的交易，应增加以下启动条件：

(1) 已针对省内发电企业开展了辅助服务容量招标；

(2) 省外发电企业购买省内抽水蓄能电厂的辅助服务容量不超过其总容量的四

分之一。

第二十条 第十五条所约定的各种要约招标交易场景，应满足如下条件：

1. 省外发电企业中标的抽水蓄能辅助服务容量不应超过抽水蓄能发电企业容量的四分之一；

2. 抽水蓄能发电企业发起购电要约招标，需在完成调度机构下发的生产计划外尚有抽水余量；

3. 省内可再生能源发电企业发起售电要约招标，以自愿为原则，原则上要求火电机组已达到最小运行方式、已穷尽减少省外电能输入和组织向省外送出的各种努力。

第二十一条 为保证市场运营机构有足够时间执行安全校核并根据交易结果组织生产，各种交易应提前 1 个工作日以上进行；各种交易均须按要求报送交易负荷曲线，并在日前进行修订或确认。

第二十二条 安全校核包括预校核和正式校核。

1. 预校核是指，针对提前 7 天及以上申报的交易进行的安全校核。预校核应在两个工作日内完成；

2. 正式校核是指，针对通过预校核的上述交易，在实际执行前，或提前 7 天以内申报的交易进行的安全校核；

3. 通过预校核的中长期交易，应在实际执行前两个工作日内完成正式校核；

4. 日前交易的安全校核应提高工作效率，限时完成，以保证交易实施；

5. 为保证系统安全性，通过预校核的中长期交易实际不能执行时，市场运营机构有权退回。为保证交易的严肃性和可操作性，通过预校核的中长期交易不能通过正式校核时，市场运营机构应测试调减交易量是否可以通过安全校核，使尽可能多的交易电量得以执行；因安全校核判定不能执行的交易，调度机构就解释具体原因并向市场主体公开。

第二十三条 如因客观原则造成交易计划不能全部落实时，先达成的交易优先于后达成的交易。

第二十四条 要约招标采用招标方利益最大化的撮合方式。招标要约发出后，市场运营机构根据撮合方式对投标方进行排序，并逐一进行安全校核，通过安全校核的确认最后成交；一项招标，可由多个投标方共同中标。

第六章 交易成本

第二十五条 湖南省内市场成员之间发生的交易，引起的损耗等输变电成本

的变化，由电网企业承担。

第二十六条 湖南省外发售电企业参与市场交易，省内落地计量点至省外的输变电成本由省外市场成员承担。

第六章 结 算 与 考 核

第二十七条 其他发电企业向抽水蓄能发电企业购买辅助服务容量的交易，容量费由发电企业支付给抽水蓄能发电企业。

第二十八条 每月由交易机构清算各交易主体通过本市场实际成交电量，并由湖南省电力公司结算。

第二十九条 抽水蓄能发电企业从其他交易主体购入电量的交易，按日内实时调度达成的实际交易电量结算。结算方式如下：

1. 售电方按照交易价格结算交易电量，形成交易售电收入 A，由湖南省电力公司支付给售电方（省外发电企业售电应扣减省内输配电费）；

2. 抽水蓄能电厂从省内发电企业购入抽水电量时，按该企业标杆电价（省电力公司直属电厂按上年度省网上年度含税平均购电价）减去交易价格的电价差结算交易电量，形成电费差值收益 B，由湖南省电力公司支付给抽水蓄能发电企业；

3. 抽水蓄能发电企业从省外发电企业购入抽水电量时，按湖南省当月平均上网电价减去交易价格结算交易电量，形成电费差值收益 C，由湖南省电力公司支付给抽水蓄能发电企业。

第三十条 其他发电企业之间发生的电量交易，按日内实时调度达成的实际交易电量结算。结算方式如下：

1. 提供辅助服务且减发的一方按照交易中标价格结算交易电量，形成辅助服务交易收入 C，由电网企业支付给提供辅助服务的发电企业；

2. 消费辅助服务且增发的一方按照上网标杆电价减去交易中标价格的电价差结算交易电量，形成电费差值 D，由电网企业支付消费辅助服务的发电企业。

第三十一条 若火电机组参与本市场交易，减少甚至避免了深度调峰、启停调峰，视作该火电厂提供了有偿辅助服务，按照现行两个细则进行补偿。

第三十二条 市场成员通过本市场交易增发电量，不计入可再生能源全额保障性收购利用小时；减发电量不影响参与市场交易机组（发电厂）的年度发电计划。

第三十三条 水电机组参与交易根据自身选择决定，在与省电网公司签订弃

水电量应急交易合同的同时，可参与本市场交易。

第三十四条 监管机构可设定抽水蓄能发电企业在本市场中的收益上限，超额部分用于湖南省全网辅助服务补偿。

第三十五条 监管机构可设定抽水蓄能发电企业在本市场中的收益下限；不足部分，可以在征得各方面同意的条件下，采取分摊或其它形式。

第八章 违 规 处 理

第三十六条 市场成员应严格执行最终交易结果，违约者应承担相应责任。恶意违约或违反法规、规则者，监管机构将其退出市场，并记入诚信档案。

第三十七条 监管机构依法依规查处违规行为，并予处罚。

第九章 附 则

第三十八条 本规则由国家能源局湖南监管办公室解释。

第三十九条 本规则自年 月 日起实施。

关于对《湖南省电力中长期交易规则（试行）》 征求意见稿征求意见的函

（湘监能市场函〔2016〕219号）

省发改委、省经信委、省能源局，各有关电力企业：

为维护市场秩序，推动湖南电力市场建设有序快速进行，根据省政府有关会议精神和国家能源局的总体部署，我办组织编写了《湖南省电力中长期交易规则（试行）》征求意见稿。请对征求意见稿研提修改意见建议，并于9月14日17:00前，以书面形式（盖单位公章）反馈我办。

因附件文档内容较多，请在我办门户网站下载（<http://hunb.nea.gov.cn>“在线办事”的“下载服务”栏目）。

湖南能源监管办
2016年9月5日

附件

湖南省电力中长期交易规则（试行）

第一章 总 则

第一条 [目的和依据] 为深入推进我省电力直接交易，推动形成规范的中长期交易市场，依法维护电力市场主体的合法权益，维护市场交易秩序，建设统一、开放、竞争、有序的湖南电力市场，根据《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）及其配套文件和有关法律、行政法规，制定本规则。

第二条 [定义] 本规则所称电力中长期交易，主要是指符合准入条件的发电企业、售电企业、电力用户和独立辅助服务提供商等市场主体，通过自主协商、集中竞价、招标要约等市场化方式，开展的多年、年、季、月、周等日以上的电力交易（含电能量和辅助服务）。

电力直接交易是电力用户与发电企业之间电能量交易，是中长期交易的重要组成部分。

第三条 [适用范围] 本规则适用于省内外市场主体通过输配电网络在省级交易机构组织下开展的中长期交易。

第四条 [市场原则] 电力市场成员应严格遵守市场规则，自觉自律，不得操纵市场价格、损害其他市场主体的利益。任何单位和个人不得非法干预市场正常运行。

第五条 [实施主体] 国家能源局湖南能源监管办公室（以下简称湖南能源监管办）依法依规组织制定电力市场规划、交易规则和市场监管办法，会同有关部门实施监管。

第二章 市场成员

第六条 [成员分类] 市场成员包括市场主体、电网企业和市场运营机构三类。其中，市场主体包括各类发电企业、售电公司、电力用户和独立辅助服务提供商等；电网企业指拥有输电网、配电网运营权（包括地方电力公司、趸售县供电公司、社会资本投资增量配电业务且绝对控股的企业等），承担其供电营业区保底供电服务的企业；市场运营机构包括电力交易机构和电力调度机构。现货市场启动前，拥有输电网的电网企业可参加跨省跨区交易，视同市场主体。

第七条 [准入及注册] 为电力市场交易提供输配电服务或参与跨省区交易的电网企业以及参与省内外交易的地方电网企业均应在电力交易中心注册成为市场主体。符合准入条件的发电企业、电力用户和售电企业应到省电力交易中心注册成为市场交易主体。发电企业、电力用户和售电公司的准入由湖南省政府相关部门另行制定。

第八条 [市场主体基本要求] 参加市场交易的电力用户、售电企业、发电企业以及独立辅助服务提供商，应当是具有法人资格、财务独立核算、信用良好、能够独立承担民

事责任的经济实体。内部核算的电力用户、发电企业经法人单位授权可以参与相应的电力交易。

第九条 [市场例外] 不符合准入条件的电力用户、符合准入条件但未在电力交易中心注册的电力用户，其用电价格按国家目录电价执行，但属于已经放开的用电类别的电力用户可以按规定委托售电公司代理参与市场交易或与售电公司开展零售交易。

第十条 [缴费] 市场主体应按规定向电力交易中心缴纳相关费用，主要包括注册费、年费、交易手续费。

第十一条 [市场主体权责] 市场主体的权利和义务：

(一) 发电企业

1. 按规则参与电力市场交易，签订和履行购售电、输配电合同及依法达成相关补充合同；

2. 获得公平的输电服务和电网接入服务；

3. 执行并网调度协议，服从电力调度机构的统一调度，按规定提供辅助服务，依法依规获得相关收益；

4. 按规定披露和提供信息，获得市场交易和输配电服务等相关信息；

5. 其他法律法规所赋予的权利和责任。

(二) 电力用户

1. 按规则参与电力市场交易，签订和履行购售电合同、输配电服务合同及依法达成的相关补充合同；

2. 获得公平的输配电服务和电网接入服务，按规定支付相关费用（含购电费、输配电费、政府性基金与附加等）；

3. 按规定披露和提供信息，获得市场交易和输配电服务等相关信息；

4. 服从电力调度机构的统一调度，在系统特殊运行状况下（如事故、严重供不应求等）按调度要求安排用电；

5. 按规定参与辅助服务并获得相关收益或费用减免；

6. 其他法律法规所赋予的权利和责任。

(三) 售电企业

1. 按规则参与电力市场交易，签订和履行购售电合同、输配电合同及依法达成的相关补充合同；

2. 获得公平的输配电服务，按规定支付购电费、输配电费；

3. 按规定披露和提供信息，获得市场交易和输配电服务等相关信息；

4. 依据法规、规则参与批发和零售市场交易，代理用户企业（须符合准入管理规定具备准入条件）参与市场交易，提供必要的服务，按合同约定获得相应收益；

5. 按风险防范有关规定，按交易额的一定比例缴纳保证金；

6. 法律法规所赋予的其他权利和责任。

(四) 独立辅助服务提供商

1. 按规则参与辅助服务交易，签订和履行辅助服务合同及相关补充协议；

2. 获得公平的输电服务和电网接入服务；
3. 服从电力调度机构的统一调度，按调度指令和合同约定提供辅助服务，并按规定或合同约定获得相应补偿性收益；
4. 按规定披露和提供信息，获得市场交易和辅助服务等相关信息；
5. 其他法律法规所赋予的权利和责任。

第十二条 [电网企业权责] 电网企业的权利和义务：

1. 保障输配电设施的安全稳定运行；
2. 为市场主体提供公平的输配电服务和电网接入服务；
3. 服从电力调度机构的统一调度，建设、运行、维护和管理电网配套技术支持系统；
4. 向市场主体提供报装、计量、抄表、维修等各类供电服务；
5. 按规定收取输配电费，代收代缴电费和政府性基金与附加等；
6. 预测并确定优先购电电力用户的电量需求；
7. 按政府定价向公益性电力用户、保障性电力用户及其他非市场电力用户提供售电服务，签订和履行相应的供用电合同、购售电合同及相关补充协议；
8. 按规定披露和提供信息；
9. 其他法律法规所赋予的权利和责任。

第十三条 [市场运营机构权责] 市场运营机构的权利和义务：

（一）电力交易机构

1. 建设、运营和维护电力交易技术支持系统；
2. 在能源监管机构组织下，按照国家和本省监管办法和规则，拟定本省电力交易规则；
3. 组织和管理各类电力市场交易；
4. 负责市场主体的注册管理；
5. 编制年度和月度交易计划；
6. 提供电力交易结算依据（包括但不限于全部电量电费、辅助服务费及输电服务等）及相关服务；
7. 监视和分析市场运行情况；
8. 在特定情况下，经授权，按规定干预市场；
9. 配合能源监管机构和相关部门对市场运营规则进行分析评估，提出修改建议；
10. 按规定披露和发布信息；

11. 按规定向市场成员收取相关费用，主要包括注册费、年费、交易手续费；
12. 对市场主体进行相关培训；
13. 法律法规所赋予的其他权利和责任。

(二) 电力调度机构

1. 按调度规程实施电力调度，负责系统实时平衡，确保电网安全；
2. 合理安排电网运行方式，保障电力交易结果的执行；
3. 负责安全校核和阻塞管理；
4. 按规定与电力交易机构做好信息交互，向电力交易机构提供安全约束条件和基础数据，配合电力交易机构履行市场运营职能；
5. 经授权，按规定程序暂停执行市场交易结果；
6. 按规定披露和提供电网运行的相关信息；
7. 法律法规所赋予的其他权利和责任。

第三章 市场准入与退出

第十四条 [基本准入条件] 参加市场交易的电力用户、售电企业、发电企业以及独立辅助服务提供商，应符合前述第八条的规定。

第十五条 [直接交易准入] 参与直接交易的发电企业和用户企业的准入按省经信委制定出台的相关规定执行。

第十六条 [批发零售市场准入] 售电企业是批发零售市场的核心主体。售电企业准入办法由省政府相关部门制定，但必须符合以下基本条件：

1. 售电企业应依法完成工商注册，取得独立法人资格，营业范围中必须包括电力销售；
2. 售电企业可交易与其资产总额相匹配的售电量规模；
3. 拥有配电网经营权的售电企业应取得电力业务许可证（供电类）；
4. 遵守风险防控相关规定，具有一定的抗风险能力；
5. 符合售电企业准入相关管理办法要求的其他条件。参与批发交易的发电企业和用户企业按照省经信委直接交易准入管理文件执行。属于放开市场准入的用电类别（电压等级）、符合产业政策、未欠电费的用户企业均可参与零售交易。

第十七条 [跨省跨区交易准入] 跨省跨区交易的市场准入条件：

(一) 具有直接交易资格的发电企业、电力用户和具有批发零售资格的售电公司，在获得省政府或省政府授权的部门的批准后，可直接参与跨省跨区交易，发电企业和电力用户也可委托售电企业或电网企业代理参与跨省跨区交易；

（二）现货市场启动前，电网企业可以代理省内电力用户参与跨省跨区购交易，电网企业、发电企业、售电企业可以代理小水电、风电等参与跨省跨区售电交易；

（三）保留在电网企业内部的发电企业不直接参与跨省跨区电能交易。

第十八条 [合同电量转让交易准入] 合同电量转让交易的市场准入条件：

（一）拥有优先发电合同、计划基数电量合同、直接交易合同、跨省跨区电能交易合同的发电企业，拥有直接交易合同、跨省跨区电能交易合同的电力用户和售电企业可参与合同转让交易；

（二）直接交易合同、跨省跨区电能交易合同只能在符合市场准入条件的发电企业、电力用户、售电企业之间进行转让交易；

（三）调峰调频电量、热电联产机组“以热定电”电量、余热余压余气优先发电电量原则上不得转让。

（四）参与合同电量转让交易的市场主体应符合第八条规定的基本条件。

第十九条 [辅助服务交易准入] 辅助服务提供者的市场准入条件：

（一）具备提供辅助服务能力的发电机组均可参与辅助服务交易，鼓励储能设备、需求侧资源（如可中断负荷）等尝试参与；

（二）能够提供满足技术要求的某项辅助服务的独立辅助服务提供商，在电力调度机构进行技术测试认证后，方可参与交易。

有辅助服务需求的发电企业、电力用户、售电公司等市场主体均可进入辅助市场进行交易。参与辅助服务交易的市场主体应符合第八条规定的基本条件。

第二十条 [市场注册] 市场主体均需电力交易机构进行市场注册。电力交易机构公布已注册的发电企业、售电公司和电力用户的名单、联系方式等相关信息。能源监管机构会同省政府电力管理部门对市场注册进行监督管理。

完成市场注册的电力用户，全部电量进入市场，不再按政府定价购电，并在规定的时间周期内（原则上不少于3年）不得退出市场。

参与跨省跨区直接交易的市场主体可以根据实际条件选择在本地或交易对方或区域的相关交易平台上注册，注册后可自由选择平台开展交易。

售电公司进入市场应先向省政府主管部门提出申请，然后在交易机构完成注册、承诺、公示等程序，并在能源监管机构和征信管理机构备案。

第二十一条 [市场准入目录] 省政府或省政府授权的部门，按年度公布当地符合直接交易市场准入条件的发电企业、售电公司、电力用户目录，并对相应

的目录实施动态监管，准入范围应逐步扩大。进入准入目录且完成注册的市场主体方可参与直接交易。

第二十二条 [注册变更或注销] 市场主体变更注册或者撤销注册，应当按照电力市场交易规则的规定，向电力交易机构提出申请。经批准后，方可变更或者撤销注册。当已完成注册的直接交易主体不能继续满足准入市场的条件时，由电力交易机构撤销注册。

第二十三条 [市场退出] 市场主体退出或被列入黑名单，原则上 3 年内不得直接参与市场交易，退出的电力用户须向售电企业购电（电网企业未完全退出统购统销经营模式前，可按政府定价向电网企业购电）。退出市场的主体由省政府或省政府授权的部门在目录中删除，电力交易机构取消注册，并向社会公示。

第二十四条 [违约责任] 市场主体被强制退出或自愿退出市场的，未完成合同可以转让，未转让的终止执行，并由违约方承担相应的违约责任。

第四章 交易品种、周期和方式

第二十五条 [交易品种] 电力中长期交易品种包括电力直接交易、批发交易（含代理）、零售交易、跨省跨区交易、合同电量转让交易、应急交易和辅助服务交易。同时，可根据实际情况创新交易品种，报经国家能源局批准后实施。

电力直接交易是指电力用户向发电企业直接购电的市场交易行为，交易目的为电力用户自身需求；

批发交易（含代理）是指售电企业（以企业本身或持代理合同）向发电企业购电的交易行为，交易目的是售电企业通过批发市场购入电能用于转售给一个或多个用户企业或通过批发市场为一个或多个用户企业代理购入电能。

零售交易是指售电企业将其从批发市场购入的电能分别售给用户企业的交易行为。零售交易由售电公司与电力用户双方自主组织开展，但须接受监管，大部分零售交易合同须在批发交易时向交易机构备案，并严格按合同执行，其余零售交易合同也须按交易机构要求备案，并定期集中报告零售交易基本情况（原则上分月度报告）。

跨省跨区交易包含跨省跨区电力直接交易和批发交易（代理）；跨省跨区交易根据实际情况选择区域交易平台、省内交易平台和对方省交易平台开展交易，但尽量创造条件在省内交易平台开展；所有参与跨省区交易的省内市场主体须获得省政府或省政府授权的部门的批准，在省内电力交易机构注册。点对网专线输电的发电机组视为省内发电企业，不属于跨省跨区交易，纳入本省电力电量平

衡，并参加省内市场交易。

合同电量转让交易是指符合上述第十八条规定准入条件的发电企业、电力用户和售电企业按规定转让其持有的交易合同的部分或全部交易标的。主要包括优先发电合同电量转让交易、基数合同电量转让交易、跨区跨省合同电量转让交易、直接交易合同电量转让交易等。

允许发电企业之间以及电力用户之间签订电量互保协议，一方因特殊原因无法履行合同电量时，经电力调度机构同意后，由另一方代发（代用）部分或全部电量，在事后补充转让交易合同，并报电力交易机构。应急交易是在发生或即将发生弃风弃水紧急情况下，向省外售出电量，提高省内可再生能源消纳能力的交易行为。

第二十六条 [交易周期] 电力中长期交易主要按年度和月度开展。具备条件时，可按年度以上、季度或月度以下周期开展交易。

第二十七条 [交易方式] 电力中长期交易可以采取双边协商、集中竞价、挂牌招标（招标要约）等方式进行。

（一）双边协商交易指市场主体之间自主协商交易电量（电力或辅助服务）及其价格，形成双边协商交易初步意向后，经安全校核和相关方确认后形成交易结果。校核未通过时，按等比例原则进行削减。

（二）集中竞价交易指市场主体通过电力交易平台申报电量、电价，电力交易机构考虑安全约束进行市场出清，经电力调度机构安全校核后，确定最终的成交对象、成交电量（辅助服务）与成交价格。

（三）挂牌交易（招标要约）指市场主体通过电力交易平台，将需求电量或可供电量（辅助服务）的数量和价格等信息对外发布要约，由符合资格要求的另一方或多方提出接受该要约的申请，按规则初选成交对象，经安全校核和相关方确认后形成交易结果。

第五章 价 格 机 制

第二十八条 [基本原则] 电力中长期交易的成交价格由市场主体通过自主协商等方式形成，第三方不得干预。相关的输配电价、政府性基金与附加按国家规定执行。

第二十九条 [输配电价] 110 千伏和 220 千伏两个电压等级的用户企业参与电力直接交易，按照已核定的输配电价执行；暂未单独核定直接交易输配电价的其它电压等级用户企业，按照电网购销差价不变的办法开展交易；正式核定各电

压等级输配电价时，严格按核定的输配电价执行。

第三十条 [跨省跨区输电价格] 跨省跨区输电价格按照价格主管部门有关规定执行。我省送出时，省内输配电价按不超过 30 元/兆瓦时（含网损）的原则自主协商，也可以由省政府或省政府授权的部门测算核定。

第三十一条 [交易价格] 双边交易价格按照双方合同约定执行；集中竞价交易按照统一出清价格或根据双方申报价格确定；挂牌交易价格以挂牌成交价格结算。

集中竞价采用统一出清的，可根据最后一个交易匹配对的成交价格确定，或根据买方申报曲线与卖方申报曲线交叉点对应的价格确定；采用撮合成交的，根据各个交易匹配对的申报价格形成成交价格，一般为卖方报价和买方报价的平均值。

第三十二条 [收益分配] 电网企业参与跨省跨区交易代理购电时，因外购电价格相对省内平均上网电价的价差形成的损益应纳入输配电价核定和电价调整中统筹考虑。

第三十三条 [输电损耗] 跨省跨区电能交易的受电落地价格由成交价格（送电方交易价格）、输电价格（费用）和输电损耗构成。输电损耗在输电价格中已明确包含的，不再单独或另外收取；未明确的，按国家价格主管部门、国家能源局相关规定执行。输电损耗原则上由买方承担，经协商一致，也可由卖方或买卖双方共同承担。跨省跨区交易输电费用及网损按照实际计量的物理量结算。

第三十四条 [合同转让电价] 合同电量转让交易价格为合同电量的出让或买入价格，不影响出让方原有合同的价格和结算。省内合同电量转让、回购，以及跨省跨区合同回购不收取输电费和网损。跨省跨区合同转让应按潮流实际情况考虑输电费和网损。

第三十五条 [两部制电价] 参与直接交易的两部制电价电力用户，基本电价可按现行标准执行。

第三十六条 [辅助服务电价] 辅助服务市场交易原则上不计输电损耗，无须支付输配电价和缴纳相关基金附加。

第三十七条 [峰谷电价] 参与直接交易的峰谷电价电力用户，可采用以下方式作为结算价格。方式一：继续执行峰谷电价，直接交易电价作为平段电价，峰、谷电价按现有峰平谷比价计算，电力用户不参与分摊调峰服务费用。因电力用户侧单边执行峰谷电价造成的损益纳入输配电价核定和电价调整中统筹考虑。方式二：不执行峰谷电价，电力用户用电量均按直接交易电价结算，电力用户通

过购买辅助服务补偿或参与辅助服务补偿机制分摊调峰费用。采用这种办法时，电力用户应向交易机构提出申请，有关部门须制定出台相关市场机制。

第三十八条 [交易限价] 双边协商交易原则上不进行限价。集中竞价交易中，为避免市场操纵及恶性竞争，可以对报价或结算价格设置上限及下限。

第六章 电 量 规 模

第三十九条 [供需平衡预测] 每年年底，由主管部门预测次年电力供需平衡情况，预测总发用电量，经省政府或省政府授权的部门统筹协调，确定跨省跨区受入和送出交易电量。

第四十条 [跨省跨区交易] 国家指令性和政府间协议的跨省跨区电量，由相关电力企业协商签订合同，纳入送、受电省优先发电计划，并优先安排消纳。跨省区购电应充分考虑省内发电产能规模，以免加重省内可再生能源消纳负担，挤占省内火电企业发电基本市场空间。省内统调公用燃煤机组平均发电利用小时数低于 3000 小时，且影响省内发电企业正常经营时，应缩减长期跨省跨区购电交易规模，除国家计划、地方政府协议跨省跨区电能交易合同外，原则上不得再开展长期跨省跨区购电交易。如因省内外购电价格悬殊，确需开展跨省区交易时，可以通过省外落地价格的参照指引，组织省内发电企业先行竞价，也可以引进省外售电主体和适当电量规模参与本省市场竞争，还可以组织用户企业或售电企业直接向省外购电。省内可再生能源限电、弃风弃水的时段，应通过市场交易、跨省区调剂等办法，减少或停止跨省区购电交易，启动并加大跨省区送出的售电交易。

第四十一条 [市场交易规模] 省内市场交易电量规模，由省政府或其授权部门根据市场放开情况和需求预测确定。

第四十二条 [计划电量规模确定] 计划电量的规模根据省内电力电量需求预测、省内市场交易电力用户电量需求预测和跨省跨区交易计划确定。计划电量规模=省内电量需求预测±现有国家指令性和政府间协议的跨省跨区交易电量-省内市场交易电量。（送出为正，受入为负）计划电量规模确定后，原则上可以在第四季度调整一次，月内的偏差主要通过市场方式处理。

第四十三条 [特殊情况] 计划电量如果在年度交易或年初的月度交易开始后仍未分配，可以由电力交易机构参考上年情况，预先进行计划电量的月度分解。待年度计划电量分配正式确定后，再由电力交易机构在后续月份进行调整。

第四十四条 [容量剔除] 安排机组计划电量时，可根据其年度市场交易电

量，扣除相应发电容量，也可以根据实际情况不扣除发电容量。

第七章 交 易 组 织

第一节 交易时序安排

第四十五条 [年度交易时序] 开展年度交易时遵循以下顺序：首先确定次年国家指令性和政府间协议的跨省跨区电量合同，其次确定计划电量合同，再次开展年度双边交易，最后开展年度集中竞价交易（双边及集中竞价交易均包括跨省跨区交易，挂牌交易视同集中竞价交易，下同）。如年度双边交易已满足全部年度交易需求，也可不开展年度集中竞价交易。

第四十六条 [月度交易时序] 开展月度交易时遵循以下顺序：在年度合同分解到月的基础上，首先开展月度双边交易，其次开展月度集中竞价交易。月度双边交易已满足全部交易需求，也可不开展月度集中竞价交易。

第四十七条 [跨省跨区交易时序] 在落实国家指令性计划和政府间协议送电的前提下，省内、跨省跨区交易的启动时间原则上不分先后。在电力供应紧张的情况下应优先保障省内电力电量平衡，有富余发电能力时参与跨省跨区交易。跨省区购电按第四十条操作。

第四十八条 [合同转让交易时序] 合同转让交易应在合同执行五个工作日之前完成，原则上市场主体签订电力电量购售合同并备案后即可进行转让。

第二节 年度双边交易

第四十九条 [信息发布] 每年 12 月初，电力交易机构应通过交易平台发布次年度双边交易相关市场信息，包括但不限于：

- （一）次年关键输电通道潮流极限情况；
- （二）次年市场交易电量；
- （三）次年跨省跨区交易电量；
- （四）次年各机组可发电量上限。

第五十条 [交易时间] 年度双边交易由开市至闭市原则上不超过 3 个工作日。年度双边交易主要开展省内直接交易、批发交易、跨省跨区交易、合同转让交易（含跨省跨区合同转让交易，下同）。

第五十一条 [交易意向提交] 市场主体经过双边协商分别形成年度双边省内直接交易、批发交易、年度双边跨省跨区交易和年度双边合同转让交易的意向协议，并在年度双边交易市场闭市前，通过技术支持系统向电力交易机构提交意

向协议。年度双边交易的意向协议应提供月度分解电量。

第五十二条 [安全校核] 电力交易机构在闭市后第 1 个工作日将所有双边交易意向提交相关电力调度机构进行安全校核，电力调度机构应在 3 个工作日之内将校核结果交电力交易机构。各类年度双边交易在闭市后统一进行安全校核，若安全校核未通过，相关交易电量按等比例原则进行削减。

第五十三条 [确认交易并签订合同] 电力交易机构应在收到安全校核结果的下一工作日发布年度双边交易结果。市场主体如对交易结果有异议，应在结果发布后 1 个工作日内向电力交易机构提出异议，由电力交易机构会同电力调度机构在收到异议后 1 个工作日内给予解释和协调。市场主体对交易结果无异议的，应在结果发布后第 1 个工作日通过技术支持系统反馈成交确认信息，逾期不反馈者视为无意见。

交易结果确认后，由技术支持系统自动生成年度双边直接交易、批发交易、年度双边跨省跨区交易和年度双边合同电量转让交易合同，相关市场主体应在成交信息发布后的 3 个工作日内，通过技术支持系统签订电子合同。

第三节 年度集中竞价交易

第五十四条 [信息发布] 每年 12 月中旬，电力交易机构通过技术支持系统发布次年度集中竞价市场相关信息，包括但不限于：

- （一）次年关键输电通道剩余可用输送能力情况；
- （二）次年集中竞价直接交易电量；
- （三）次年集中竞价跨省跨区交易电量；
- （四）次年各机组剩余可发电量上限。

第五十五条 [交易时间] 年度集中竞价交易主要开展省内直接交易、批发交易、跨省跨区交易和合同电量转让交易。每类集中竞价交易由开市至闭市原则上不超过 2 个工作日。

第五十六条 [数据申报] 年度集中竞价交易开始后，发电企业、售电企业和电力用户通过技术支持系统申报分月电量、分月电价。技术支持系统对申报数据进行确认，并以申报截止前最后一次的有效申报作为最终申报。年度集中竞价交易原则上应分月申报、分月成交。

第五十七条 [市场出清] 报价结束后，技术支持系统考虑安全约束自动生成初始交易结果，由电力交易机构在当日提交电力调度机构并向市场主体公布。电力调度机构应在 3 个工作日内完成安全校核，交电力交易机构形成最终交易结

果。电力交易机构在收到安全校核结果后第 1 个工作日，通过技术支持系统向市场主体发布最终交易结果和安全校核说明。市场主体对所申报的数据负责，集中竞价交易结果原则上不再另行签订合同。

第五十八条 [年度交易结果汇总] 电力交易机构在各类年度交易结束后，应根据经安全校核后的交易结果，于 12 月底前将双边和集中竞价的直接交易、批发交易、跨省跨区交易和合同转让交易的结果进行汇总，发布年度汇总后的交易结果和分项交易结果。电力调度机构应按该交易结果合理安排电网运行方式，保障交易结果的执行。

第四节 月（季）度双边交易

第五十九条 [信息发布] 每月上旬或每季度第三个月月上旬，电力交易机构应通过交易平台发布下个月或下一季度双边交易相关市场信息，包括但不限于：

- （一）下个月或下一季度关键输电通道潮流极限情况；
- （二）下个月或下一季度直接交易电量；
- （三）下个月或下一季度跨省跨区交易电量；
- （四）下个月或下一季度各机组可发电量上限。

第六十条 [交易时间] 月（季）度双边交易由开市至闭市原则上不超过 3 个工作日。月（季）度双边交易主要开展省内直接交易、批发交易、跨省跨区交易和合同转让交易。

第六十一条 [交易意向提交] 市场主体经过双边协商分别形成月（季）度双边省内直接交易、批发交易、月（季）度双边跨省跨区交易和月（季）度双边合同转让交易的意向协议，并在月（季）度双边交易市场闭市前，通过技术支持系统向电力交易机构提交意向协议。

第六十二条 [安全校核] 电力交易机构在闭市后第 1 个工作日将所有双边交易意向提交相关电力调度机构进行安全校核，电力调度机构应在 2 个工作日之内将校核结果交电力交易机构。各类月度双边交易在闭市后统一进行安全校核，若安全校核未通过，相关交易电量按等比例原则进行削减。

第六十三条 [合同签订] 电力交易机构在电力调度机构反馈安全校核结果后的第 1 个工作日发布月（季）度双边交易结果。

市场主体如对交易结果有异议，应在结果发布后第 1 个工作日向电力交易机构提出异议，由电力交易机构会同电力调度机构在当日给予解释和协调。市场主体对交易结果无异议的，应在结果发布后的第 1 个工作日通过技术支持系统返回

成交确认信息，逾期不反馈者视为无意见。

交易结果确认后，由技术支持系统自动生成月（季）度双边直接交易、批发交易、双边跨省跨区交易和双边合同电量转让交易合同，相关市场主体应在成交信息发布后的3个工作日内，通过技术支持系统签订电子合同。

第五节 月（季）度集中竞价交易

第六十四条 [信息发布] 每月中下旬或每季度第三个月的中下旬，电力交易机构通过技术支持系统发布次月集中竞价市场相关信息，包括但不限于：

- （一）次月关键输电通道剩余可用输送能力情况；
- （二）次月集中竞价直接交易电量；
- （三）次月集中竞价跨省跨区交易电量；
- （四）次月各机组可发电量上限。

第六十五条 [交易时间] 月（季）度集中竞价交易主要开展省内直接交易、批发交易、跨省跨区交易和合同电量转让交易。每类集中竞价交易由开市至闭市原则上不超过2个工作日。

第六十六条 [数据申报] 月（季）度集中竞价交易开始后，发电企业、售电企业和电力用户通过技术支持系统申报电量、电价（季度集中交易原则上分月申报，分月成交）。技术支持系统对申报数据进行确认，并以申报截止前最后一次的有效申报作为最终申报。

第六十七条 [市场出清] 报价结束后，技术支持系统考虑安全约束自动生成初始交易结果，由电力交易机构在当日提交电力调度机构并向市场主体公布。电力调度机构应在2个工作日内完成安全校核，返回电力交易机构形成最终交易结果。电力交易机构在收到安全校核结果后第1个工作日，通过技术支持系统向市场主体发布最终交易结果和安全校核说明。市场主体对所申报的数据负责，集中竞价交易结果原则上不再另行签订合同。

第六十八条 [月（季）度交易结果汇总] 电力交易机构在各类月（季）度交易结束后，应根据经安全校核后的交易结果，对年度分月结果和月度交易结果进行汇总，于每月月底前发布汇总后的交易结果，并结合次月计划电量制定机组月度发电计划。电力调度机构应根据月度发电计划，合理安排电网运行方式，保障合同电量的执行。

第六节 挂牌招标交易

第六十九条 [挂牌要约] 有交易意向的市场主体，可以向电力交易机构申

请开展挂牌招标交易。交易机构根据政府有关部门规定或临时安排进行审查，决定是否组织挂牌招标，并在收到市场主体书面申请的3个工作日内作出正式答复。有多个市场主体提出相同交易申请意向的，可以合并组织，不能合并的按申请时间先后分别组织或通过相关程序随机决定先后排序。

第七十条 [成交原则] 挂牌要约发出后，在截止时间前，符合条件的市场主体均可投标响应，并允许更改申报量价，但申报电量不允许超过其实际能力。以价为标的时，按价格优先原则确定成交对象：如招标标的量大于等于投标响应量，投标量全部按招标要约成交；如招标标的量小于投标响应量且有多主体投标，则按价格优先原则确定符合条件的成交对象，如符合条件的成交量仍然大于招标标的量，则各投标市场主体按比例分配成交标的量，形成初步成交结果。以量为标的时，符合要求的投标响应全部确定为成交对象，成交量按申报比例确定，即各市场主体申报量占总申报量的比例乘以标的量。

第七十一条 [安全校核与合同签订] 电力交易机构应在挂牌招标截止后第1个工作日将初步交易结果交电力调度机构校核。电力调度机构在接到初步交易结果后，应在3个工作日内完成安全校核，并将校核结果和相关说明反馈电力交易机构。交易机构在收到安全校核结果次日前公布正式交易结果和相关说明。有关市场主体应签订交易合同，并报电力交易机构和有关部门备案。

第七节 临时交易与紧急支援交易

第七十二条 [跨省跨区临时交易] 可再生能源消纳困难、发生或可能发生弃风弃水弃光时，由本省电力交易机构组织发电企业与区内外其他省通过自主协商方式开展跨省跨区临时交易，交易电量、交易曲线和交易价格均由购售双方协商确定。

若按市场方式难以达成交易或市场交易仍然无法解决可再生能源消纳困难，在区内外其他省份有消纳能力的前提下，应向主管部门和上级调度交易机构申请强制调减或中止国家指令计划及政府间协议电量送入，或者强制开展跨省发电权交易。具体操作办法按国家能源主管部门相关规定执行。

第七十三条 [紧急支援交易] 在本省电网供需不平衡时，由电力调度机构组织开展跨省跨区支援交易，交易价格按事先预案执行。条件成熟时也可由电力交易机构采取预挂牌方式确定中标机组。

第八节 批发零售交易

第七十四条 [代理交易] 在已放开准入的用电类别中，符合产业政策、不

欠电费（或补缴全部电费）的电力用户，都可以委托售电企业代理参加中长期交易（直接交易等）。用户本身已经直接参与交易的，当次交易不能委托售电公司代理交易。一家用户企业一次交易只能委托一家售电企业参与交易。

第七十五条 [代理交易] 持有委托代理交易合同的售电企业，经交易机构审查通过后，可以代理一个或多个用户企业参与中长期交易。

第七十六条 [批发交易] 批发交易可以与直接交易合并组织，也可以单独组织。合并组织时，售电公司视作一个超级用户，除履行售电公司相关交易规则外，与用户企业的权利义务对等。单独组织时，须有多个售电公司参与，批发交易的电量规模由政府有关部门确定。

第七十七条 [批发交易] 完成规定准入程序的售电公司可以直接在中长期市场参与批发交易或直接交易。售电公司的购电量规模根据其企业实力（注册资本等）等具体指标由交易机构审定。交易完成后3个工作日内，售电公司须将80%以上的电量落实到具体用户，并分解到月度，同时将电量分月分解情况和与用户之间的购售电合同应报交易机构备案。具体实施细则由交易机构制定，并报监管机构和政府有关部门备案。

第七十八条 [保证金制度] 售电公司代理交易须缴纳交易额的2-5%的保证金，批发交易须缴纳交易额5-10%的保证金。具体实施细则由交易机构制定，并报监管机构和政府有关部门备案。

第七十九条 [零售交易] 售电公司批发交易电量以零售交易的方式转售用户。零售交易须签订购售电合同，并向交易机构统一备案。一家电力用户原则上只选择一家售电公司进行零售交易；正在参与直接交易的电力用户在直接交易合同期间，原则上不再参与零售交易。允许售电公司在交易周期内将部分购电量逐步落实到用户（原则上不超过每次批发交易电量的20%），与用户企业签订下个月或以后数个月的购售电合同，并在当月23日前在交易机构备案。

第八十条 [零售交易] 售电公司须有效衔接电网企业和用户企业，做好电量计划、电费结算等服务工作。

第八十一条 [供电服务] 电网企业应严格按照规定提供计量、抄表、结算等普遍服务，为售电交易创造必要的条件，保证公平无歧视。相关监管办法由监管机构另行制定。

第九节 合同转让交易

第八十二条 [交易合同转让] 持有直接交易合同或批发交易合同或跨省区

交易合同的发电企业、用户企业和售电公司可以按规定进行转让。受让主体必须具备相应准入资格。转让标的为电量。转让周期可以为交易全周期，也可以的部分交易周期，但必须是月度以上；转让电量可以是交易全电量，也可以是部分电量。受让方应一并受让交易合同附有的电力（曲线）、交易电量月度分解以及其它条件。

第八十三条 [计划电量合同转让] 发电企业的计划电量转让必须遵照发电权转让的相关规定，体现节能减排的基本原则。

第八十四条 [相关程序] 转让合同签订后应及时交电力交易机构备案审查。交易机构应在收到转让合同后的第 1 个工作日将转让合同和原合同一并交调度机构安全校核。调度机构应在收到合同文本后的 2 个工作日内完成安全校核，并将安全校核结果和相关说明交电力交易机构。电力交易机构据此确定是否可以转让，并发布转让结果和相关说明。

第八十五条 [禁止性条款] 下列情况交易合同不得转让：

1. 未备案的交易合同；
2. 安全校核未通过者；
3. 受让主体不具备相应准入资格者；
4. 国家、省政府有关规定和相关规则明文禁止者。

第八章 安全校核与交易执行

第八十六条 [安全校核责任主体] 电力调度机构负责各种交易的安全校核工作。直接交易、批发交易、合同调整和合同电量转让必须经电力调度机构安全校核后方可生效。涉及跨省跨区的交易，须提交相关电力调度机构共同进行安全校核。安全校核的主要内容包括但不限于：通道阻塞管理、机组辅助服务限制等内容。

第八十七条 [机组发电利用小时数限制] 为保障系统整体的备用和调频调峰能力，在各类市场交易开始前，电力调度机构可根据机组可调出力、检修天数、系统净负荷曲线以及电网约束情况，折算得到各机组的电量上限，对参与市场交易的机组发电利用小时数提出限制建议。

第八十八条 [电网运行信息披露] 电力调度机构在各类市场交易开始前应按规定及时提供关键通道输电能力、关键设备检修计划等电网运行相关信息，由电力交易机构在信息披露中予以公布。

第八十九条 [安全校核时限] 安全校核应在规定的时限内完成。安全校

核未通过时，电力调度机构需出具书面解释，由电力交易机构在信息披露中予以公布。

第九十条 [交易调整原则] 安全校核未通过时，对于双边协商交易，对相关交易电量按等比例原则进行削减；对于集中竞价交易，对相关交易电量按价格优先原则或等比例原则进行削减。

第九十一条 [紧急情况处理] 电力系统发生紧急情况时，电力调度机构可基于安全优先的原则实施调度，并在事后向监管机构书面报告事件经过。紧急情况导致的经济损失，有明确责任主体的，由相关责任主体承担经济责任。

第九十二条 [交易计划制定] 电力交易机构根据市场主体年度交易当月电量分解计划和各类月度交易的成交结果，编制系统和发电企业的月度交易计划，电力调度机构负责安全校核。

第九十三条 [交易计划内容] 月度交易计划内容包括：

- （一）月度总发用电量平衡计划；
- （二）跨省跨区电力电量计划；
- （三）月度优先发电电量计划；
- （四）月度基数电量计划；
- （五）月度直接交易电量计划；
- （六）其他交易电量计划。

第九十四条 [交易计划执行] 电力调度机构负责执行月度交易计划；电力交易机构每日跟踪和公布月度交易计划执行进度情况。市场主体对进度偏差提出异议时，电力调度机构负责出具说明，电力交易机构负责公布相关信息。

第九章 合同电量偏差处理

第九十五条 [合同电量调整] 电力市场交易双方根据年度交易合同，在保持后续月份原有分解计划总量不变的前提下，可于每月5日前对年度交易合同中次月分解计划提出调整申请，通过交易平台上报电力交易机构，经安全校核后，作为月度发电安排和月度交易电量结算的依据。

第九十六条 [偏差电量平衡原则] 中长期合同执行偏差主要采取调整发电侧市场电量方式（优先结算计划电量）进行处理。在直接交易电量占比较高时，采取预招标方式按月平衡偏差。

第九十七条 [预招标处理方式] 预招标方式按月平衡偏

差是指月度交易结束后，通过预招标方式确定次月上调机组调用排序（按增

发价格由低到高排序)和下调机组调用排序(按补偿价格由低到高排序)。月底最后7天,电力调度机构根据各个机组的合同完成率,判断当月基本电力供需形势。当电力供需形势紧张时(月度系统实际用电需求大于月度系统总合同电量时),基于预招标确定的机组排序,满足电网安全约束的前提下,优先安排增发价格较低的机组增发电量,其余机组严格按合同电量安排发电计划;当电力需求不足时(月度系统实际用电需求小于月度系统总合同电量时),优先安排补偿价格较低的机组减发电量,其余机组严格按合同电量安排发电计划。

第十章 辅 助 服 务

第九十八条 [执行两个细则] 辅助服务市场建立完善前,执行辅助服务管理实施细则及并网运行管理实施细则。

第九十九条 [辅助服务分类] 辅助服务分为基本辅助服务和有偿辅助服务。基本辅助服务包括:一次调频、基本调峰、基本无功调节等,基本辅助服务不进行补偿。有偿辅助服务是指并网发电厂、电力用户、独立辅助服务提供商在基本辅助服务之外所提供的辅助服务,包括自动发电控制(AGC)、有偿调峰、备用、有偿无功调节、黑启动等。

第一百条 [辅助服务市场原则] 按照“自愿参与、市场运作”和“谁受益、谁付费”的原则,通过抽水蓄能专项市场等措施,逐步建立完善辅助服务市场机制,鼓励引导储能设备、需求侧资源参与提供辅助服务。电力调度机构根据系统运行需要,确定某时段调峰、备用等辅助服务需求总量,逐步通过竞价的方式选择辅助服务提供主体及其供应量。考虑省内辅助服务提供主体较多的现实情况,也可以将系统所需的辅助服务由电力交易机构通过预招标方式确定价格统一购买。

第一百零一条 [跨省跨区交易辅助服务] 省外发电企业送入本省时,纳入本省辅助服务管理范围,并根据提供的辅助服务获得或者支付补偿费用。跨省跨区电能送入曲线未达到省内电网基本调峰要求的,按照本省电网基本调峰考核条款执行;达到有偿调峰要求的,按照有偿调峰补偿条款给予补偿;未建立完善辅助服务市场前,参与两个细则考核补偿和分摊平衡。

第十一章 计 量 和 结 算

第一百零二条 [计量位置] 电网企业应根据市场运行需要为市场主体安装符合技术规范的计量装置;计量装置原则上安装在产权分界点,产权分界点无法

安装计量装置的，考虑相应的变（线）损。

第一百零三条 [计量装置] 同一计量点应安装同型号、同规格、同精度的主、副电能表各一套，主、副表应有明确标志，以主表计量数据作为结算依据，副表计量数据作为参

照，当确认主表故障后，副表计量数据替代主表计量数据作为电量结算依据。电力用户可根据实际情况配置必要的计量装置。

第一百零四条 [计量数据] 电网企业应按照电力市场结算要求定期抄录发电企业（机组）和电力用户电能计量装置数据，并提交电力交易机构。当出现计量数据不可用时，由电能计量检测中心确认并出具报告，结算电量由电力交易机构组织相关市场主体协商解决。

第一百零五条 [结算依据] 电力交易机构负责向市场主体出具结算依据，市场主体根据相关规则进行资金结算。其中，跨省跨区交易原则上由本省电力交易机构协调省外交易机构后，向市场主体出具结算依据；合同电量转让交易由电力交易机构分别向出让方和受让方出具结算依据。

第一百零六条 [电费结算] 市场交易电费结算为现金方式，经交易双方约定可以少量使用承兑汇票，但约定接受承兑汇票的发电企业、售电公司应承担承兑汇票的消化责任或贴现责任。有历史原因或特殊困难的用户企业，经省政府特批后，可暂时使用承兑汇票结算，但承兑汇票比例应逐年下降。

第一百零七条 [电费结算] 电力用户按实际交易电量和交易电价（代理交易电价）结算交易电费，电网企业负责收费，将交易电费分类进行再结算：

1. 直接交易：电网企业将发电企业与该用户交易的电费（交易上网电量乘交易电价）结算给发电企业；

2. 批发交易和代理交易：电网企业将发电企业与售电公司（含代理交易）交易的电费（实际交易上网电量乘交易电价）结算给发电企业；同时将用户上缴的交易电费减去发电企业应得的交易电费和基金附加、输配电价（含损耗）后的余款结算给售电企业；

3. 跨省区交易：按交易类别和参与主体的差别按上述原则结算；

4. 合同电量转让交易：最终受让方为结算主体，并按上述办法结算；转让合同另有约定的，经电力交易机构审查可按相关规定结算。电费结算原则上均按自然月份计量用电量和上网电量，具备不条件时可暂时保持现有计量抄表方式不变。各市场主体暂时保持与电网企业的电费结算和支付方式不变，并由电网企业承担电力用户侧欠费风险，保障交易电费资金安全。不承担市场交易电费结算职

能的电网企业不承担相应电费拖欠风险，市场主体可自行约定结算方式。

偏差电量电费结算（含违约金扣减和电费补偿）按以下第一百零九条规定办理，原则上与上述电费一并结算。

第一百零八条 [结算争议] 市场主体接收电费结算依据后，应进行核对确认，如有异议在5个工作日内通知电力交易机构，逾期则视同没有异议。

第一百零九条 [偏差电量结算] 建立合同偏差电量结算机制，发电企业和电力用户的合同偏差分开结算。以年度交易和月度交易为主时，按月清算、结账；开展周（日）交易时，按周（日）清算，按月结账。预招标按月平衡偏差时的结算流程和结算价格如下：

（一）发电侧

1. 可再生能源：根据自身发电能力预测，申报次月可发电量。鼓励可再生能源参与市场竞争，相应上网电量按其合同价格结算。

（1）实际上网电量超过其申报电量时，水电、风电、光伏发电105%以上的超发电量按实际上调服务的加权平均价结算（系统未调用上调服务时，按月度集中竞价交易的最低成交价结算），其余电量按政府批复电价或合同电价进行结算。

（2）实际上网电量低于其申报电量时，按政府批复电价或合同电价结算其实际上网电量。风电、光伏发电75%（水电85%）以下的少发电量按月度集中竞价交易最高成交价的10%支付违约金，因调度运行需要导致的少发电量免于支付违约金。

2. 其他类型电源：

（1）实际上网电量小于其月度计划电量时，按政府批复的上网电价结算实际上网电量；提供下调服务导致的减发电量按其预招标价格获得补偿，2%以内的减发电量免于补偿；因自身原因导致的少发电量按月度集中竞价交易最高成交价的10%支付违约金，2%以内的少发电量免于支付违约金。

（2）实际上网电量大于其月度计划电量但小于月度计划电量与市场合同电量之和时，按政府批复电价结算计划电量，按其所签订的市场合同价结算剩余电量；提供下调服务导致的减发电量按其预招标价格获得补偿，2%以内的减发电量免于补偿；因自身原因导致的少发电量按月度集中竞价交易最高成交价的10%支付违约金，2%以内的少发电量免于支付违约金。

（3）实际上网电量大于其月度计划电量与市场合同电量之和时，按政府批复电价结算计划电量，按合同价格结算各类市场合同电量；提供上调服务导致的增发发电量按其预招标价格获得补偿；因自身原因导致的超发电量按月度集中竞价交

易的最低成交价结算。机组提供上调服务（或下调服务）导致的增发电量（或减发电量），均以调度安排为准。月内既提供上调服务又提供下调服务的机组，以互抵后的净值作为月度增发电量或减发电量。

（二）电力用户侧

1. 市场电力用户实际用电量超过其合同电量时，按其合同加权平均价结算合同电量后，超用电量按上调服务的加权平均价结算（系统未调用上调服务时，按月度集中竞价交易的最高成交价结算）。市场电力用户实际用电量小于其合同电量时，按其合同加权平均价结算实际用电量。2%以内的少用电量免于支付违约金，2%以外的少用电量按系统下调电量的补偿单价支付违约金（系统未调用下调服务时，按其合同加权价的10%支付违约金）。

下调电量补偿单价=发电侧下调电量总补偿费用/下调总电量

发电侧下调电量总补偿费用由所有机组下调电量的补偿价格和机组下调中标电量的乘积累加得到。

2. 非市场电力用户（含优先购电电力用户，下同）按实际用电量和目录电价结算。

3. 非市场电力用户的总用电量大于计划电量时，2%以内的超用电量免于支付违约金；2%以外的超用电量按月度集中竞价交易最高成交价的10%支付违约金。

非市场电力用户的总用电量小于计划电量时，2%以内的少用电量免于支付违约金，2%以上的少用电量按下调电量补偿单价支付违约金（系统未调用下调服务时，按月度集中竞价交易平均成交价的10%支付违约金）。

非市场电力用户用电偏差导致的违约金由电网企业承担，电网企业也可以通过地方电厂、地方电网造成的偏差进行考核，按责任分摊部分违约金。

（三）售电公司

1. 售电公司代理交易按上述本条第（二）款规定由委托的电力用户承担偏差电量结算责任；

2. 售电公司零售交易时，将与售电公司交易的用户企业的用电量加总后，作为一个超级大用户按照上述本条第（二）款承担偏差电量结算责任。

（四）电力用户、售电公司、发电企业的违约金以及上调服务所增加的电网企业结算收益，首先用于支付下调机组的补偿费用，盈余或缺额部分由所有统调发电企业按上网电量比重分摊。

上调服务所增加的电网结算收益=（计划电量加权平均价-机组上调服务加

权平均价) *非市场电力用户的超用电量。

(五) 市场电力用户的电费构成包括: 电量电费、违约金、输配电费、政府性基金与附加。发电企业的电费构成包括: 电量电费、下调服务补偿费、违约金、平均分摊的结算差额或盈余资金。

第一百一十条 [电网原因造成的偏差] 对于电网故障、电网改造等非不可抗力因素导致的合同电量执行偏差, 由电网企业承担相关偏差考核费用; 对于不可抗力因素导致的合同电量执行偏差, 由所有市场主体共同分摊相关费用。

第十二章 信 息 披 露

第一百一十一条 [信息分类] 按照信息属性分类, 市场信息分为公众信息、公开信息和私有信息。公众信息是指向社会公众发布的数据和信息, 公开信息是指向所有市场成员公开提供的数据和信息, 私有信息是指特定的市场成员有权访问且不得向其他市场成员公布的数据和信息。

第一百一十二条 [信息披露责任] 电力交易机构、电力调度机构、市场主体和电网企业应当遵循及时、真实、准确、完整的原则, 披露电力市场信息。

电力交易机构、电力调度机构应公平对待市场主体, 无歧视披露公众信息和公开信息, 严禁超职责范围获取或泄露私有信息。

电力交易机构负责市场信息的管理和发布, 会同电力调度机构及时向市场主体发布市场需求信息、电网阻塞管理信息、市场交易信息、辅助服务信息、电网拓扑模型、发电机组检修计划、电网检修计划等。

第一百一十三条 [信息披露方式] 在确保安全的基础上, 电力市场信息主要通过电力市场技术支持系统、电力交易机构门户网站进行披露。

电力交易机构负责管理和维护电力市场技术支持系统、门户网站, 并为其他市场成员通过技术支持系统、门户网站披露信息提供便利。各类市场成员按规定通过电力市场技术支持系统、门户网站披露有关信息, 并对所披露信息的准确性、及时性和真实性负责。

第一百一十四条 [信息答疑] 市场主体如对披露的相关信息有异议及疑问, 可向电力交易机构、电力调度机构提出, 由电力交易机构、电力调度机构负责解释。

第一百一十五条 [信息保密] 能源监管机构、省政府电力管理部门、电力市场成员不得泄露影响公平竞争和涉及用户隐私的相关信息。电力交易机构应保证私有数据信息在保密期限内的保密性。

第一百一十六条 [信息披露监管] 能源监管机构根据各地实际制定电力市场信息披露管理办法并监督实施。

第十三章 争议和违规处理

第一百一十七条 [争议内容] 本规则所指争议是市场成员之间的下列争议：

- （一）注册或注销市场资格的争议；
- （二）市场成员按照规则行使权利和履行义务的争议；
- （三）市场交易、计量、考核和结算的争议；
- （四）其他方面的争议。

第一百一十八条 [争议处理] 发生争议时，按照国家有关法律法规和能源监管机构的相关规定处理，具体方式有：

- （一）协商解决；
- （二）申请调解或裁决；
- （三）提请仲裁；
- （四）提请司法诉讼。

第一百一十九条 [违规行为] 市场成员扰乱市场秩序，出现下列违规行为的，由能源监管机构会同省政府电力管理部门查处：

- （一）提供虚假材料或以其他欺骗手段取得市场准入资格；
- （二）滥用市场力，恶意串通、操纵市场；
- （三）不按时结算，侵害其他市场主体利益；
- （四）市场运营机构对市场主体有歧视行为；
- （五）提供虚假信息或违规发布信息；
- （六）其他严重违反市场规则的行为。

第一百二十条 [违规处罚] 对于市场成员的违规行为，能源监管机构会同省政府电力管理部门按照《行政处罚法》《电力监管条例》、《电力市场监管办法》等相关法律法规制定处罚标准。

关于征求《湖南省电力市场管理委员会 组建方案》意见的函

省发改委、省能监办、省能源局、相关电力企业、相关电力用户：

根据我省电力体制改革工作的推进进程和职责分工，按照陈向群常务副省长关于尽快组建市场管理委员会的指示要求，我委草拟了《湖南省电力市场管理委员会组建方案》，请提出意见或建议，并与11月25日（星期五）前书面反馈我委能源行处。

附件：湖南省电力市场管理委员会组建方案

湖南省经济和信息化委员会

2016年11月18日

附件

湖南省电力市场管理委员会组建方案（征求意见稿）

根据中共中央、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）和国家发展改革委、国家能源局《关于印发电力体制改革配套文件的通知》（发改经体〔2015〕2752号）精神，按照湖南省电力体制改革总体要求，为维护我省电力市场的公平、公正、公开，构建电力市场各方平等协商议事机制，充分反映电力市场各方意愿，保障市场主体的合法权益。制定本方案。

一、职能定位

湖南省电力市场管理委员会（以下简称“委员会”）是由湖南省电力市场交易主体及第三方按类别推荐代表组成，共同研究、协商电力市场交易相关工作，并表决形成一致意见的自治性议事协调机构，是政府电力运行主管部门和能源监管机构的参谋和咨询机构，在制定市场交易规则、协商调节交易纠纷、监督交易机构合规运营、规范市场主体交易行为等方面发挥重要作用，共同促进湖南电力市场的有序、健康发展。

二、主要职责

（一）研究讨论电力市场发展规划，提出电力市场发展和建设的工作建议。

（二）研究讨论电力市场交易和运营规则、交易工作方案，提出相关建议和意见。

（三）研究分析湖南省电力市场运营状况，对国家有关电力体制改革、电力行业管理，电力市场监管等工作提出建议和意见。

（四）对湖南电力交易中心有限公司（以下简称“交易中心”）的章程制定、交易组织运营、交易信息披露等工作，以及市场主体的交易行为等进行监督，提出加强市场建设和秩序维护建议。

（五）协调电力市场主体在交易过程中发生的争议及其他相关事宜等，维护市场主体合法权益，防范恶性竞争和市场风险。

（六）研究提出交易中心高级管理人员建议。

三、组织机构

（一）委员会组成

1. 委员会由电网企业、发电企业、电力用户、售电企业和第三方代表（包括交易机构、研究机构、独立专家等）等五个类别组成。

2. 委员会成员单位以公开招募的方式确定，暂定 25 个，其中电网企业 1 个，发电企业 9 个，电力用户代表 9 个，预留售电企业 3 个，第三方单位 3 个，成员单位每 2-3 年招募一次。

3. 委员会委员由成员单位推荐人选，除电网企业外每个单位各推荐 1 名委员，电网企业推荐 3 名委员。委员会委员实行任期制，不从交易中心领取薪酬。

4. 委员会设秘书长 1 名、副秘书长 1 名。湖南省经济和信息化委员会为秘书长单位并派员担任秘长，负责主持委员会全体会议；交易中心为副秘书长单位并派员担任副秘书长，负责秘书处工作。秘书长和副秘书长不参与投票表决。

5. 委员会设秘书处，秘书处办公场所设交易中心，由交易中心派员专职负责秘书处日常工作。主要负责联络电力市场主体，收集电力市场主体的意见、建议，形成委员会会议议题，并向相关市场主体反馈；承担委员会会议和专业工作组会议等具体组织工作，做好委员会审议结果的报送和落实工作。

6. 委员会根据需要设立专业工作组，负责处理委员会交办的相关专门工作。专业工作组成员由委员会成员单位推荐，不从电力交易中心领取薪酬。

7. 委员会日常运行经费由交易中心承担。

8. 秘书长单位负责委员会的组建工作。

(二) 委员会成员单位应具备的条件

1. 在湖南省内工商部门登记注册，具有独立法人资格（不含第三方单位）。在湖南境内有集团（母）公司的企业以集团（母）公司报名。

2. 与湖南省电力系统运行、交易相关，具有行业影响力，信用良好，具备公正公平协调能力。

3. 应分别达到以下条件：

电网企业：由国网湖南省电力公司固定担任。

发电企业：在湖南电网并网的发电企业。

电力用户：年购湖南电网电量 2 亿千瓦时以上。

售电企业：注册资金不低于 2 亿元人民币，拥有配电网运营权的售电公司须取得电力业务许可证（供电类）。

4. 与湖南省电力系统运行、交易等涉电业务密切相关的第三方代表（交易机构、研究机构、独立专家等）可以参加委员会成员单位招募。

(三) 委员会委员应具备的条件

1. 拥护党和国家的方针政策，大局意识和创新意识较强，为人正派公道；

2. 从事电力行业或电力相关工作 3 年以上，具有与电力相关的专业背景或工作背景；

3. 属企业中层以上管理岗位的在职工作人员，具有履行职责所需的管理能力；

4. 信用良好，最近 3 年无违法违规记录和不良信用记录。

四、议事决策机制

委员会的基本决策程序为委员会秘书提出会议议题，经委员会审议，重大事项按照市场主体类别投票表决。

(一) 议事制度。委员会建立定期和临时会议制度，会议讨论形成的意见要经委员会表决通过后方可实施。定期会议每季度召开一次，临时会议由秘书长或 5 名及以上委员会委员提议召开。电网调度机构等作为专业咨询单位可以列席会议，湖南省经济和信息化委员会，国家能源局湖南监管办可以列席会议，参与专业小组讨论和议，不参与表决。

(二) 表决机制。委员会设立合理的议事规则，遵循协商一致的原则，实行按市场主体类别投票表决机制，每个类别 1 票，审议事项经至少 3 个及以上类别同意后通过，某一类别同意票须经本类委员半数以上同意，否则为不同意票。

(三) 政府监管。委员表决通过的交易和运营规则、审议结果等重大事项，

湖南省经济和信息化委员会，国家能源局湖南管办依据职责可行使否决权，被否决的事项，由市场管理委员会另行组织商议。

五、组织实施

湖南省经济和信息化委员会牵头，会同相关部指导有关市场主体做好委员会组建运营工作。

湖南省售电公司准入退出实施细则（征求意见稿）

第一章 总 则

第一条 为贯彻落实中共中央、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）和国家发改委、国家能源局《关于推进售电侧改革的实施意见》（发改经体〔2015〕2752号）、《售电公司准入与退出管理办法》（发改经体〔2016〕2120号）等相关要求，规范售电公司准入退出管理，结合湖南省实际，制定本细则。

第二条 本细则所指售电公司是指提供售电服务或配售电服务的市场主体。

第三条 省发改委、省能源局、省经信委、国家能源局湖南监管办等政府部门按职能依法依规对售电公司市场行为实施监管和开展行政执法工作。

第二章 准 入 条 件

第四条 售电公司必须依照《中华人民共和国公司法》在工商部门登记注册，具有独立法人资格，经营范围包括“售电”或“电力销售”等内容。

第五条 售电公司资产总额不得低于2千万元人民币。资产总额在2千万元至1亿元人民币，可从事年售电量6至30亿千瓦时的售电业务。资产总额在1亿元至2亿元人民币的，可从事年售电量30至60亿千瓦时的售电业务。资产总额在2亿元人民币以上的，不限制其售电量。售电公司须按照资产总额5-10%的比例向第三方金融机构（待定）缴纳售电保证金，实施保证金额度与售电规模同比联动制度。如售电公司资产总额为2000万元人民币，保证金按5%缴纳的，可以从事不超过6亿千瓦时的售电业务，保证金按10%缴纳的，可以从事不超过30亿千瓦时的售电业务，保证金在5-10%范围内的，同比例确定售电规模。

第六条 拥有10名及以上全职专业人员，掌握电力系统基本技术、经济专业知识，具备电能管理、节能管理、需求侧管理等能力，有3年及以上工作经验。至少拥有1名高级职称和3名中级职称的专业管理人员。

第七条 经营场所和设备具有与售电规模相适应的固定经营场所、电力市场技术支持系统需要的信息系统和客户服务平台，能够满足参加市场交易的报价、信息报送、合同签订、客户服务等功能。

第八条 无不良信用记录，并按照规定要求做出信用承诺，确保诚实守信

经营。

第九条 拥有配电网经营权的售电公司要求除满足上述条件外，还应满足以下条件：

1. 注册资本不低于其总资产的 20%；
2. 按规定取得相应的电力业务许可证（供电类）。
3. 全职专业人员不少于 20 人，增加与配电业务相适应的专业技术、营销和财务人员，至少拥有 2 名高级职称和 5 名中级职称的专业管理人员。
4. 生产运行、技术和安全负责人，应具有 5 年以上与配电业务相适应的经历，具有中级及以上专业技术任职资格或者岗位培训合格证书。
5. 具有健全有效的安全生产组织和制度，按照相关规定开展安全培训工作，配备安全监督人员。
6. 具备与承担配电业务相适应的机具设备和维修人员。承担对外委托有资质的承装（修、试）队伍的监管责任。
7. 具有与配电业务相匹配并符合调度标准要求的场地设备和人员。
8. 承诺履行电力社会普遍服务、保底供电义务。

第十条 其他具有法人资格且符合售电公司准入条件的发电企业、电力建设企业、高新产业园区、经济技术开发区、供水、供气、供热等公共服务行业和节能服务公司，向工商部门申请业务范围增项，履行售电公司准入程序后，方可开展售电业务。

第十一条 除电网企业存量资产外，建设、运营配电网的现有高新产业园区、经济技术开发区和其他企业，符合拥有配电业务售电公司准入条件的，在履行相应准入程序后，方可转为拥有配电业务的售电公司。

第三章 准 入 流 程

第十二条 实行“一承诺、一公示、一注册、三备案”，湖南省能源局、湖南省电力交易中心承担售电公司准入服务和注册服务。

第十三条 符合准入条件的售电公司经市州能源局同意后向省能源局提出申请，提交售电公司申请表（附件 1）、企业基本情况说明、营业执照复印件、法人身份证明复印件、信用承诺书（附件 2）、资产和信用证明、企业及从业人员资质情况（附件 3）、企业经营场所的房产证件或租赁协议复印件、企业资质和主要业绩情况、与电力用户企业签订的委托购售电协议等材料。拥有配电网运营权的售电公司还需提供电力业务许可证（供电类）等相关资料。

其中，企业基本情况说明包括但不限于公司背景、业务情况、人员构成、经营场所、设备情况和售电业务计划等，控制在 3000-5000 字。资产证明主要指具备资质的会计师事务所出具的审计报告、验资报告、企业财务报表等能够证明企业资产的文件，开户银行出具的实收资本不得低于 2 千万元人民币证明，文件落款时间距提交材料时间不得超过半年。信用证明是由第三方信用评级机构、金融机构或行业内权威机构提供的能够证明企业信用等级的文件。企业资质和主要业绩指与售电行业相关的能够体现公司实力的主要资质和业绩，包含电力市场、电力工程设计和施工、电能管理、节能管理、需求侧管理等。经营场所指企业固定经营场所，经营场所为自有产权的应提供产权证明，租赁的应提供长期租赁合同，提供材料应与营业执照的地址保持一致。各市能源局将符合申报条件的企业名单及相关材料汇总上报至省能源局。

第十四条 湖南省能源局收到申请后，分批将符合要求的售电公司基本信息、材料和信用承诺书等，通过省能源局网站、“信用湖南”网站向社会公示，公示期为 10 个工作日。公示期满无异议的售电公司纳入湖南省售电市场主体目录，实行动态管理并向社会公布。公示期间存在异议的售电公司可自愿提交补充材料并申请再次公示，经两次公示仍存在异议的，由国家能源局湖南监管办核实处理。

第十五条 列入目录的售电公司自愿到湖南省电力交易中心提出注册申请，按固定格式签署信用承诺书，并提交营业执照、法人代表、资产证明、从业人员、经营场所和设备等基本信息和银行账户、售电范围等资料。拥有配电网运营权的售电公司还需提供配电网电压等级、供电范围、电力业务许可证（供电类）等相关资料。

第十六条 湖南省电力交易中心收到申请后 10 个工作日内完成售电企业注册，不能如期完成注册或对注册存在异议的，由省电力交易中心报湖南省能源局和国家能源局湖南监管办核实处理。

第十七条 湖南省电力交易中心每月底将市场主体注册情况，报省能源局、国家能源局湖南监管办和第三方征信机构（待定）备案。并通过省能源局网站、“信用湖南”网站和交易平台网站向社会公布。

第十八条 售电公司注册后方可参与场内或场外市场交易。售电公司的场外交易合同需报湖南省电力交易中心。

第十九条 售电公司签订的有效交易合同及后续执行过程中的有效合同变更情况在合同签订或变更 10 个工作日内、向省能源局、国家能源局湖南监管办报备，作为考核评定依据。

第二十条 售电公司申请或注册信息发生变化时，应在5个工作日内向湖南省能源局或湖南省电力交易中心申请变更。条件成熟时，省外交易机构注册的售电公司持已注册交易机构开具的资信证明并经湖南省能源局及湖南省电力交易中心确认后可直接参与湖南省电力交易。

第四章 退出方式

第二十一条 市场主体有下列情形之一的，应强制退出市场并注销注册：

1. 隐瞒有关情况或者以提供虚假申请材料等方式违法违规进入市场，且拒不整改的；
2. 严重违反市场交易规则，不服从电力调度指令，且拒不整改的；
3. 依法被撤销、解散，依法宣告破产、歇业的；
4. 企业违反信用承诺且拒不整改或信用等级降低为不适合继续参与市场交易的；
5. 被有关部门和社会组织依法依规对其他领域失信行为做出处理，并被纳入严重失信主体“黑名单”的；
6. 两年内未开展市场交易和签订有效售电合同的。
7. 法律、法规规定的其他情形。

第二十二条 市场主体被强制退出，其所有已签订但尚未履行的购售电协议，通过电力市场交易平台转让给其他售电公司或交由省电力公司保底供电，并处理好其他相关事宜。

第二十三条 省能源局确认市场主体符合强制退出条件后，通过省能源局网站、省电力交易中心网站、“信用湖南”网站向社会公示，公示期为10个工作日。公示期满无实质性异议的，方可对该市场主体实施强制退出。

第二十四条 市场主体可以自愿申请退出售电市场，并提前30个工作日向省能源局提交退出申请。申请退出之前，须将签订的所有购售电协议履行完毕或转让，并处理好相关事宜。

第二十五条 拥有配电网经营权的售电公司自愿申请退出电力市场时，还须妥善处置配电资产。若无其他公司承担该地区配电业务，由省电力公司接收并提供保底供电任务。

第二十六条 省能源局收到市场主体自愿退出市场的申请后，通过省能源局网站、“信用湖南”网站向社会公示，公示期为10个工作日。公示期满无异议的，方可办理退出市场手续。

第二十七条 省能源局应及时将强制退出和自愿退出且公示期满无异议的售电公司从市场主体目录中删除，省电力交易中心同时注销市场交易注册，并由省能源局网站、省电力交易中心、“信用湖南”网站向社会公布。

第五章 监 督 管 理

第二十八条 依托政府有关部门网站、电力交易平台网站、“信用湖南”网站和第三方征信机构，开发建设售电公司信用信息系统和信用评价体系。建立企业法人及其负责人、从业人员信用记录，将其纳入全省信用信息共享平台，确保各类企业的信用状况透明，可追溯、可核查。

第二十九条 第三方征信机构定期向省能源局、国家能源局湖南监管办和省电力交易中心报告市场主体信用评价和有关情况。

第三十条 省发改委、省能源局、省经信委、国家能源局湖南监管办、根据职责对市场主体进行监管，对违反交易规则和失信行为按规定进行处罚，记入信用记录，情节特别严重或拒不整改的，经过公示等有关程序后纳入涉电严重失信企业黑名单。强制退出的市场主体直接纳入黑名单。

第三十一条 湖南省能源局负责对售电市场主体按年度进行考核评定，考核评定的内容包括成交业绩、市场行为等，考核评定结果在省能源局网站向社会公布。

第三十二条 建立电力行业违法失信行为联合惩戒机制，对纳入涉电严重失信企业黑名单的市场主体及负有责任的法定代表人、自然人股东、其他相关人员（以下简称“当事人”）采取以下惩戒措施：

1. 湖南省电力交易中心 3 年内不再受理该企业注册申请，其法定代表人 3 年内不得担任售电公司的法定代表人、董事、监事、高级管理人员。
2. 对当事人违法违规有关信息向金融机构提供查询服务，作为融资授信活动中的重要参考因素。
3. 限制当事人取得政府资金支持。
4. 对当事人申请公开发行企业债券的行为进行限制。
5. 工商行政管理、总工会、行业协会等部门和单位在法定代表人任职资格、授予荣誉、评比先进等方面，依法依规对其进行限制。
6. 按照相关法律法规进行处罚。

第六章 附 则

第三十三条 市场主体准入和退出等相关工作由省能源局牵头负责实施。

第三十四条 本细则由湖南省能源局会同相关部门负责解释，根据国家电力体制改革有关政策及售电侧改革工作推进情况适时修改调整。

第三十五条 本细则自发布之日起执行。

- 附件：1. 售电公司资质确认申请表（略）
2. 信用承诺书（略）
3. 售电公司从业技术人员资质情况表（略）

第二十四章 江苏省

关于开展 2015 年江苏电力直接交易进一步 扩大试点工作的通知

各市经信委、物价局，省电力公司，有关发电企业：

开展电力用户直接交易工作是深化电力体制改革的重要内容，是促进地方经济发展的重要举措。根据国家有关规定和省政府要求，经研究，决定进一步扩大江苏电力用户与发电企业直接交易试点规模。现将有关事项通知如下：

一、关于电力直接交易名单

在电力用户和发电企业自愿申报基础上，经各市经信委初核，省有关部门审核公示后，现确定大唐南京发电厂等发电企业和南京中电熊猫液晶显示科技有限公司等电力用户符合电力直接交易资格（具体名单见附件）。

二、关于电力直接交易电量

根据研究确定的进一步扩大电力直接交易规模和交易规则，省有关部门对电力用户和发电企业上报的新增直接交易电量进行审核和安全校核后，确定了各交易主体的新增直接交易电量（具体见附件）。

三、关于 2015 年新增直接交易电量的交易价格

（一）2015 年电力用户新增直接交易电量的电度电价=直接交易价格+购销差价（含政府性基金及附加）直接交易价格按电力用户与发电企业协商价格执行。购销差价=我省销售电价表中该电压等级目录电度电价扣除燃煤机组标杆上网电价（含环保电价）的差值。两部制电价的电力用户基本电价不变，按现行有关规定执行。

（二）原执行峰谷分时电价政策的电力用户实行直接交易后，继续执行峰谷分时电价，峰、平、谷三时段电度电价按发电企业燃煤机组标杆上网电价与直接交易电价的价差相应调整。发电企业直接交易电量不执行峰谷分时电价。

四、关于电力直接交易合同

请各发电企业、电力用户、电网企业按照《江苏电力用户与发电企业直接交易及电网企业输配电服务三方合同（试行样本）》抓紧签订有关年度交易合同（合同样本可在江苏能监办网站通知栏下载），并于 9 月底前分别报江苏能源监管办、省经信委和省物价局备案。

五、关于电力直接交易电量电费结算处理原则

电力直接交易电量按“月结年清”的原则执行，电网企业优先与电力用户、发电企业结算直接交易电费。电力用户与发电企业签订的年度直接交易合同电量不能完成时，按交易规则处理。

扩大电力用户与发电企业直接交易规模符合电力体制改革方向，有利于进一步发挥市场机制作用，有利于进一步增强市场主体活力，有利于进一步调整产业结构，请各地各部门高度重视，密切配合，认真组织实施好今年电力直接交易扩大试点工作，确保电力直接交易顺利执行和电费正常结算。实施过程中如有问题请及时反映。

以上通知自 2015 年 8 月 31 日抄见电量起执行，并在今年年底前完成直接交易电量电费结算工作。

江苏能源监管办
江苏省经信委
江苏省物价局
2015 年 9 月 10 日

关于开展 2016 年进一步扩大电力直接交易试点工作的通知

各市经信委，省电力公司，各发电集团江苏公司，省国信集团，各有关电厂：

开展发电企业与电力用户直接交易试点是深化电力体制改革的重要内容，是推电力市场化建设的重要举措，也是促进稳增长、调结构的有效措施。经与有关部门研究，并经省政府同意，决定进一步扩大我省电力用户与发电企业直接交易试点规模，现将有关事项通知如下：

一、我省直接交易电量规模拟由 220 亿千瓦时扩大到 550 亿千瓦时以上，新增直接交易电量 330 亿千瓦时以上，其中第一阶段双边协商规模为 300 亿千瓦时，第二阶段集中竞价交易工作另行专项部署。2016 年新增直接交易采取保持电网购销差价不变的方式执行。原来的 220 亿千瓦时电量仍按原合同继续执行。

二、全省 30 万千瓦以上燃煤机组容量为 6442 万千瓦，各发电企业可参与直接交易的电量为本单位 30 万千瓦及以上机组容量占全省总容量的比例乘以新增直接交易电量，最多不超过容量占比的 5%。（即各发电企业直接交易电量的上限为： $30 \text{ 万千瓦及以上机组容量} \times 300 / 6442 \times 1.05$ ）

三、为增强市场主体竞争意识，充分发挥市场在资源配置中的作用，全省电力用户申请电量按照总量 400 亿千瓦时上报，根据各市 2015 年的全社会用电量占初步分配（见附件 1），成交电量取决于用户与发电企业协商情况，如意向电量超过 300 亿千瓦时，则将发电企业协商电量等比例压缩至 300 亿千瓦时。新增直接交易电量既可以满足已参与试点企业的需求，也可以用于新申请用户。请各市按照《关于组织申报参与电力直接交易扩大试点用户的通知》（经信电力〔2014〕297 号）要求，做好用户的组织申报和初审工作，于 3 月 22 日前将电力直接交易试点用户汇总表（附件 2）和新增推荐企业申报材料上报省经信委、江苏能监办。

四、组织工作安排：（1）省经信委会同江苏能监办、省物价局组织有关行业专家对各市上报的电力用户进行审查，确定准入用户名单并于网站公示。（2）通过公示的电力用户与发电企业就交易电量和交易价格进行双边协商并签订交易意向书，各市经信委和各发电企业汇总交易意向书上报省经信委、江苏能监办。（3）省有关部门对上报的直接交易意向电量进行审核和安全校核，确定各交易主体的

新增直接交易电量。(4) 电力用户、发电企业和电网企业于4月底之前完成直接交易合同的签订工作。

- 附件：1. 2016年各市新增直接交易电量预分配表
 2. 各市电力直接交易试点用户汇总表
 3. 江苏省电力用户直接交易准入申请表

江苏省经信委
 江苏能源监管办
 江苏省物价局
 2016年3月11日

附件 1

2016年各市新增直接交易电量预分配表

地区	新增直接交易电量（亿千瓦时）
南京	40
无锡	49
徐州	28
常州	33
苏州	107
南通	28
连云港	14
盐城	23
淮安	13
镇江	18
扬州	17
泰州	18
宿迁	12
合计	400

附件 2

各市电力直接交易试点用户汇总表

序号	企业名称	所在市、县区	所属行业	主要生产工 艺、设 备和产 品	企业生产 情况（年 产量、产 值、销售 收入）	用电 电压 等级	2015 年用 电量 （万 千瓦 时）	2016 年预 计用 电量 （万 千瓦 时）	2016 年 已签直 接交易 电量 （万 千瓦 时）	2016 年 扩大申 请直购 电量（万 千瓦时）	单位产品 综合能耗 （千克标 准煤/吨）	推荐 理由
1												
2												
3												
4												
5												
6												
7												
8												
9												
10												
11												
12												
13												
14												
...												
30												
汇总												

附件 3

江苏省电力用户直接交易准入申请表

表 1: 电力用户基本情况表

企业名称				所属市、县（区）	
工商营业执照编号				注册类型、时间	
法人代码				税务登记号	
户号	主户号			所属行业	（八大行业或其他）
	其他户号				
企业法定代表人	姓名			手机	
	身份证号			E-mail	
经营地址				注册资金	
2016 年已签直购电量（万千瓦时）				2016 年扩大申请直购电量（万千瓦时）	
属于国家和省《工业和信息产业结构调整指导目录》中鼓励类工艺技术和产品对应具体条款				是否达到国家环保排放标准	<input type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
主要产品能源单耗				是否属于十大战略性新兴产业或高新技术产业领域	<input type="checkbox"/> 否 <input type="checkbox"/> 是：所属类别：
法人同意直接交易申请签字				单位公章	
市经信委初审意见					
企业联系人	姓名		手机		邮箱
通信地址				邮政编码	

表 2: 电力用户用电情况表

序号	电压等级	2015 年用电量（万千瓦时）	2016 年预计用电量（万千瓦时）	用电价格（元/千瓦时）	其中：电度电价（元/千瓦时）	其中：基本电费（万元）	电价附加（元/千瓦时）
1							
2							

表 3: 电力用户生产经营情况表

序号	主要产品 (品名)	规格 型号	产能			产量/年			单位产 品综合 能耗	万元工业 增加值能 耗(吨标煤 /万元)	2015 年 利润 (万元/ 年)
			2014	2015	2016	2014	2015	2016			
1											
2											
...											
企业生产情况											
主要生产工艺 和生产设备											

关于印发《江苏省电力集中竞价交易规则（试行）》的通知

各市经信委、物价局，省电力公司，有关发电（集团）企业，江苏电力交易中心有限公司，有关电力用户：

为进一步推进江苏电力用户与发电企业直接交易工作，充分引入竞争，丰富交易手段，通过交易平台方式开展集中竞价交易，根据国家有关规定和江苏实际，我们研究制定了《江苏省电力集中竞价交易规则（试行）》，现印发给你们，请认真贯彻执行。

请江苏电力交易中心有限公司根据规则要求认真做好电力交易平台技术支持系统的开发、建设与运行维护工作，请有关发电企业和电力用户认真做好电力集中竞价的准备工作。执行中有何问题，请及时与我们联系。

江苏能源监管办
江苏省经信委
江苏省物价局
2016年8月8日

附件

江苏省电力集中竞价交易规则（试行）

第一章 总 则

第一条 为进一步推进江苏电力用户与发电企业直接交易工作，通过交易平台开展集中竞价交易，实现电能交易的公开、公平、公正，促进资源优化配置，根据国家有关规定和江苏实际，制订本规则。

第二条 本规则适用于江苏省采用集中竞价方式开展的电力用户与发电企业直接交易。

第三条 集中竞价交易坚持平等自愿、公开透明、收益共享、风险共担的原则。

第四条 集中竞价交易包括年度、季度、月度交易。

第五条 集中竞价通过江苏电力交易平台进行交易，参与集中竞价交易的发电企业和电力用户应提前在交易平台注册，取得交易资格。电力交易平台在交易组织前公告市场准入名单及相关要求。

第六条 江苏省电力交易中心有限公司（以下简称电力交易中心）负责电力交易平台的开发、建设和运行维护工作。

第二章 交 易 组 织

第七条 省经信委、江苏能源监管办根据年度直接交易电量总量确定集中竞价电量规模、电力用户及发电企业申报电量上限，由电力交易平台发布。

第八条 电力交易平台提前3个工作日发布集中竞价交易日期以及相关市场信息。市场信息包括但不限于：

- （一）电力供需形势；
- （二）集中竞价交易电量规模；
- （三）关键输电通道潮流极限情况；
- （四）电力用户及发电机组允许申报的电量上限；
- （五）交易申报起止时间、交易出清结果公告时间；
- （六）必要时公布直接交易允许申报价差上下限；
- （七）出清方式。

第九条 集中竞价交易采用交易双方分别申报交易电量和价差的形式，按照“价格优先、容量优先、时间优先”原则确定成交。

发电企业申报上网价差时，以参加直接交易的机组上网电价为基准，电力用户以自身执行的目录电度电价为基准。

第十条 发电企业按机组申报上网电量和上网价差，电力用户按户号及电压等级申报用电量和用电价差。申报价差的最小单位为0.001元/千瓦时，电量最小单位为100万千瓦时。

价差为正数（负数）时，表明直接交易申报的发电价格高于（低于）现行发电上网电价，直接交易申报的电力用户用电价格高于（低于）现行目录电价。

第十一条 发电企业的每台机组只能申报一个价差及对应电量，电力用户同一户号下的每个电压等级只能申报一个价差及对应电量。电力用户及发电企业申报的电量不大于允许申报的电量上限。

第十二条 申报电量的分解。发电企业申报的电量应包括总电量和分解到机组的电量，电力用户申报的电量应包括分解到户号的电量。

第十三条 交易申报开始后，发电企业和电力用户通过电力交易平台申报交易电量和价差。申报期间，发电企业和电力用户可以多次修改申报数据，以交易申报截止时间前最后一次申报数据作为最终申报数据。

第三章 交 易 出 清

第十四条 交易申报截止后，交易出清价格按边际统一出清或高低匹配出清方式形成。电力交易中心在 1 个工作日内形成无约束交易结果。

第十五条 边际统一出清方式：

(一) 按照“价格优先原则”对发电企业申报价差由低到高排序，电力用户申报价差由高到低排序。

(二) 申报价差相同时，按容量优先排序；容量相同时，按交易申报时间排序。

(三) 按市场边际成交价差作为全部成交电量价差统一出清。

(四) 若发电企业与电力用户边际成交价差不一致，则按两个价差算术平均值执行。

第十六条 高低匹配出清方式：

(一) 将发电企业和电力用户申报价差配对，形成竞价交易价差对。

价差对=发电企业申报价差-电力用户申报价差

(二) 价差对数值为正值时不能成交。价差对数值为 0 或负值时，按照价差对数值小者优先中标的原则进行交易。成交电量总额不得超过发布的集中竞价交易电量规模。

(三) 按照“价格优先原则”对发电企业申报价差由低到高排序，电力用户申报价差由高到低排序。最低价差的发电企业与最高价差的用戶匹配，依次类推直至匹配电量达到公布的集中竞价交易电量规模或者一方可成交的电量全部匹配完。成交价差为配对双方价差的算术平均值。

(四) 价差对数值相同时，按容量优先排序；容量相同时，按交易申报时间排序。

第十七条 无约束交易结果送电力调度机构进行安全校核，调度机构应在 1 个工作日内完成安全校核，形成有约束交易结果。

如存在未通过安全校核的机组，调减相应电量后将校核结果交电力交易中心。电力交易中心根据安全校核结果，按以上原则再次进行交易，并将交易结果交给调度机构进行安全校核。依此类推，直至全部通过安全校核。

调度机构应将有关机组未通过安全校核的原因一并转交电力交易中心，由电力交易平台向市场主体发布。

第十八条 电力交易平台向市场发布交易结果，包括但不限于：

- （一）成交总电量，各电力用户、发电企业成交电量；
- （二）成交的电力用户、发电企业平均申报价差、最高及最低申报价差；
- （三）实际结算平均价差；
- （四）有关机组未通过安全校核的原因。

第十九条 交易结果发布后，发电企业和电力用户应及时对交易结果进行核对，若有问题应在1个工作日内向电力交易中心提出，由电力交易中心会同调度机构进行解释。逾期未提出问题的，视为无异议。交易出清后公告的各方交易结果，具备与纸质合同同等法律效力。

第二十条 电力交易中心应加强交易申报数据保密管理，制定严格的保密方案，从技术手段、管理措施上确保数据安全、不泄密。

第四章 交 易 执 行

第二十一条 对于跨月的直接交易，交易平台原则上按照日历进度预分配合同周期内的月度计划。允许发电企业与电力用户根据交易出清结果和交易平台预分配的月度计划，自行协商电量的分月安排事宜并报电力交易中心。电力交易中心负责对交易电量的分月安排通知调度机构进行安全校核与执行，并报江苏能源监管办、省经信委备案。

第二十二条 电力用户实际用电量与集中交易成交电量的偏差和由此导致的发电上网电量偏差处理以及其它事项，按《江苏省电力用户与发电企业直接交易试点暂行办法》（苏监能市场〔2014〕95号）等有关规定执行。

第五章 交 易 结 算

第二十三条 电力交易平台发布的交易结果和分月计划安排作为结算依据。

第二十四条 在合同约定的执行周期内，允许直接交易电量按照月度滚动执行。在合同约定执行周期末月，偏差电量纳入违约考核。其中，集中交易电量优先于双边协商交易电量结算。

第二十五条 发电企业的直接交易电费按照全口径电价加上成交价差计算（环保设施投运的扣减、处罚按照相关考核规定执行）；电力用户的直接交易电费按照目录电价加上成交价差计算。

发电企业结算电费=结算电量×(上网电价+成交价差)

用户支付电费=结算电量×(目录电度电价+成交价差)

第六章 交 易 监 管

第二十六条 江苏能源监管办、省经信委对电力用户、发电企业、电力交易中心、电力调度机构及其市场行为实施监督管理,内容包括(但不限于)下列情况:

- (一)履行电力系统安全义务的情况;
- (二)进入和退出交易市场的情况;
- (三)执行交易规则的情况;
- (四)披露信息的情况;
- (五)交易申报数据保密执行情况;
- (六)直接交易电量的分月计划安排和执行情况;
- (七)直接交易电量的结算情况(含偏差考核)等。

第二十七条 交易双方有以下行为之一的,电力交易中心经江苏能源监管办、省经信委授权责令其中止市场交易,并由其承担相应的违约责任。

- (一)提供虚假注册资料的;
- (二)行使市场操纵力的;
- (三)交易电量履约率连续两个月低于60%的责任方;
- (四)违反电力市场交易规则的;
- (五)不服从电网调度命令的;
- (六)私自将所购电量转售给其他电力用户的;
- (七)其他违反电力市场有关规定的。

第二十八条 交易双方有以下行为之一的,电力交易中心经江苏能源监管办、省经信委授权取消其交易资格,强制退市、注销,两年内不得参与市场交易,并向电力用户及发电企业公布中止原因:

- (一)发生重大安全生产和环境污染事故的;
- (二)电力用户破产或发电企业全部发电机组退役的;
- (三)滥用市场力、串谋及其他严重违约等情况导致市场秩序受到严重扰乱的;
- (四)拖欠直接交易电费无偿还能力或通过协商无法达成一致意见予以解决的;

（五）发生其他严重违法违规行为的。

第二十九条 为保证电力系统安全稳定运行，经江苏能源监管办、省经信委授权，电力交易中心和电力调度机构可以进行市场干预，并向电力用户及电力企业公布干预原因。

市场干预期间，电力交易中心和电力调度机构应详细记录干预的起因、起止时间、范围、对象、手段和结果等内容，并报江苏能源监管办、省经信委备案。

第三十条 有以下情形的，可进行市场干预：

- （一）电力市场未按照规则运行和管理的；
- （二）电力市场交易发生恶意串通操纵市场的行为，并严重影响交易结果的；
- （三）电力交易平台发生重大故障，导致交易间无法进行的；
- （四）因不可抗力不能竞价交易的；
- （五）电力市场发生严重异常情况的。

第三十一条 市场干预的主要手段包括：

- （一）改变市场交易时间、暂缓市场交易；
- （二）调整市场限价；
- （三）调整市场交易电量；
- （四）其他维护市场正常交易和竞争的手段。

第三十二条 江苏能源监管办会同省经信委对本规则的实施情况开展检查，对电力用户及发电企业和电力交易中心、电力调度机构违反有关规定的行为，依法依规进行处理。

第七章 附 则

第三十三条 本规则由江苏能源监管办会同省经信委、省物价局负责解释。

第三十四条 本规则自发布之日起施行。

关于开展 2017 年电力直接交易工作的通知

(苏经信电力〔2016〕721号)

各市经信委、物价局，省电力公司，各发电集团江苏公司，省国信集团，江苏电力交易中心有限公司，各有关电厂：

现将我省 2017 年电力用户与发电企业直接交易有关工作通知如下：

一、交易总体规模

2017 年，我省拟安排电力直接交易电量规模为 1350 亿千瓦时，其中双边协商交易为 1050 亿千瓦时，平台集中竞价交易为 300 亿千瓦时。双边协商交易中，存量电量为 545 亿千瓦时，新增电量为 505 亿千瓦时。集中竞价交易工作另行通知。

二、交易电量安排

(一) 发电企业

单机容量 30 万千瓦及以上燃煤机组、核电机组和阳城电厂按照自愿原则参与电力直接交易工作。

燃煤发电企业可参与双边协商交易电量为本企业 30 万千瓦及以上机组容量与全省同类机组总容量之比再乘以新增双边协商交易电量（扣除核电、阳城电厂和新投产机组电量 80 亿千瓦时），并可另外增加 10% 的余量。（即燃煤发电企业可参与交易电量的上限为： $30 \text{ 万千瓦及以上机组容量} / 6442 \times 425 \times 1.1$ ）。

新投产机组、阳城电厂、核电机组交易电量另行安排。

(二) 电力用户

1. 存量用户

对于已参与双边协商交易的存量用户，电压等级为 110kV 及以上用户的协商交易电量已超过其年度用电量的 70%、电压等级为 35kV 及以下用户的协商交易电量已超过其年度用电量的 50%，则不再新增双边协商交易电量，但电压等级为 110kV 及以上的用户可参与平台集中竞价。存量用户签订的 2016 年合同原则上按照交易对象、电量和价格不变的原则延续执行。

2. 新增用户

(1) 110kV 及以上用电电压等级、符合国家产业政策及节能环保政策的所有工业和非保障性商业用户均可按照自愿原则参与直接交易，用户申报的双边协商

交易电量不超过其年度用电量的 50%。

（2）35kV 用电电压等级、符合国家产业政策及节能环保政策的所有工业用户和年用电量 1000 万千瓦时以上的非保障性商业用户均可按照自愿原则参与直接交易，用户申报的双边协商交易电量不超过其年度用电量的 50%。

（3）10kV（20kV）用电电压等级、年用电量在 1000 万千瓦时以上的工业用户可参与直接交易，优先考虑战略性新兴产业及高新技术企业，用户申报的双边协商交易电量不超过其年度用电量的 50%。用户申报电量规模为 100 亿千瓦时，按各设区市工业用电量占比预分配（见附件 2）。

（4）拥有燃煤自备电厂且符合国家《关于加强和规范燃煤自备电厂监督管理的指导意见》相关要求的用户可参与申报。

（5）参与电力直接交易的用户应加强电力需求侧管理，安装电能在线监测系统，并接入江苏省电力需求侧管理平台。

三、交易组织实施

（一）申报审核。符合条件的电力用户向各市经信委提出申请，并提交申请表（见附件 1）。各市经信委负责新增用户的准入审核，在产业政策、环保达标、安全生产等方面进行严格把关，执行差别电价及惩罚性电价的用户不得参与直接交易。

请各市经信委于 11 月 20 日之前将本市参与电力直接交易的用户申请表、汇总表（附件 1、3）上报至省经信委、江苏能监办。

（二）确定意向。省有关部门对申报材料审核后在省经信委及江苏能监办网站上公示，发电企业与公示的电力用户就交易电量和交易价格进行双边协商并达成交易意向。如果意向电量超过 505 亿千瓦时，则将意向电量等比例压缩。

（三）签订合同与注册。省有关部门对上报的直接交易意向电量进行审和安全校核，确定各交易主体的新增直接交易电量。电力用户、发电企业和电网企业于 12 月 15 日之前完成直接交易合同的签订工作，其中新增用户应同时完成电力交易平台的注册。

- 附件：1. 江苏省电力用户直接申请表
2. 2017 年各市新增 10kV（20kV）用户直接交易电量预分配表
3. 各市电力直接交易用户汇总表

江苏省经信委
2016 年 11 月 3 日

附件 1

江苏省电力用户直接申请表

企业名称			所属市、县（区）		
工商营业执照编号			税务登记号		
法人代码			用电电压等级		
企业法定代表人	姓名		手机		
	身份证号		E-mail		
户号	2016年用电量 (万千瓦时)		2016年已签双边 直接交易合同电量	2017年新申请直接 交易电量(万千瓦时)	
户号1	{计算公式: (2016年 1-9月用电量) /3*4}				
户号2					
户号3					
合计					
经营地址			所属行业	(八大行业或其他)	
是否达到国家环 保排放标准	<input type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否		是否三年内无较大 及以上安全生产事故	<input type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否	
属于国家和省《工 业和信息产业结构 调整指导目录》 中鼓励类工艺技 术和产品对应具 体条款			是否属于十大战略 性新兴产业或高新 技术产业领域	<input type="checkbox"/> 否 <input type="checkbox"/> 是: 所属类别:	
法人同意直接交 易申请签字			单位公章		
企业联系人	姓名		手机		邮箱
信用承诺	我单位承诺此表所填信息情况真实, 在电力直接交 易期间, 不违反国家有关法律、法规和相关环保、产 业政策, 不发生偷税漏税等行为, 如有上述情况, 自 愿退出电力直接交易。			市经信 委意见	

附件 2

2017 年各市新增 10kV（20kV）用户直接交易电量预分配表

地区	新增 10kV（20kV）用户直接交易电量预分配（亿千瓦时）
南京	8.1
无锡	12.7
徐州	6.9
常州	8.8
苏州	29.0
南通	6.8
连云港	3.1
盐城	5.6
淮安	2.9
镇江	4.5
扬州	4.1
泰州	4.7
宿迁	2.9
合计	100

附件 3

各市电力直接交易用户汇总表

（表一）原试点用户扩大申请直接交易电量汇总表

序号	企业名称	用电户号	用电电压等级	所在市	2016 年预计用电量（万千瓦时）	2016 年双边直接交易合同电量	2017 年大申请直购电量（万千瓦时）	联系人	联系电话
1									
2									
3									
4									
5									
6									
7									
...									
汇总									

备注：2016 年预计用电量计算公式：（2016 年 1-9 月用电量）/3*4

(表二) 各市新增用户汇总表 (35kV 及以上)

序号	企业名称	用电户号	用电电压等级	所在市、县区	所属行业	2016 年预计用电量 (万千瓦时)	2017 年申请直接交易电量 (万千瓦时)	联系人	联系电话
1									
2									
3									
4									
5									
6									
...									

备注：2016 年预计用电量计算公式：（2016 年 1-9 月用电量）/3*4

(表三) 各市新增用户汇总表 (10kV、20kV)

序号	企业名称	用电户号	用电电压等级	所在市、县区	所属行业	主要生产产品	企业生产情况(年产量、产值、销售收入)	2016 年预计用电量 (万千瓦时)	2017 年申请直接交易电量 (万千瓦时)	联系人	联系电话
1											
2											
3											
4											
5											
6											
...											

备注：2016 年预计用电量计算公式：（2016 年 1-9 月用电量）/3*4

