

内部资料
注意保存

各省（区、市）电力体制改革文件汇编（2016） （上册）

国家能源局法制和体制改革司 编

2017年2月

前 言

2015年3月，中共中央、国务院印发《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号），开启了新一轮电力体制改革。2015年11月，国家发展改革委、国家能源局印发6个电力体制改革配套文件，并陆续批复各地电力体制改革试点方案。在中发9号文及配套文件指导下，各地依据电力体制改革试点方案，围绕输配电价改革、交易机构组建、发用电计划放开、配售电改革、交易规则制定、市场监管等方面进行了积极探索，出台了各项具体政策措施。为便于各地方相互学习、比较借鉴、取长补短，更好地推进试点工作，现汇编各地电力体制改革过程中出台的主要文件，形成《各省（区、市）电力体制改革文件汇编（2016）》，作为内部资料印发，供工作参考。因时间和水平有限，不足与疏漏之处在所难免。

目 录

上 册

第一章 云 南 省

1. 关于印发电网企业输配电成本专项监管工作方案的
通知（云监能市场〔2015〕57号）……………2
电网企业输配电成本专项监管工作方案……………2
2. 关于下发2016年云南电力市场化交易实施方案的
通知（云工信电力〔2016〕23号）……………5
2016年云南电力市场化交易实施方案……………5
3. 昆明电力交易中心股东暨市场管理委员会理事招募公告……………35
4. 关于印发《云南省进一步深化电力体制改革试点方案》的
通知（云发〔2016〕10号）……………38
云南省进一步深化电力体制改革试点方案……………38
云南省省级电力交易机构组建方案……………46
5. 关于开展电力调度交易与市场秩序专项监管工作的
通知（云监能市场〔2016〕79号）……………51
6. 关于开展电力用户与发电企业直接交易专项监管工作的
通知……………53
（云监能市场〔2016〕80号）……………53

第二章 贵 州 省

7. 关于开展贵州电力市场主体预注册工作的通知
（黔经信运行〔2015〕58号）……………56
8. 关于贵州电网2016年—2018年输配电价水平有关问题的
通知（黔发改价格〔2016〕402号）……………59
9. 贵州省电力市场主体注册管理办法（试行）（征求意见稿）……………61
10. 关于印发《贵州省电力市场交易规则（试行）》的
通知

(黔监能市场〔2016〕51号)	65
11. 贵州省电力市场交易规则(试行)关于做好售电公司申报工作的通知	
(黔能源电力〔2016〕185号)	78
售电公司信用承诺书	81
售电公司申请表	83
售电公司从业技术人员资质情况表	84
贵州省电力市场主体入市注册协议	85
授权委托书	88
风险提示书	89
12. 关于印发2017年电力市场化交易工作实施方案的通知	
(黔经信运行〔2016〕48号)	91
2017年电力市场化交易工作实施方案	91
2017年直接交易发电企业名单	100
2017年双边协商交易大用户名单	101
贵州大型数据中心名单	104

第三章 重 庆 市

13. 关于重庆市售电侧改革市场主体准入与退出的指导意见	106
14. 关于社会资本投资配电业务有关事项的函	110
15. 关于印发重庆市电力直接交易试点方案的通知	
(渝府办发〔2016〕167号)	112
重庆市电力直接交易试点方案	112
16. 关于印发重庆市电力直接交易规则(试行)的通知	
(渝经信发〔2016〕72号)	116
重庆市电力直接交易规则(试行)全文	116
17. 关于重庆电力交易中心章程征求意见的通知	124
重庆电力交易中心有限公司章程(征求意见稿)	124

第四章 广 东 省

18. 关于印发广东电力大用户与发电企业直接交易深化试点工作方案的通知	
-------------------------------------	--

(粤经信法规〔2015〕132号)	134
广东电力大用户与发电企业直接交易深化试点工作方案	134
19. 关于开展广州开发区售电体制改革有关事项的通知 (粤经信电力函〔2016〕40号)	139
20. 关于明确2016年售电公司参与直接交易有关事项的通知 (粤经信电力函〔2016〕84号)	140
21. 关于公布54家列入售电公司目录企业名单的通知 (粤经信电力函〔2016〕185号)	144
22. 广东电力市场交易基本规则(试行)	146

第五章 山 西 省

23. 关于印发山西省售电侧改革实施方案的通知 (晋政办发〔2016〕113号)	170
山西省售电侧改革实施方案	170
24. 关于印发山西电力交易机构组建方案和山西省电力市场管理委员会 组建方案的通知 (晋政办发〔2016〕134号)	179
山西电力交易机构组建方案	179
山西省电力市场管理委员会组建方案	184
25. 关于印发《山西省放开增量配电业务试点方案》的通知 (晋经信电力字〔2016〕280号)	187
山西省放开增量配电业务试点方案	187
26. 关于拥有配电网运营权的售电公司申领《电力业务许可证(供电类)》 的通知 (晋监能〔2016〕22号)	193
27. 关于印发《2017年山西省电力直接交易工作方案》的通知 (晋经信电力字〔2016〕359号)	195
2017年山西省电力直接交易工作方案	195

第六章 广西壮族自治区

28. 关于印发广西电力用户与发电企业直接交易实施方案(试行) 的通知	
--	--

(桂发改能源〔2015〕40号)	204
广西电力用户与发电企业直接交易实施方案(试行)	205
广西电力用户与发电企业直接交易年度/月度合约交易意向书 (参考样本一)	214
广西电力用户与发电企业直接交易年度/月度合约交易意向书 (参考样本二)	216
广西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)	218
广西电力用户与发电企业电力直接交易及电网企业输配电服务 三方合同	221
广西电力用户与发电企业直接交易用户申请表	233

第七章 福建省

29. 关于开展福建省 2015-2016 年度电网企业输配电成本资产管理情况 专项监管工作的通知 (闽监能市场〔2016〕63号)	240
迎检前应准备基本材料清单(2015-2016年度)	241

第八章 黑龙江省

30. 关于做好 2015 年黑龙江省电力用户与发电企业直接交易的通知	244
31. 2016 年园区及园区内企业开展电力直接交易名单公示	247

第九章 甘肃省

32. 关于开展 2015 年新能源直接交易试点的通知 (甘发改商价〔2015〕674号)	256
2015 年电力用户与新能源发电企业直接交易试点方案	257
33. 关于 2015 年新能源企业与电力用户直接交易的补充通知 (甘发改商价〔2015〕1154号)	259
34. 关于印发《甘肃省 2016 年电力用户与发电企业直接交易实施细则》 及组织实施 2016 年直购电工作的通知 (甘发改商价〔2015〕1189号)	260
甘肃省 2016 年电力用户与发电企业直接交易实施细则	261

35. 关于开展甘肃省 2016 年新能源发电企业替代自备电厂发电交易的通知
(甘监能市场〔2015〕163号)267
36. 关于印发《甘肃省 2017 年电力用户与发电企业直接交易实施细则》
及有关问题的通知
(甘发改价管〔2016〕1071号)269
- 甘肃省 2017 年电力用户与发电企业直接交易实施细则270
- 甘肃省电力用户与发电企业直接交易电力用户申请表275
- 甘肃省电力用户与发电企业直接交易发电企业申请表276

第十章 河 南 省

37. 关于印发《河南省电力直接交易规则（试行）》的通知
(豫发改价管〔2015〕1454号)278
- 河南省电力直接交易规则（试行）278
- 集中撮合交易算法（步骤）284
38. 关于开展 2016 年电力用户与发电企业直接交易专项监管的通知286
- 河南省 2016 年电力用户与发电企业直接交易专项监管工作方案286

第十一章 新 疆

39. 关于开展新疆区域企业自备电厂生产运营管理监管的通知
(新监能市场〔2015〕130号)290
- 重点自备电厂企业名单290
40. 关于印发新疆电力用户与发电企业直接交易实施细则（修订稿）的通知
(新监能市场〔2016〕36号)293
- 新疆电力用户与发电企业直接交易实施细则（修订稿）293
41. 关于印发《新疆区域新能源发电企业与燃煤自备电厂调峰替代交易
实施细则（暂行）》的通知
(新监能市场〔2016〕51号)328
- 新疆区域新能源发电企业与燃煤自备电厂调峰替代交易实施细则
(暂行)328
42. 关于对《新疆区域发电企业发电权交易实施细则（征求意见稿）》
征求意见的通知363
43. 关于印发《新疆区域发电企业发电权交易实施细则（暂行）》

的通知	364
新疆区域发电企业发电权交易实施细则（暂行）	362
44. 关于发布《2017年第一批发电企业与电力用户直接交易（试点） 方案》的通知	390
2017年第一批发电企业与电力用户直接交易（试点）方案	390

第一章 云南省

关于印发电网企业输配电成本专项监管 工作方案的通知

（云监能市场〔2015〕57号）

云南电网有限责任公司：

按照《国家能源局关于印发2015年市场监管重点专项监管工作计划的通知》（国能监能〔2015〕183号）部署，为切实掌握我省输配电成本基本情况，我办制订了电网企业输配电成本专项监管工作方案，现印发给你公司，请遵照执行。

特此通知。

附件：电网企业输配电成本专项监管工作方案

国家能源局云南监管办公室

2015年6月9日

附件

电网企业输配电成本专项监管工作方案

按照《国家能源局关于印发2015年市场监管重点专项监管工作计划的通知》（国能监能〔2015〕183号）部署，结合我省的输配电成本监审工作，为切实掌握我省输配电成本基本情况，制定本工作方案。

一、工作目标

通过开展输配电成本专项监管，掌握电网企业输配电成本与其他业务成本分类核算情况；通过分析电网企业资产分类及构成现状，有效划分输配电资产与其他资产的关系；通过监管会计政策及输配电成本规章制度执行情况，促进折旧费及其他费用归集的合规性、合理性；通过监管关联交易有关事项，进一步规范有关交易行为，防止利用关联交易转移成本及利润等违规行为。

二、监管依据

1. 《会计法》
2. 《电力监管条例》

3. 《输配电成本核算办法》
4. 《输配电成本监管办法》
5. 《输配电成本信息报送暂行办法》

三、监管对象及内容

(一) 监管对象

云南电网有限责任公司

(二) 监管内容

1. 输配电成本有关规章制度执行情况

电网企业贯彻落实《输配电成本核算办法》、《输配电成本监管办法》、《输配电成本信息报送暂行办法》等规章制度情况；是否建立了明确的成本核算个财务管理制度；是否存在企业制度和国家有关规定不符的情况等。

2. 输配电成本核算情况

电网企业输配电成本与其他业务成本分类核算的情况；输配电成本计量、归集、分配情况；输配电成本发生的重大变化事项以及划分收益性支出与资产性支出的情况等。检查折旧费、材料修理费、其他费用等成本费用项目归集的合规性、合理性等。

3. 电网企业资产管理情况

电网企业资产分类及构成现状，输配电有效资产与电网企业资产的关系。检查流动资产、固定资产分类及资产来源情况；固定资产折旧政策及变化情况等。

4. 会计政策、会计估计变更情况

电网企业会计政策、会计估计变更情况及依据；是否存在利用会计政策、会计估计变更人为调整成本项目和金额的行为等。

5. 关联交易情况

影响输配电成本变化的内部交易和关联交易情况；关联交易行为和收费标准的合理性；财务处理是否符合国家有关规定；是否存在利用关联交易转移成本或利润等违规行为。

6. 信息报送情况

电网企业向能源监管机构报备财务管理、成本核算制度情况；财务、成本信息报送情况等。

四、监管方式

今年的输配电成本专项监管工作将结合输配电成本监审工作同步开展，请云南电网有限责任公司按照监管内容对照自查，并于10月30日前将自查报告和政

府有关部门 2015 年对云南电网有限责任公司的成本监审意见一并报送我办。

五、监管要求

请云南电网有限责任公司高度重视此项工作，做好输配电成本专项监管和输配电成本监审配合工作，包括现场检查资料准备及人员安排，确保工作开展。

关于下发 2016 年云南电力市场化交易实施方案的通知

(云工信电力〔2016〕23 号)

各州市工信委，云南电网有限责任公司，各发电企业，各用电企业：

2016 年我省电力供应能力持续提高，全年预计新增发电装机 506 万千瓦，年末全省电源总装机预计达到 8450 万千瓦，电力供应能力进一步提高。但省内工业经济依然面临较大下行压力，省内、省外和国外用电市场仍较为低迷，电力供应过剩的矛盾十分突出。为支持全省经济稳增长，促进电力消纳，我委将按照省政府要求，继续推进 2016 年云南电力市场化交易工作。经报省人民政府，现下发《2016 年云南电力市场化交易实施方案》，请遵照执行。

云南省工业和信息化委

2016 年 1 月 14 日

附件

2016 年云南电力市场化交易实施方案

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)及其配套文件有关要求，总结云南电力市场近两年的运行经验，进一步构建有效竞争的市场结构和市场体系，结合云南省实际，开展以省内为主、跨区域的电力交易，特制定本方案。

本方案分为四个部分：术语定义、市场交易、结算、其他事项。

一、术语定义

(一) 售电主体

售电主体为已并入云南电网运行的所有电厂，分为优先电厂和非优先电厂。

第一类优先电厂指 2004 年前已投产的并网运行公用水电厂(装机总量 472 万千瓦)和由地调、县调调度运行的中小水电及其他类型电厂。保障电网安全稳定运行所需的火电机组(含热电联产机组)的部分电量(见表 5-2)、跨境电厂电量(见表 5-3)归入第一类优先发电。

第二类优先电厂指风电场、光伏电厂及 2004 年电改后投产且以 110 千伏并入电网运行属于省地共调的水电厂（见表 5-4），水库具有年调节能力及以上水电厂调节电量（见表 5-5）归入第二类优先发电。

第三类优先电厂指第一类及第二类优先电厂以外的水电厂（见表 5-6）。

非优先电厂指火电厂（扣除优先发电电量）。

新投电厂及机组按以上原则划分电厂类别。

第一类优先电厂称为非竞争性售电主体；第二类优先电厂暂不参与市场竞争交易，通过价格调节机制参与市场，也称为非竞争性售电主体，待技术、管理等方面成熟适时参与市场竞争；第三类优先电厂和非优先电厂统称为竞争性售电主体。竞争性售电主体须在电力交易中心进行注册。

（二）购电主体

购电主体指满足市场准入条件且在电力交易中心完成注册的用户和售电企业。

未参与市场交易的用户（含公益性用户）统称为优先购电用户，由电网企业统一代理购电。

（三）优先购电量

优先购电量指优先购电用户的用电量。优先购电量首先由非竞争性售电主体供应，不足部分由竞争性售电主体供应。

（四）省内市场电量

省内市场电量指省内市场用户的用电量。

（五）事前合约转让交易

事前合约转让交易指在月度交易结束后、月度交易计划执行前进行的合约转让交易。

（六）事后合约转让交易

事后合约转让交易指在月度交易计划执行完毕后、交易结算前进行的合约转让交易。

（七）月度预招标

月度预招标指针对系统可能需要增发电量，电力交易中心提前面向电厂进行招标。预招标结果作为安排发电计划的依据之一。

（八）申报价格

1. 售电主体申报电价

售电主体的申报电价为上网侧的绝对价格，即：售电主体申报电价 = 售电主体目录电价 - 售电主体调价幅度。

2. 购电主体申报电价

购电主体的申报电价为用电侧的绝对价格，即：购电主体申报电价=购电主体目录电价-购电主体调价幅度。

3. 申报数据约束

电厂和用户各月申报电量的最小单位为 0.1 万千瓦时，申报电价的最小单位为 0.001 元/千瓦时。本方案所有交易中，各售电主体报价上限暂定为其国家批复上网电价，下限暂定为 0.1 元/千瓦时，根据市场情况进行调整。

各电厂在某交易环节申报电量不得高于调度机构确认的发电能力扣减已成交电量。非优先电厂按机组申报电量及价格，每台机组需增加申报最小开机电量。若非优先电厂某机组（除保障电网安全稳定运行开机机组外）在某交易环节初步成交电量低于申报的最小开机电量，则不安排该机组开机，成交电量进行事后水火置换交易。

（九）发电量

发电量在本方案中特指用于市场化交易结算的上网电量，调试期电量不参与市场化交易。

二、市场交易

（一）交易顺序

云南电力市场交易分为中长期交易和短期交易。现阶段，中长期交易开展年度交易和月度交易，短期交易开展日前增量交易。云南电力市场交易中，参考《云南省电力用户与发电企业直接交易试点方案》（云发改能源〔2014〕1188 号）文件签订的年度双边合同属于场外交易，其他交易都是在云南电力交易系统平台上进行的场内交易。

遵循“省内需求优先、外送消纳次之”的总体原则，按以下顺序开展各类电力交易：

1. 年度交易

（1）汇总参考《云南省电力用户与发电企业直接交易试点方案》（云发改能源〔2014〕1188 号）文件签订的年度双边交易合同。购售电主体双边合同之外的发用电量可参与其他市场交易。

（2）电厂与市场用户的集中竞价预交易。年度集中竞价预交易的申报数据作为月度集中竞价交易申报的约束条件，预交易结果不作为结算依据。

2. 月度交易

（1）省内优先购电量的挂牌交易。

- (2) 框架协议内西电东送电量的挂牌交易。
- (3) 省内市场电量的集中竞价交易和挂牌交易。
- (4) 框架协议外西电东送增送电量的挂牌交易。
- (5) 月度合约转让交易。分为事前合约转让交易和事后合约转让交易。
- (6) 月度预招标。
- (7) 月度长期备用市场。

3. 日前增量交易

日前增量交易是指售电主体与购电主体之间进行的发用电增量交易。现阶段日前增量交易仅在工作日开市（节假日在前一个工作日进行申报交易）。

（二）省内优先购电量交易

1. 交易周期：月度交易

2. 准入条件

- (1) 售电主体：竞争性售电主体。
- (2) 购电主体：电网企业统一代理购电。

3. 交易方式：挂牌交易

(1) 挂牌。

电力交易中心通过交易平台公布优先购电量的挂牌电量，挂牌价格暂按中小水电统一上网电价 0.235 元/千瓦时执行。

挂牌电量=优先购电量预测值-非竞争性售电主体发电量预测值。

由上式计算得到的挂牌电量小于（或等于）零时，取消省内优先购电量的挂牌。

(2) 摘牌。

电厂通过交易平台申报摘牌电量。

(3) 成交规则。

第三类优先电厂首先按摘牌电量比例成交。第三类优先电厂成交之后，若有电量缺额，再由非优先电厂进行成交。

(4) 成交价格。

成交价格为挂牌价格，挂牌价格高于电厂目录电价则取电厂目录电价作为成交价格，差额部分按偏差平衡机制处理。

（三）框架协议内西电东送电量交易

1. 交易周期：月度交易

2. 准入条件

(1) 售电主体：第三类优先电厂。

(2) 购电主体：框架协议内的西电东送电量，由电力交易中心进行挂牌。

3. 交易方式：挂牌交易

(1) 挂牌。

挂牌价格（折算至发电侧）根据框架协议内西电东送电量的送出价格倒推确定。

挂牌电量=框架协议内西电东送电量-max [0, (非竞争性售电主体发电量预测值-优先购电量预测值)]

(2) 摘牌。

电厂申报摘牌电量和摘牌价格。

(3) 成交规则。

摘牌价格低的电厂优先成交。摘牌价格相同时，按摘牌电量的比例进行成交。

(4) 成交价格。

电厂 i 成交价格=摘牌价格+电厂 i 返还价格

电厂 i 返还价格= $\sum_{i=1}^n [(挂牌价格-电厂 i 摘牌价格) \times 电厂 i 成交电量] \times$
电厂 i 返还系数/电厂 i 成交电量

电厂 i 返还系数=(电厂 i 目录电价-电厂 i 摘牌价格) \times 电厂 i 成交电量/ $\sum_{i=1}^n [(电厂 i 目录电价-电厂 i 摘牌价格) \times 电厂 i 成交电量]$

其中，电厂 i 为第三类优先电厂，n 为所有第三类优先电厂总数。

当成交价格高于电厂目录电价时，电厂成交价格为目录电价，差额部分按偏差平衡机制处理。若省政府及政府相关部门出台西电东送电量有关政策，西电东送挂牌方式及成交价格按政府规定进行相应调整。

(四) 省内市场电量交易

1. 交易周期：年度交易、月度交易和日前增量交易

2. 准入条件

(1) 售电主体：竞争性售电主体。

(2) 购电主体：符合国家产业政策和环保、节能减排要求的全部专变工业用户（执行大工业电价的电量）和售电公司。

符合日前增量交易标准的购电主体名单由电力交易中心发布，名单内购电主体自愿参与日前增量交易。名单外购电主体自愿向电力交易中心提出申请，满足计量要求的方可参与日前增量交易。

不参与日交易的购电主体可以采用委托所属供电单位代报或自行申报等方

式，参与日交易的购电主体所有交易须自行在交易系统中申报。

3. 交易方式

（1）年度交易。

1) 年度双边合同。

购售电主体参照《云南省电力用户与发电企业直接交易试点方案》（云发改能源〔2014〕1188号）文件签订的年度双边交易合同，合同电量不超过按装机等比例原则所分配的电力外送通道平均送电能力，须在规定的关闸日之前提交至电力交易中心进行备案。

2) 集中竞价预交易。

年度集中竞价预交易按月申报、按月成交。年度集中竞价预交易的申报数据作为月度集中竞价交易申报数据的约束条件，成交结果不作为结算依据。

（2）月度交易。

月度集中竞价交易前，电力交易中心将年度双边合同中月度直接交易电量交由调度机构进行校核，形成有约束的成交结果，向成交的购售电主体公布。年度双边合同月直接交易电量需要变动，购售电主体需在月度集中竞价交易前两个工作日告知电力交易中心，并在交易平台上填报变动后的直接交易电量。电力交易中心、调度机构按日跟踪双边合同完成进度，即时调整电厂发电计划，尽可能实现双边合同内电量发用电匹配。

场内月度交易依次开展集中竞价交易和挂牌交易。

1) 集中竞价交易。

① 竞价申报。

售电主体月度集中竞价的申报电量只能在年度分月申报电量扣除已成交电量后的 70%—130% 内进行调整。

本竞价环节售电主体可以采用单段或多段（不高于 3 段）电量申报方式，申报总量不得大于发电能力，每段电量申报两个意愿价格，第一意愿价格不低于第二意愿价格，校核时按撮合时采用的申报价格从高到低的顺序削减电量。购电主体按结算计量点分别申报，每个计量点申报一个电量，申报两个意愿价格，第一意愿价格不高于第二意愿价格。

② 成交规则。

首先购、售电主体申报电量以双方第一个意愿价格撮合成交，未成交电量采用第二个意愿价格撮合成交。撮合成交规则如下：

第三类优先电厂首先成交。第三类优先电厂成交之后，若有电量缺额，再由

非优先电厂进行成交，非保障系统安全的火电机组先成交，成交之后仍有电量缺额，由保障系统安全的火电开机机组成交。若非优先电厂某机组（除保障电网安全稳定运行开机机组外）初步成交电量低于申报的最小开机电量，则该机组成交电量置零。

按购电主体计量点申报电量由大到小确定用户侧成交顺序，申报电量相同时，按购电折价从高到低确定成交顺序；计算该购电主体与所有售电主体价差，按价差从大到小的顺序确定成交对象、成交电量、成交价格，价差为负不能成交。

价差相同时，按以下原则成交：

一个用户与多个电厂价差相同，当用户申报电量大于（或等于）电厂申报电量之和时，按电厂申报电量成交；当用户申报电量小于电厂申报电量之和时，按照电厂申报电量比例分配用户申报电量。

多个用户与多个电厂价差相同，当电厂申报电量之和大于（或等于）用户申报电量之和时，按电厂申报电量比例分配用户申报电量；当用户申报电量之和大于电厂申报电量之和时，按用户申报电量比例分配电厂申报电量。

③成交价格。

价差=购电折价-售电申报价，购电折价=购电申报价-输配电价（含线损电价）-基金及附加

售电成交价=售电申报价+K1×价差，购电成交价=购电申报价-K2×价差

其中，K1=K2=0.35。售电成交价高于目录电价时取目录电价，差额部分按偏差平衡机制处理。

购电成交价和售电成交价之间的剩余价差收益按偏差平衡机制处理。

2)撮合未成交用户挂牌交易。

①挂牌、摘牌。

撮合未成交用户在集中撮合中申报第二意愿价格的调价幅度（相对于目录电价）低于集中撮合交易的平均成交调价幅度时，对用户未成交电量和第二意愿价格的调价幅度进行挂牌。电厂申报摘牌电量。

②成交规则。

第三类优先电厂首先进行成交，剩余部分非优先电厂成交。用户侧按照用户调价幅度从小到大的顺序成交，用户集中撮合申报的第二意愿价格扣减政府基金和线损后的价格不低于电厂目录电价扣减调价幅度后的价格方可成交。当用户电量大于电厂摘牌电量时，电厂全部电量成交，用户按等比例成交分配电量，当用户电量小于等于电厂摘牌电量时，用户全部电量成交，电厂按等比例分配成交

电量。

③成交价格。

用户的成交价格为集中撮合申报的第二意愿价格，电厂的成交价格为国家批复上网电价扣减成交用户对应的调价幅度。

3) 绝对价格挂牌交易。

①挂牌、摘牌。

明确参与月度挂牌交易的用户范围及挂牌价格（折算至发电侧）。用户在电力交易平台上申报挂牌电量和挂牌价格，电厂申报摘牌电量。

②成交规则。

第三类优先电厂首先进行成交，剩余部分非优先电厂成交。当第三类优先电厂摘牌电量之和大于用户挂牌电量时，按摘牌电量的比例进行成交；当第三类优先电厂摘牌电量之和小于（或等于）用户挂牌电量时，第三类优先电厂按摘牌电量成交，电量缺额由非优先电厂进行成交。

非优先电厂的成交规则同第三类优先电厂的成交规则。

③成交价格。

当电厂的目录电价大于（或等于）挂牌价格时，电厂的成交价格为挂牌价格；当电厂的目录电价小于挂牌价格时，电厂的成交价格为目录电价，目录电价与挂牌价格之间的价差收益按偏差平衡机制处理。

4) 价差挂牌交易。

①挂牌、摘牌。

用户对电量和价差进行挂牌。电厂申报摘牌电量。

②成交规则。

第三类优先电厂首先进行成交，剩余部分非优先电厂成交。用户侧按照用户价差从小到大的顺序成交，用户申报价格（等于目录电价扣减价差）扣减政府基金和线损后的价格不低于电厂目录电价扣减价差后的价格方可成交。当用户电量大于电厂摘牌电量时，电厂全部电量成交，用户按等比例成交分配电量，当用户电量小于等于电厂摘牌电量时，用户全部电量成交，电厂按等比例分配成交电量。

③成交价格。

用户的成交价格为目录电价扣减价差，电厂的成交价格为国家批复上网电价扣减成交用户的价差。

(3) 日前增量交易。

日前增量交易只进行增量交易，日前增量交易采用集中竞价方式。日前增量

交易中，售电主体仅第三类优先电厂和当前已开机的火电机组参与交易。

1) 竞价申报。

电厂申报增发电量 and 价格，用户申报增用电量 and 价格，电厂和用户均只申报单段电量和单一价格。电厂和用户日前增量交易的申报电量原则上不能超过日申报电量最大值，特殊情况下，购售电主体日增量发电或用电需求超过日申报电量最大值，向电力交易中心提出申请处理。

电厂日申报电量最大值 = $\{ [\text{月发电能力} - (\text{本月已发电量} - \text{本月日前增量交易累计成交电量})] / \text{本月剩余天数} \} * 40\% + \text{月度撮合交易未成交电量} / \text{本月天数}$

用户日申报电量最大值 = $\{ [\text{月申报电量} - (\text{本月已用电量} - \text{本月日前增量交易累计成交电量})] / \text{本月剩余天数} \} * 40\% + \text{月度电量交易未成交电量} / \text{本月天数}$

除新投产用户和恢复生产用户之外，未参与月度申报的用户不得参加日前增量交易。

除新投产电厂外，未参与月度申报的电厂不得参加日前增量交易。

新投产用户或恢复生产用户，若有意愿参加日前增量交易，需向电力交易中心预先提交本月用电需求预测，日前增量交易申报电量根据实际用电需求申报。

新投产电厂，需向电力交易中心预先提交本月发电需求预测，日前增量交易申报电量根据实际发电需求申报。

2) 成交规则。

第三类优先电厂首先成交。第三类优先电厂成交之后，若有电量缺额，再由非优先电厂进行成交。

按价差从大到小原则确定成交对象、成交电量和成交价格，价差为负不能成交。

价差相同时，按以下原则成交：

一个电厂与多个用户价差相同，当电厂申报电量大于（或等于）用户申报电量之和时，按用户申报电量成交；当电厂申报电量小于用户申报电量之和时，按照用户申报电量比例分配电厂申报电量。

一个用户与多个电厂价差相同，当用户申报电量大于（或等于）电厂申报电量之和时，按电厂申报电量成交；当用户申报电量小于电厂申报电量之和时，按照电厂申报电量比例分配用户申报电量。

多个用户与多个电厂价差相同，当电厂申报电量之和大于（或等于）用户申报电量之和时，按电厂申报电量比例分配用户申报电量；当用户申报电量之和大于电厂申报电量之和时，按用户申报电量比例分配电厂申报电量。

3) 成交价格。

价差=购电折价-售电申报价，购电折价=购电申报价-输配电价（含线损电价）-基金及附加

售电成交价=售电申报价+K1×价差，购电成交价=购电申报价-K2×价差
售电成交价高于目录电价时取目录电价，差额部分按偏差平衡机制处理。其中，K1=K2=0.35，购电成交价和售电成交价之间的剩余价差收益按偏差平衡机制处理。

（五）框架协议外西电东送电量交易

1. 交易周期：月度交易

2. 准入条件

（1）售电主体：第三类优先电厂。

（2）购电主体：框架协议外的赠送电量，由电力交易中心进行挂牌。

3. 交易方式：挂牌交易

（1）挂牌、摘牌。

赠送电量的挂牌价格在框架协议内西电东送电量挂牌价格的基础上进行调整。电力交易中心对框架协议外的赠送电量和价格进行挂牌，电厂申报摘牌电量及价格。

（2）成交规则、成交价格。

赠送电量的成交规则和成交价格同框架协议内西电东送电量挂牌交易。

（六）合约转让交易

合约转让交易开展月度交易，分为事前合约转让交易和事后合约转让交易。

1. 事前合约转让交易

事前合约转让交易开展水水置换合约转让交易。

水水置换合约转让交易指有年及以上调节能力的水电厂（以下简称有调节能力的水电厂）和无调节能力的水电厂之间的合约转让交易，仅在每年的6—10月开展。

（1）当有调节能力的水电厂尚有调蓄能力，其他电厂有弃水时，有调节能力的水电可通过协商方式按其各类西电东送电量交易和省内市场电量交易成交电量的加权平均价出让交易成交电量，或将交易成交电量按各类西电东送电量交易和省内市场电量交易成交电量的加权平均价进行挂牌，由有弃水的电厂进行摘牌。

（2）当有调节能力的水电厂已无调蓄能力时，其他电厂需将前期承接电量按当期自身各类西电东送电量交易和省内市场电量交易成交电量的加权平均价偿还

给有调节能力的水电厂。

(3) 当其他电厂后期让出的交易电量不足以补偿有调节能力电厂让出的电量时，按前期置换电量的成交价格对有调节能力电厂进行补偿。其他电厂能够足额让出前期置换电量，但由于有调节能力电厂自身机组原因，以及由于来水差或者汛末蓄水任务等原因，导致不能全部承接置换电量时，则不能承接的电量不再补偿。

2. 事后合约转让交易

事后合约转让交易开展水水置换合约转让交易、合约协商转让交易和水火置换合约转让交易。

月度交易执行完毕后，未完成合约电量的电厂与超发电厂按以下次序开展合约转让交易。

(1) 水水置换合约转让交易。

事后水水置换合约转让交易仅在每年的 6—10 月开展。

在事前水水置换合约转让交易中，若其他电厂摘牌电量小于有调节能力电厂挂牌电量，有调节能力电厂实际少发电量（以下简称“差额电量”）按其交易加权均价由其他实际超发电厂承接。当所有电厂实际超发电量之和大于差额电量时，承接电量=差额电量×电厂实际超发电量/所有电厂实际超发电量之和；当所有电厂实际超发电量之和小于差额电量时，电厂实际超发电量即为承接电量。其他电厂需在后期将承接电量按当期自身各类西电东送电量交易和省内市场电量交易成交电量的加权平均价偿还给有调节能力的水电厂。

(2) 合约协商转让交易。

1) 交易方式。

有超发电量的电厂与少发的电厂自愿协商进行合约转让交易。

2) 成交价格。

合约协商转让交易的成交价格由交易双方协商确定。

卖出合约方成交价格不得高于自身各类西电东送电量交易和省内市场电量交易成交电量的加权平均价，买入合约价格等于卖出合约价格。

(3) 水火置换合约转让交易。

1) 交易方式。

经合约协商转让交易后，仍存在少发的火电与仍存在超发的水电厂进行事后水火置换合约转让交易。当所有水电厂实际超发电量之和大于火电厂少发电量时，承接电量=火电厂少发电量×水电厂实际超发电量/所有水电厂实际超发电量之

和；当所有水电厂实际超发电量之和小于火电厂少发电量时，水电厂实际超发电量即为承接电量。未进行转让交易的电量视为偏差电量，按偏差电量的考核方法进行结算。

2) 成交价格。

卖出合约方（火电）的卖出合约价格为其省内市场电量交易加权平均价格的80%，买入合约价格等于卖出合约价格。当此价格大于买入合约方目录电价时，买入合约方的成交价格等于买入合约方目录电价，价差收益按偏差平衡机制处理。

(七) 月度预招标

电力交易中心公布月度集中竞价交易中发电侧的最低成交价（P16'）和平均成交价（P16"）。

电厂申报增发电量价格，申报价格限定在 P16'和 P16"之间。电厂月度预招标的申报价格作为调度机构安排发电计划的依据之一。

参与月度预招标的电厂，进行事后合约转让交易后仍存在的超发电量，按其月度预招标的申报价格结算。

未参与月度预招标的电厂，进行事后合约转让交易后仍存在的超发电量，按月度集中竞价交易的最低成交价结算。

表 2-1 场内交易成交电量、电价表

交易	交易品种		售电主体			购电主体		
			成交电量		成交电价	成交电量	成交电价	
日前增量交易	集中竞价交易		Qd		Pd	Ud		Fd
月度交易	省内优先购电量交易	优先购电量挂牌交易	Q1		P1	U1		F1
	框架协议内西电东送电量交易	框架协议内电量挂牌交易	Q2		P2	/		
	省内市场电量交易	集中竞价交易	Q3		P3			
		挂牌交易	Q4		P4	U3		F3
	框架协议外西电东送电量交易	框架协议外增送电量挂牌交易	Q5		P5	/		/
	事前合约转让交易	水水置换合约转让交易	卖出合约	-Q6	P6		/	
买入合约			Q7	P7				

续表

交易	交易品种		售电主体			购电主体	
			成交电量		成交电价	成交电量	成交电价
月度交易	事后合约 转让交易	水水置换合 约转让交易	卖出合约	-Q8	P8		
			买入合约	Q9	P9		
		合约协商转 让交易	卖出合约	-Q10	P10		
			买入合约	Q11	P11		
		水火置换合 约转让交易	卖出合约	-Q12	P12		
			买入合约	Q13	P13		

注：表中成交电量为单类交易成交电量之和，成交价格为单类交易加权平均成交价。

（八）月度长期备用市场

为支持火电企业长期备用设备维护，开展月度长期备用市场。火电机组提供长期备用服务，由系统统一购买，按各火电厂装机容量（除昆明、滇东、阳宗海、曲靖和宣威电厂保障电网安全稳定运行及热电联产火电机组外）比例分配长期备用成交容量。

三、交易校核

交易校核主要包括申报数据校核、网络约束校核和梯级水量匹配校核。

月度每种交易类型均按下述流程进行交易校核。

1. 申报数据校核。由交易机构负责对交易主体提交的申报数据进行校核，申报数据校核包括发电能力校核和其他申报约束规定校核。各发电企业在交易前需与调度机构沟通确认发电能力。发电能力评估原则如下：

（1）由政府发文确认大型年调节以上水库各关键节点时期内（枯水期末、平水期末、丰水期末、年末等）水位控制目标。

（2）用于计算水电发电能力的月度预计天然来水原则上不高于同期多年平均来水水平的 1.1 倍。

（3）对于具有年及以上调节性能水库或上游具有年及以上调节性能水库的水电厂，枯水期及平水期以全网水电不弃水且统调火电充分调减为前提，考虑系统平衡需求，以枯水期及平水期末政府确定水位为目标每月交易前确认下月末控制水位，综合考虑天然来水和月度水位控制目标核定相关水电厂月度发电能力。丰水期在考虑期末控制水位和各月预计天然来水情况下核定相关电厂各月发电能力。

（4）其他调节能力较弱或无调节能力水电厂，按预计天然来水，考虑发电设

备和电网设备检修等确定对应发电能力。其中，对于具有季调节性能的水电考虑需在4-5月份拉水时，由调度机构在发电企业申报能力前明确水位控制目标。

2. 网络约束校核。交易技术支持系统根据调度机构提供的网络约束条件进行市场出清，形成满足网络约束的交易结果。网络约束受限区域内各电厂交易电量按装机等比例原则分配通道份额。双边协商电量不超过按装机等比例原则所分配的电力外送通道平均送电能力。

3. 梯级水量匹配校核。交易技术支持系统对满足网络约束的交易结果进行梯级水量匹配校核。当下游电站交易结果超出上游来水对应发电能力时，直接削减下游电站竞价电量。

日前增量交易校核中，电厂成交电量综合考虑系统需求和电厂发电能力进行校核。

四、结算

（一）购电主体结算

1. 结算原则

（1）优先购电用户按目录电价和月度实际用电量进行结算。

（2）市场用户和售电企业首先进行日前增量交易电量结算和偏差电量结算，其次进行年度双边合同当月交易（以下简称场外月度交易）电量的结算和偏差电量结算；最后进行场内月度交易电量的结算和偏差电量结算。

2. 市场用户和售电企业的结算步骤

（1）日前增量交易电量、偏差电量结算。

日前增量交易按计量点进行交易电量、偏差电量结算。

1) 市场用户和售电企业次日实际用电量 U_{rd} 大于日前增量交易成交电量时，日前增量交易结算电量即为日前增量交易成交电量，超过日前增量交易成交电量的部分，计入月度交易用电量。

2) 市场用户和售电企业次日实际用电量 U_{rd} 小于日前增量交易成交电量时，日前增量交易结算电量即为实际用电量。

3) 由于表计原因导致日用电量数据无法取得，日前增量交易结算电量为日前增量交易成交电量。

4) 根据日前增量交易各日的实际结算电量和成交价格，计算加权平均价 (F_d)，加权平均价与累计结算电量 (U_d) 的乘积即为日前增量交易电量电费；未完成的日前增量交易电量超过日前增量交易成交电量的3%部分按0.03元/千瓦时的价格支付偏差电费，未完成的日前增量交易电量在日前增量交易成交电量的3%内，免除偏差电费。

(2) 场外月度交易电量、偏差电量结算。

市场用户和售电企业月度用电量 U_r 扣减日前增量交易累计结算电量 U_d 作为月度交易用电量 U_{rt} 。即： $U_{rt} = U_r - U_d$ 。市场用户或售电企业年度双边合同当月成交电量 U_g ，对应成交电厂月度交易发电量 Q_{rt} ，则双边合同结算电量 $U_{gh} = \min\{U_{rt}, 103\%U_g, Q_{rt}\}$ 。 U_{gh} 按双边合同约定价格顺加输配电价和政府性基金后的价格结算。

当 $U_{gh} \leq U_{rt} \leq U_g$ ， $U_{rt} - U_{gh}$ 按用户目录电价 1.1 倍结算；

当 $U_{gh} \leq U_g \leq U_{rt}$ ， $U_g - U_{gh}$ 按用户目录电价 1.1 倍结算。

(3) 场内月度交易电量的结算和偏差电量结算。

场内月度交易用电量 $U_{rm} = \min\{U_{rt} - U_{gh}, U_{rt} - U_g\}$

场内月度交易按户号进行交易电量、偏差电量结算。场内月度交易用电量 U_{rm} 按各户号、各计量点的实际用电量比例分配至各户号 U_{rmh} 、各计量点，简称各户号、各计量点的场内月度交易用电量。

1) 当某户号的 U_{rmh} 大于该户号场内月度交易成交总电量 U_{mh} 时，该户号总超用电量为 $(U_{rmh} - U_{mh})$ ，总超用电量按超用计量点超用电量等比例分配至各超用计量点，作为各超用计量点的结算超用电量，按各计量点的目录电价结算。该户号下某计量点的场内月度交易用电量小于或等于场内月度交易成交电量，按该计量点场内月度成交价结算该计量点用电量；该户号下某计量点的场内月度交易用电量大于场内月度交易成交电量时，该计量点成交电量按成交价格结算，该计量点的场内月度交易用电量扣除成交电量和结算超用电量后剩余电量按少用计量点的少用电量加权平均上网侧电价加上输配电价和政府基金（超过用户该计量点目录电价则取目录电价）进行结算。

2) 当某户号的 U_{rmh} 小于或等于该户号场内月度交易成交总电量 U_{mh} 时，该户号总少用电量为 $(U_{mh} - U_{rmh})$ ，少用电量在该户号场内月度成交电量 U_{mh} 的 3% 内，免除偏差电费，超过该户号场内月度成交电量 U_{mh} 的 3% 部分按 0.03 元/千瓦时的价格支付偏差电费。该户号下某计量点的场内月度交易用电量小于或等于场内月度交易成交电量，按该计量点月度成交价结算该计量点场内月度交易用电量；该户号下某计量点的场内月度交易用电量大于场内月度交易成交电量时，该计量点成交电量按成交价格结算，该计量点场内月度交易用电量扣除月度交易成交电量按少用计量点的少用电量加权平均上网侧电价加上输配电价和政府基金（超过用户该计量点目录电价则取目录电价）进行结算。

3) 由于系统原因或不可抗力因素导致市场用户和售电企业未完成的交易电

量，由州市工信委和当地供电局共同认定，免除考核。

表 4-1 市场用户和售电企业各类月度交易电量及对应电价表

月度交易	电量		电价
	集中竞价交易成交电量	U2	F2
	挂牌交易成交电量	U3	F3
成交电量合计	Um=U2+U3		
加权平均价格	F0=（U2×F2+U3×F3）/Um		

表 4-2 购电主体电费结算表

用户		电量		电价		电费		
优先购电用户		月度实际用电量	U1	目录电价	F1	T1=U1×F1		
市场用户和售电企业	日前增量交易	日前增量交易实际结算电量（月度累计）		Ud	日前增量交易实际结算电量加权平均价格	Fd	Td=Ud×Fd	
		偏差电量	多用电量		0	计入月度交易用电量	0	0
			少用电量在日前成交 3%内		偏差免责			
			少用电量超日前成交 3%部分		Ud'	按 0.03 元/千瓦时支付偏差电费	0.03	Td'=Ud'×0.03
	年度双边合同分月	年度双边合同分月结算电量		Ugh	合同约定价格	F _{合同}	T _{合同} =Ugh×F _{合同}	
		用户用电量大于合同电量、结算电量		Ug-Ugh	目录电价 1.1 倍	F _{合同1}	T _{合同1} =(Ug-Ugh)×F _{合同1}	
		用户用电量小于合同电量，大于结算电量		Urt-Ugh	目录电价 1.1 倍	F _{合同2}	T _{合同2} =(Ug-Ugh)×F _{合同1}	
	月度交易	总成交电量	某计量点按自身成交价格结算电量		Uicj	月度交易成交价格	Ficj	T0=Σ(Uicj×Ficj)
			某计量点按其他计量点少用电量平均折算购电价加上输配电价和政府基金结算电量		Uic	少用计量点少用电量加权平均上网侧电价加上输配电价和政府基金	Fic	T0c=Σ(Uic×Fic)
		总偏差电量	某计量点结算超用电量		Uicy	目录电价	Fis	Ts=Σ(Uicy×Fis)
少用电量在月度成交电量 Um 3%内			偏差免责					
少用电量超月度成交电量 Um 3%部分			U _{sy} =Um×97%-U _{rm}	按 0.03 元/千瓦时支付偏差电费	0.03	T _{sy} =U _{sy} ×0.03		

优先购电用户电费 $T1=U1 \times F1$

市场用户和售电企业电费 $Tt=Td+Td'+T_{\text{合同}}+T_{\text{合同 1}}+T_{\text{合同 2}}+T0+T0c+Ts+Tsy$

(二) 竞争性售电主体结算

1. 结算原则

竞争性售电主体中水电按厂进行结算，火电按机组进行结算。首先进行日前增量交易电量结算和偏差电量结算，其次进行场外月度交易电量结算和偏差电量结算；最后进行场内月度交易电量结算和偏差电量结算。

保障电网安全稳定运行所需的火电机组（含热电联产机组）的部分电量在日前增量交易结算之后，场外月度交易结算之前进行结算。保障电网安全稳定运行所需的火电机组（含热电联产机组）的部分电量月结月清，不在各月间滚动调整。

提供长期备用的火电机组首先按竞争性售电主体结算交易电量，然后结算长期备用费用。

水库具有年调节能力以上水电厂，场内月度交易偏差电量为负，调节电量为零，滚动至下月完成；场内月度交易偏差电量为正，调节电量的结算电量为月初分配的调节电量与场内月度交易偏差电量中的较小值。

2. 竞争性售电主体电厂的结算步骤

(1) 日前增量交易结算。

1) 计算合约电量电费。

根据电厂各日的成交电量和成交价格，计算日前增量交易的总成交电量 Qd 及加权平均价格 Pd ，电厂日前增量交易的合约电量电费 $Sd=Pd \times Qd$ 。

2) 计算偏差电量结算费用。

①当电厂次日实际发电量小于日前增量交易成交电量时，未完成的交易电量视为偏差电量。在日前成交电量 3%以内（含）内的偏差电量按 Pd 价格计算偏差电费，超过 3%的偏差电量，由于电厂自身原因按 $Pd''=(Pd+0.03)$ 元/千瓦时的价格计算偏差电费，由于系统需要按 $Pd''=(Pd-0.03)$ 元/千瓦时的价格计算偏差电费；

②当电厂次日实际发电量大于日前增量交易成交电量时，超出的电量计入月度交易发电量，无偏差电量结算费用。

3) 计算日前增量交易实际电费收益。

电厂日前增量交易实际电费收益 $Srd=Sd+Sd'$

表 4-3 电厂日前增量交易结算表

交易	电量		电价	电费	
日前增量交易	日前增量交易成交电量		Qd	Pd	Sd=Qd×Pd
	日前增量交易偏差电量	多发电量，计入月度交易发电量	0	0	0
		少发电量 3%以内	-Qd'	Pd'=Pd	Sd'=-Qd'×Pd'
		少发电量 3%以外	-Qd''	Pd''=(Pd±0.03)	Sd''=-Qd''×Pd''
电量合计	Qrd=Qd-Qd'-Qd''				
电费合计	Srd=Sd+Sd'+Sd''				

(2) 场外月度交易结算。

电厂月度发电量 Q_r 扣减日前增量交易累计结算电量 Q_{rd} 为月度交易发电量 Q_{rt} 。即： $Q_{rt}=Q_r-Q_{rd}$ 。场外月度交易中，电厂与用户双边合同电量为 Q_g ，对应用户月度交易用电量 U_{rt} ，则双边合同结算电量 $Q_{gh}=\min\{U_{rt}, 103\%Q_g, Q_{rt}\}$ 。 Q_{gh} 按双边合同约定价格结算。

当 $Q_{gh}\leq Q_{rt}\leq Q_g$ ， $Q_{rt}-Q_{gh}$ 按月度集中竞价交易最低成交价的 0.9 倍（P0.9 最低价）结算；

当 $Q_{gh}\leq Q_g\leq Q_{rt}$ ， Q_g-Q_{gh} 按月度集中竞价交易最低成交价的 0.9 倍结算。

表 4-4 年度双边合同分月电量结算表

年度双边合同	结算电量	电价	电费
	Q_{gh}	P 年度分月	S 年度分月= $Q_{gh}\times P$ 年度分月
	$Q_{rt}-Q_{gh}$	P0.9 最低价	S 年度分月'= $P0.9$ 最低价 $\times(Q_{rt}-Q_{gh})$
	Q_g-Q_{gh}	P0.9 最低价	S 年度分月''= $P0.9$ 最低价 $\times(Q_g-Q_{gh})$

(3) 场内月度交易结算。

电厂场内月度交易实际发电量 $Q_{rm}=\min\{Q_{rt}-Q_{gh}, Q_{rt}-Q_g\}$

1) 计算省内优先购电量挂牌交易结算电费。

表 4-5 省内优先购电量挂牌交易结算表

省内优先购电量挂牌交易	电量	电价	电费
	Q1	P1	S1=Q1×P1

2) 计算省内市场电量交易、西电东送电量交易、月度合约转让交易结算电费
根据电厂参与的各类省内市场电量交易和西电东送电量交易的成交电量和

成交价格、各类月度合约转让交易的成交电量和成交价格，计算省内市场电量交易、西电东送交易、月度合约转让交易电量的总成交量 Q_0' 、平均成交价 P_0' 和总电费 S_0' 。

表 4-6 电厂省内市场电量交易、西电东送电量交易、
月度合约转让交易结算表

交易类别	电量		电价	电费	
框架协议内西电东送电量交易	框架协议内西电东送成交量	Q_2	P_2	$S_2=Q_2 \times P_3$	
省内市场电量交易	集中竞价交易成交量	Q_3	P_3	$S_3=Q_3 \times P_3$	
	挂牌交易成交量	Q_4	P_4	$S_4=Q_4 \times P_4$	
框架协议外西电东送电量交易	框架协议外增送电量成交量	Q_5	P_5	$S_5=Q_5 \times P_5$	
事前合约转让交易	水水置换合约转让交易	卖出合约	$-Q_6$	P_6	$S_6=-Q_6 \times P_6$
		买入合约	Q_7	P_7	$S_7=Q_7 \times P_7$
事后合约转让交易	水水置换合约转让交易	卖出合约	$-Q_8$	P_8	$S_8=-Q_8 \times P_8$
		买入合约	Q_9	P_9	$S_9=Q_9 \times P_9$
	合约协商转让交易	卖出合约	$-Q_{10}$	P_{10}	$S_{10}=-Q_{10} \times P_{10}$
		买入合约	Q_{11}	P_{11}	$S_{11}=Q_{11} \times P_{11}$
	水火置换合约转让交易	卖出合约	$-Q_{12}$	P_{12}	$S_{12}=-Q_{12} \times P_{12}$
		买入合约	Q_{13}	P_{13}	$S_{13}=Q_{13} \times P_{13}$
电量合计	$Q_0'=Q_2+Q_3+Q_4+Q_5-Q_6+Q_7-Q_8+Q_9-Q_{10}+Q_{11}-Q_{12}+Q_{13}$				
电费合计	$S_0'=S_2+S_3+S_4+S_5+S_6+S_7+S_8+S_9+S_{10}+S_{11}+S_{12}+S_{13}$				
加权平均价	$P_0'=S_0'/Q_0'$				

3) 计算偏差电量结算费用。

根据电厂场内月度交易实际发电量 Q_{rm} 、优先购电量交易成交量 Q_1 、其他月度交易成交量 Q_0' （包括省内市场交易电量、西电东送交易电量和合约转让交易电量），计算偏差电量结算费用 S_m' 。

①当电厂场内月度交易实际发电量 Q_{rm} 小于优先购电量交易成交量 Q_1 ，即 $Q_{rm} < Q_1$ 时：

少发的优先购电量交易电量 $Q_1' = Q_1 - Q_{rm}$ ，按 P_1 的价格计算偏差电费；

其他场内月度交易成交量 Q_0' 的少发电量，3%以内偏差电量免除偏差责任，按 P_0' 的价格计算偏差电费；3%以外的偏差电量进行责任认定，因系统需要导致

的少发电量 Q_{14} ，按 $P_{14} = (P_0' - 0.03 \text{ 元/千瓦时})$ 的价格计算偏差电费；因自身原因导致的少发电量 Q_{15} ，按 $P_{15} = (P_0' + 0.03 \text{ 元/千瓦时})$ 的价格计算偏差电费。其中， $Q_{14} + Q_{15} = Q_0' \times 97\%$ 。

②当电厂场内月度交易实际发电量 Q_{rm} 大于优先购电量交易成交量且小于（或等于）优先购电量成交量与其他月度交易成交量 Q_0' 之和时，即 $Q_1 < Q_{rm} < Q_1 + Q_0'$ 时，

对少发电量 $Q_1 + Q_0' - Q_{rm}$ 小于 3% 的 Q_0' 部分免除偏差责任，按 P_0' 的价格计算偏差电费；3% 以外进行责任认定，因系统需要导致的少发电量 Q_{14} ，按 $P_{14} = (P_0' - 0.03 \text{ 元/千瓦时})$ 的价格计算偏差电费；因自身原因导致的少发电量 Q_{15} ，按 $P_{15} = (P_0' + 0.03 \text{ 元/千瓦时})$ 的价格计算偏差电费。其中， $Q_{14} + Q_{15} = (Q_1 + Q_0' \times 97\% - Q_{rm})$ 。

③当电厂场内月度交易实际发电量大于月度交易合约电量，即 $Q_{rm} > Q_1 + Q_0'$ 时，

超发电量 $Q_{16} = Q_{rm} - (Q_1 + Q_0')$ ，按月度预招标的价格 P_{16} 进行结算；未参与预招标的电厂，按预招标下限价格 P_{16}' 结算。

表 4-7 电厂月度交易偏差电量结算表

偏差 电量	少发 电量	电量		电价	电费
		少发的优先购电量交易电量	$-Q_1'$	P_1	$S_1' = -Q_1' \times P_1$
	少发电量少于 3% 的非保障性用电量交易电量	$-Q_{14}'$	P_0'	$S_{14}' = -Q_{14}' \times P_0'$	
	少发电量超过 3% 的非保障性用电量交易电量	系统需要少发的非保障性用电量交易电量	$-Q_{14}$	P_{14}	$S_{14} = -Q_{14} \times P_{14}$
		自身原因少发的非保障性用电量交易电量	$-Q_{15}$	P_{15}	$S_{15} = -Q_{15} \times P_{15}$
	超发电量		Q_{16}	P_{16}	$S_{16} = Q_{16} \times P_{16}$
				P_{16}'	$S_{16} = Q_{16} \times P_{16}'$
电费 合计	$S_m' = S_1' + S_{14}' + S_{14} + S_{15} + S_{16}$				

4) 计算月度交易实际电费收益。

电厂月度交易实际电费收益 $S_{rm} = S_1 + S_0' + S_m'$

(4) 月度总电费结算。

电厂月度总电费 $S_{rt} = \text{电厂月度交易实际电费收益} + \text{电厂日前增量交易实际电费收益} = S_{rm} + S_{rd}$

表 4-8 竞争性售电主体交易结算表

交易	电量		电价	电费	
日前增量交易	日前增量交易成交电量		P_d	$S_d = Q_d \times P_d$	
	日前增量交易 偏差电量	多发电量, 计入月度交易发电量	0	0	
		少发 3% 以内电量	$-Q_d'$	P_d'	$S_d' = -Q_d' \times P_d'$
	少发超 3% 以外电量	$-Q_d''$	P_d''	$S_d'' = -Q_d'' \times P_d''$	
年度交易 分月	年度分月结算电量		$P_{\text{年度分月}}$	$S_{\text{年度分月}} = Q_{gh} \times P_{\text{年度分月}}$	
	发电量小于合同电量, 高于结算电量	$Q_{rt} - Q_{gh}$	$P_{0.9 \text{ 最低价}}$	$S_{\text{年度分月}}' = P_{0.9 \text{ 最低价}} \times (Q_{rt} - Q_{gh})$	
	发电量大于合同电量, 高于结算电量	$Q_g - Q_{gh}$	$P_{0.9 \text{ 最低价}}$	$S_{\text{年度分月}}'' = P_{0.9 \text{ 最低价}} \times (Q_g - Q_{gh})$	
月度交易	省内优先购电量交易	优先购电量交易摘牌电量	P_1	$S_1 = Q_1 \times P_1$	
	框架协议 内西电东送交易	框架协议内西电东送成交电量	P_2	$S_2 = Q_2 \times P_2$	
	省内市场电量交易	集中竞价交易成交电量	P_3	$S_3 = Q_3 \times P_3$	
		挂牌交易成交电量	P_4	$S_4 = Q_4 \times P_4$	
	框架协议 外西电东送交易	框架协议外赠送电量成交电量	P_5	$S_5 = Q_5 \times P_5$	
	事前合约转让交易	水水置换合约转让交易	卖出合约	P_6	$S_6 = -Q_6 \times P_6$
			买入合约	P_7	$S_7 = Q_7 \times P_7$

续表

交易	电量		电价	电费		
	交易类型	交易方向				
月度交易	水水置换合约转让交易	卖出合约	-Q8	P8	$S8 = -Q8 \times P8$	
		买入合约	Q9	P9	$S9 = Q9 \times P9$	
	事后合约转让交易	卖出合约	-Q10	P10	$S10 = -Q10 \times P10$	
		买入合约	Q11	P11	$S11 = Q11 \times P11$	
	水火置换合约转让交易	卖出合约	-Q12	P12	$S12 = -Q12 \times P12$	
		买入合约	Q13	P13	$S13 = Q13 \times P13$	
	偏差电量	少发的保障性交易电量		-Q1'	P1	$S1' = -Q1' \times P1$
				-Q14'	P0'	$S14' = -Q14' \times P0'$
		少发电量少于3%的非保障性用电量交易电量	系统需要少发的市场交易电量	-Q14	P14	$S14 = -Q14 \times P14$
			自身原因少发的市场交易电量	-Q15	P15	$S15 = -Q15 \times P15$
		超发电量		Q16	P16	$S16 = Q16 \times P16$
					P16'	$S16' = Q16 \times P16'$
电费合计	$S = Sd + Sd' + Sd'' + S_{\text{年度分月}} + S_{\text{年度分月}} + S_{\text{年度分月}} + S_7 + S_8 + S_9 + S_{10} + S_{11} + S_{12} + S_{13} + S_{14} + S_{15} + S_{16} + S_{16'} + S_{17} + S_{18} + S_{19} + S_{20} + S_{21} + S_{22} + S_{23} + S_{24} + S_{25} + S_{26} + S_{27} + S_{28} + S_{29} + S_{30} + S_{31} + S_{32} + S_{33} + S_{34} + S_{35} + S_{36} + S_{37} + S_{38} + S_{39} + S_{40} + S_{41} + S_{42} + S_{43} + S_{44} + S_{45} + S_{46} + S_{47} + S_{48} + S_{49} + S_{50} + S_{51} + S_{52} + S_{53} + S_{54} + S_{55} + S_{56} + S_{57} + S_{58} + S_{59} + S_{60} + S_{61} + S_{62} + S_{63} + S_{64} + S_{65} + S_{66} + S_{67} + S_{68} + S_{69} + S_{70} + S_{71} + S_{72} + S_{73} + S_{74} + S_{75} + S_{76} + S_{77} + S_{78} + S_{79} + S_{80} + S_{81} + S_{82} + S_{83} + S_{84} + S_{85} + S_{86} + S_{87} + S_{88} + S_{89} + S_{90} + S_{91} + S_{92} + S_{93} + S_{94} + S_{95} + S_{96} + S_{97} + S_{98} + S_{99} + S_{100}$					

(三) 非竞争性售电主体结算

(1) 第一类优先电厂。

1) 2004 年前已投产的并网运行公用水电厂和由地调、县调调度运行的中小水电及其他类型电厂，按月度实际发电量和其目录电价结算。

2) 电网安全稳定运行所需要的火电厂部分电量，按目录电价结算。

3) 跨境电厂电量按月度实际发电量和其目录电价结算。

(2) 第二类优先电厂。

1) 风电场、光伏电厂及 2004 年电改后投产且以 110 千伏并入电网运行属于省地共调的水电厂结算电价在国家批复上网电价基础上按参与市场竞争的优先电厂上网电价平均降幅比例扣减。上网电价与结算电价间的价差收益按偏差平衡机制处理。

结算电价 = \max [月度集中竞价交易发电侧最低成交价，国家批复上网电价 \times (1 - 参与市场竞争的优先电厂上网电价平均降幅比例)]，若高于国家批复上网电价，按国家批复上网电价结算，差额部分按偏差平衡机制处理。

其中：电厂 i 为第三类优先电厂， n 为所有第三类优先电厂总数。

2) 水库具有年调节能力以上水电厂调节电量按西电东送框架协议挂牌价格结算，挂牌价格高于电厂目录电价，按电厂目录电价结算，差额部分按偏差平衡机制处理。

表 4-9 非竞争性售电主体交易结算表

主体		电量	电价	电费
第一类 优先电厂	发电量全额收购的第一类优先电厂	月度实际发电量	目录电价	月度实际发电量 \times 目录电价
	电网安全稳定运行所需要的火电厂	月度电网安全稳定运行需要的发电量	目录电价	月度电网安全稳定运行需要的发电量 \times 目录电价
	跨境电厂	月度实际发电量	目录电价	月度实际发电量 \times 目录电价
第二类 优先电厂	风电场、光伏电厂及 2004 年电改后投产且以 110 千伏并入电网运行属于省地共调的水电厂	月度实际发电量	结算电价	月度实际发电量 \times 结算电价
	水库具有年调节能力以上水电厂	调节电量	西电东送框架协议挂牌价格	调节电量 \times 框架协议西电东送挂牌价格

(四) 月度长期备用结算

根据偏差平衡机制，平衡资金优先支付因系统需要造成竞争性发电企业少发的交易电量补偿费，剩余部分支付火电机组长期备用费。

1. 计算每千瓦时期长期备用容量价格。

用于支付火电机组长期备用的平衡资金除以长期备用成交总量，得到每千瓦时期长期备用容量价格。

2. 火电机组长期备用结算

某火电机组的长期备用成交容量乘以每千瓦时期长期备用容量价格，得到该火电机组长期备用费用。

（五）电费支付方式

1. 购电主体电费支付方式

购电主体交易成功后，在交易月 10 日前缴纳成交电量与成交价格计算电费的 20%，作为交易预付电费；在交易月 20 日前缴纳成交电量与成交价格计算电费的 30%；交易机构出具交易月实际结算单后，购电主体缴纳剩余电费。购电主体结算单中，市场化退补电费金额为电度电费和功率因数调整电费。基本电费、政府性基金仍按国家现行电价政策执行。

参与市场化交易的用户欠交当月电费的，将取消交易资格，并立即启用预付费装置。

2. 支付售电主体电费方式

售电主体与电网企业维持现有的电费支付方式。

3. 火电机组长期备用费支付方式。授权云南电网有限责任公司根据云南电力交易中心提供的支付凭证向火电企业支付，火电企业按各自装机及支付标准作为计费依据开具发票与电网企业进行结算。

4. 合约转让交易支付方式

合约转让交易结算中，若出让方结算电量仅为卖出合约交易电量时，受让方按出让方成交价格为计费标准，开具增值税专用发票与电网企业进行电费结算。对应出让发按交易中确定的结算价格向受让方开具普通增值税发票作为受让方的记账依据，同时将发票扫描件提交云南电网有限责任公司。云南电网有限责任公司仅作为合约转让交易电费资金转移支付主体，按照电力交易中心出具的电费结算单中所列出让方、受让方企业应得收益金额分别支付电费。

五、其他事项

（一）信息披露

电力交易中心对云南电力市场交易各环节的重要信息进行公布和披露。

1. 交易信息披露

（1）交易前信息披露。

电力交易中心公布电力供需形势预测、电网安全约束信息和报价约束信息。电力供需形势预测包括系统发电能力预测、系统用电需求预测等。

电网安全约束信息包括通道能力、主要设备检修计划等。

报价约束信息包括各售电主体和购电主体的申报电量约束、上限价格和下限价格等。

事后合约转让交易前披露各售电主体未完成电量、超发电量及其责任认定结果等。

(2) 交易后信息披露。

电力交易中心公布交易结果，包括年度、月度各类型交易成交电量、各类型交易最低成交价格、各类型交易最高成交价格、平均成交价格等。

2. 结算信息披露

电力交易中心公布偏差电量责任认定、月度、年度偏差处理资金收入及支出情况。

(二) 电量偏差责任认定方法

1. 发电侧

(1) 日电量责任认定。

调度机构记录日交易电量少发原因，在月度结算时进行认定。

(2) 月电量责任认定。

根据月度实际来水情况，测算电厂实际发电能力 T_0 。假设电厂月度交易成交电量为 T_1 ，日前增量交易累计结算电量为 T_2 ；电厂月度实际发电量为 T 。

(1) 当 $T < (T_1 + T_2) < T_0$ 时， $[(T_1 + T_2) - T]$ 为系统运行需要导致的少发电量。

(2) 当 $T < T_0 < (T_1 + T_2)$ 时， $[(T_1 + T_2) - T_0]$ 为因电厂自身原因导致的少发电量， $T_0 - T$ 为系统运行需要导致的少发电量。

(3) 当 $T > (T_1 + T_2)$ 时， $[T - (T_1 + T_2)]$ 为电厂超发电量。

2. 用户侧

由于电网原因或不可抗力因素导致市场用户和售电企业未完成的交易电量，免除考核。

(三) 偏差平衡机制

为确保 2016 市场化交易顺利实施，兼顾发、供、用三方合理利益，特建立市场化交易偏差平衡机制。

1. 偏差平衡机制建立

(1) 撮合交易中，购售电双方价差的 30% 部分。按撮合交易成交结果计算成交价差收益，然后根据用户侧、电厂侧成交电量的完成比例计算应提取的实际价差收益。

成交价差收益 = Σ (购售匹配成交量 * 购售匹配成交价差 * 30%)

实际价差收益 = 成交价差收益 * $\min\{\text{用户侧成交量完成比例, 电厂侧成交量完成比例}\}$

(2) 各类型交易中（包括省内优先购电量交易、框架协议内西电东送电量交易、省内市场电量交易、框架协议外西电东送电量交易、合约转让交易）中，电厂成交价格高于电厂目录价格部分。根据成交结果，计算电厂侧成交阶段的价差收益，然后根据电厂侧成交电量的完成比例计算应提取的实际价差收益。

(3) 风电厂、光伏电厂结算电价与国家批复上网电价价差部分。根据风电厂、光伏电厂的结算电量和结算电价与国家批复上网电价价差计算价差收益。

(4) 2004 年电改后投产且以 110kV 并入电网运行属于省地共调的水电厂结算电价与国家批复上网电价价差部分。根据此部分电厂结算电量和结算电价与国家批复上网电价价差计算价差收益。

(5) 水库具有年调节能力以上水电厂的调节电量与西电东送挂牌价格高于电厂目录电价的价差计算价差收益。

(6) 用户当月负偏差电量考核电费部分。

(7) 电厂当月负偏差电量考核电费部分。

2. 偏差平衡机制实施范围

(1) 根据上述偏差平衡资金的建议，月度计提平衡资金。

(2) 平衡资金优先用于弥补因系统需要造成竞争性发电企业少发的交易电量。

(3) 平衡资金剩余部分全部用于支付火电机组长期备用费。

(四) 交易时间表

表 5-1 各类交易的开展时间

序号	交易周期	交易品种	关闸时间/交易时间	交易方式
1	年度交易	省内市场电量交易	上年 12 月 31 日	双边合同
			上年 12 月 15 日	集中竞价
2	月前交易 (事前)	年度双边合同当月分解电量	18 日前	双边合同
		省内优先购电量交易	20 日	挂牌

续表

序号	交易周期	交易品种	关闸时间/交易时间	交易方式
2	月前交易 (事前)	框架协议内西电东送电量交易	21 日	挂牌
		省内市场电量交易	22 日	集中竞价
			24 日	挂牌
		框架协议外西电东送电量交易	25 日	挂牌
		水水置换合约转让交易	26 日	双边协商/挂牌
	月度预招标	27 日	预招标	
3	日前增量交易	次日增量电量交易	工作日	集中竞价
4	事后交易	事后水水置换合约转让交易	交易结算前	置换交易
		事后合约协商转让交易	交易结算前	双边协商
		事后水火置换合约转让交易	交易结算前	置换交易

注：交易日期发生变化，另行披露。

(五) 电厂分类

表 5-2 保障电网安全稳定运行所需的火电厂

序号	电厂名称	分配电量 (亿千瓦时)	备注
1	滇东	32.062	最低开一台机带 36 万负荷 (每日最低电量 876 万千瓦时)
2	宣威	14.054	最低开一台机带 16 万负荷
3	曲靖	14.054	最低开一台机带 16 万负荷
4	阳宗海	14.054	最低开一台机带 16 万负荷
5	昆明	20.203	供热最低开一台机带 23 万负荷

注：所有电量均为发电侧电量

表 5-3 跨境电厂名单

序号	电厂名称
1	瑞丽江一级
2	太平江

表 5-4 2004 年后投产且 110 千伏并网运行省地共调水电厂名单

序号	电厂名称	装机容量 (万千瓦)	序号	电厂名称	装机容量 (万千瓦)
1	阿鸠田	10.5	2	白水河三级	2

各省（区、市）电力体制改革文件汇编（2016）

续表

序号	电厂名称	装机容量 (万千瓦)	序号	电厂名称	装机容量 (万千瓦)
3	白水江一级	1.5	33	南河	4
4	白水江二级	1.5	34	南康河二级	2.4
5	白水江三级	4.8	35	南沙	15
6	柏香林	5	36	南袜河二级	1
7	板桥（南片河梯级）	0.8	37	南袜河三级	0.64
8	宝石	3.72	38	南袜河一级	0.56
9	不管河	1.89	39	泥堵河	1.5
10	冲江河二期	4.8	40	糯租	7.5
11	达开	6	41	撒鱼沱	6
12	打窝（南片河梯级）	1.89	42	沙坝	2.64
13	大春河	5	43	施坝河二级	1
14	大湾	4.98	44	施坝河一级	1.6
15	大盈江二	7	45	施底河	3
16	大寨河二级	2	46	石房	2.1
17	大寨河三级	1.6	47	松八	2.6
18	大寨河一级	1.8	48	腾龙桥	8.1
19	多底河	4	49	天生桥	5
20	高桥	9	50	铁川桥	4.2
21	哈依河	3	51	听命河	4
22	金水河四级	3	52	威远江	7.2
23	景云四级	1.5	53	乌泥河	3
24	苦木当	1	54	下只恩	4
25	块泽河	3.6	55	象达	4
26	拉气	5	56	小蓬祖	4
27	老渡口	3.75	57	小中甸	1.8
28	老石寨	1.6	58	马过河	1
29	龙门	1.3	59	茅草坪	1
30	禄丰	4	60	四台山	1.26
31	庙林	6.5	61	拉灯河	1.6
32	木加甲	6	62	熊家沟	1.8

续表

序号	电厂名称	装机容量 (万千瓦)	序号	电厂名称	装机容量 (万千瓦)
63	漾洱	4.98	68	油房沟	6.8
64	金河	2.5	69	渔泡江	2
65	燕子崖	2.5	70	悦乐	2
66	六合	3	71	中寨	2.5
67	迤资	1.92	合计		253.96

注：统计截至 2015 年 12 月。

表 5-5 年调节能力以上水电厂调节电量

序号	电厂名称	调节电量 (亿千瓦时)	年设计电量 (亿千瓦时)	备注
1	小湾	47.46	189.85	按年设计电量 25% 分配，枯平水期每月分配调节电量的 10%，丰水期每月分配调节电量的 6%。按月滚动平衡，多发电量、少发电量滚入下月。
2	糯扎渡	59.78	239.12	
3	龙江	2.57	10.28	
4	马鹿塘	3.04	12.14	
5	普西桥	2.07	8.25	
6	泗南江	2.3	9.196	

注：所有电量均为发电侧电量。

表 5-6 第三类优先电厂名单

序号	电厂名称	装机容量 (万千瓦)	序号	电厂名称	装机容量 (万千瓦)
1	阿海	200	12	金安桥	240
2	大盈江三	20	13	金汉拉扎	5.8
3	大盈江四	87.5	14	景洪	175
4	大盈江一	10.8	15	居甫渡	28.5
5	富川	4.5	16	克田	9.9
6	岗曲河一级	6	17	梨园	120
7	戈兰滩	24	18	龙江	24
8	功果桥	90	19	龙开口	180
9	观音岩	180	20	龙马	28.5
10	吉沙	12	21	鲁地拉	216
11	甲岩	24	22	裸马河	5.6

续表

序号	电厂名称	装机容量 (万千瓦)	序号	电厂名称	装机容量 (万千瓦)
23	马堵山	28.8	36	苏家河口	31.5
24	马鹿塘	30	37	天花板	18
25	勐野江	6.8	38	土卡河	16.5
26	那邦	18	39	小湾	420
27	那兰	15	40	小岩头	12.99
28	弄另	18	41	崖羊山	12
29	糯扎渡	585	42	云鹏	21
30	普渡河六级	9.6	43	木星土	12
31	普西桥	19	44	赛珠	10.2
32	三江口	9.9	45	南极洛河	4.3
33	石门坎	13	46	江边	4.2
34	泗南江	20.1	47	丹珠河	8
35	松山河口	16.8	合计		3052.79

注：统计截至2015年12月。

昆明电力交易中心股东暨市场管理 委员会理事招募公告

依据省委全面深化改革领导小组第十七次会议同意的《云南省进一步深化电力体制改革的试点方案》、《省级电力交易机构组建方案》，经报请省人民政府同意，成立了昆明电力交易中心筹备组，开展昆明电力交易中心筹备工作。为了组建好相对独立的、开放的、企业性质的昆明电力交易中心，将采取公开、公平、公正的原则和方法，选择电力市场主体参股昆明电力交易中心，并组建市场管理委员会，同步招募市场管理委员会理事，实现市场主体相互理解支持和配合、电力交易平稳顺畅、信息更加畅通。现就招募有关事项公告如下：

一、昆明电力交易中心的性质和业务范围

昆明电力交易中心是开放的省级电力交易机构，是不以盈利为目的企业法人，在政府监管下为市场主体提供规范公开透明的电力交易服务。

昆明电力交易中心主要负责市场交易平台的建设、运营和管理，负责组织市场交易，提供结算依据和服务，汇总用户与发电企业自主签订的双边合同并移送电力调度机构进行安全校核和执行，负责市场主体的注册和相应管理，披露和发布市场信息等。交易中心股东享有《公司法》确定、交易中心章程约定的责任、义务和权利。

昆明电力交易中心的市场主体及支持电力市场化改革的第三方机构将组建市场管理委员会。市场管理委员会是参与市场交易主体自治自律的议事协商机构，共同协商需要报送政府批准的市场规则修改等重大事项。建议市场管理委员会理事单位采取轮值制度，轮值期间由理事单位负责市场管理委员会的日常运作。交易中心股东即为市场管理委员会理事单位。

二、规模和构成

（一）昆明电力交易中心

昆明电力交易中心的注册资本为 5000 万元，其中云南电网有限责任公司为相对控股方。

本次拟招募股东 6 席，按发电企业、电力用户、地方电网企业、售电企业等分类招募。

（二）市场管理委员会

结合云南省电力市场交易情况和电力系统特性，此次招募 20 席市场管理委

员会理事单位。

三、招募基本条件

（一）理事招募条件

1. 在云南省内的政府部门登记注册，具有独立法人资格。在云南境内有集团（母公司）的企业可以集团（母公司）报名。

2. 与云南省电力系统的生产、交易密切相关；在行业内有影响力，具备公平公正协调能力。

3. 单位所经营或代表的业务应符合国家规定、单位能耗、环保排放等达到国家和行业标准。

4. 应分别达到以下条件：

发电企业：拥有发电装机不低于 100 万千瓦。

电力用户：近三年年平均用电量不低于 2 亿千瓦时。

地方电网企业：应拥有云南范围内的电力业务许可证（供电类）；综合电压合格率原则上不低于 97%；供电可靠率原则上不低于 95%；电网综合线损率原则上不高于 10%。

售电公司：资产不低于 1 亿元。

5. 与云南省电力系统生产、交易等涉电相关业务密切相关的第三方机构（社会团体法人机构）可报名参加市场管理委员会理事招募。

6. 对中小涉电企业可以由不低于 10 家的涉电企业联合推选 1 家单位报名，但需满足以下条件，同时提供联合的企业同意其报名市场管理委员会理事的授权同意书：

联合报名的发电企业合计装机不低于 20 万千瓦；联合报名的用电企业近三年合计用电量不低于 2 亿千瓦时；联合报名的售电企业准入经营的电量超过 30 亿千瓦时。

（二）交易中心股东招募条件

1. 在云南省内的政府部门登记注册，具有独立法人资格。在云南境内有集团（母公司）的企业以集团（母公司）报名。

2. 具有良好的公司治理结构或有效的组织管理方式。

3. 具有较长的发展期和稳定的运营状况，入股后三年内不得转让股权或要求中心收购其股权。

4. 具备稳健的出资能力和资金实力以及风险承受能力，入股资金为自有资金，不得以委托资金、债务资金等非自有资金入股。

5. 公司所经营的项目应符合国家规定、单位能耗、环保排放达到国家和行业标准。

6. 按照各类别分别符合下列条件：

发电企业：拟入股的发电企业拥有装机不低于 150 万千瓦；注册资本原则上不低于 10 亿元；资产原则上不低于 50 亿元。

电力用户：拟入股的用户企业资产原则上不低于 10 亿元；上年度营业收入原则上不低于 25 亿元；近三年年平均用电量不低于 5 亿千瓦时。

地方电网企业：拟入股的地方电网企业应拥有云南范围内的电力业务许可证（供电类）；综合电压合格率原则上不低于 97%；供电可靠率原则上不低于 95%；电网综合线损率原则上不高于 10%。

售电公司：拟入股的售电公司资产原则上不低于 2 亿元；需拥有 10 名以上的专业人员及服务能力；若拥有配电网经营权，售电公司其注册资本不低于其总资产的 20%，应取得电力业务许可证（供电类）。

四、报名要求

即日起接受企业报名，报名截止日期为 4 月 9 日 18:00。请将加盖公章的相关资料一式三份提交省发展改革委，相关报名资料清单可以到省发展改革委、省工业和信息化委、国家能源局云南监管办，云南电网公司网站查询下载。

报名单位须对所提供材料的真实有效性负责，如弄虚作假，一经发现，取消其报名资格。

昆明电力交易中心筹备组

关于印发《云南省进一步深化电力体制改革试点方案》的通知

（云发〔2016〕10号）

各州、市党委和人民政府，省委和省级国家机关各委办厅局，各人民团体，各大专院校，省属各企事业单位：

现将《云南省进一步深化电力体制改革试点方案》印发给你们，请结合实际，认真贯彻执行。

中共云南省委
云南省人民政府
2016年4月6日

附件

云南省进一步深化电力体制改革试点方案

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，做好全国进一步深化电力体制改革试点省工作，缓解云南电力生产和消费等方面存在的突出矛盾，大力拓展电力市场，促进云南电力行业又好又快发展，推动结构调整和产业升级，提高电力普遍服务水平，结合我省实际，制定本方案。

一、电力体制改革的重要性和紧迫性

自2002年电力体制改革实施以来，在党中央、国务院领导下，我省电力行业破除了独家办电的体制束缚，从根本上改变了指令性计划体制和政企不分、厂网不分等问题，初步形成了电力市场主体多元化竞争格局。一是促进了电力行业快速发展。2014年，全省发电装机容量达到7257万千瓦，发电量达到2550亿千瓦时，以水电为主的可再生能源发电占到七成以上，西电东送电量达到1013亿千瓦时，电网220千伏及以上线路回路长度达到27万千米，220千伏及以上变电容量达到7961万千伏安，初步形成了内联南方、华东电网，外接越南、老挝、缅甸

等周边国家的跨省区、跨国电力系统。二是提高了电力普遍服务水平。通过农网改造和农电管理体制改革等工作，农村电力供应能力和管理水平明显提升，农村供电可靠性显著增强，基本实现城乡用电同网同价，无电人口用电问题基本得到了解决。三是初步形成了多元化市场体系。在发电方面，组建了多层面、多种所有制发电企业 1400 多户，建成电站 2400 多座；在电网方面，除云南电网责任有限公司外，保留了保山电力股份有限公司和农垦电力公司等地方电力企业；在辅业方面，推动改组了中国电建、中国能建驻滇企业。四是电价形成机制逐步完善。在发电环节实现了发电上网标杆价，在输配环节逐步核定了输配电价，在销售环节相继出台丰枯（峰谷）分时电价、差别电价、惩罚性电价和居民阶梯电价等政策，成为了国家输配电价试点省。五是积极探索了电力市场化交易和监管。相继开展了竞价上网、大用户与发电企业直接交易以及跨国、跨省区电能交易等方面的试点和探索，电力市场化交易取得重要进展，电力监管积累了重要经验。同时，电力行业发展还面临着一些亟需通过改革解决的问题。一是交易机制缺失，资源利用效率不高。售电侧有效竞争机制尚未建立，发电企业和用户之间市场交易有限，市场配置资源的决定性作用难以发挥。丰富的水能资源得不到充分利用，弃水、弃风、弃光现象连年发生，仅 2015 年弃水、弃风、弃光电量达 153 亿千瓦时。二是价格关系没有理顺，市场化定价机制尚未完全形成。现行电价管理仍以政府定价为主，电价调整往往滞后于成本变化，难以及时并合理反映用电成本、市场供求状况、资源稀缺程度和环境保护支出。三是政府职能转变不到位，各类规划协调机制不完善。各类专项发展规划之间、电力规划的实际执行与规划偏差过大。四是发展机制不健全，新能源和可再生能源开发利用面临困难。可再生能源发电保障性收购制度没有完全落实，新能源和可再生能源发电无歧视、无障碍上网问题未得到有效解决。五是“电矿结合”的发展目标未能实现，既影响了云南有色金属资源的深度开发利用，又影响了大量水电的消纳。

深化电力体制改革是一项紧迫的任务，事关云南能源安全和社会经济发展全局。党的十八届三中全会提出，国有资本继续控股经营的自然垄断行业，实行以政企分开、政资分开、特许经营、政府监管为主要内容的改革。《中共中央办公厅关于印发〈中央全面深化改革领导小组 2015 年工作要点〉的通知》（中办发〔2015〕5 号）、《国务院批转发展改革委关于 2015 年深化经济体制改革重点工作意见的通知》（国发〔2015〕26 号）对深化电力体制改革提出了新使命、新要求。按照党中央对云南要努力成为我国民族团结进步示范区、生态文明建设排头兵、面向南亚东南亚辐射中心的要求，亟需进一步深化电力体制改革，实现电力与其他产业

的协同发展，促进经济社会实现跨越式发展。国家能源局把云南作为进一步深化电力体制改革的试点省，社会各界对加快电力体制改革的呼声越来越高，推进改革的社会诉求和共识都在增加，具备了宽松的外部环境和扎实的工作基础。

二、深化电力体制改革的总体思路和基本原则

（一）总体思路

全面贯彻落实中发〔2015〕9号文件精神，加快构建有效竞争的市场结构和市场体系，形成主要由市场决定电力价格的机制；按照管住中间、放开两头的体制架构，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，推进电力交易机构相对独立、规范运行，组建相对独立的省级电力交易机构；在发电侧和售电侧开展有效竞争，培育独立的市场主体，着力构建主体多元、竞争有序的电力交易格局；妥善处理交叉补贴问题，完善阶梯电价机制，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；强化政府电力系统规划和电力市场监管职能，落实电力安全生产主体责任和政府监管职责，确保全省电力系统安全稳定运行。

（二）基本原则

坚持安全可靠与提高效率相结合。在电力体制改革过程中遵循电力的技术经济规律，坚持安全第一，效率优先，保障电力系统安全稳定运行和电力可靠供应，不断提高电力系统运行效率。

坚持市场配置与政府调控相结合。使市场在资源配置中起决定性作用和更好发挥政府作用，促进有效竞争；政府管理重点放在规划、政策、标准、规则的制定实施，加强市场监管，依法维护电力市场秩序，保护电力投资者、经营者、使用者的合法权益和社会公共利益，促进电力事业健康发展。

坚持保障民生和节能减排。政府保留必要的公益性调节性发用电计划，切实保障民生，确保维护电力调度安全，确保质优价廉的可再生能源优先发电，优先用于民生；对火力发电机组，保障高效节能、超低排放的燃煤发电机组优先上网，优先参与直接交易。

三、近期推进电力体制改革的重点任务

（一）有序推进电价改革，理顺电价形成机制

1. 单独核定输配电价。政府定价的范围主要限定在重要公用事业、公益性服务和网络型自然垄断环节。根据云南省输配电价改革试点方案，按照“准许成本加合理收益”的原则，分电压等级核定共用电网输配电价格和专项输电服务价格，并向社会公布，接受社会监督。在条件成熟的情况下，进一步考虑用电负荷

特性、输电距离对输配电价的影响。用户或售电主体按照其接入的电网电压等级所对应的输配电价支付费用。

2. 分步实现公益性以外的发售电价格由市场形成。放开竞争性环节电力价格，把输配电价与发售电价在形成机制上分开。参与电力市场交易的发电企业上网电价由用户或售电主体与发电企业通过协商、市场竞价等方式自主确定。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）、政府性基金及附加三部分组成。其他没有参与直接交易和竞价交易的上网电量，以及居民、农业、重要公用事业和公益性服务等用电，继续执行政府定价。

3. 妥善处理电价交叉补贴。结合电价改革进程，配套改革不同类型电价之间的交叉补贴。过渡期间，由电网企业申报现有各类用户电价间交叉补贴数额，经政府价格主管部门审定，扣除低电价老电厂提供的电价空间后，通过输配电价回收。

（二）推进电力交易体制改革，完善市场化交易机制

4. 规范市场主体准入标准。按照接入电压等级、能耗水平、排放水平、产业政策以及区域差别化政策等确定并公布可参与直接交易的发电企业、售电主体和用户准入标准。参与直接交易企业的单位能耗、环保排放均应达到国家标准，不符合国家产业政策以及产品和工艺属于淘汰类的企业不得参与直接交易。鼓励优先购买质优价廉和环保高效机组发出的电力电量，支持可再生能源和新能源机组通过直接交易和科学调度多发电。省政府按年度公布全省符合标准的发电企业和售电主体目录，并对用户目录实施动态监管，进入目录的发电企业、售电主体和用户可自愿到交易机构注册成为市场交易主体。

5. 引导市场主体开展多方直接交易。有序探索对符合准入标准的发电企业、售电主体和用户赋予自主选择权，确定交易对象、电力电量和价格，按照国家规定的输配电价向电网企业支付相应的过网费，直接洽谈合同，实现多方直接交易，短期和即时交易通过调度和交易机构实现，为工商企业等各类用户提供更加经济、优质的电力保障。

6. 鼓励建立长期稳定的交易机制。构建体现市场主体意愿、长期稳定的双边直接交易市场模式，任何部门和单位不得干预市场主体的合法合规交易行为。直接交易双方通过自主协商决定交易事项，依法依规签订电网企业参与的三方合同。鼓励用户与发电企业之间签订长期稳定的合同，建立并完善实现合同调整及偏差电量处理的交易平衡机制。

7. 建立辅助服务分担共享新机制。适应电网调峰、调频、调压和用户可中

断负荷等辅助服务的新要求，完善并网发电企业辅助服务考核机制和补偿机制。根据电网可靠性和服务质量，按照谁受益、谁承担的原则，建立用户参与的辅助服务分担共享机制。用户可以结合自身负荷特性，自愿选择与发电企业或电网企业签订保供电协议、可中断负荷协议等合同，约定各自的辅助服务权利与义务，承担必要的辅助服务费用，或按照贡献获得相应的经济补偿。

8. 积极参与跨省跨区跨境电力市场交易。按照国家的统一安排和省级政府间的合作协议，支持电力企业将省内富余的电力电量，采取中长期交易为主、临时交易为补充的交易模式输送到区域或全国电力市场交易，促进电力资源在更大范围内优化配置。跨省跨区跨境电力交易的市场主体目录、出入量形成机制由省政府公布，交易合同要及时向电力交易机构、省政府有关部门、国家能源局云南监管办备案。

（三）建立相对独立的电力交易机构，形成公平规范的市场交易平台

9. 遵循市场经济规律和电力技术特性定位电网企业功能。改变电网企业集电力输送、电力统购统销、调度交易为一体的状况，电网企业主要从事电网投资运行、电力传输配送，负责电网系统安全，保障电网公平无歧视开放，按照国家规定履行电力普遍服务义务。继续完善主辅分离。

10. 改革和规范电网企业运营模式。电网企业不再以上网和销售电价价差作为主要收入来源，按照政府核定的输配电价收取过网费。确保电网企业稳定的收入来源和收益水平。规范电网企业的投资和资产管理行为。

11. 组建和规范运行电力交易机构。将原来由电网企业承担的交易业务与其他业务分开，实现交易机构相对独立运行。组建相对独立的、开放的、企业性质的昆明电力交易中心，由电网企业相对控股，发电企业、电力用户、售电企业、第三方机构参股，接受省政府及其有关部门、国家能源局云南监管办的监管。由省政府组织有关部门和单位、国家能源局云南监管办建立电力市场协调机制，负责昆明电力交易中心的章程、电力市场设计方案、交易规则等重大问题的决策和协调。可建立由电网企业、发电企业、电力用户、售电企业等组成的议事协商机制。除政府保留的公益性调节性发用电计划电力电量和政府间框架协议内送往省外的电力电量外，其他电力电量都应当在电力交易平台上进行交易。电力交易机构可按国家有关规定适当收取交易服务费作为运行经费，由交易双方合理负担。具体标准由省价格主管部门按照“补偿成本”的原则合理核定。省政府职能部门、国家能源局云南监管办依据职责对电力交易机构实施有效监管。

12. 完善电力交易机构的市场功能。电力交易机构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，提供结算依据和服务，汇总用户与发电企业自主签订的双边合同并移送电力调度机构进行安全校核和执行，负责市场主体的注册和相应管理，披露和发布市场信息等。

（四）推进发用电计划改革，更多发挥市场机制的作用

13. 有序缩减发用电计划。根据市场发育程度，直接交易的电量和容量不再纳入发用电计划。鼓励新增工业用户和新核准的发电机组积极参与电力市场交易，其电量尽快实现以市场交易为主。

14. 完善政府公益性调节性服务功能。2004年电改前已投产的并网运行公用发电机组和由州市调度、县调度运行的中小水电站，具有年调节能力的水电站，以及对电网具有安全稳定支撑作用的电厂，其电力电量列入政府保留的公益性调节性发用电计划（计划外部分可到电力市场交易），确保居民、农业、重要公用事业和公益性服务等用电，确保维护电网调峰调频和安全稳定运行，确保可再生能源发电依照规划保障性收购。积极开展电力需求侧管理和能效管理，通过运用现代信息技术、培育电能服务、实施需求响应等，促进供需平衡和节能减排。加强老少边穷地区电力供应保障。在重点生态功能区实施“以电代柴”，具体区划、数量、价格由有关部门确定。

15. 进一步提升以需求侧管理为主的供需平衡保障水平。有关部门要按照市场化的方向，从需求侧和供应侧两方面入手，搞好电力电量整体平衡，提高电力供应的安全可靠水平。常态化、精细化开展有序用电工作，有效保障供需紧张情况下居民等重点用电需求不受影响。加强电力应急能力建设，提升应急响应水平，确保紧急状态下社会秩序稳定。

（五）稳步推进售电侧改革，有序向社会资本放开配售电业务

16. 鼓励社会资本投资配电业务。按照有利于促进配电网建设发展和提高配电运营效率的要求，积极探索社会资本投资配电业务的有效途径。逐步向符合条件的市场主体放开增量配电投资业务，鼓励以混合所有制方式发展配电业务。向国家级新区、省级以上重点工业园区、跨境经济合作区、边境经济合作区、保税区等符合条件的市场主体开放增量配电投资业务。

17. 建立市场主体准入和退出机制。根据开放售电侧市场的要求和各地实际情况，按照国家界定的符合技术、安全、环保、节能和社会责任要求等售电主体的准入条件，按年度公布售电主体目录。售电主体必须具备独立法人资格、业务独立、信用良好、拥有与申请的售电规模和业务范围相适应的注册资本、设备、经营场所，以及具有掌握电力系统基本技术经济特征的相关专职专业人员。售电

主体退出市场，需提前 12 个月向政府有关部门、监管机构和电力交易机构提出申请，经批准后，方可有序退出；当售电主体终止经营或无力提供售电服务时，由电网企业在保障电网安全和不影响其他用户正常供电的前提下，按照规定程序、内容和质量要求向相关用户供电，确保电力用户安全可靠用电。监管部门要加强供电监管，依法维护电力投资者、经营者、使用者的合法权益和社会公共利益。电网企业应无歧视地向售电主体及其用户提供报装、计量、抄表、维修等各类供电服务，按约定履行保底供应商义务，确保无议价能力用户有电可用。

18. 多途径培育市场主体。允许符合条件的高新产业园区或经济技术开发区，组建售电主体直接购电；鼓励社会资本投资成立售电主体，允许其从发电企业购买电量向用户销售；允许拥有分布式电源的用户或微网系统参与电力交易；鼓励供水、供气、供热等公共服务行业和节能服务公司从事售电业务；允许符合条件的发电企业投资和组建售电主体进入售电市场，从事售电业务。

19. 赋予市场主体相应的权责。售电主体可以采取多种方式通过电力市场购电，包括向发电企业购电、通过集中竞价购电、向其他售电商购电等。售电主体、用户、其他相关方依法签订合同，明确相应的权利义务，约定交易、服务、收费、结算等事项。鼓励售电主体创新服务，向用户提供包括合同能源管理、综合节能和用能咨询等增值服务。各种电力生产方式都要严格按照国家有关规定承担政府性基金、政策性交叉补贴、普遍服务和社会责任等义务。

（六）开放电网公平接入，建立分布式电源发展新机制

20. 积极发展分布式电源。分布式电源主要采用“自发自用、余量上网、电网调节”的运营模式，在确保安全的前提下，积极发展融合先进储能技术、信息技术的微电网和智能电网技术，提高系统消纳能力和能源利用效率。

21. 完善并网运行服务。严格执行国家及省政府制定的接入电网的技术标准、工程规范和相关管理办法，支持新能源、可再生能源、节能降耗和资源综合利用机组上网，积极推进新能源和可再生能源发电与其他电源、电网的有效衔接，依照规划认真落实可再生能源发电保障性收购制度，解决好无歧视、无障碍上网问题。

22. 加强和规范自备电厂监督管理。规范自备电厂准入标准，自备电厂的建设和运行应符合国家能源产业政策和电力规划布局要求，严格执行国家节能和环保排放标准，公平承担社会责任，履行相应的调峰义务。拥有自备电厂的企业应按照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。落实余热、余压、余气、瓦斯抽排等资源综合利用类自备电厂相关支持政策。规范现有自备电厂成为合格市场主体，允许在公平承担发电企业社会责任

的条件下参与电力市场交易。

23. 全面放开用户侧分布式电源市场。积极开展分布式电源项目的各类试点和示范。放开用户侧分布式电源建设，支持企业、机构、社区和家庭根据各自条件，因地制宜投资建设太阳能、风能、生物质能发电以及燃气“热电冷”联产等各类分布式电源，准许接入各电压等级的配电网和终端用电系统。鼓励专业化能源服务公司与用户合作或以“合同能源管理”模式建设分布式电源。

(七) 加强电力统筹规划和科学监管，提高电力安全可靠水平

24. 切实加强电力行业特别是电网的统筹规划。政府有关部门要认真履行电力规划职责，优化电源与电网布局，加强电力规划与能源等规划之间、地方性电力规划与全国电力规划之间的有效衔接。提升规划的覆盖面、权威性和科学性，增强规划的透明度和公众参与度，各种电源建设和电网布局要严格按规划有序组织实施。电力规划应充分考虑资源环境承载力，依法开展规划的环境影响评价。电力规划经法定程序审核后，要向社会公开。建立规划实施检查、监督、评估、考核工作机制，保障电力规划的有效执行。

25. 切实加强电力行业及相关领域科学监管。完善电力监管组织体系，创新监管措施和手段，有效开展电力交易、调度、供电服务和安全监管，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，切实保障新能源并网接入，促进节能减排，保障居民供电和电网安全可靠运行。加强和完善行业协会自律、协调、监督、服务的功能，充分发挥其在政府、用户和企业之间的桥梁纽带作用。

26. 减少和规范电力行业的行政审批。进一步转变政府职能、简政放权，取消、下放电力项目审批权限，有效落实电力规划，明确审核条件和标准，规范简化审批程序，完善市场规则，保障电力发展战略、政策和标准有效落实。除法律法规有明确规定的外，电力企业不得对其他公民和法人设定接入电网和输配电服务方面的附加条件，确保电网对发电企业、售电主体和用户无歧视开放。

27. 建立健全市场主体信用体系。加强市场主体诚信建设，规范市场秩序。在发电企业和售电主体间建立第三方信用保证制度（或双方在交易时结清电费）。有关部门要建立企业法人及其负责人、从业人员信用记录，将其纳入统一的信用信息平台，使各类企业的信用状况透明、可追溯、可核查。加大监管力度，对企业和个人的违法失信行为予以公开，违法失信行为严重且影响电力安全的，要实行严格的行业禁入措施。

28. 抓紧修订地方电力法规。根据改革总体要求和进程，严格执行新修订的电力法，抓紧完成相关地方电力法规的修订及相关地方政府规章的研究起草工作，

充分发挥立法对改革的引导、推动、规范、保障作用。加强电力依法行政。加大可再生能源法的实施力度。加快省级能源监管地方性法规制定工作，适应依法监管、有效监管的要求。

四、加强电力体制改革工作的组织实施

电力体制改革工作关系经济发展、群众生活和社会稳定，要加强组织领导，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，调动各方积极性，确保改革规范有序、稳妥推进。

（一）加强组织协调。成立省电力体制改革工作领导小组，制定切实可行的专项改革工作方案及有关配套措施，进一步明确职责分工，明确政府和企业的责任，确保电力体制改革工作顺利推进。

（二）积极营造氛围。加强与新闻媒体的沟通协调，加大对电力体制改革的宣传报道，引导社会各方面认识、理解和支持电力体制改革，充分调动各方积极性，凝聚共识，在全省形成推进电力体制改革的浓厚氛围和强大工作合力。

（三）稳妥有序推进。电力体制改革是一项系统性工程，要在各方共识的基础上有序、有效、稳妥推进。着力推动售电侧改革、组建相对独立运行的电力交易机构等重大改革事项先行先试，在总结试点经验和国家修改完善有关法律法规的基础上再全面推开。

省直有关部门和有关企事业单位，要按照各自的法定职责和省电力体制改革工作领导小组的统一安排，审慎稳妥地推进各自承担的改革试点工作，为全省经济社会发展和人民生活改善作出应有的贡献。

附：云南省省级电力交易机构组建方案

附

云南省省级电力交易机构组建方案

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，按照国家发展改革委、国家能源局《关于电力交易机构组建和规范运行的实施意见》有关部署和要求，试点建立相对独立、运行规范的云南省省级电力交易机构，完善电力交易机制，制定如下组建方案。

一、组建思路

坚持市场化改革方向，落实中央提出云南建设面向南亚东南亚辐射中心的要

求，结合云南作为电力生产和输出大省的实际，以构建公平、开放的电力竞争市场为目标，组建相对独立的、包含各类市场主体的电力交易机构，搭建定位清晰、功能适当的电力交易平台，依法依规提供规范、可靠、高效、优质的电力交易服务，促进市场在配置资源中发挥决定性作用和更好发挥政府作用。

由各类市场主体参与，由省政府组织组建我省电力交易机构。由省政府组织省直有关部门、国家能源局云南监管办共同建立电力市场协调机制。组建具有股份制企业性质、相对独立的电力交易中心，充分发挥市场功能。

二、组建原则

相对独立，各方参与。将原来由云南电网企业承担的交易业务与其他业务分开，实现昆明电力交易中心相对独立运行。在实现相对独立的基础上，由电网、电源、用户各方参与共同发起组建昆明电力交易中心，由云南电网公司相对控股。

依托电网，稳妥起步。依托现有的云南电力交易中心组建完善成立昆明电力交易中心，参与的各发起人就昆明电力交易中心组建事宜进行平等协商。

政府指导，公平开放。在昆明电力交易中心组建过程中的重大事项接受政府有关部门指导协调。昆明电力交易中心面向省内外开放，与区域电力交易中心合理衔接。

依法监管，保障公平。交易机构按照政府批准的章程和规则，构建保障交易公平的机制，为各类市场主体提供公平优质的交易服务，确保信息公开透明，促进交易规则完善和市场公平。国家能源局云南监管办、省政府授权的部门依法对交易机构实施监管，完善监管措施和手段，改进监管方法，提高科学监管水平。

民生优先，节能减排。结合省情和云南电力行业发展现状，充分考虑企业和社会承受能力，确保用电价格平稳，切实保障民生。从实施国家战略全局出发，促进经济结构调整、节能减排和产业升级，建立和完善清洁能源消纳机制，

充分挖掘能源结构优势。

三、组建重点工作

（一）交易机构名称

将原来由电网企业承担的交易业务与其他业务分开，实现交易机构相对独立运行，成立云南省省级电力交易机构，名称为：昆明电力交易中心。

（二）职能定位

昆明电力交易中心是不以营利为目的企业法人，在政府监管下为市场主体提供规范公开透明的电力交易服务。

昆明电力交易中心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，提供结算依据和服务，汇总用户与发电企业自主签订的双边合同并移送电力调度机构进行安全校核和执行，负责市场主体的注册和相应管理，披露和发布市场信息等。昆明电力交易中心面向省内外开放，近中期符合准入条件的市场主体都可以参与省内、跨省、跨区的市场交易，待条件成熟还将开展跨境电力交易。

起草交易规则。根据市场建设目标 and 市场发展情况，设计市场交易品种。起草市场准入、市场注册、市场交易、交易合同、交易结算、信息披露等规则。

交易平台建设与运维。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、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维，支撑市场主体接入和各类交易开展。

市场成员注册管理。省政府按年度公布符合标准的发电企业和售电主体，对用户目录实施动态监管。进入目录的发电企业、售电主体和用户可自愿到昆明电力交易中心注册成为市场交易主体。昆明电力交易中心按照电力市场准入规定，受理市场成员递交的入市申请，与市场成员签订入市协议和交易平台使用协议，办理交易平台使用账号和数字证书，管理市场成员注册信息和档案资料。已注册的市场成员可通过交易平台在线参与各类电力交易，签订电子合同，查阅交易信息等。

交易组织。发布交易信息，提供平台供市场成员开展双边、集中等交易。按照交易规则，完成交易组织准备，发布电力交易公告，通过交易平台组织市场交易，发布交易结果。

交易计划编制与跟踪。根据各类交易合同编制日交易等交易计划，告知市场成员，提交并确保调度机构执行，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。

交易结算。根据市场交易发展情况及市场主体意愿，逐步细化完善交易结算相关办法，规范交易结算职能。根据交易结果和执行结果，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，可在昆明电力交易中心出具结算凭证的基础上，保持电网企业提供电费结算服务的方式不变。

信息发布。按照信息披露规则，及时汇总、整理、分析和发布电力交易相关数据及信息。

风险防控。采取有效风险防控措施，加强对市场运营情况的监控分析，当市场出现重大异常时，按规则采取相应的市场干预措施，并及时报告。

（三）组建形式

昆明电力交易中心由云南电网有限责任公司相对控股，用招募或竞争性谈判等

方式确定电源企业、用户企业、配售电企业等参股，按自愿的原则共同发起成立。

组建初期，以现有的云南电力交易中心为依托，以云南电网有限责任公司的场所、交易系统、交易人员为基础，建立完善昆明电力交易中心。

（四）内设部门

为保证交易机构的日常运营，昆明电力交易中心内部可逐步设置相应工作部门。工作部门设置由昆明交易中心自行决定，初步考虑设置策划部、交易部、结算部、信息技术部、市场管理部、综合部等6个工作部门。

（五）人员及收入来源

人员来源。组建初期，依托云南电力交易中心，以电网企业现有交易人员、现有场所、交易系统为基础。根据业务发展需要，可采取从电网企业其他部门、发电企业及社会招聘等途径择优选拔人员充实队伍。人员薪酬待遇原则上不低于电网调度机构相应人员，核心岗位还可引入职业经理人。高级管理人员由省电力体制改革工作领导小组同意，依法按有关程序聘任。

收入来源。运行初期，昆明电力交易中心不收取相关交易费用，由股东按出资比例进行分摊。条件成熟时，昆明电力交易中心可向市场主体收取交易服务费作为运行经费，具体标准由省价格主管部门按照国家相关规定和“补偿成本”原则合理核定，并按年度公布财务报告，适时调整收费标准。

（六）与云南电网公司有关部门的职责界定

与电网公司调度机构的关系。昆明电力交易中心主要负责市场交易组织，调度机构主要负责实时平衡和系统安全，短期和即时交易由昆明电力交易中心和调度机构共同实现。昆明电力交易中心与调度机构任务分工按照国家发展改革委、国家能源局《关于电力交易机构组建和规范运行的实施意见》有关规定明确。

与电网公司市场营销部的关系。电网公司市场营销部是云南电网公司电力交易业务的归口管理部门，负责本单位内部市场分析、营销计划、非市场化的传统购售电业务管理等工作。昆明电力交易中心主要承担省电力体制改革工作领导小组赋予的全省电力市场交易管理职能，现阶段主要承担电力直接交易、场外交易、发电权交易等市场化交易内容。

（七）昆明电力交易中心市场主体协商机制

昆明电力交易中心可建立市场主体的协商机制，由电网企业、发电企业、售电企业、电力用户等市场主体以及独立专家等按类别自主协调选择代表形成议事机制，定期协商市场主体自律、信用记录等自我管理事项，修改市场规则等重大事项。

四、建立完善协调监管机制

（一）建立云南省电力市场协调机制

由省电力体制改革工作领导小组负责电力市场协调机制的建立，采用联席会议制度开展协调工作，负责昆明电力交易中心的章程、电力市场设计方案、交易规则、高级管理人员聘用、年度财务预算审核等重大问题的协调和决策。

涉及有关重大电力市场协调工作时，由省电力体制改革工作领导小组召集有关单位进行决策和协调，具体工作分工依据职能职责由省政府确定。

省电力体制改革工作领导小组作为社会公益代表，对电力交易市场决策未实现社会利益的有否决权。

（二）对昆明电力交易中心的监管

国家能源局云南监管办、省政府授权的部门依法依规，按各自职能职权对昆明电力交易中心实施监管。

省电力体制改革工作领导小组要求昆明电力交易中心按年度聘请具有相关业务资格的会计师事务所进行外部财务审计，财务审计报告应向社会发布。

省电力体制改革工作领导小组可根据实际需要，要求昆明电力交易中心聘请第三方机构对交易开展情况进行业务稽核，并提出整改工作要求。

五、实施要求

（一）加强领导，有序开展

在省电力体制改革工作领导小组领导下，按省委、省政府确定的改革任务整体协调推进，凝聚共识，影成合力，组织协调推进昆明电力交易中心的组建、运营等重大事宜。

（二）成立昆明电力交易中心

在省电力体制改革工作领导小组领导下，省发展改革委牵头统筹组建昆明电力交易中心。尽快拟定公司章程报省电力体制改革工作领导小组审核后报省政府批准。章程审核通过后尽快挂牌成立昆明电力交易中心。

（三）昆明电力交易中心运行

昆明电力交易中心应及时将交易规则提交省电力体制改革工作领导小组审核后报省政府批准。同时，由昆明电力交易中心负责正式交易前的准备工作，结合省政府公布的发电企业、售电主体和用户目录，尽快开展电力交易。

关于开展电力调度交易与市场秩序专项监管工作的通知

(云监能市场〔2016〕79号)

各有关电力企业：

按照《国家能源局关于印发2016年市场监管重点专项监管工作计划的通知》(国能监管〔2016〕171号)安排，为进一步规范我省电力调度交易行为，促进市场秩序持续好转，我办决定开展云南电力调度交易与市场秩序专项监管工作，现将有关事项通知如下：

一、监管范围

2015年全年及2016年上半年电能交易情况。

二、监管内容

(一) 电能合同签订及执行的公平性情况。重点关注2016年保障性电量、保障电网安全火电电量、年调节能力水电调节电量的合同签订情况、2015和2016年风电及光伏电厂合同签订及执行情况，电力调度机构“三公调度”情况特别是可再生能源全额保障性收购情况等。

(二) 新修订“两个细则”的执行情况。重点关注风电7月份试运行考核和补偿情况、火电机组冷备用补偿情况、水电机组振动区试验及报备情况。

(三) 电量电费结算情况。重点关注电费结算及时性、第二类优先电厂结算关系变更是否带来不承担市场化交易费用问题，机组转商调试期认定及调试电价执行情况。

三、监管对象

云南电网有限责任公司、大理供电局、楚雄供电局、鹤庆供电公司、华能新能源股份有限公司云南分公司、国电阳宗海电厂、泗南江电厂、中国水电顾问集团双柏开发有限公司(大庄光伏电站)、中广核能源开发有限责任公司云南分公司(木星土电站、金汉拉扎电站)、金河电站、燕子崖电站、六合电站。

四、监管方式

首先由企业对照监管内容进行认真自查，其中云南电网有限责任公司、国电阳宗海电厂、华能新能源股份有限公司云南分公司、泗南江电厂、中广核能源开发有限责任公司云南分公司、大庄光伏电站对照全部监管内容自查，大理供电局、

楚雄供电局对照监管内容（一）、（三）进行重点自查；鹤庆供电公司、金河电站、燕子崖电站、六合电站对监管内容（三）进行重点自查。

在企业自查基础上，我办组织专项监管工作组进行现场检查，对相关交易及结算数据进行核查，并形成本次专项监管报告上报国家能源局。现场检查安排另行通知。

五、监管要求

（一）请各单位按照监管内容认真开展自查工作，并于7月29日前将该项工作联系人及自查报告以正式文件和电子文稿两种形式报送我办。

（二）现场核查时，请各单位做好配合工作，提前准备好书面汇报材料和备查资料。

（三）请云南电网有限责任公司负责将该通知送达大理供电局、楚雄供电局、鹤庆供电公司及金河电站、燕子崖电站、六合电站。

特此通知。

附件：专项监管工作组成员名单（略）

国家能源局云南监管办公室

2016年7月11日

关于开展电力用户与发电企业直接交易 专项监管工作的通知

(云监能市场〔2016〕80号)

各有关电力企业、电力用户：

按照《国家能源局关于印发2016年市场监管重点专项监管工作计划的通知》(国能监管〔2016〕171号)安排，为进一步掌握和规范我省电力直接交易工作，我办决定开展云南电力用户与发电企业直接交易专项监管工作，现将有关事项通知如下：

一、监管范围

2016年以来实际发生的电力用户与发电企业间的直接交易。

二、监管内容

(一) 用户及发电企业准入和退出情况。包括用户及发电企业准入标准，准入和退出制度执行情况，以及在节能减排和“去产能、去库存、降成本”方面取得的成效。

(二) 直接交易组织实施情况。包括直接交易的组织方式，交易电量规模的确定，以及与计划电量之间的统筹，直接交易规则的完善及执行情况，事前、事中、事后交易信息的披露等，直接交易合同签订及备案情况。

(三) 直接交易执行情况。包括年度、月度电力电量平衡安排，交易合同的履行、调整、计量、结算，合同偏差电量处理方式，输配电价执行和价格基金收取等。

三、监管对象

云南电网有限责任公司、云南大唐国际李仙江水电开发有限公司、蒙自矿冶有限责任公司、红河广源马堵山水电开发有限公司、云南锡业集团(控股)有限责任公司、华润电力(红河)有限公司、红河州紫燕水泥有限责任公司。

四、监管方式

首先由企业对照监管内容进行认真自查，之后我办组织专项监管工作组进行现场检查，对相关发、用电企业有关交易及结算数据进行核查，最后形成本次专项监管报告并上报国家能源局。现场检查安排另行通知。

五、监管要求

（一）请各单位按照监管内容认真开展自查工作，并于9月14日前将该项工作联系人及自查报告以正式文件和电子文稿两种形式报送我办。

（二）现场核查时，请各单位做好配合工作，提前做好书面汇报材料和备查资料。

（三）请各发电企业负责将该通知送至各自直接交易的用电企业。

特此通知。

附件：专项监管工作组成员名单（略）

国家能源局云南监管办公室

2016年7月11日

第二章 贵州省

关于开展贵州电力市场主体预注册工作的通知

（黔经信运行〔2015〕58号）

各市、州经信委（工信委、工能委）、贵州电网有限责任公司、各发电集团、独立发电企业：

为加强电力市场主体注册管理，促进公平交易，维护市场秩序，根据《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》及相关配套文件、《贵州省电力体制改革综合试点方案》有关规定，现开展交易主体预注册工作，有关事项通知如下：

一、市场主体注册制实现的功能

电力市场主体是指进入贵州电力市场交易平台，参与电力市场化交易的各类主体，包括发电企业、电力用户、售电公司和电网企业等。市场主体按照一定准入标准注册成功后，取得市场化交易的资格。

实行市场主体注册制，一是为最大限度地降低交易主体的准入门槛；二是为加强对市场主体的动态监管，控制交易风险，实行宽进严管。我委与贵州能源监管办将公布注册成功的市场主体名录，并动态滚动调整，一旦市场主体出现严重违约、欠费、发生重大安全生产和污染事故等，将从名单中剔除，取消交易资格，强制退市。

二、市场主体的准入条件

申请办理入市注册的市场主体应具备以下基本条件：一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；或者经法人单位授权的内部核算企业；二是应指定或授权参与市场交易人员，同时所涉及的计量装置、电费结算等应满足参与市场化交易的要求；三是最近三年内无重大违法失信行为，以及无因违法失信行为影响电力安全的不良记录。对于各类市场主体，还应具备以下条件：

（一）发电企业

（1）符合国家基本建设审批程序的火电、水电等机组；其中，水电单机容量须达到10万千瓦以上，目前仅参加发电权交易和富余水电竞价上网；

（2）企业环保设施必须正常投运，并符合国家和省环保要求；

（3）并网安全达到行业标准并已转入商业运营。

(二) 电力用户

(1) 在所在地供电局独立开户、单独计量，报装容量在 1000 千伏安及以上执行大工业电价的企业；

(2) 无拖欠电费一个月及以上。欠费用户须缴清电费或经各方同意后方可进入市场；

(3) 符合国家和贵州省产业政策要求，环保达标、能耗不高于行业平均水平，符合行业准入条件要求；项目的投资立项、土地利用、环境评价、节能评价等符合国家有关审批、核准或备案程序要求。

按照国家要求，一般工商业、居民生活、农业等用电主体不进入电力市场。

(三) 电网企业

(1) 运营区域取得主管部门颁发的《供电营业许可证》、《电力业务许可证》（输电类）；

(2) 无歧视开放电网，承诺公平对待不同市场主体，向售电主体及其用户提供报装、计量、抄表、维修等各类供电服务；以及按约定履行保底供应商义务，确保无议价能力用户也有电可用；

(3) 具备执行电力交易结果的基本条件，并负责所辖计量点电量抄录，根据合同约定结算电费。

三、市场主体需提供的注册资料

(一) 发电企业

- (1) 贵州省发电企业注册申请表（见附件 1）；
- (2) 电力市场注册申请承诺书（见附件 4）；
- (3) 企业营业执照及组织机构代码证；
- (4) 指定或授权参与市场交易人员的授权证明文件（见附件 5）；
- (5) 与所接入电网签订的《并网调度协议》。

(二) 电力用户

- (1) 贵州省电力用户注册申请表（见附件 2）；
- (2) 电力市场注册申请承诺书；
- (3) 企业营业执照及组织机构代码证；
- (4) 指定或授权参与市场交易人员的授权证明文件；
- (5) 所接入电网企业出具的最近一月电费缴清证明。

(三) 电网企业

- (1) 贵州省电网企业注册申请表（见附件 3）；

- (2) 电力市场注册申请承诺书；
- (3) 企业营业执照及组织机构代码证；
- (4) 指定或授权参与市场交易人员的授权证明文件；
- (5) 主管部门颁发的《供电营业许可证》、《电力业务许可证》。

四、注册程序

（一）提供注册资料。发电企业资料直接向贵州电力交易中心提交。电力用户、电网企业（贵州电网有限责任公司所属各地区供电局、县级供电局及兴义地方电力公司）资料由各市、州经信委（工信委、工能委）与地区供电局统一组织，汇总完毕后向贵州电力交易中心提交。提供注册资料截止日期为2016年1月31日。

（二）审核注册资料。由贵州电网公司、贵州电力交易中心按照准入条件进行初审，报我委与贵州能监办审核。

（三）公布市场主体名单。审核通过后，由我委与贵州能监办在指定的公共网站公布市场主体名单。

五、其它重要事项

（一）目前，我委先行组织市场主体注册，若《贵州省电力市场主体注册管理办法（试行）》批复后，若预注册方式与批复的文件有冲突，再根据规定进行调整。

（二）售电公司的准入条件和注册办法尚未明确，暂不受理售电公司注册。

（三）由于到了年末，时间已非常紧迫，拟同步推进注册与年度合同签订。签订年度电力交易合同的市场主体必须注册成功，否则年度交易合同无法生效。

- 附件：
- 1. 贵州省发电企业注册申请表（略）
 - 2. 贵州省电力用户注册申请表（略）
 - 3. 贵州省电网企业注册申请表（略）
 - 4. 电力市场注册申请承诺书（略）
 - 5. 授权委托书（略）

贵州省经济和信息化委员会

2015年12月23日

关于贵州电网 2016 年—2018 年 输配电价水平有关问题的通知

(黔发改价格〔2016〕402 号)

各市(州)发展改革委,贵安新区经济发展局,仁怀市、威宁县发展改革局,贵州电网有限责任公司,各相关企业:

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)文件精神,根据《国家发展改革委关于贵州电网 2016 年-2018 年输配电价的批复》(发改价格〔2016〕501 号),现将贵州电网第一个监管周期(2016 年-2018 年)输配电价水平及有关问题通知如下:

一、贵州电网输配电价和销售电价

(一)输配电价。监管周期内贵州电网平均输配电价为每千瓦时 0.1989 元,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,刺激用电增长,促进经济发展,此次输配电价改革总水平降价空间主要用于降低大工业输配电度电价和基本电价,同步调整终端用户目录销售电价。具体执行标准见附件 2。

以上电价调整自 2016 年 3 月 15 日起执行。其中,电力用户 3 月 15 日后的用电量,可按对应抄表周期内日平均用电量乘以应执行调整后电价的天数确定。

二、妥善处理电价间交叉补贴

结合电力体制改革进程,配套改革不同类型电价之间的交叉补贴。贵州电网有限责任公司 2016 年底前要申报现有各类用户电价间交叉补贴数额,经省发展改革委审核后报送国家发展改革委。

三、积极推进发电侧和销售侧电价市场化

把输配电价与发电、售电价在形成机制上分开。鼓励放开竞争性环节电力价格,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、政府性基金及附加组成;未参与电力市场的用户,继续执行政府定价。

四、有关要求

（一）贵州电网有限责任公司要严格按照本文所规定的价格执行，不得擅自提高或降低国家规定的电价水平；要按照《贵州电网输配电价改革试点方案》有关要求，逐步改变现有成本费用的核算方式，同时进一步加强管理、约束成本、提高服务水平；要按照政府价格主管部门的要求，按时提供真实、充分的投资、收入、成本、价格等情况，配合建立科学规范透明的输配电价监管制度。

（二）各级价格主管部门要按照本通知要求，与有关部门加强配合，精心组织，周密安排，加强监管，确保本通知要求的各项政策措施得到全面落实。执行中遇到的问题，请及时报告省发展改革委。

- 附件：1. 2016年-2018年贵州电网输配电价表（略）
2. 贵州省电网销售电价表（略）

贵州省发展和改革委员会
2016年3月21日

贵州省电力市场主体注册管理办法 (试行)(征求意见稿)

第一章 总 则

第一条 为加强贵州省电力市场主体（以下简称“市场主体”）注册管理，促进公平交易，维护市场秩序，根据《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》及相关配套文件有关规定，制定本办法。

第二条 本办法适用于参与贵州电力市场化交易的电力用户、发电企业、售电公司、电网企业等市场主体。

第三条 市场主体注册管理包括入市注册、变更注册、注销注册等内容，市场主体必须进行注册后方可参与市场交易，办理注销注册后方可退市。

第四条 贵州电力交易中心负责市场主体注册及日常管理工作，在市场主体完成入市注册、变更注册、注销注册手续后，应在 10 个工作日（法定节假日顺延）之内发布相关信息，并定期报贵州省经济和信息化委员会、贵州省能源局、国家能源局贵州监管办公室备案。

第五条 贵州电力交易中心应提高市场主体注册管理信息化水平，并将相关信息数据录入电力市场监管信息系统。

第二章 入 市 注 册

第六条 申请办理入市注册的市场主体应具备以下基本条件：

（一）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；或者经法人单位授权的内部核算企业；

（二）应指定或授权参与市场交易人员，同时所涉及的计量装置、电费结算等应满足参与市场化交易的要求；

（三）最近三年内无重大违法失信行为，以及无因违法失信行为影响电力安全的不良记录。

第七条 对于各类市场主体，应同时具备以下条件：

（一）发电企业：

（1）经贵州省经济和信息化委员会审核批准，列入省级政府公布的准入目录；

（2）与所接入电网已签订《并网调度协议》，近一年无严重违反调度纪录记录；

（二）电力用户：

（1）经贵州省经济和信息化委员会审核批准，列入省级政府公布的准入目录。

（2）在所在地供电局独立开户、单独计量，用电电压等级在 315 千伏安及以上执行大工业电价的企业。

（3）无拖欠所接入电网企业电费一个月及以上。

（4）鼓励高新技术企业、战略新兴产业及高载能企业参与并在交易价格上给予指导。

（三）售电公司：

（1）经贵州省能源局审核批准，列入省级政府公布的准入目录；

（2）具有履行购售电合同，按约定支付购电电费的能力；

（3）所涉及售电范围或代理企业具备执行电力交易结果的基本条件。

（四）电网企业：

（1）运营区域取得主管部门颁发的《供电营业许可证》、《电力业务许可证》（输电类）；

（2）无歧视开放电网，承诺公平对待不同市场主体，向售电主体及其用户提供报装、计量、抄表、维修等各类供电服务；以及按约定履行保底供应商义务，确保无议价能力用户也有电可用；

（3）具备执行电力交易结果的基本条件，并负责所辖计量点电量抄录，根据合同约定结算电费。

第八条 遵循平等、自愿、公平和诚信的原则，市场主体与贵州电力交易中心签订《市场主体注册入市协议》，提交注册资料，并办理市场主体账户。

第九条 市场主体需提供以下注册资料，并保证提交相关资料真实可信：

（一）发电企业：

（1）企业营业执照及组织机构代码证；

（2）指定或授权参与市场交易人员的授权证明文件；

（3）与所接入电网签订的《并网调度协议》；

（二）电力用户：

（1）企业营业执照及组织机构代码证；

（2）指定或授权参与市场交易人员的授权证明文件；

（3）所接入电网企业出具的最近一月电费缴清证明；

（三）售电公司：

- (1) 企业营业执照及组织机构代码证；
- (2) 指定或授权参与市场交易人员的授权证明文件；
- (3) 售电范围或代理企业清单；
- (四) 电网企业：
 - (1) 企业营业执照及组织机构代码证；
 - (2) 指定或授权参与市场交易人员的授权证明文件；
 - (3) 主管部门颁发的《供电营业许可证》、《电力业务许可证》。

第三章 变更注册

第十条 市场主体下列信息发生变化时，应当及时办理市场主体变更注册：

- (一) 市场主体法人；
- (二) 有效身份证明文件类型、号码及有效期；
- (三) 联系电话、通讯地址、住所信息等联系信息；
- (四) 贵州电力交易中心要求的其它情形。

第十一条 市场主体须在注册信息发生变化后 5 个工作日内，向贵州电力交易中心提出变更注册申请，经批准后方可变更注册信息。

第四章 注销注册

第十二条 出现下列情况之一，市场主体应在 6 个月内办理注销注册、退市手续，若未按期办理，授权贵州电力交易中心进行强制注销注册、退市：

- (一) 企业宣告破产；
- (二) 发电企业全部发电机组退役；
- (三) 发生重大安全生产和污染事故，6 个月以上不能恢复生产运营；
- (四) 提供虚假材料或其它欺骗手段获得市场主体入市资格的；
- (五) 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；
- (六) 将所购交易电量转手或变相转手给其它用户的；
- (七) 严重拖欠交易电费的；
- (八) 不按交易结果签订合同或严重违反已签订交易合同、协议的；
- (九) 严重违反电力调度纪律，对电网运行造成严重后果的；
- (十) 违反监管规则，省级政府电力行政主管部门责令退市。

第十三条 强制退市或列入诚信黑名单的市场主体原则上三年内不得参与市场交易，被强制退出的用户不得向售电公司购电，退市的市场主体由省级政府

或省级政府授权的部门在准入目录中删除，贵州电力交易中心应及时注销注册，并向社会公示。

第十四条 经国家能源局贵州监管办公室批准，对严重违反交易规则的市场主体，授权贵州电力交易中心将其直接注销，并将有关情况通报国家能源局贵州监管办公室及其它市场成员，两年内不能再次进入市场。

第十五条 本办法由贵州省经济和信息化委员会负责解释。

第十六条 本办法自发布之日起施行。

关于印发《贵州省电力市场交易规则（试行）》的通知

（黔监能市场〔2016〕51号）

各有关单位：

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）精神和国家发展改革委、国家能源局关于推进电力市场建设的有关要求，按照贵州省关于推进电力市场建设的意见和2016年电力体制改革工作要点，贵州能源监管办会同省发展改革委、省经济和信息化委、省能源局制定了《贵州省电力市场交易规则（试行）》。经贵州省人民政府领导同意，现印发，请遵照执行。

附件：贵州省电力市场交易规则（试行）

国家能源局贵州监管办公室
贵州省发展和改革委员会
贵州省经济和信息化委员会
贵州省能源局
2016年6月7日

附件

贵州省电力市场交易规则（试行）

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）及其配套文件和有关法律、行政法规，按国家能源局有关要求，为规范贵州省电力市场交易秩序，保证贵州电力系统安全稳定运行，实现电力交易的公开、公平、公正，促进电力市场健康、有序发展，结合贵州省实际，制定本规则。

第二条 电力市场成员应严格遵守市场交易规则，主动接受监督管理，严格履行各项义务和职责，遵章守纪、诚信经营。不得操纵市场价格，不得损害其他市场主体的合法利益，切实维护电力市场秩序。

任何单位和个人不得非法干预市场正常交易。

第三条 电力市场交易是指已在贵州电力交易中心（以下简称“电力交易中心”）注册的市场主体，通过自主协商、集中竞价、挂牌交易等市场化方式开展的交易。

各类市场主体均应满足国家及省节能环保要求，符合产业政策。

第四条 国家能源局贵州监管办公室和省有关部门根据职能依法履行电力市场监管职责，对电力市场和电力交易及电力市场成员实施监管，可以派员参加贵州省电力市场管理委员会（以下简称“市场管理委员会”）有关会议并对市场管理委员会审议结果行使否决权。

第二章 市场成员

第五条 市场成员包括在贵州参与市场交易的市场主体和市场运营机构。市场主体指发电企业、售电企业（含配售电企业）、电力用户、电网企业（含供电企业）等。其中，电网企业指运营和维护输配电资产的输配电服务企业。市场运营机构包括电力交易中心和电力调度机构。

第六条 为电力市场交易提供输配电服务的电网企业应在电力交易中心注册成为市场主体。进入省级政府准入目录的发电企业、电力用户和售电企业应到交易中心注册成为市场交易主体。

参加市场交易的电力用户、售电企业、发电企业，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。

发电企业、电力用户及售电企业的准入由贵州省政府相关部门另行制定。

第七条 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。

第八条 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。

第九条 市场主体的权利和义务

（一）发电企业

按规则参与电力市场交易，签订和严格履行购售电合同、输配电服务合同；

享有公平的输电服务和电网接入服务；严格执行并网调度协议，服从电力调度机构统一调度，按规定提供辅助服务，维护电网安全稳定运行；按规定披露和提供" [自息，享有市场交易和输配电服务等相关" [自息。

（二）电力用户

按规则参与电力市场交易，签订和严格履行购售电合同、输配电服务合同；享有公平的输配电服务和电网接入服务，按规定支付电费（购电费、输配电费、政府性基金及附加按规定披露和提供信息，享有市场交易相关信息；服从电力调度机构的统一调度。

（三）售电企业

按规则参与电力市场交易，签订和严格履行购售电合同、输配电服务合同；享有公平的输配电服务，按规定支付电费；按规定披露和提供信息，享有市场交易相关信息；其他法律法规赋予的权利和责任。

（四）电网企业

按规则参与电力市场交易，签订和严格履行输配电合同；保障输配电设施的安全稳定运行；无歧视向售电企业及其用户提供报装、计量、抄表、维修等各类供电服务，按约定履行保底供应商义务；按规定收取输配电费，在交易中心组建初期，维持电网企业提供结算服务的方式不变；按规定披露和提供信息；法律法规赋予的其他权利和责任，如对欠费用户按规定实施停限电措施、对违约用户收取违约金等。

第十条 市场运营机构及市场管理委员会的权利和义务：

（一）电力交易机构

在能源监管机构及有关部门的指导下拟定电力市场运营细则及实施办法；按规定组织和管理各类电力市场交易；编制年度和月度市场交易计划；负责市场交易主体的注册管理；根据交易结果和执行结果，出具电量电费、辅助服务费及输配电服务费等结算凭证，并按规定承担结算职能；监测和分析市场运行情况；经授权在特定情况下干预市场；建设、运营和维护电力交易技术支持系统；按规定披露和发布信息；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；对市场主体进行相关培训。

（二）电力调度机构

负责安全校核和阻塞管理；按调度规程实施电力调度，负责电力系统电力电量平衡，确保电网安全；向电力交易中心提供安全约束条件和基础数据，配合电力交易中心履行市场运营职能，在组织各类市场交易前，按规定及时向电力交易

中心提供关键通道输电能力、关键设备检修计划等电网相关信息；合理安排电网运行方式，保障电力交易结果的执行；经授权按规定暂停执行市场交易结果；按规定披露和提供电网运行的相关信息。

（三）市场管理委员会

审议电力交易中心章程、交易和运营规则；确定电力市场交易电量规模并报政府相关部门批准；研究提出电力市场建议，参与起草或修订电力市场方案设计；讨论涉及市场主体利益的重要事项，听取市场主体诉求，提出合理意见建议；监督贵州电力交易中心的合规性和运营效率；及时反映电力市场运营和交易规则执行中出现的异常情况，并协调相关重大事项。

第三章 市场交易合同、交易品种、周期和方式

第十一条 按照国家已出台的相关合同示范文本及有关规定，电力交易中心可制定统一的、约定在将来某一特定的时间和地点交割电能量商品的标准化合约，分为直接交易购售电合同、输配电服务合同、合同电量转让交易合同、跨省跨区交易合同等。市场主体按照自主自愿原则，可对交易合同相关条款进行修改或补充，达成一致意见后形成交易合同。

第十二条 市场主体签订市场化交易合同应在生效前的7个工作日内到电力交易中心登记。交易合同应至少包括以下主要内容：交易的市场主体名称及地址、用电性质、用电容量、履行期限、合同电量及分解电量计划、计量方式、交易价格（可为分时交易价格）、结算方式、违约责任等。对于没有约定或者约定不明确的，以电网企业供电设施的产权分界处为履行地点。

交易合同签订后，电力交易中心应分别报国家能源局贵州监管办公室、贵州省发展和改革委员会、贵州省经济和信息化委员会、贵州省能源局备案。

第十三条 市场主体应当遵循诚实信用原则，根据合同的性质、目的和交易习惯履行通知、协助、保密等义务。合同生效后，合同内容没有约定或者约定不明确的，在不影响已执行合同的前提下，可以通过协议补充，并在合同补充协议生效前5个工作日内提交电力交易中心。

第十四条 电力交易品种包括电力直接交易、合同电量转让交易和跨省跨区交易等。

（一）直接交易指电力用户、售电企业和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，电网企业按规定提供输配电服务。

（二）合同电量转让交易是指在不影响电力消费者利益的前提下，通过市场

化交易方式实现市场主体之间合同电量的有偿出让和买入。

(三) 跨省跨区交易指以市场化交易方式与周边省份的电力交易。政府框架协议外的跨省跨区交易可由电网企业或发电企业与购电方直接签订交易合同，开展交易。

第十五条 市场化交易主要采取双边协商、集中竞价和挂牌交易等方式进行。

(一) 双边协商交易。市场主体自主协商交易电量(电力)、电价，达成一致意见后形成交易意向协议，经安全校核和相关方确认后形成交易结果。

(二) 集中竞价交易。市场主体通过电力交易平台集中申报需求和价格，由系统按照申报价格排序原则进行交易匹配，经安全校核和相关方确认后形成交易结果。

(三) 挂牌交易。市场主体按规定将电量和价格等交易信息通过电力交易平台对外挂牌，由满足需求的一方摘牌，经安全校核和相关方确认后形成交易结果。

第十六条 各类交易品种可以按多年、年、季、月交易周期开展，具备条件后可按周、日前及日内组织交易。

第四章 交易价格

第十七条 市场交易价格是由市场交易主体通过自愿协商、集中竞价、挂牌等市场化方式成交的价格，非因法定事由，不受第三方干预。

第十八条 电力直接交易市场主体结算价格

(一) 电力用户、售电企业购电价格(结算价格)由市场交易价格、输配电价和政府性基金及附加组成。

(二) 发电企业售电价格由市场交易价格和国家规定收取的相关费用组成。

(三) 电网企业按照政府核定的输配电价收取过网费。

(四) 政府性基金及附加按国家规定标准执行。

第十九条 参与市场化交易的电力用户应按照无功就地补偿原则，确保功率因数达到要求。功率因数考核执行国家规定。

第二十条 合同执行期间，遇有国家调整输配电价、政府性基金及附加，电力用户购电价格相应调整。

第二十一条 市场交易主体交易报价每千瓦时申报最小单位为 0.01 分。

第五章 交易组织

第二十二条 开展年度交易时遵循以下顺序：首先确定政府间协议的跨省跨区电量合同，其次确定计划电量合同，再次开展年度双边协商交易，最后开展集

中竞价交易或挂牌交易。

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或挂牌交易。

第二十三条 参加市场化交易的用电企业以全部工业用电量参与电力市场交易，若用电企业同时参加多种交易，以合同签订时间先后顺序优先结算。

第二十四条 若用电企业同时与多家发电企业签订市场化交易合同，在双边协商和集中竞价交易履行过程中存在偏差的，以签订的合同电量比例分摊相应发电企业的市场交易电量，在挂牌交易中以摘牌时间先后顺序确定市场交易电量。

第二十五条 每年11月10日前，电力交易中心综合考虑用电形势、供电计划和上年实际，拟定次年电力交易方案报市场管理委员会，交易方案包括次年开展交易的交易规模、交易品种、交易周期、交易方式、交易次数、交易时间及交易约束条件等。

每年11月20日前，市场管理委员会将次年电力市场交易规模报贵州省经济和信息化委员会备案，并向社会公布。

第二十六条 电力交易中心根据贵州省经济和信息化委员会备案的方案，制定交易工作计划，并根据交易执行情况对交易工作计划进行动态调整。

第二十七条 按照交易约束条件，电力交易中心公示可

参加交易的市场主体、接入的电网电压等级及对应的输配电价和政府性基金及附加，次年关键输电通道剩余可用输送能力、直接交易电量需求预测、跨省跨区交易电量需求预测、各机组剩余可发电量上限以及交易主体的履约、信用等信息。

第二十八条 双边协商交易

（一）电力交易中心发布双边协商交易公告。

（二）由市场主体自主寻找交易对象、自行协商，在自愿、互利的基础上，形成双方交易意向协议，并在规定时间内，通过电力交易平台向电力交易中心提交合同意向协议书进行交易登记。

（三）电力交易中心对交易意向协议进行汇总，按照备案的交易方案和电力调度机构提供的相关信息对符合条件的交易意向进行梳理和预审，形成无约束交易结果，提交相关电力调度机构进行安全校核。

（四）电力调度机构对电力交易中心提供的无约束交易结果进行安全校核和阻塞管理，电力调度机构应在规定时间

内完成安全校核并反馈至电力交易中心。

（五）交易结果经校核后，由电力交易中心审核并发布。

(六) 市场主体根据交易结果在规定时间内完成交易合同签订, 并将交易合同提交电力交易中心备案。

第二十九条 集中竞价交易

本条仅适用于电力直接交易, 跨省跨区集中竞价交易规则另行制定, 合同电量转让主要通过双边协商和挂牌方式开展。

(一) 根据发用电形势、来水情况、已签订交易合同履行情况等, 研究确定是否开展集中竞价交易。确定开展集中竞价交易的, 电力交易中心应在集中竞价交易开市前 5 个工作日发布交易公告, 明确交易规模以及开市、闭市时间。

(二) 已签订的市场交易合同连续 2 个月履约率低于 60% 的市场主体原则上不得参与集中竞价交易; 欠电费 1 个月及以上的电力用户 (除已签订还款协议并达成一致的) 不得参与集中竞价交易。

(三) 符合条件的市场主体通过技术支持系统申报交易电量、电价, 以申报截止前最后一次申报作为最终申报数据。电力用户申报价格为电量电价, 用户申报电价扣除对应电压等级输配电价和政府性基金及附加后 (下称“用户申报折算价格”) 作为报价排序依据。

(四) 申报截止后, 电力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, 用户申报折算价格由高到低排序。按照“发电企业申报价格由低到高及用户申报折算价格由高到低”的原则进行匹配, 最低报价的发电企业与最高报价的用户匹配, 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。

(五) 成交价格为用户申报折算价格与卖方报价的平均值。

(六) 如用户申报折算价格低于卖方报价则不成交。

(七) 申报价格相同时, 以申报电量多者优先, 申报价格和电量均相同时, 以申报时间早者优先。

发电企业只能申报一个电量、电价。用户针对同一电压等级只能申报一个电量、电价。对同一发电企业申报电量占集中竞价总规模的比例由具体的实施细则规定。

(八) 电力交易中心根据上述原则形成最终的交易匹配对, 交由电力调度机构进行安全校核。根据安全校核结果, 电力交易中心汇总公布集中竞价交易结果。

(九) 若安全校核未通过, 对未通过校核的电量根据安全校核和阻塞管理结果扣减相应用户和发电企业的申报电量, 按上述竞价原则重新匹配, 直至满足安全校核和阻塞管理要求。

第三十条 挂牌交易

（一）电力交易中心向相关市场主体发布挂牌交易公告，以及交易合同事项。

（二）挂牌交易启动后，参与挂牌交易的摘牌方（发电企业、售电企业或用户）进行摘牌，并按照摘牌申报时间依序形成预成交合同。

（三）电力交易中心对摘牌意向进行汇总，按照批准的交易方案和电力调度机构提供的相关信息对符合条件的摘牌意向进行匹配，形成无约束交易结果。

（四）电力调度机构对电力交易中心提供的无约束交易结果进行安全校核和阻塞管理，在规定时间内将校核结果反馈至电力交易中心。

（五）交易结果经校核后，由电力交易中心审核发布后预成交合同生效，预成交合同等同交易合同。

第三十一条 在电力交易中心未组织交易的时间内，交易主体不得签订或调整交易合同。交易主体签订或调整交易合同时，不得影响已执行的交易合同。

第六章 安全校核与交易执行

第三十二条 电力调度机构负责市场化交易电量的安全校核工作。安全校核包括通道阻塞管理。

第三十三条 电力调度机构应在开展市场交易品种前按第五十三条要求披露相关信息。

第三十四条 电力调度机构根据电力交易中心提供的无约束交易初始结果进行安全校核，形成约束交易电量。对不满足安全校核的结果，应说明约束原因并提出调整建议。

第三十五条 电力调度机构在收到电力交易中心提交的无约束交易计划后开展安全校核工作，年度交易计划原则上应在 10 个工作日内完成，季度交易计划原则上应在 5 个工作日内完成，月度交易计划原则上应在 3 个工作日内完成。

第三十六条 电力交易中心根据安全校核结果，及时发布交易结果。

第三十七条 当电力系统发生紧急情况时，电力调度机构为确保电网安全而调整市场化交易计划时，应在事后向国家能源局贵州监管办公室和省经济和信息化委员会等部门书面报告并备案（可按月集中书面报告，紧急情况随时报告）。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。

第三十八条 电力交易中心根据市场交易主体成交结果，按时编制月度交易计划。

第三十九条 电力调度机构负责执行月度交易计划；电力交易中心跟踪和公布交易计划执行进度。

第七章 计量与结算

第四十条 电网企业应无歧视向售电主体及其用户提供计量、抄表和结算等服务。

第四十一条 市场主体或电网企业应根据电力市场结算要求，安装具备远程抄表和分时计量等功能且符合国家或行业标准的电能计量装置，由电能计量检测机构检定后投入使用。

（一）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发电企业、电力用户、售电企业与所在电网企业的约定执行。

（二）参与电力市场交易的发电机组上网关口的计量点、电力用户购电关口的计量点，原则上设在与电网企业的产权分界点，并按照关口计量点记录的电量数据进行结算。

第四十二条 用户结算价格由约定价格或交易成交价格、输配电价、政府性基金及附加构成。两部制电价用户基本电价按规定执行。

第四十三条 交易结算电量原则上实行月度或周结算，以交易合同明确的结算方式进行结算。同时电力用户根据实际用电量，按照国家规定缴纳的政府性基金和附加等标准缴纳相关费用。

第四十四条 建立与完善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。

目前暂以滚动调整方式对偏差电量予以调整，条件成熟时通过其他方式调整电量偏差。

滚动调整方式：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，对于直接交易电量，若电力用户实际用电量多于直接交易合同电量，电力用户侧与发电侧均按电力用户实际用电量结算，相应削减电力用户次月（后期）直接交易电量，发电企业其余上网电量视为计划电量，在后期进行滚动调整；若电力用户实际用电量少于直接交易合同电量，电力用户侧与发电侧同样按电力用户实际用电量结算，电力用户侧未完成的月度电量，在满足安全校核的前提下，可滚动调整至后期，否则视为违约电量，按合同约定支付违约金。

第四十五条 市场交易主体结算最小时间单位：

（一）日以上的电力交易原则上以不低于周为结算最小时间单位；

（二）电力现货交易以 1 小时为结算最小时间单位。

第四十六条 电力交易中心根据交易合同和市场交易结果以及电量计量数据等，出具电量电费、辅助服务费及输电服务等结算凭证。结算凭证需在规定时间内

内完成，日前市场、实时平衡市场的结算凭据原则上应该在 10 个工作日内形成。

第四十七条 市场主体按照电力交易中心出具的结算凭据进行电费结算。交易中心组建初期，在电力交易中心出具结算凭证的基础上，维持电网企业提供电费结算服务的方式不变。

第八章 交易信息披露

第四十八条 电力交易中心负责对市场交易信息进行管理和发布。各类市场成员有责任有义务及时、准确、完整地向电力交易中心提供相关信息。国家能源局贵州监管办公室和省有关部门对信息的提供和披露实施监管。

第四十九条 市场信息分为公众信息、公开信息和私有信息。公众信息指向社会公众发布的数据和信息，公开信息指向所有市场成员公开的数据和信息，私有信息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。各类市场信息原则上通过电力交易中心网站、电力市场技术支持系统进行披露，市场成员可查看其访问权限内的信息。

第五十条 电力交易中心应向市场成员披露如下信息：

- （一）注册的市场主体基本信息；
- （二）交易的电量规模；
- （三）市场运行情况分析；
- （四）市场主体的履约及信用情况；
- （五）月度市场交易电量完成情况；
- （六）授权发布市场干预信息；
- （七）其他信息。

第五十一条 电力调度机构应披露以下信息：

- （一）在组织各类市场交易前，按规定披露关键输电通道潮流极限情况及剩余可用输送能力情况，关键设备检修计划等电网相关信息；
- （二）各机组可发电上限，发电机组检修计划；
- （三）存在安全约束的，提供限制市场交易的具体输配电线路或输电设备名称、限制容量、限制依据、约束时段等。

第九章 市场信息保密规定

第五十二条 电力交易中心应采取必要的措施来保证市场交易主体可按时获得其私有的数据信息，并保证私有数据信息在保密期限内的保密性。

市场交易主体的申报价格、双边交易的成交价格、合同内容等信息属于私有信息，电力交易中心在保密期内不得泄露其私有信息。

合同生效前，电力调度机构应对获悉的上述信息保密，合同生效后，电力调度机构按调度规程规定发布相关信息。

第五十三条 电力交易中心应按规定使用公开或私有信息。

第五十四条 泄密事件知情者有义务向国家能源局贵州监管办公室和省有关部门举报。国家能源局贵州监管办公室和省有关部门可委托市场管理委员会调查核实，并根据调查核实情况做出相关处理决定。

第十章 电力市场技术支持系统

第五十五条 电力交易中心负责电力市场技术支持系统的建设和维护管理。市场主体按照规定配备有关配套设施并负责日常维护管理。

第五十六条 电力市场技术支持系统应符合规定的性能指标。电力市场技术支持系统包括能量管理、合同管理、交易管理、电能计量、结算系统、市场申报、市场分析与预测、信息发布、市场监管等功能模块。

第五十七条 电力市场技术支持系统建设应以电力市场运营规则为基础。在同一电力市场内，电力市场技术支持系统应统一规划、统一设计、统一管理、同步实施、分别维护。电力市场交易支持系统应根据电力市场发展的需要及时更新。

第十一章 市场风险防控

第五十八条 根据当期市场交易情况，市场管理委员会提请贵州省经济和信息化委员会等部门和国家能源局贵州监管办公室决定是否制定交易最高、最低限价，以规避电力市场价格大幅波动的风险。

第五十九条 电力交易中心应对电力市场交易情况及可能出现的市场风险进行分析研判，及时发布风险预警。

第六十条 电力交易中心可对电力用户（售电企业）实施交易保证金、预付费制度，维护市场结算安全。

第六十一条 国家能源局贵州监管办公室会同省有关部门研究建立市场力监测与评价标准，加强对市场主体滥用市场力行为的监管。

第十二章 市场干预

第六十二条 市场主体有以下行为之一的，电力交易中心经授权责令市场主

体中止市场交易，相关市场主体承担相应的违约责任。情节严重的行为，按照第六十八条规定，电力交易中心经授权取消市场主体市场交易资格，强制退市、注销，两年内不得参与市场交易，并向市场主体公布中止原因。

（一）企业破产或发电企业全部发电机组退役；

（二）违反国家电力或环保政策的，或者发生重大安全生产和污染事故，6个月以上不能恢复生产运营；

（三）合同履约率连续两个月低于50%的责任方，或者欠电费一个月及以上的；

（四）不服从电网调度命令的；

（五）私自将所购电量转售给其他电力用户的；

（六）其他违法违规行为。

第六十三条 发生以下情况之一时，省有关部门会同国家能源局贵州监管办公室进行市场干预。

（一）发生市场主体滥用市场力、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；

（三）其他情况。

第六十四条 电力交易中心和电力调度机构为保证电力系统安全稳定运行，可以进行市场干预。

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，并报国家能源局贵州监管办公室备案。

第六十五条 进行干预时，电力交易中心应及时通知市场成员等有关方。

第六十六条 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。

第六十七条 市场中止前发生的电量，按照交易价格进行结算。市场中止期间，电力用户、售电企业和发电企业按未参与市场交易情况进行交易和结算，电力调度机构依照《贵州电网电力调度管理规程》进行电力调度。

第六十八条 有以下情况之一，电力交易中心应取消市场主体市场交易资格。

（一）市场管理委员会根据国家政策规定授权电力交易中心取消的；

（二）电力行政主管部门提出取消的；

（三）《电力市场监管办法》规定的其他情形。

第十三章 监督管理

第六十九条 国家能源局贵州监管办公室、贵州省发展和改革委员会、贵州省经济和信息化委员会、贵州省能源局等部门依照法定职能履行贵州电力市场监管职责。

第七十条 针对不同类别的市场成员建立信用评价指标体系，建立企业法人及其负责人、从业人员信用记录，客观反映市场成员的经济承诺能力和可信任程度。市场成员的信用评价结果每年在“贵州诚信网”等网站按照指定格式发布，接受社会公开监督。

第七十一条 电力交易机构、电力调度机构不按照电力市场运行规则组织交易的，市场主体不遵守电力市场运行规则的，由国家能源局贵州监管办公室责令改正；拒不改正的，按《电力监管条例》进行处罚和处理。

第十四章 争议处理

第七十二条 市场主体发生违约时，根据所签订合同相关条款的约定处理。

第七十三条 市场成员之间发生争议，包括实际执行与交易计划存在偏差时产生的争议，按照自行协商、监管机构调解、提请仲裁或法律诉讼的先后顺序进行解决。

第七十四条 申请监管机构调解，按《电力争议调解暂行办法》执行。争议双方以书面形式向国家能源局贵州监管办公室和省有关部门提交调解申请。

第十五章 附 则

第七十五条 电力交易中心可根据本规则制定具体实施办法，报国家能源局贵州监管办公室批准实施。

第七十六条 出现紧急情况或本规则未尽事宜，导致交易难以正常进行时，市场管理委员会可直接或授权电力交易中心制订本规则的临时条款。电力交易中心在发布临时条款时，应规定有效期，并向市场成员说明制订临时条款的理由，列举相关证据。

第七十七条 本规则由国家能源局贵州监管办公室负责解释。具体监管办法或细则由国家能源局贵州监管办公室另行制定。

第七十八条 本规则自公布之日起执行，《贵州省电力用户与发电企业直接交易及监管规则（试行）》（黔监能市场〔2014〕147号）同时废止。

关于做好售电公司申报工作的通知

（黔能源电力〔2016〕185号）

各市（州）发展改革委、能源主管部门，贵安新区经发局，贵州电力交易中心有限公司，有关企业：

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）和《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）要求，现就售电公司申报参与电力交易相关事宜通知如下：

一、售电业务办理流程

售电公司开展售电业务，按照“一注册、一承诺、一公示、三备案”的要求进行申报，具体流程如下：

（一）在省内县级及以上工商行政管理部门登记，获取工商颁发的允许开展售电业务的工商营业执照，且经营范围符合开展售电业务要求；

（二）填写《售电公司信用承诺书》、《售电公司申请表》、《售电公司从业技术人员资质情况表》、《贵州省电力市场主体入市注册协议》、《风险提示书》、《授权委托书》等资料，以上表格可在贵州电力交易中心（以下简称交易中心，地址：贵阳市云岩区中华北路186号）门户网站（<https://www.gzpx.csgcn>）或在贵州能源网（<http://www.gzcoal.gov.cn>）上下载。

（三）携带相关材料到交易中心注册；

（四）由交易中心对申报材料进行初步审核，符合《售电公司准入与退出管理办法》准入条件的，在中国诚信网、贵州诚信网、国家能源局贵州能源监管办网站、贵州能源网和电力交易平台公示，公示时间一个月。

（五）经公示无异议的，注册手续自动生效，并纳入自主交易市场主体目录。由交易中心将交易市场主体目录提交至贵州省能源局、国家能源局贵州监管办和第三方诚信机构备案；由交易中心将注册企业名单在贵州能源网和交易中心门户网站发布公告。

（六）按照《贵州省电力市场交易规则（试行）》及实施细则开展市场化交易。

二、申报材料清单

- (1) 售电公司申请表。
- (2) 企业基本情况说明。
- (3) 营业执照复印件。
- (4) 公司章程。
- (5) 法人身份证明原件及复印件；若为委托办理，则需要增加委托代理人身份证明原件及复印件和委托函。
- (6) 信用承诺书。
- (7) 资产和信用证明。
- (8) 企业及从业人员资质情况。
- (9) 企业经营场所的房产证件或租赁协议复印件。
- (10) 企业资质和主要业绩情况（如无，可不提供）。
- (11) 市场主体注册入市协议。
- (12) 市场主体风险提示书。
- (13) 授权委托书。
- (14) 拥有配电网运营权的售电公司需提供电力业务许可证（供电类）及复印件。
- (15) 其它文件。

三、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. 售电公司提供所有复印件均须加盖公司鲜章并注明与原件内容一致。
2. “售电公司申请表”按照附件 2 表格格式填写。
3. “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。
4. “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。
5. “信用承诺书”按照附件 1 样式填写。
6. “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；开户银行出具的实收资本不得低于 2 千万元人民币证明。有关文件落款时间距提交材料时间不得超过半年。
7. “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（本项作为参考，不作为企业准入条件要求，如无可不提供）。

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. “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。如拥有配电运营权的售电公司应具备20名以上与从事配售电业务相适应的专业技术人员、营销人员、财务人员，其中拥有两名高级职称和五名中级职称的专业管理人员，生产运行负责人、技术负责人、安全负责人应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。需填写附件3表格并提交备注材料。

10. 售电公司提供的专业技术人员必须为全职人员，同时提供有关学历、专业技术职称证书、岗位培训等证书原件及复印件，按附件3表格填写。原则上需要提交专业技术人员近半年缴纳社保基金的凭证。

11. “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。提供材料原则上应与营业执照的地址保持一致。

12. 申请配电网营业权的售电公司，确定供电营业范围，获得由国家能源局贵州监管办颁发供电营业许可证。

13. “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。

四、有关要求

（一）各市发展改革委（能源局）要加大政策宣传力度，做好申报组织工作。

（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；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。

（三）经准入进入电力市场的售电公司在参与电力交易前，应首先与电力用户企业签订委托购电协议，一个售电公司可以与多个电力用户企业签订委托购电协议，但允许交易电量上限与实收资本额度挂钩。

(四) 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材料并申请再次公示；经两次公示仍存在异议的，由省政府有关部门或能源监管机构核实处理。

(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机构申请变更。业务范围、公司股东、股权结构等有重大变化的，售电公司应再次予以承诺、公示。

贵州省能源局
贵州省发展和改革委员会
2016 年 11 月 10 日

附件 1

售电公司信用承诺书（范本）

（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/配售电）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：

附件 2

售电公司申请表

企业名称 (盖章)			所属行业			工商登记类型	
企业通信 地址			邮政编码			传真电话	
法人代表		固定电话		移动电话		邮箱地址	
业务负责人		固定电话		移动电话		邮箱地址	
注册资本		实收资本		资产总额		注册时间	
专业技术 人员数量	其中：高级：人，中级：人，中级以下：人					注册地址	
股本构成							
拥有配电网 情况	配电网资 产总额	电压等级	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
		110kV					
		35kV					
		10kV					
交易中心意见							

备注：“拥有配电网情况”一栏只针对拥有配电网资产的售电公司填写。

附件 3

售电公司从业技术人员资质情况表

售电公司名称：

序号	姓名	性别	年龄	学历	毕业学校	专业技术	技术职称等级	现从事工作	备注

备注：其中专业技术人员必须为全职人员，同时提供有关学历、专业技术支持等证书，原则上提供售电公司近半年缴纳社保基金的凭证。

附件 4

贵州省电力市场主体入市注册协议

甲 方：_____

乙 方：贵州电力交易中心

签订时间：_____年___月___日

签订地点：贵州电力交易中心

本入市协议由下列两方签署：

（1）_____（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_____工商行政管理局完成登记注册，统一社会信用代码：_____，法定代表人/授权代理人：_____。

（2）贵州电力交易中心（以下简称乙方），系根据《贵州省电力用户与发电企业直接交易及监管规则（试行）》授权的电力交易平台运营单位，所在地为贵州省贵阳市云岩区中华北路 186 号，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《贵州省电力用户与发电企业直接交易及监管规则（试行）》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 甲方自愿进入电力市场参与电力市场化交易。

第二条 在签订本协议前甲方已仔细阅读了《贵州省电力市场交易规则（试行）》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市场化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《贵州省电力市场交易规则（试行）》、《贵州省电力市场化交易风险提示书》及相关国家文件作为交易依据。甲方承认《贵州省电力市场交易规则（试行）》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 乙方为甲方提供参与市场化电力交易的电子交易平台、为访问电子交易平台所需的网络通道、终端软硬件设备由甲方自行负责。

第五条 甲方自愿采用乙方提供的电子交易平台，自行申请交易账号，并妥善保存和修改密码。交易账号一经使用，即为甲方行为，以甲方交易账号所完成的一切交易，即视为甲方的行为，由甲方承担一切交易后果。乙方郑重提醒甲方注意密码的保存、保密，如因甲方密码保管不妥引发的一切损失由甲方承担。

第六条 甲方委托代理人在甲方授权范围内所作出的任何行为均为甲方行为，甲方应承担由此产生的全部责任。甲方如变更委托代理人，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；切交易风险。

第十条 乙方对甲方的交易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。

第十一条 甲方参与乙方组织的交易时，必须了解和掌握交易的相关要求，并随时关注交易公告。

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《贵州省电力市场交易规则（试行）》及相关管理办法，经省经信委、贵州能源监管办认定后，被强制注销注册、强制退市，乙方终止本协议。

第十四条 本协议采用书面文件时自双方签署之日起生效。

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 本协议一式四份，双方各执一份，送省经信委和贵州能源监管办备案各一份。

甲方（盖章）： 乙方（盖章）：

法人/委托代理人签字： 法人/委托代理人签字：

日期： 日期：

附件 5

授 权 委 托 书

贵州电力交易中心：

本人_____系_____公司的法定代表人，现委托_____为我方代理人。代理人根据授权，以我方名义前来办理电力市场交易相关业务，代理人在此过程中所签署的一切文件和处理与之有关的一切事务，我方均予以承认。其产生的一切法律后果由我方承担。

委托代理人在授权期间签署的所有文件、协议和合同不因授权的撤销而失效。代理人无转委托权。特此委托。

法定代表人：身份证号码：

委托代理人：身份证号码：

附件：1. 法定代表人身份证复印件

2. 委托代理人身份证复印件

法定代表人（签字）：

单位名称（盖章）：

201 年月日

附件 6

风险提示书

尊敬的电力市场化注册主体：

在进行电力交易时，可能会获得较高的收益，但同时也存在着较大的风险，为了使您了解其中的风险，根据有关电力市场化交易相关的法律法规、交易规则，特提供本风险提示书，请您认真详细阅读。电力市场化交易包括但不限于如下风险：

1. 宏观经济风险：由于我国宏观经济形势的变化以及地区宏观经济环境和电力交易市场的变化，可能会引起省内电力交易市场的波动，使您存在亏损的可能，您将承担由此造成的损失。

2. 政策风险：有关电力交易市场的法律、法规及相关政策、规则发生变化，可能引起电力市场交易价格波动，使您存在亏损的可能，您将承担由此造成的损失。

3. 市场经营风险：由于市场主体所处行业整体经营形势的变化和经营管理等方面的因素，如经营决策的重大失误、高级管理人员的变更、重大诉讼等都有可能引起该市场主体电力市场价格的波动；由于市场主体经营不善甚至会导致该市场主体中止交易或注销电力市场主体资格，您将承担由此可能造成的损失。

4. 技术风险：由于交易撮合、清算交收、信息披露及与电网公司信息系统接口是通过电子通讯技术和电脑技术来实现的，这些技术存在着被网络黑客和计算机病毒攻击的可能，同时通讯技术、电脑技术和相关软件具有存在缺陷的可能，这些风险可能给您带来损失或交易撮合无法成交。

5. 不可抗力因素导致的风险：诸如地震、台风、火灾、水灾、战争、瘟疫、社会动乱等不可抗力因素可能导致交易系统的瘫痪；电力交易市场无法控制和不可预测的系统故障、设备故障、通讯故障、电力故障等也可能导致电力交易信息系统非正常运行甚至瘫痪，这些都会使您的交易委托无法成交或者无法全部成交，您不得不承担由此导致的损失和不便。

6. 其他风险：由于您密码失密、操作不当、决策失误等原因可能会使您发生亏损；网上操作完毕后未及时退出，他人进行恶意操作而造成的损失；网上交易未及时退出还可能遭遇黑客攻击，从而造成损失；委托他人代理电力交易，且长期不关注账户变化，致使他人恶意操作而造成的损失，上述损失都将由您自行承担。在您进行电力市场化交易时，他人给予您的保证获利或不会发生亏损的任

何承诺都是没有根据的，类似的承诺不会减少您发生亏损的可能。

特别提示：本电力交易中心敬告各市场主体，应当根据自身的经营情况和生产能力认真制定电力交易策略。电力市场化交易是一个风险无时不在的市场。您在进行电力市场化交易时存在盈利的可能，也存在亏损的风险。本风险提示书并不能揭示从事电力市场化交易的全部风险及电力市场的全部情形。您务必对此有清醒的认识，认真考虑是否进行电力市场化交易。

市场主体承诺： _____

以上《风险提示书》本市场主体已阅读并完全理解，愿意承担电力市场化交易的各种风险。请市场主体法人代表或委托代理人将以上内容手写至承诺内容中。

市场主体（企业公章）： _____

法人代表/委托代理人签字： _____

日期： _____年____月____日

关于印发 2017 年电力市场化交易工作实施方案的通知

(黔经信运行〔2016〕48号)

各市、州经信委（工信委、工能委）、贵安新区经发局、贵州电网有限责任公司、各发电集团、独立发电企业、有关用电企业、贵州电力交易中心：

为确保 2017 年电力市场化交易有关工作的顺利实施，省经信委、贵州能监办牵头制定了《2017 年电力市场化交易工作实施方案》，经贵州省电力市场管理委员会第一届第二次会议审议，并报省政府同意，现印发给你们，请遵照执行。

附件：2017 年电力市场化交易工作实施方案

贵州省经济和信息化委员会
国家能源局贵州监管办公室

2016 年 12 月 20 日

附件

2017 年电力市场化交易工作实施方案

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）及相关配套文件、《贵州省电力体制改革综合试点方案》等文件精神和要求，加快电力体制改革向纵深推进，按照“市场化、机制化、多样化、平台化”的总体要求，在认真总结 2016 年电力市场化交易工作好的经验和做法的基础上，制订 2017 年电力市场化交易工作实施方案。

一、交易原则

（一）坚持市场主导。建立健全公平、规范、高效的电力交易平台，完善市场化运行机制，充分发挥市场在资源配置中的决定性作用。鼓励电力交易市场有序竞争、开放竞争，通过价格信号反映电力市场供求关系，形成适应市场需求的电价响应机制。

（二）坚持政府引导。坚持服从和服务于全省经济社会发展大局，综合考虑

发电、供电、用电各方带动上下游产业发展、稳定省内用电量等积极因素，最大限度平衡发电、供电、用电三方利益，促进多发多用、多用多赢。

（三）坚持契约精神。倡导践行社会主义核心价值观，严守国家法律法规，推崇诚实守信典范，全面履行合同约定的权利和义务。开展电力市场化交易信用体系建设，建立守信受益、失信惩戒机制，有效维护各方主体利益，促进电力市场健康有序发展。

（四）坚持节能减排。严格执行国家及省关于节能发电调度有关政策要求，以电力市场化交易促进节能减排工作均衡协调推进。鼓励和引导用电企业强化电力需求侧管理，促进电力需求侧与供给侧良性互动，不断降低单位增加值电耗水平。

（五）坚持保障民生和清洁能源优先上网。保留必要的公益性、调节性发电计划，确保居民、农业、重要公用事业和公益性服务（包括通信、供水、供气、电气化铁路、公路等）用电。电网企业具有优先购电权，在保障风能、太阳能等清洁能源发电上网的基础上，提供保底供电服务。为促进水电消纳，富余水电参与西电东送或市场化交易。

（六）加快推进售电侧改革。开展增量配电业务试点，稳妥有序放开售电市场，多途径培育售电侧市场竞争主体，提高电力用户的参与度，赋予参与交易的电力用户用电选择权。建立健全售电侧市场管理机制，通过电力市场竞争和需求侧管理，进一步提升能源利用效率。

二、市场主体准入条件

市场主体包括电力用户、售电公司、发电企业和电网企业。各类市场主体应在贵州电力交易中心（以下简称交易中心）注册，并通过贵州电力市场交易系统参与电力市场化交易。

（一）电力用户

1. 大工业用户：报装容量 1000 千伏安及以上的非公益性、非公用事业性工业用户。

2. 一般工商业用户：试点工业园区内报装容量小于 1000 千伏安的非公益性、非公用事业性工商业用户。原则上试点园区内用户通过售电公司代理，实行电量打捆交易。

（二）售电公司

符合《售电公司准入与退出管理办法》要求，并在贵州电力交易中心完成注册，能够提供售电服务或配售电服务的企业。售电公司可以采取多种方式购电，

包括向发电企业直接购电、通过市场交易系统参与集中竞价购电、向其他售电公司购电等，并将所购电量向用户或其他售电公司销售。

鼓励年用电量 800 万千瓦时及以下的用户通过售电公司代理购电。

（三）发电企业

符合国家基本建设审批程序并转入商业运营的统调火电、水电发电企业。其中，水电企业的机组应为省级及以上电力调度机构调度的机组。水电企业注册时间另行通知。（火电企业名单见附 1）

（四）电网企业

取得《供电营业许可证》、《电力业务许可证》（输电类、供电类），拥有输电网、配电网运营权，承担供电营业区保底供电服务，为市场主体提供输配电以及报装、计量、抄表、维修、收费、结算等各类供电服务的企业。

三、市场主体退出条件

按照《贵州省电力市场交易规则（试行）》和《售电公司准入与退出管理办法》等相关规定执行。

四、交易方式及品种

采用双边协商交易为主，以竞价交易、挂牌交易、发电权交易等多种交易模式为补充。

（一）双边协商交易

鼓励市场主体以年度为周期进行双边协商交易，起止时间为 2017 年 1 月 1 日至 12 月 31 日。双边协商交易也可分季度或半年签订交易合同。

参与双边协商交易的用户除满足基本准入条件外，同时自 2015 年 12 月至 2016 年 11 月实际用电量必须达到 1 亿千瓦时及以上（具体名单见附 2），或年度合同签约电量达到 1 亿千瓦时及以上，并保证全年能够完成。大型数据中心（具体名单见附 3）、试点园区内通过售电公司代理的电力用户不受用电量的限制，可以参加双边协商交易。

市场主体自主协商交易电量（电力）、电价，达成一致意见后形成交易意向协议，经安全校核和相关方确认后形成交易结果。

（二）季度（月度）集中竞价交易

集中竞价从 2017 年 1 月起，每季度或月度进行一次。

每次竞价分两批次进行，用电成本相对偏高的用户（或相应的售电公司）参加第一次，用电成本相对偏低的用户（或相应的售电公司）参加第二次。

竞价交易生效后，在下一轮竞价交易开始前，交易双方可提出在下一轮交易

中维持原有的交易关系和交易价格不变。

（三）挂牌交易

市场主体通过电力市场交易系统将电量和价格等交易信息对外挂牌，由满足需求的一方摘牌，并按照摘牌申报时间依序形成预成交合同。交易结果经安全审核后由交易中心审核发布，预成交合同等同交易合同。

根据实际需要，适时启动挂牌交易。

（四）周边跨省区交易

省内发电企业或售电企业以市场化交易方式与周边省区的电网或电力用户进行电力电量交易。

周边跨省区交易可以以年度、半年、季度作为交易周期。

（五）合同电量转让交易

在不影响第三方权益的前提下，可通过市场化交易方式实现市场主体之间合同电量的有偿买卖，受让方按照转让前市场交易确定的价格进行结算。合同电量转让交易主要分为发电权交易和购电权交易。

1. 发电权交易。指双边协商交易合同电量和跨省区交易合同电量计划指标的买卖，转让方收取转让费用。

2. 购电权交易。指在签订年度双边协商交易合同的前提下，以市场化交易方式实现电力用户之间替代购电的交易行为，转让方收取转让费用，电网企业按照受让方对应电压等级的输配电价（含线损）收取过网费。

五、市场交易价格

（一）电价组成

电力用户、售电企业购电价格（结算价格）由市场交易价格、输配电价（含线损）和政府性基金及附加组成。

1. 交易价格。双边协商交易、周边跨省区交易、合同电量转让交易价格由电力用户、售电企业与发电企业自主协商确定；季度（月度）集中竞价交易、挂牌交易价格分别以系统匹配价格和挂牌价格为准。

2. 输配电价（含线损）按照政府核定的标准执行。其中线损电价按省政府价格主管部门核定的各电压等级线损率计算。

3. 政府性基金及附加。按照国家规定标准执行，由电网企业代收代缴。其中，发电企业须缴纳工业结构调整资金。

按照国家规定，电网企业还应对相关电力用户的功率因数进行考核。发电企业、电力用户（售电企业）应向交易中心缴纳相应的交易手续费。

(二) 定价机制

1. 根据当期市场交易情况，为规避电力市场价格大幅波动的风险，对集中竞价交易制定最高、最低限价，即市场交易价格最高为每千瓦时 0.5 元，最低为每千瓦时 0.1 元。

2. 鼓励双边协商交易采取年度阶梯电价定价机制（阶梯电价分档不超过 3 档），即大工业用户用电量越高，交易价格越低。

3. 鼓励双边协商交易建立价格联动机制，即交易双方充分考虑煤炭价格、用电企业主要产品价格变动因素，对交易价格进行联动。电解铝企业原则上按照价格联动机制签订合同。

4. 鼓励发电企业与用电企业以季度为周期，灵活确定交易价格。

六、交易合同

(一) 市场交易合同

市场交易合同分为直接交易购售电合同、输配电服务合同、合同电量转让交易合同、跨省区交易合同等。市场主体按照自主、平等原则，可对交易合同相关条款进行修改或补充，达成一致意见后形成交易合同。

(二) 售电公司交易合同

1. 售电公司交易合同分为：购售电合同、输配电服务合同、结算服务合同三类，其中购售电合同包含与电力用户签订的购售电合同和与发电企业签订的直接交易购售电合同；售电公司在购电前应与电力用户建立购售电关系，并签订结算服务合同。以上合同均由售电公司将合同提交交易中心备案。

2. 电力用户通过售电公司购电前，应由电力用户、售电公司与电网企业签订结算服务合同，明确电力用户无欠费或其他违约责任，电网企业提供计量、抄表、结算服务。

3. 售电公司与电力用户签订购售电合同应约定售电价格、合同电量、违约责任等权利与义务相关内容。

4. 售电公司与发电企业签订的直接交易购售电合同，应明确各方的权利和义务、合同变更、中止程序以及违约责任等，并明确由电网企业负责收费和结算。交易中心根据交易结果和执行情况出具结算依据，电网企业按照规定及时向发电企业和售电公司支付电费。

5. 售电公司、发电企业和电网企业签订输配电服务合同，应明确各方的权利和义务、合同变更、中止程序以及违约责任等。电力用户（售电公司代理的电力用户）按照其接入的电网电压等级所对应的输配电价（含线损）支付过网费，

并按照交易中心出具的结算依据进行电费结算。

（三）大工业用户交易合同

1. 大工业用户交易合同分为直接交易购售电合同、输配电服务合同。

2. 大工业用户与发电企业签订的直接交易购售电合同，应明确各方的权利和义务、合同变更、合同电量转让和中止程序以及违约责任等。

3. 大工业用户、发电企业与电网企业签订的输配电服务合同，应明确各方的权利和义务、合同变更、中止程序以及违约责任等。电网企业按照政府核定的输配电价（含线损）收取过网费，并按照交易中心出具的结算依据进行电费结算。

4. 签订直接交易购售电合同双方，应在合同中明确开展购电权交易的利益分成原则。如果年度合同中约定限制电量转让，则电力用户（售电公司）不得参与购电权交易。

（四）合同执行顺序

优先执行双边协商交易合同，再按合同签订时间先后顺序执行其他形式的交易合同。

七、交易组织

（一）双边协商交易

1. 2016年12月20日至2017年1月20日为双边协商交易组织时间。交易三方可选择季度、半年、年度作为双边协商的交易周期。交易中心在2017年9月可办理年度双边协商直接交易合同总量、交易电价调整业务。试点园区用户（售电公司）双边协商交易时间另行安排。

2. 签订双边协商交易合同的交易主体应按分月电量计划执行。在合同总量不变的情况下，交易主体协商一致后，在每月15日前通过电力市场交易系统合同变更模块，将次月月度电量调整计划提交交易中心，经安全校核后，交易中心按调整后的电量计划进行考核。在预计合同总量减少的情况下，由交易主体在每月15日前通过电力市场交易系统合同变更模块，向交易中心提出申请，参与月度发电权或购电权交易。

3. 大工业用户可以与发电企业签订双边协商交易合同，也可通过售电公司与发电企业签订双边协商交易合同。按照合同约定，大工业用户可以参与月度购电权交易，经交易后不得再进行年度合同总量计划调增。

4. 为提高双边协商合同的履约率，发电企业可以通过发电权交易进行合同电量计划指标转让；大工业用户可以通过购电权交易出让电量计划指标，超出双边协商合同电量计划的可通过短期交易进行购电。

5. 电力用户可自主选择一家或多家发电企业购电，或全部电量原则上通过一家售电公司购电。当电力用户或售电公司选择两家及以上发电企业购电时，必须在电力交易系统中明确合同电量分配原则和结算顺序。

(二) 季度（月度）竞价交易

1. 交易中心根据发电能力和用电需求，每季度（月度）前一月 20 日前组织开展集中竞价交易。

2. 大工业用户、售电公司均可参加短期交易。电力用户委托一家售电公司购电后，不得再参与所委托的市场化交易。

3. 试点工业园区内一般用户只可自主选择一家售电公司参与短期交易，其全部用电量纳入与售电公司的购售电合同。

4. 同一投资主体（含关联企业）所属的售电公司申报实行最大电量限制，若月度集中竞价电量总规模大于 10 亿千瓦时，申报竞争电量不可超过当月竞争电量总规模的 20%；若月度集中竞价电量总规模在 10 亿千瓦时及以下，申报竞争电量不可超过 2 亿千瓦时。

同一投资主体（含关联企业）所属的售电公司月度竞价年累计成交电量上限不超过 16 亿千瓦时。单个售电公司的售电业务电量规模还应满足《售电公司准入与退出管理办法》相关规定。

5. 为保证市场交易有效竞争，对单个发电企业申报售电规模进行最大电量限制。即根据大工业用户（售电公司）申报的交易意向总电量乘以竞争系数 K （由省经信委在交易开始前，根据实际情况下达，并进行动态调整），折算成参与集中竞价交易的发电企业的发电平均利用小时数，则为发电企业的月度集中竞价交易小时数上限。

6. 电力用户申报的价格是市场化交易价格，即电量电价除去对应电压等级输配电价（含线损）和政府性基金及附加的价格。

7. 市场主体通过电力市场交易系统集中申报电量需求和价格，由系统按照市场化交易规则进行交易匹配，经安全校核后，形成交易结果通知书，交易结果通知书一经生成即刻生效。交易结果通知书与交易公告一起作为统一制定的集中竞价交易合同的组成部分，形成具有法律效力的集中竞价交易合同。

(三) 周边跨省区交易

1. 原则上 2016 年 12 月 20 日至 2017 年 1 月 20 日为周边跨省区交易组织时间。超过规定时间的交易，于每季度末月 15 日前通过电力市场交易系统提交合同意向协议书进行交易登记，经安全校核通过后，28 日前由交易中心审核并发布交

易结果，同时通知相关市场主体于 30 日前签订电子合同。

2. 发电企业、售电企业与周边省区电网及电力用户须签订购售电合同，再与电网企业签订输配电服务合同。电网企业参照政府核定的输配电价的电度电价（含线损）收取过网费。

（四）合同电量转让交易

1. 发电权交易

（1）在不影响第三方权益的前提下，已注册的发电企业均可参加发电权交易，发电权交易可采取双边协商或挂牌交易方式完成电量计划指标的买卖。

（2）双边协商方式。发电权交易双方每月 15 日前，通过电力市场交易系统提交合同意向协议书进行交易登记，经安全校核通过后，28 日前由交易中心审核并发布交易结果。

（3）挂牌交易方式。发电企业每月 15 日前，通过电力市场交易系统将次月发电权挂牌交易意向提交交易中心，经安全校核通过后，交易中心于 28 日前完成交易组织并发布交易结果。

为促进水电消纳，拟组织开展水火发电权交易，具体方案另行制定。

2. 购电权交易

（1）在不影响第三方权益的前提下，大工业用户可参加购电权交易，购电权交易可采取双边协商交易或挂牌交易方式完成电量计划指标的买卖。

（2）双边协商方式。交易双方于每月 15 日前，通过电力市场交易系统提交合同意向协议书进行交易登记，经安全校核通过后，28 日前由交易中心审核并发布交易结果。

（3）挂牌交易方式。大工业用户于每月 15 日前，通过电力市场交易系统提交次月购电权挂牌交易申请，交易中心于 28 日前完成交易组织并发布交易结果。

（4）交易中心根据交易结果和执行情况，出具购电权转让结算依据，由电网企业进行结算并支付相关方费用。

八、电费结算

（一）交易中心负责向交易主体出具结算依据，交易主体根据现行规定进行资金结算。

（二）电网企业根据交易中心出具的结算依据，分别与发电企业、售电公司和电力用户结算电费。

（三）与售电公司签订购售电合同的电力用户结算关系维持现有方式不变；配售电公司与电力用户的结算，按照政府部门有关规定执行。

九、违约责任

(一) 一个交易合同周期内，低于合同电量 95%的部分为违约电量，但由于不可抗力或电网运行方式安排原因造成的偏差电量，不计为违约电量。

(二) 交易合同电量应分解月度计划电量，月度实际完成电量超出月度计划电量±10%以外的部分为月度违约电量。当实际完成电量高于合同总电量 100%时，超出部分执行政府定价。

(三) 购售电合同中，购售电双方应明确因非不可抗力或非电网运行方式安排因素导致的违约电量，责任方按合同中相关条款向对方支付违约金。

(四) 发电企业因非不可抗力因素或非电网运行方式安排产生违约电量，导致电力用户（售电公司代理的电力用户）以目录电价向电网企业购电时，在购售电合同中明确，应由发电企业承担目录电价与电力用户（售电公司）交易购电价的差额部分，电网公司以违约金方式从发电企业的购电费中扣除并转付给电力用户（售电公司）。

(五) 电力用户（售电公司）因非不可抗力或非电网运行方式安排因素产生违约电量，在购售电合同中明确发电企业按照交易电价的 5%计收电力用户（售电公司）违约金，电网公司代收代付。

(六) 输配电服务合同中，应明确电力用户在规定期限内未交清电费时，应承担电费滞纳的违约责任。电费违约金从逾期之日起计算至交纳日止，每日电费违约金按 2‰收取。电力用户应先支付陈欠电费、当期电费违约金，再支付其他电费。

(七) 电力用户欠费达 30 日时，交易中心下达中止交易预通知；10 个工作日内仍不交清电费的，中止交易。

十、发电计划安排

各火电企业发电计划分为基础计划和电力市场化交易发电量计划。

基础计划电量根据省内外电力需求的非市场化部分，按照优先发电、购电原则，在吸纳风电、光伏、水电后，按照节能发电调度等原则进行分配。

电力市场化交易发电量计划根据各电厂参加交易情况确定，市场化交易电量与发电量按 1: 1.05 核定。对与特殊行业企业达成交易的发电企业，给予部分奖励电量。

十一、保障措施

(一) 加强交易监管。严格执行并不断完善贵州省电力市场化交易规则，进一步明确市场主体成员及权责、市场准入与退出、合同签订与调整、信息发布、

市场干预、违约责任及争议调解等事项。开展电力市场交易信用系统和信用评价体系建设。建立守信激励和失信惩戒机制。建立市场主体年度信息公示制度。建立市场化交易预警机制。

（二）严格执行准入和退出机制。按照《售电公司准入与退出管理办法》和《贵州省电力市场主体注册管理办法（试行）》相关规定，定期公布市场主体名单目录。交易主体一旦出现瞒报信息等触发退出条款行为时，交易中心立即将其从注册名单中剔除，并取消市场化交易资格，规定期限内不得再参加市场化交易。

（三）市场干预。如遇重大自然灾害、突发事件、电煤供需严重失衡、电煤价格整体大幅波动等情形，省政府相关部门有权暂停市场交易，全部或部分免除市场主体的违约责任。

如遇电煤供应等因素引起电力供应失衡等情况，为确保电网安全及电力有序用电，贵州电网公司将按照政府主管部门发布的有序用电方案或发电能力不足的电厂对应直接交易用户优先限电的原则进行限电。

十二、组织实施与管理

省经济和信息化委牵头组织实施，省发展改革委、省能源局、贵州能监办、贵州电网公司、交易中心按照各自职责分工参与电力市场化交易工作。

省发展改革委负责对输配价格执行情况进行监管。

贵州能监办负责对市场交易实施过程进行监管。

交易中心负责市场交易组织、统计管理、信息发布等工作，提供结算依据，完善相关工作服务流程。

贵州电网公司负责提供输配电服务和电网安全校核。

附 1

2017 年直接交易发电企业名单

序号	发电集团	发电企业
1	国电投金元集团	鸭溪电厂
2		黔西电厂
3		黔北电厂
4		纳雍电厂
5		习水电厂
6		茶园电厂

续表

序号	发电集团	发电企业
7	国电贵州电力有限公司	福泉电厂
8		安顺电厂一期
9		安顺电厂二期
10		织金电厂
11	大唐贵州发电有限公司	发耳电厂
12		野马寨电厂
13	中国华电集团公司贵州公司	大方电厂
14		桐梓电厂
15		大龙电厂
16		塘寨电厂
17		毕节电厂
18	贵州粤黔电力有限责任公司	盘南电厂
19	贵州黔桂发电有限责任公司	盘县电厂
20	贵州兴义电力发展有限公司	兴义电厂
21	国投盘江发电有限公司	盘北电厂
22	华润电力（贵州）煤电一体化有限公司	六枝电厂

附 2

2017 年双边协商交易大用户名单

序号	市场主体名称	供电地区	主要行业
1	贵阳海螺盘江水泥有限责任公司	贵阳	建材
2	贵阳开磷化肥有限公司	贵阳	黄磷
3	贵阳闽达钢铁有限公司	贵阳	钢铁
4	贵阳长乐钢铁有限公司	贵阳	钢铁
5	贵州安达科技能源股份有限公司	贵阳	其他
6	贵州达众第七砂轮有限责任公司	贵阳	磨料
7	贵州广铝氧化铝有限公司	贵阳	其他
8	贵州合力化工有限责任公司	贵阳	黄磷
9	贵州华锦铝业有限公司	贵阳	其他
10	贵州惠水西南水泥有限公司	贵阳	其他

各省（区、市）电力体制改革文件汇编（2016）

续表

序号	市场主体名称	供电地区	主要行业
11	贵州金久水泥有限公司	贵阳	建材
12	贵州开磷集团矿肥有限责任公司	贵阳	化工
13	贵州开磷息烽合成氨有限责任公司	贵阳	合成氨
14	贵州开阳国华天鑫磷业有限公司	贵阳	黄磷
15	贵州开阳化工有限公司	贵阳	合成氨
16	贵州开阳青利天盟化工有限公司	贵阳	黄磷
17	贵州路发实业有限公司	贵阳	其他
18	贵州轮胎股份有限公司	贵阳	其他
19	贵州黔能天和磷业有限公司	贵阳	黄磷
20	贵州省惠水川东化工有限公司	贵阳	黄磷
21	龙里红狮水泥有限公司	贵阳	其他
22	中国铝业股份有限公司贵州分公司	贵阳	电解铝
23	贵州赤天化桐梓化工有限公司	遵义	化工
24	贵州钢绳股份有限公司	遵义	钢铁
25	贵州省遵义金兰（集团）伟明铝业有限公司	遵义	电解铝
26	遵义铝业股份有限公司	遵义	电解铝
27	遵义三岔拉法基瑞安水泥有限公司	遵义	建材
28	遵义天磁锰业集团有限公司	遵义	电解锰
29	遵义县福鑫钢铁制品有限公司	遵义	钢铁
30	遵义玉隆铝业有限公司	遵义	电解铝
31	贵州六矿瑞安水泥有限公司	六盘水	建材
32	贵州六盘水豪龙水泥有限公司	六盘水	建材
33	贵州盘江精煤股份有限公司	六盘水	煤炭
34	贵州省六盘水双元铝业有限责任公司	六盘水	电解铝
35	贵州水城矿业股份有限公司	六盘水	煤炭
36	首钢水城钢铁（集团）有限责任公司	六盘水	钢铁
37	贵州省安顺黄果树铝业有限公司	安顺	电解铝
38	安顺市宏盛化工有限公司	安顺	化工
39	台泥（安顺）水泥有限公司	安顺	建材
40	贵州凯里瑞安建材有限公司	凯里	建材
41	贵州茂鑫水泥有限责任公司	凯里	其他

第二章 贵州省

续表

序号	市场主体名称	供电地区	主要行业
42	贵州其亚铝业有限公司	凯里	氧化铝
43	贵州省岑巩县天源冶炼有限责任公司	凯里	铁合金
44	贵州云盛矿业有限责任公司	凯里	铁合金
45	凯里闽源锰业有限公司	凯里	铁合金
46	镇远县贵梅冶金炉料有限公司	凯里	铁合金
47	镇远县黔东冶金炉料有限公司	凯里	铁合金
48	镇远县顺发铁合金有限公司	凯里	铁合金
49	贵定海螺盘江水泥有限责任公司	都匀	建材
50	贵州军鑫矿业有限责任公司	都匀	铁合金
51	贵州省瓮安县瓮福黄磷有限公司	都匀	黄磷
52	贵州天福化工有限责任公司	都匀	合成氨
53	瓮安县成功磷化有限公司	都匀	黄磷
54	瓮安县龙马磷业有限公司	都匀	黄磷
55	瓮福（集团）有限责任公司	都匀	合成氨
56	贵州大龙铁合金有限责任公司	铜仁	铁合金
57	贵州建强锰业有限公司	铜仁	电解锰
58	贵州省松桃汇丰锰业有限公司	铜仁	电解锰
59	贵州铜仁金瑞锰业有限责任公司	铜仁	电解锰
60	贵州武陵锰业有限公司	铜仁	电解锰
61	贵州玉屏有色冶金集团宏森工贸有限公司	铜仁	铁合金
62	贵州玉屏有色冶金集团闽盛铁合金有限公司	铜仁	铁合金
63	贵州中水西南硅业有限公司	铜仁	铁合金
64	铜仁海螺盘江水泥有限责任公司	铜仁	建材
65	贵州锦丰矿业有限责任公司	兴义	其他
66	贵州荣盛（集团）建材有限公司	兴义	建材
67	贵州兴化化工股份有限公司	兴义	合成氨
68	贵州宣化化工有限责任公司	兴义	合成氨
69	华润水泥（金沙）有限公司	毕节	建材
70	贵州毕节江天水泥有限公司	毕节	建材
71	贵州黔桂金州建材有限公司	兴义	建材
72	贵州水晶化工股份有限公司	贵阳	化工

续表

序号	市场主体名称	供电地区	主要行业
73	贵州开阳川东化工有限公司	贵阳	化工
74	中国铝业遵义氧化铝有限公司	遵义	氧化铝
75	遵义海螺盘江水泥有限责任公司	遵义	建材
76	贵州独山恒辉商贸有限公司	都匀	铁合金

附 3

贵州大型数据中心名单

序号	企业名称	数据中心名称
1	联通云数据有限公司贵州省分公司	中国联通贵安云数据中心
2	中国联合网络通信有限公司贵州分公司	观山湖数据中心
3	中国移动通信集团贵州有限公司	中国移动（花溪）数据中心
4	中国移动通信集团贵州有限公司	中国移动（金阳）数据中心
5	中国移动通信集团贵州有限公司	中国移动（贵州）数据中心
6	中国电信集团公司	中国电信云计算贵州信息园
7	贵阳中电高新数据科技有限公司	中电西南云计算中心
8	贵州翔明科技有限责任公司	贵州翔明数据中心
9	贵州高新翼云科技有限公司	贵州高新翼云数据中心
10	贵州申黔互联数据中心有限公司	贵州申黔互联数据中心
11	贵阳综合保税区投资发展有限公司	贵州国际金贸云基地数据中心
12	贵州力创科技发展有限公司	贵州力创八匹马机房
13	贵州贵安电子信息产业投资有限公司	贵安信投一富士康绿色隧道数据中心
14	北京供销社大数据集团公司	世欣蓝讯数据中心

第三章 重庆市

关于重庆市售电侧改革市场主体准入 与退出的指导意见

各有关单位：

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），以及国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司《关于同意重庆市广东省开展售电侧改革试点的复函》（发改办经体〔2015〕3117号）精神，市政府于2016年2月6日印发了《重庆市售电侧改革试点工作方案》（渝府办发〔2016〕20号）。为积极稳妥有序推进重庆市售电侧改革试点，维护市场主体的合法权益，特制订本指导意见。

一、售电公司准入条件

（一）为降低行政成本，实现有效监管，社会资本投资售电公司实行注册认定制。

1. 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。

2. 资产要求：

（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2亿元人民币及以上的，不限制其售电量。

3. 从业人员。应拥有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、需求侧管理等能力的专业人员。

4. 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。

5. 信用要求。无不良金融、司法记录和不良经营记录，满足信用等级要求，未列入黑名单。

6. 法律、法规规定的其他条件。

（二）已具有法人资格且符合售电公司准入条件的高新技术产业园区或经济技术开发区管理单位，供水、供气、供热等公共服务行业企业和节能服务公司可到工

商部门申请业务范围增项，开展售电业务。

（三）国网重庆市电力公司、三峡水利电力、聚龙电力、乌江电力等电网企业注册成立具有独立法人资格售电公司，不能获得配网经营权，应从人员、资金、信息等方面确保市场化售电业务与其输配电业务、调度业务、非市场化售电业务等隔离，独立运营。在排除影响市场公平竞争的情况下，电网企业注册的售电公司方可在其配网经营权范围内开展竞争性售电业务。

（四）拥有配电网经营权的售电公司还需具备以下条件：

1. 拥有配电网运营权的售电公司其资产不低于其配电网总资产的 20%。
2. 按照有关规定取得电力业务许可证（供电类）。
3. 具备从事配电业务相适应的专业技术人员、营销人员及专业管理人员。
4. 生产运行负责人、技术负责人、安全负责人应具有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，按照相关法律规定开展安全培训
工作，配备安全监督人员。
6. 具有与承担配电业务相适应的配电机具设备和维修人员。外委有资质的承装（修、试）公司除外。
7. 具有与配电业务相适应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、保底供电服务义务。
9. 现有符合条件的高新技术产业园区、经济技术开发区和地方企业建设、运营的配电网，可自愿转为拥有配电业务的售电公司。

二、发电企业准入条件

（一）符合国家产业政策，单位能耗、环保排放达到国家标准的发电企业、符合国家资源综合利用政策的电厂，可参与售电侧改革试点，但应承担相应的社会责任电量。

（二）参与试点市场化交易的电量不纳入发用电计划，作为计划外增量优先安排。

（三）拥有自备电厂的企业应按规定承担与自备电厂产业政策相符合的电力基金、政策性交叉补贴和系统备用费。允许自备电厂在承担发电企业社会责任的条件下参与电力市场交易。

（四）参与试点的水电应满足以下条件：水库调节能力在季调节及以上，单机容量 5 万千瓦及以上的水电机组；水库调节能力在年调节及以上，总装机容量 3 万千瓦及以上的梯级流域水电机组或单个水电站。

（五）试点期间，暂不开展跨省跨区交易，只开放符合准入条件的市内机组、

点对网送渝机组和计划内市外输入电力参与试点。

三、用户准入条件

（一）试点范围内居民、农业、重要公用事业和公益性服务等电量纳入电网企业普遍服务责任电量，不参与售电侧改革试点市场化交易。

（二）在试点范围内，符合国家产业政策，单位能耗、环保排放均达到国家标准的新增经营性电力用户，除实行差别电价和惩罚性电价的企业外，均纳入售电侧改革试点，分步实施市场化交易。

（三）自2015年11月28日起，试点范围内未与电网企业签订正式供电协议的，视为新增电力用户。存量电量经营性用户及其同址扩容新增电量暂不纳入此次试点。

（四）选择与发电企业直接交易的电力用户，按照重庆市直接交易的用户准入规定执行。

四、市场准入程序

（一）符合准入条件的售电公司、发电企业、参与市场直接交易的用户等市场主体，应按以下程序完成信用承诺、社会公示、市场注册和备案等手续。

1. 售电企业向市发展改革委提交申请，发电企业、用户向市经济信息委提交申请。同时做出信用承诺，并提交相关资料，包括：营业执照、法人代表、资产证明、从业人员、经营场所等基本信息。从事配电业务的售电公司要提供电力业务许可证（供电类）等相关资料。

2. 符合准入条件的市场主体，同时在市发展改革委、市经济信息委和重庆市电力交易机构等网站将信息及相关资料向社会公示，公示期为二十个工作日，公示期满无异议的市场主体纳入市场主体目录，并实行动态管理。

3. 列入目录的市场主体自愿向重庆市电力交易机构提交入市交易申请，并提供相关资料，包括：营业执照、法人代表、资产证明、从业人员、经营场所基本信息和银行账户、售电范围等交易信息。经交易机构审核通过后完成市场注册，并在能源监管机构和征信机构备案。

4. 在我市交易机构组建前，市场主体可先行在相应的牵头部门登记。

（二）完成市场准入手续的市场主体，即可以按照《重庆市售电侧改革试点工作实施方案》（渝府办发〔2016〕20号）精神，在试点范围内开展相关业务。

（三）重庆两江长兴电力有限公司、重庆能投售电有限公司、重庆渝西港桥电力有限责任公司等三家售电公司作为我市上报国家申请试点的首批售电公司，可直接参与售电侧改革试点，需补充完善信用承诺、市场注册和备案手续，待有关规定出台后补充供电业务许可证。

五、市场退出机制

(一) 有下列情形之一的，依据国家有关规定，由牵头部门在市场主体目录中删除，由交易机构取消注册。

1. 隐瞒有关情况或者提供虚假申请材料等违法违规进入市场的，且拒不整改的；
2. 严重违反市场交易规则，且拒不整改的；
3. 注册企业因解散、破产、倒闭、歇业等原因而依法终止的；
4. 企业信用评级降低为不适合继续参与市场交易的；
5. 法律、法规规定的其他情形。

(二) 售电公司被强制退出，其所有已签订的购售电合同由市经济信息委征求用户意愿，通过电力市场交易平台转让给其它售电公司或交由电网企业保底供电，并处理好其它相关事宜。

(三) 售电公司可以自愿申请退出售电市场。退出之前应将所有已签订的购售电合同履行完毕或转让，并处理好相关事宜。

(四) 拥有配电网运营区的售电公司退出时，应向政府牵头部门和交易机构提出退出申请，妥善处置配电资产，如无其他公司承担该地区配电业务，由电网企业接受并提供保底服务。

(五) 退出市场的售电公司，由牵头部门将其从目录中删除，并向社会公示。交易机构同时解除市场交易注册。强制退出的售电公司将纳入不良信用记录，记入黑名单，不得再进入市场。

六、其他

售电公司准入和退出等相关工作由市发展改革委牵头负责实施。发电企业、用户准入和退出等相关工作由市经济信息委牵头负责实施。

本指导意见从印发之日起执行，由市发展改革委牵头，会同市经济信息委、华中能源监管局、市物价局负责解释，根据国家电力体制改革有关政策及重庆售电侧改革试点工作推进情况适时修改调整。

重庆市发展和改革委员会
重庆市经济和信息化委员会
华中能源监管局
重庆市物价局
2016年4月14日

关于社会资本投资配电业务有关事项的函

国网重庆市电力公司：

你公司《关于重庆两江新区管理委员会违规批复重庆两江长兴电力有限公司建设电网的报告》（渝电发展〔2016〕103号）、《关于重庆两江新区工业开发区管理委员会违规批复重庆两江长兴电力有限公司建设电网的报告》（渝电发展〔2016〕69号）收悉。我委会同市售电侧改革试点有关责任单位进行了认真研究，现函复如下。

一、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）明确“鼓励社会资本投资配电业务”。2015年9月，我市上报国家发展改革委《关于批准重庆市配售电改革专项试点的请示》（渝发改能〔2015〕1382号）中，提出了“放开试点区域的增量配网，授予试点配售电公司增量配网投资资质”的改革，2015年11月国家发展改革委在《关于同意重庆市广东省开展售电侧改革试点的复函》（发改办经体〔2015〕3117号）中明确同意了市提出的建议。

二、2016年4月，我委会同市经济信息委、华中能源监管局、市物价局联合发布了《关于重庆市售电侧改革市场主体准入与退出的指导意见》（渝发改能〔2016〕450号），明确重庆两江长兴电力有限公司、重庆能投售电有限公司、重庆渝西港桥电力有限责任公司等三家售电公司可直接参与售电侧改革试点，取得供电许可证同时开展售电业务。同时，从业务流程上看，也须配网项目建成后才能发放电力业务许可证（供电类）。

三、2016年3月，我委《关于两江新区工业开发区电网建设三年规划（2016-2018年）的复函》（渝发改能函〔2016〕98号）明确，凡纳入规划的电网项目均可按程序开展相关前期工作，由两江新区管理委员会按照充分发挥市场配置资源和以服务用户为核心的原则选择建设业主单位。2016年6月，重庆市人民政府办公厅《关于降低电气价格支持工业经济发展的通知》（渝府办发〔2016〕122号）也明确，“符合全市电网规划的前提下，区县（自治县）人民政府可选择新增配网投资建设主体”。220千伏南花堡变电站、200千伏观音堂变电站、110千伏大堡变电站均纳入了《两江新区工业开发区电网建设三年规划（2016-2018年）》，两江新区工业开发区管理委员会可以选择两江长兴电力有限公司作为上述三个变电站的项目业主。

四、在我国超高压电网、特高压电网及智能电网不断发展，电网日益复杂的今天，输电网和配电网不宜简单以电压等级划分，更应从功能作用的角度进行划分。国家能源局发布的《配电网规划设计技术导则》只明确了导则的适用范围，并未规定 220 千伏系统不能作为配电系统。

五、我市正按国家电力体制改革要求，探索有利于重庆电网发展的社会资本投资配电业务规则。对于如何处理好社会资本投资配电业务与电网安全可靠运营之间的关系，是政府、电网企业和社会资本共同关心的问题。你公司提出“电网存在重大安全风险”的问题，我们高度重视，将责成项目业主在前期工作中充分论证，也请你公司主动与项目业主沟通对接，做好指导配合工作，共同努力消除隐患，确保电网安全可靠，探索出一条有利于社会资本投资配电业务的可行模式。

六、改革试点意义在于先行先试。我市作为国家首批售电侧改革试点省市，探索社会资本投资配电业务，成功与否都将对该项工作提供有益经验和借鉴意义。我们不能因缺少条件、存在问题就停滞不前，甚至放弃，这将失去试点意义，辜负国家信任。

七、你公司先后两次致函我委，反应对社会资本投资配电业务的担忧，充分体现你公司作为专业电网企业和在渝央企的责任意识，我委及市售电侧改革试点有关责任单位均是在中发〔2015〕9 号、国家有关配套文件及批复我市试点方案等文件指导下开展的工作，是否符合电改精神应由国家负责电力体制改革的有关部门评判。对于你公司来函中提出的我委及相关各方“违背中央电改精神”等观点，建议审慎研究、妥善措辞。同时，在售电侧改革试点工作推进中，欢迎你公司继续加强与我委及市售电侧改革试点有关责任单位的交流沟通，若仍有异议可按程序向上级反映。

重庆市发展和改革委员会
重庆市经济和信息化委员会

重庆市物价局

华中能源监管局

2016 年 8 月 22 日

关于印发重庆市电力直接交易试点方案的通知

（渝府办发〔2016〕167号）

各区县（自治县）人民政府，市政府各部门，有关单位：

《重庆市电力直接交易试点方案》已经市政府同意，现印发给你们，请认真贯彻执行。

重庆市人民政府办公厅

2016年8月25日

附件

重庆市电力直接交易试点方案

按照《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）和推进供给侧结构性改革的有关要求，为加快推进电力直接交易试点（以下简称直接交易），不断扩大参与直接交易的市场主体范围和电量规模，促进电力竞争性业务有序放开、公平竞争和多元化供应，逐步构建有效竞争的电力市场结构和市场体系，结合我市实际，制定本方案。

一、组织及监管

（一）市经济信息委牵头，会同市发展改革委、市物价局、华中能源监管局、国网市电力公司等部门和单位组织实施全市直接交易工作。

（二）市经济信息委会同市政府有关部门负责审核直接交易主体准入条件，制定交易规则，监管直接交易工作。

（三）市物价局、市发展改革委会同市政府有关部门负责完善和调整输配电价方案，监督检查直接交易过程中有关价格执行情况。

（四）华中能源监管局负责监管直接交易各方交易行为。

（五）国网市电力公司负责直接交易的安全校核、交易执行、交易结算等工作。

（六）各区县（自治县）人民政府负责监管本地区参与直接交易的电力用户、

售电公司、发电企业及供电企业。

二、准入条件

(一) 参与直接交易的电力用户、售电公司、发电企业应为具有法人资格、财务独立核算、信用良好、能够独立承担民事责任的经济主体。

(二) 电力用户：符合国家产业政策，单位能耗、环保排放达到国家标准，年用电量 500 万千瓦时及以上的大工业电力用户可自行参与直接交易；允许售电公司代理用户参与直接交易，允许组织年用电量 300 万千瓦时以上的用户“打捆”参与直接交易。不符合国家产业政策、产品和工艺属于限制类、淘汰类的企业不得参与直接交易。

(三) 售电公司：按照市发展改革委、市经济信息委、华中能源监管局、市物价局《关于重庆市售电侧改革市场主体准入与退出的指导意见》（渝发改能〔2016〕450 号）有关规定执行。

(四) 发电企业：符合国家基本建设审批程序并取得相关业务许可的统调公用发电企业。火电单机容量 30 万千瓦以上（国家鼓励发展的资源综合利用机组容量可放宽至 10 万千瓦以上）、符合国家环保要求、具有脱硫脱硝除尘等环保设施并正常投运的发电企业。水电为水库调节能力在季调节及以上，单机容量 5 万千瓦及以上的发电企业。

三、电价构成

(一) 参与直接交易的购电价格，由直接交易价格、电网输配电价（含线损）和政府性基金及附加组成。

(二) 直接交易价格由电力用户、售电公司与发电企业通过自主协商、集中交易等方式确定，不受第三方干预。

(三) 国网市电力公司输配电价按照《重庆市物价局贯彻国家发展改革委关于核定重庆市电力用户与发电企业直接交易试点输配电价的通知》（渝价〔2010〕179 号）执行。地方电网输配电价暂参照国网市电力公司输配电价执行。

(四) 参与直接交易的电力用户参与功率因数考核，暂不执行丰枯峰谷电价浮动。

(五) 上述有关价格标准如遇国家电价政策调整，按国家调整后的电价标准执行。

四、交易实施

(一) 直接交易申报程序。拟参与直接交易的电力用户、售电公司（含代理直接交易、“打捆”直接交易）向区县（自治县）经济信息委提出申请，区县（自

治县）经济信息委会同有关部门初审后报市经济信息委；拟参与直接交易的发电企业直接向市经济信息委提出申请。市经济信息委会同市政府有关部门对拟参与直接交易的电力用户、售电公司和发电企业进行审核，公示具备交易主体资格的企业名单，公示无异议的企业在市电力交易平台上完成基本信息注册。

（二）直接交易实施程序。具备交易主体资格的电力用户、售电公司、发电企业通过双边协商交易或集中交易等市场化交易方式形成直接交易电力、电量等交易意向或交易预出清结果，经市电力调度机构进行安全校核后，电力用户、售电公司、发电企业、国网市电力公司签订直接交易合同，交易合同报市经济信息委备案。鼓励电力用户、售电公司与发电企业签订长期稳定的合同。

（三）电量规模。市内火电参与直接交易电量规模 2016 年不低于 80 亿千瓦时，以后逐年增加；水电参与直接交易电量规模由市经济信息委会同市政府有关部门每年确定。

五、电量调剂

（一）电力用户、售电公司、发电企业签订交易合同生效后不得擅自调整。确需调整的，在不影响合同已执行部分的情况下，每年 10 月底前协商提出一次性调整当年合同电量及剩余月份合同电量的调整意向，签订补充协议并报市经济信息委备案。

（二）电力用户、售电公司、发电企业实际直接交易电量与合同电量年度允许偏差范围暂定±5%。超出偏差的余缺电量可向国网市电力公司买卖，电力用户的购电价格按目录电价的 110% 执行，发电企业的售电价格按核定上网电价的 90% 执行。国网市电力公司由此增加的收益在核算电价时统筹平衡。

（三）发电企业直接交易涉及的发电容量，在年度和月度发电计划安排时按照国家及我市有关规定执行。

六、计量结算

（一）发电企业上网关口的计量点、电力用户购电关口的计量点，原则上设在其与国网市电力公司的产权分界点，并按照关口计量点记录的电量数据进行结算。

（二）直接交易电费及余缺电量电费采取月度结算、年度清算方式。国网市电力公司与售电公司、电力用户结算购电电费，与发电企业结算上网电费。国网市电力公司应优先结算直接交易电费。

（三）试点过程中需提供辅助服务的，暂不缴纳辅助服务费用。

七、其他事项

（一）国网市电力公司、市电力交易机构应及时向电力用户、售电公司、发

电企业公布预计的输电约束信息，披露电力交易、调度信息，并提供查询服务。

（二）电力用户、售电公司、发电企业应及时向市电力交易机构报送电力直接交易信息，市电力交易机构应按月向市经济信息委报送各电力用户、售电公司、发电企业电力直接交易执行情况。

（三）电力用户、售电公司、发电企业应服从电网统一调度。在紧急或电力供应存在缺口的情况下，电力用户、售电公司要按有关规定主动采取错峰、避峰等有序用电措施，造成的电量偏差不计入余缺电量考核范围。

（四）交易合同期内需退出的，经相关方协商一致后解除合同并报市经济信息委备案。

（五）有下列行为之一的，取消交易主体资格：1. 违反国家电力或节能环保政策的；2. 拒不执行交易合同的；3. 不服从调度命令的；4. 互相串通报价，恶意报价，严重扰乱交易市场秩序的；5. 其他违法违规行为。

（六）《重庆市人民政府办公厅关于印发重庆市电力用户与发电企业直接交易试点方案的通知》（渝府办发〔2015〕99号）自本通知印发之日起废止。

（七）其他未尽事宜，由市经济信息委会同市政府有关部门修订相关细则并进行解释。

关于印发重庆市电力直接交易规则（试行）的通知

（渝经信发〔2016〕72号）

各区县（自治县）经济信息委、发展改革委，各经济开发区，国网重庆市电力公司，三峡水利电力（集团）股份有限公司、重庆乌江电力有限公司、重庆涪陵聚龙电力有限公司，有关发电企业、售电公司、电力用户：

为深入贯彻《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，按照《关于推进电力市场建设的实施意见》（发改经体〔2015〕2752号）等电改配套文件、结合国家及我市供给侧改革相关要求，不断扩大参与直接交易的市场主体范围和电量规模，促进电力竞争性业务有序放开、公平竞争和多元化供应，根据《重庆市人民政府办公厅关于印发重庆电力直接交易试点方案的通知》（渝府办发〔2016〕167号），现将《重庆市电力直接交易规则（试行）》印发给你们，请遵照执行。

重庆市经济信息委
重庆市发展改革委
重庆市物价局
国家能源局华中监管局
2016年9月30日

附件

重庆市电力直接交易规则（试行）全文

第一章 总 则

第一条 为规范推进电力直接交易试点工作（以下简称“直接交易”），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），《国家电监会、国家发展改革委、国家能源局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），《重庆市人民政府办公

厅关于印发重庆市电力直接交易试点方案的通知》（渝府办发〔2016〕167号）以及我市供给侧改革的相关精神，制定本规则。

第二条 直接交易指符合条件的电力用户、售电公司与发电企业，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。

第三条 本规则适用于国网重庆市电力公司（以下简称“市电力公司”）供电范围内的直接交易。地方电网企业供电范围内的直接交易可参照本规则执行。市经济信息委牵头负责全市电力直接交易工作。

第四条 直接交易市场成员包括电力用户、发电企业、售电公司、电网企业。经审核符合条件、在市电力交易机构注册的电力用户、发电企业、售电公司、电网企业为直接交易市场主体（以下简称“市场主体”）。

第二章 准 入 与 退 出

第五条 电力用户进入直接交易市场条件及要求：

（一）具有法人资格，财务独立核算，信用良好，能独立承担民事责任的经济实体。

（二）申请人应符合国家产业政策，单位能耗、环保排放达到国家标准，产品和工艺属于限制类、淘汰类的不得参与直接交易。

（三）年用电量 500 万千瓦时及以上的大工业电力用户可自行参与直接交易，也可由售电公司代理参与直接交易；年用电量 300-500 万千瓦时的大工业电力用户由售电公司“打捆”参与直接交易。

（四）符合以上条件，积极开展电力需求侧管理工作的电力用户可优先参与直接交易。

第六条 售电公司进入直接交易市场条件及要求：

（一）售电公司准入直接交易市场的条件按照《市发展改革委、市经济信息委、华中能监局、市物价局关于重庆市售电侧改革市场主体准入与退出的指导意见》（渝发改能〔2016〕450号）有关规定执行。

（二）准入直接交易市场的售电公司可代理符合条件的电力用户参与直接交易，也可组织年用电量 300 万千瓦时及以上的大工业电力用户“打捆”参与直接交易。

第七条 发电企业进入直接交易市场条件及要求：

（一）具有法人资格，财务独立核算，信用良好，能独立承担民事责任的经济

济实体。

（二）符合国家基本建设审批程序并取得相关业务许可的统调公用发电企业。火电为单机容量 30 万千瓦及以上（国家鼓励发展的资源综合利用机组容量可放宽至 10 万千瓦以上）、符合国家环保要求、具有脱硫脱硝除尘等环保设施并正常投运的发电企业。水电为水库调节能力在季调节及以上，单机容量 5 万千瓦及以上的发电企业。水电参与直接交易的电量规模及具体细则由市经济信息委会同市级有关部门另行制定。

第八条 市场主体准入原则上按季度办理。符合条件的电力用户（年用电量 300 万千瓦时及以上）每季度向所在地区县经济信息委提出准入申请，各区县经济信息委每季度末初审汇总后，统一向市经济信息委申报；发电企业市场准入申请直接向市经济信息委申报。每季度的第一个月内，市经济信息委组织相关部门完成市场准入条件审核，并公示通过审核企业名单（公示期为 5 个工作日）。

第九条 经公示无异议的企业在公示期满后 5 个工作日内，在市电力交易机构完成基本信息注册，其中自行参与或由售电公司代理参与直接交易的电力用户均需办理基本信息注册，由售电公司“打捆”的电力用户可不办理基本信息注册。企业注册时应提交以下资料：

（一）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、年用电负荷、用电负荷率等用电技术信息。

（二）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和银行账户等交易信息。

（三）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。

第十条 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，需经所在地区县经济信息委报市经济信息委会同相关部门重新审核，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，通过市电力交易机构变更注册，市电力交易机构将变更情况报市经济信息委。

第十一条 有下列情况之一，市场主体应退出交易市场：

（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, 在完成信息注册后的 1 年内, 没有开展市场交易的。

(三) 合同期满, 因故不愿再参与市场交易的。

第十二条 有下列情况之一, 市经济信息委取消其交易主体资格:

(一) 违反国家电力或节能环保政策。

(二) 拒不执行交易合同。

(三) 不服从调度命令。

(四) 串通报价, 恶意报价, 虚报电量, 严重扰乱交易市场秩序。

(五) 其他违法违规行爲。

第十三条 市场主体合同期内原则上不得单方面退出市场交易。确需退出的, 需相关方协商一致, 抄报市经济信息委。市场主体未完成的剩余合同电量可以转让, 受让方仅限于满足准入条件的市场主体。

第十四条 市场主体退出后, 市电力交易机构注销其注册信息, 并向其它市场主体公告。

第三章 交 易 实 施

第十五条 市电力交易机构要搭建电力交易平台供电力用户、售电公司与发电企业实施直接交易, 发布直接交易相关信息。

第十六条 直接交易可采取双边协商交易或集中交易。

(一) 双边协商交易指交易期限内电力用户、售电公司与发电企业自主协商确定交易电量、交易价格、分月安排等内容, 形成交易意向, 经电网企业调度机构安全校核后纳入交易流程。

(二) 集中交易指通过市电力交易机构的交易平台形成交易意向(包括挂牌交易、撮合交易等), 经市电力调度机构安全校核后纳入交易流程。

挂牌交易时, 电力用户或售电公司通过市电力交易机构申报的直接交易电量为挂牌电量, 申报的直接交易电价为挂牌电价。市电力交易机构发布挂牌电量、挂牌电价信息。有交易意向的发电企业申报摘牌电量, 申报摘牌电量视同认可挂牌电价。若摘牌电量之和大于挂牌电量则按照发电企业各自申报电量比例分摊。

撮合交易时, 电力用户或售电公司和发电企业分别通过市电力交易机构申报直接交易电量、电价, 市电力交易机构根据双方价差由大到小依次匹配。匹配的购电与售电价差不小于零时, 对应双方电量成交, 价差部分由电力用户或售电公司与发电企业进行分摊, 形成电力用户或售电公司与发电企业两两匹配的撮合电

量、撮合价格。

第十七条 直接交易周期暂分为年度、季度和月度，初期以年度交易和季度交易为主，条件成熟后适时启动月度交易。

市场主体于每年11月1日前（年度交易）、每季度最后一个月5日前（季度交易）将下一交易周期的交易意向报市电力交易机构，市电力交易机构5个工作日内将交易意向提交电网企业电力调度机构进行安全校核。安全校核不满足全部交易时，公平裁减受约束交易意向，直至满足安全约束条件。每年12月5日前（年度交易）、每季度最后一个月20日前（季度交易）电网企业电力调度机构完成下一交易周期安全校核并公布校核结果，逾期视为通过安全校核。安全校核后的交易结果为直接交易结果，纳入交易合同管理流程。

月度交易适时启动后，流程参考年度交易、季度交易执行。

第十八条 因电网安全约束等非发电企业原因导致直接交易受限的，相应的直接交易电力电量可纳入电网电力电量平衡，也可在发电企业之间按月度进行发电权转让。

第十九条 依据直接交易结果，电力用户或售电公司、发电企业、电网企业经协商明确各方权责，原则上每年12月25日前（年度交易）、每季度最后一个月25日（季度交易）前依法依规签订直接交易合同，相关合同报市经济信息委、国家能源局华中监管局备案。

第二十条 发电企业参与直接交易涉及的发电容量，按照国家有关规定执行。

第二十一条 市电力交易机构应根据直接交易合同，将直接交易电力、电量纳入月度安排。

（一）发电企业月度直接交易电量优先于非市场化基数电量进行安排。电力用户月度直接交易安排包括直接交易电力、电量。

（二）电力用户、售电公司与发电企业协商一致后，应于每月25日前由发电企业向市电力交易机构申报次月直接交易电力、电量及季度或年度滚动调整建议。

（三）市电力交易机构参考电网历史分月发购电数据、发电企业和电力用户、售电公司申报的月度直接交易电力、电量及滚动调整建议、当期电网运行实际情况，制定分月直接交易安排，经月度安全校核后纳入分月发购电安排。市电力交易机构将分月发购电安排报市经济信息委，并向市场主体发布分月直接交易安排。当月直接交易安排确定后，原则上不作调整。

（四）电力系统发生紧急情况时，电网企业电力调度机构有权按照保证电网安全运行的有关规定实施调度，事后应及时向市经济信息委书面报告，并向受影

响的市场主体书面说明原因。影响电量在后续分月直接交易安排中滚动调整。

第二十二条 电力用户、售电公司参与市场化交易时，在不影响合同已执行部分的情况下，每年10月底前，电力用户、售电公司可与发电企业协商提出一次性调整当年直接交易电量及剩余月份直接交易电量的调整意向，通过安全校核后，电力用户、售电公司、发电企业、电网企业签订年度直接交易补充协议，纳入年度交易安排，补充协议报市经济信息委和国家能源局华中监管局备案。

第四章 交易价格与结算

第二十三条 电力用户直接交易相关购电价格，由直接交易价格、电网输配电价（含线损）、政府性基金及附加组成。其中：

（一）直接交易价格由电力用户、售电公司与发电企业通过自主协商、集中交易等方式确定，不受第三方干预。

（二）电网输配电价暂按《重庆市物价局贯彻国家发展改革委关于核定重庆市电力用户与发电企业直接交易试点输配电价的通知》（渝价〔2010〕179号）执行。其中：

电量电价110千伏用户为0.091元/千瓦时，220千伏用户为0.07元/千瓦时，其他用户暂按0.113元/千瓦时。

线损电价=直接交易价格×线损率/（1-线损率），线损率按6.87%计算。工业企业结构调整专项资金不纳入线损计算范围。

（三）合同执行期间，遇国家输配电价、政府性基金和附加等电价政策调整，执行调整后的政策。

第二十四条 参与直接交易的电力用户按有关规定执行功率因数考核，暂不执行丰枯峰谷电价浮动。

第二十五条 直接交易计量抄表暂维持原有方式不变。电力用户直接交易电量计量点以电力用户与电网企业签订的《供用电合同》为准。发电企业直接交易电量计量点以发电企业与电网企业签订的《购售电合同》为准。电网企业对电力用户、发电企业直接交易关口表抄表时间以相一致的自然月为周期。

第二十六条 直接交易相关电费结算暂维持原有方式不变。电网企业与电力用户结算购电电费并开具发票，与发电企业结算交易电费，与售电公司结算售电代理服务费。电网企业应优先结算直接交易相关电量、电费。

第二十七条 直接交易电量相关电费及余缺电量电费采用月度结算，按交易合同期清算。

按交易合同期清算时，当直接交易完成电量与直接交易合同电量偏差不超过±5%（含5%）时，直接交易各方不存在违约责任。当电力用户用电量超过合同电量105%的部分，超过部分由电网企业按目录电价进行结算，发电企业无违约责任；当实际直接交易电量低于合同电量95%的部分视为违约电量，违约责任由各市场主体在直接交易合同中约定。

第二十八条 电力用户按有关规定参与移峰、错峰、避峰用电等有序用电措施，因此影响的电量不计入电力用户、售电公司和相关发电企业偏差电量考核。影响电量根据负控系统实施有序用电措施前后的负荷对比曲线测算。

第五章 信 息 披 露

第二十九条 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。

第三十条 售电公司应披露以下信息：

（一）营业执照、法人代表、股权结构、资产证明、交易员信息、从业人员、经营场所和设备、信用情况等基本信息。

（二）代理电力用户及其直接交易需求信息。

（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。

第三十一条 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、发电装机容量剔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。

第三十二条 电网企业应披露以下信息：

（一）输配电价标准（含线损）、政府性基金和附加等有关电价标准。

（二）年度电力供需预测，与直接交易相关的输配电设备最大允许容量、预测需求容量、约束限制的依据等。

（三）直接交易合同电量等。

（四）因电网安全约束限制直接交易的具体输配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。

(五) 直接交易电量执行、电量清算、电费结算等情况。

第六章 市场干预监管、争议与违规处理

第三十三条 国家能源局华中监管局会同相关部门对直接交易的实施情况进行监管，确保交易行为规范有序。

第三十四条 下列情况之一的，市经济信息委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) 市电力交易机构有关交易程序及平台发生故障，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) 需要进行市场干预的其它情况。

第三十五条 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) 调整直接交易电量规模。

(三) 经市政府及相关主管部门批准的其它干预措施。

第三十六条 进行市场干预时，市经济信息委应及时向市场成员通告市场干预的原因、范围和持续时间。市场干预期间，电网企业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，电网企业应及时取消市场干预的执行，向市场成员发布市场恢复的信息。

第三十七条 市场成员发生争议，可双方协商、提请调解、申请仲裁及提起司法诉讼。

第三十八条 本规则由市经济信息委会同相关部门负责解释。

第三十九条 本规则自印发之日起施行，《市经济信息委、市发展改革委、市物价局、华中能监局关于印发重庆市电力用户与发电企业直接交易规则（试行）的通知》（渝经信发〔2015〕38号）同时废止。

关于重庆电力交易中心章程征求意见的通知

各有关单位：

为有序推进重庆电力交易中心组建，按照重庆市人民政府《组建重庆电力交易中心有限公司的批复》（渝府〔2016〕68号）精神，重庆市电力体制改革联席会议办公室召集重庆电力交易中心各出资方及联席会议成员单位共同起草了交易中心章程，现面向重庆电力市场主体和社会各界广泛征求意见。请于12月1日18:00前形成书面意见反馈至重庆市能源局。

附件：重庆电力交易中心有限公司章程（征求意见稿）

重庆市能源局

2016年11月25日

附件

重庆电力交易中心有限公司章程（征求意见稿）

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）、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）、重庆市人民政府《关于组建重庆电力交易中心有限公司的批复》（渝府〔2016〕68号）精神，为促进重庆电力市场健康发展，实现电力市场资源优化配置，规范重庆电力市场交易机构的组织结构和行为，依照《中华人民共和国公司法》（以下简称《公司法》）及有关法律法规，制定本章程。

第二条 重庆电力市场交易中心是为重庆电力市场提供电力交易服务的公共属性机构，不以营利为目的，按照市政府批准的章程组建。出资方应遵守和履行本章程约定的权利和义务，不干预或影响重庆电力交易机构的职能和定位。

第三条 为有利于重庆电力市场交易机构内部治理结构和管理运行效率，采用公司制，在重庆市工商行政管理局登记注册。公司名称为“重庆电力交易中心”

有限公司”，简称“重庆电力交易中心”。

第四条 重庆电力交易中心作为重庆市唯一的电力交易机构，面向市内外电力市场开放，与其它电力交易机构仅有业务关系，没有隶属关系，共同协作，确保跨省跨区交易业务的有效衔接。重庆电力交易中心可适时拓展市场范围，推动市场间相互融合。

第五条 重庆电力交易中心依托国网重庆市电力公司交易部门为基础组建，相对于电网独立运行，作为法人实体独立核算、自主经营、收支平衡，人财物关系与电网企业保持隔离，所有工作人员依法与重庆电力交易中心签订劳动合同。董事长为重庆电力交易中心的法定代表人。

第六条 重庆电力交易中心开展业务活动须遵循公开、公平、公正的原则，接受市政府和授权主管部门的管理和监督，按照市政府批准的市场规则，为市场主体提供规范公开透明的电力交易服务，最终形成市场管理委员会研究讨论市场规则和协调市场相关事项，市政府批准市场规则，交易机构执行市场规则，能源监管部门监督市场运行的闭环工作机制。

第七条 本章程对公司、股东、董事、监事、高级管理人员均具有约束力。

第二章 经营范围和主要职责

第八条 重庆电力交易中心住所：重庆市渝中区中山三路 21 号。

第九条 重庆电力交易中心经营范围：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，汇总电力用户与发电企业自主签订的双边合同；负责市场主体注册和相应管理，披露和发布市场信息等。

第十条 重庆电力交易中心主要职责：拟订交易规则；交易平台建设与运维；市场成员注册管理；交易组织；交易计划编制与跟踪；交易结算；风险防控。

第三章 注册资本及股东名称、出资额

第十一条 重庆电力交易中心的注册资本为人民币伍仟万元。

第十二条 股东享有本章程所规定的股东权利，并承担本章程规定的股东义务。

第十三条 股东出资方式、出资额及出资时间表如下：

股东名称	出资情况		
	出资额	出资比例	出资方式
国网重庆市电力公司	3500	70%	实物及货币

续表

股东名称	出资情况		
	出资额	出资比例	出资方式
重庆联合产权交易所集团股份有限公司	550	11%	货币
重庆能源投资集团有限公司	200	4%	货币
华能国际电力股份有限公司	150	3%	货币
渝能（重庆）有限责任公司	150	3%	货币
国家电投集团重庆电力有限公司	150	3%	货币
神华神东电力有限责任公司	150	3%	货币
重庆两江长兴电力有限公司	150	3%	货币
合计	5000	100%	实物及货币

股东应当按期足额缴纳本章程规定的出资额。股东分三次缴纳注册资本，股东每次按股比缴纳资金，2017年1月1日前缴纳资金人民币贰仟万元；2018年1月1日前缴纳资金人民币一千五百万元；2019年1月1日前缴纳资金人民币壹千五百万元；股东以货币出资的，应当将货币出资足额存入重庆电力交易中心在银行开设的账户；以非货币财产出资的股东方须提供有效的验资报告或资产证明，依法办理其财产权转移手续。股东不按照上述规定缴纳出资的，视为自动放弃，经市政府批准的意见清退并重新安排。

第四章 股东权利和义务

第十四条 股东享有下列权利：

- （一）参加或推选代表参加股东会议并行使表决权；
- （二）提名、选举和被选举为董事或监事；
- （三）了解重庆电力交易中心经营状况和财务状况，查阅重庆电力交易中心会计账簿，查阅、复制重庆电力交易中心章程、股东会议记录、董事会决议、监事会会议决议和财务会计报告；
- （四）对重庆电力交易中心的经营行为提出建议或质询；
- （五）依照法律法规和本章程的规定转让或受让股权；
- （六）重庆电力交易中心终止后，依法按照实缴出资比例分得剩余财产；
- （七）国家法律法规规定的其他股东权利。

第十五条 股东承担下列义务：

- （一）遵守重庆电力交易中心章程；

- (二) 按照规定时限依其所认缴的出资额和出资方式缴纳出资;
- (三) 依其所认缴的出资额为限对重庆电力交易中心的债务承担有限责任;
- (四) 在重庆电力交易中心成立后不得抽回出资;
- (五) 除非有合理的原因, 股东或其委托代表应该按时出席股东会议, 并且促使各自委派的董事、监事按时出席董事会会议和监事会会议;
- (六) 服从股东会议和董事会决议, 维护重庆电力交易中心权益;
- (七) 不得滥用股东权利损害重庆电力交易中心或者其他股东的合法权益;
- (八) 国家法律法规规定的其他义务。

第五章 股 东 会 议

第十六条 股东会议由全体股东组成, 行使下列职权:

- (一) 决定重庆电力交易中心规定经营范围内的经营方针;
- (二) 选举和更换非由职工代表担任的董事、监事, 决定有关董事、监事的报酬事项;
- (三) 审议批准董事会的报告;
- (四) 审议批准监事会的报告;
- (五) 审议批准重庆电力交易中心的年度财务预算方案、决算方案;
- (六) 审议批准重庆电力交易中心弥补亏损的方案;
- (七) 对重庆电力交易中心增加或者减少注册资本做出决议;
- (八) 对重庆电力交易中心的合并、分立、解散、清算或者变更公司形式做出决议;
- (九) 提出修改重庆电力交易中心章程的建议;
- (十) 法律法规和本章程规定的其他职权。

第十七条 股东可自行出席股东会议, 也可以委托代理人出席股东会议并代为行使表决权。委托代理人出席会议的, 代理人应出示股东的书面委托书。

第十八条 首次股东会议由出资最多的股东召集和主持。

第十九条 股东会议分为定期会议和临时会议。定期会议每年召开两次, 并于上一会计年度完结之后三个月之内举行一次。经代表十分之一及以上表决权的股东, 三分之一及以上的董事, 监事会提议, 应当召开临时会议。

第二十条 召开股东会议, 应于会议召开五个工作日前通知全体股东。经全体股东一致同意, 可以调整通知时间。

第二十一条 股东会议由董事会召集, 董事长主持; 董事长不能履行职务或

者不履行职务的，由半数及以上董事共同举荐一名董事主持。董事会不能履行或者不履行召集股东会议职责的，由监事会召集和主持；监事会不能召集和主持的，代表十分之一及以上表决权的股东可自行召集和主持。

第二十二条 股东会议由股东按出资比例行使表决权。股东会议按实到人数进行表决，由实际到会代表四分之三及以上表决权的股东表决通过后执行。

第六章 董事会、经理、监事会

第二十三条 重庆电力交易中心设立董事会，由7名董事组成。其中职工代表担任的董事（以下简称职工董事）1名，由重庆电力交易中心职工通过职工大会（或：职工代表大会）民主选举产生或者罢免。设独立董事1名，通过社会公开招聘的方式选定，经股东会聘用。其余5名董事按照如下方式产生：由控股股东国网重庆市电力公司推荐人选，经股东会聘用3名；由股东重庆联合产权交易所集团股份有限公司推荐人选，经股东会聘用1名；由其余股东推荐人选，经股东会聘用1名。

第二十四条 董事任期从股东会决议通过之日起计算，董事每届任期三年。三年任期届满后，按照本条约定选聘下一届董事。上一届董事任期届满，可连选连任。

董事长由半数以上董事选举产生和罢免。

职工董事在董事会中与其他董事享有同等权利，承担同等义务。履行职务时有关待遇比照重庆电力交易中心其他董事执行。职工董事应当如实反映职工的意见和要求，代表和维护职工的合法权益。

第二十五条 董事会依法行使下列职权：

- （一）负责召集股东会议，并向股东会议报告工作；
- （二）执行股东会议的决定；
- （三）制订重庆电力交易中心规定经营范围内的经营计划；
- （四）制订重庆电力交易中心的年度财务预算方案、决算方案；
- （五）制订重庆电力交易中心的弥补亏损方案；
- （六）制订重庆电力交易中心增加或者减少注册资本方案；
- （七）制订重庆电力交易中心合并、分立、解散或者变更公司形式的方案；
- （八）决定重庆电力交易中心内部管理机构设置；
- （九）依据本章程决定聘任或者解聘公司总经理、副总经理（财务负责人）及其报酬事项；

(十) 制订重庆电力交易中心的基本管理制度；

(十一) 重庆电力交易中心章程规定的其他职权。

第二十六条 董事会会议由董事长召集和主持，董事长不能履行职务或者不履行职务的，由半数以上董事推荐一名董事召集和主持。

第二十七条 董事会应当有超过半数的董事出席方可举行，董事会按实到人数进行表决，董事会对所议事项做出的决定应由实际到会超过四分之三及以上的董事表决通过方为有效，并对议定事项形成会议记录，出席会议的董事应当在会议记录上签名。董事会决议的表决，实行一人一票。

第二十八条 重庆电力交易中心设总经理 1 名，副总经理 4 名。总经理和副总经理人选聘任或解聘由市场管理委员会和股东大会推荐或提议，由董事会按程序聘任或解聘。

第二十九条 总经理对董事会负责，行使下列职权：

(一) 主持重庆电力交易中心的生产经营管理工作，组织实施董事会决定；

(二) 组织实施重庆电力交易中心年度经营计划；

(三) 拟订重庆电力交易中心内部管理机构设置方案；

(四) 拟订重庆电力交易中心的基本管理制度；

(五) 制定重庆电力交易中心的具体规章；

(六) 做好副总经理的职能与分工；

(七) 决定聘任或解聘除应由董事会决定聘任或解聘以外的管理人员；

(八) 召集并主持总经理办公会；

(九) 董事会授予的其他职权。

第三十条 未经股东会议同意，董事、总经理及其他高级管理人员不得自营或者为他人经营与所任职公司同类的业务。总经理及其他高级管理人员不得兼任其他有限责任公司、股份有限公司或者其他经营组织的职务。

第三十一条 重庆电力交易中心设监事会，由 3 名监事组成。职工代表监事 1 人，由公司职工通过职工大会民主选举产生或者罢免。非职工代表监事 2 名，由未进入董事会的股东方推荐，经股东会议表决后产生。董事、总经理和财务负责人等高级管理人员不得兼任监事。

第三十二条 监事会设监事主席 1 名，由全体监事过半数选举产生或罢免。监事会主席召开和支持监事会会议；监事会主席不能履行职务或者不履行职务的，由半数以上监事共同推荐一名监事召集和主持监事会会议。

第三十三条 监事每届任期三年。股东担任的监事按照上一条约定由股东会

议选举和更换，职工监事由公司职工民主选举产生和更换，监事连选可以连任。监事连续二次无故不亲自出席监事会会议的，视为不能履行职责，股东会议或职工代表大会应当予以撤换。

第三十四条 监事会行使下列职权：

（一）检查重庆电力交易中心财务；

（二）对董事、总经理和其他高级管理人员执行重庆电力交易中心职务的行为进行监督，对违反法律、行政法规、重庆电力交易中心章程或者股东会议决议的董事、总经理和其他高级管理人员提出罢免的建议；

（三）当董事、总经理和其他高级管理人员的行为损害重庆电力交易中心的利益时，要求其予以纠正，必要时向股东会议、市政府或授权主管部门报告；

（四）提议召开临时股东会议，在董事会不依照职权召集和主持股东会议时负责召集和主持股东会议；

（五）向股东会议提出议案；

（六）列席董事会会议；

（七）法律、行政法规、本章程规定或股东会议授予的其他职权。

第三十五条 监事会行使职权时，必要时可以聘请律师事务所、会计师事务所等专业性机构给予帮助，由此发生的费用由重庆电力交易中心承担。

第三十六条 监事会每年至少召开二次会议。经监事会主席或三分之二及以上监事联名提议，应召开临时监事会会议。会议通知应当在会议召开五日以前书面送达全体监事。

第三十七条 监事会会议须经三分之二及以上监事出席方可召开。监事会决议须经三分之二及以上监事通过方可有效。监事会对所议事项的决定形成会议记录，出席会议的监事应在会议记录上签名。

第七章 财务、会计

第三十八条 重庆电力交易中心依照法律、行政法规、国务院财政主管部门的规定建立健全重庆电力交易中心财务、会计制度，加强会计核算与财务管理。

第三十九条 重庆电力交易中心会计年度采用公历年制，自公历每年1月1日起至当年的12月31日止为一个会计年度。

第四十条 重庆电力交易中心在每一会计年度终了时编制财务会计报告，并依法经会计师事务所审计后于第2年3月31日前报送公司股东，并根据国家要求接受审计和检查。

第四十一条 重庆电力交易中心以人民币为记账本位币，根据经营需要，经批准可分别开设人民币账户和外汇账户。

第四十二条 重庆电力交易中心按照价格主管部门批准的收费政策向市场主体合理收费，包括年费、注册费、交易手续费等，并依法缴纳各项税费。

第四十三条 重庆电力交易中心不以营利为目的，不向股东分配利润。

第八章 公司解散和清算

第四十四条 重庆电力交易中心因下列原因解散的，重庆电力交易中心应当在解散事由出现之日起 15 日内成立清算组，开始清算：

（一）重庆电力交易中心章程规定的营业期限届满或者公司章程规定的其他解散事由出现；

（二）股东会决议经市政府批准解散；

（三）依法被吊销营业执照、责令关闭或者被撤销；

（四）人民法院依据《公司法》的相关规定予以解散；

（五）法律、行政法规规定的其他解散情形。

重庆电力交易中心有前款第（一）项情形的，可以通过修改公司章程存续。

重庆电力交易中心清算组结束后，清算组制作清算报告，报股东会议和政府授权主管部门确认，并报送重庆电力交易中心登记机关，申请注销登记，公告重庆电力交易中心终止；清算组由股东聘请独立第三方机构组成，依照《公司法》及相关法律、行政法规的规定行使职权和承担义务。

第九章 章程修改、股权变更及与政府关系

第四十五条 重庆电力交易中心有关内部治理的决议由董事会、股东大会表决通过执行，其他决议由董事会、股东大会表决通过后报政府或授权主管部门批准同意后执行。

第四十六条 对于重庆电力交易中心有可能影响电力市场及自身运行的事项，包括但不限于修改公司章程、公司合并、分立、解散或者变更公司形式的决议等，按照章程规定股东会议或董事会表决通过后，须报市政府或授权主管部门批准同意后执行。

第四十七条 有下列情形之一的，应当修改重庆电力交易中心章程：

（一）《公司法》或国家有关法律、行政法规修改后，公司章程规定的事项与其内容和规定相抵触时；

（二）其它有必要修改的事项。

第四十八条 股东会议提出的重庆电力交易中心章程修改事项建议，经代表四分之三及以上表决权的股东表决通过，报市政府或授权主管部门批准后执行。市场管理委员会提出的重庆电力交易中心章程修改建议，经市政府或授权主管部门批准后执行。

第四十九条 重庆电力交易中心新增或减少资本、股权发生变更时须召开股东会议，经代表四分之三及以上表决权的股东表决通过，报市政府或授权主管部门批准同意后执行。股东转让股权时，应首先报市政府或授权主管部门批准同意，然后根据批准的意见重新安排股权。重庆电力交易中心新增资本时，各股东按照实缴出资比例优先认缴新增资本。

第五十条 重庆电力交易中心不得发生对外投资、对外担保、借入或借出资金。

第五十一条 重庆电力交易中心独立董事通过社会公开招聘的方式选定，报市政府或授权主管部门批准后经股东会聘用。

第十章 附 则

第五十二条 重庆电力交易中心登记事项以登记机关核定的为准。因登记事项变更而修改章程的，按章程约定完成修改后送原登记机关备案。

第五十三条 本章程由股东会议建议，市场管理委员会讨论通过，报市政府批准后生效。由重庆市政府和授权主管部门负责解释。

说明：文中“政府或授权主管部门”由市政府审定本章程时明确。

第四章 广东省

关于印发广东电力大用户与发电企业直接交易深化试点工作方案的通知

（粤经信法规〔2015〕132号）

各地级以上市经济和信息化主管部门、发展改革委（委），广东电网公司、粤电集团公司、广州供电局有限公司、深圳供电局有限公司，各有关单位：

经省人民政府同意，现将《广东电力大用户与发电企业直接交易深化试点工作方案》印发给你们，请按照执行。

广东省经济和信息化委
广东省发展改革委国家能源局南方监管局
2015年4月9日

附件

广东电力大用户与发电企业直接交易深化试点工作方案

为深入贯彻十八届三中全会精神，落实广东省全面深化改革各项重大问题部署，更好地实现市场在资源配置中的决定性作用，结合我省前期电力大用户与发电企业直接交易（以下简称“直接交易”）的经验，深化直接交易试点工作，特制订本工作方案。

一、基本情况

（一）电网基本情况

广东省电网以珠江三角洲地区500千伏主干环网为中心，向东西两翼及粤北延伸。截至2013年底，广东电网通过“八交七直”高压输电线路以及鲤曲线与中西部电网联网；通过一回500千伏交流海缆与海南电网相联；通过四回400千伏线路与香港中华电力系统互联；通过五回220千伏电缆和四回110千伏线路向澳门地区供电；共有35千伏及以上输电线路（含电缆）61454千米、变电站1866座、主变3719台、容量28468万千伏安。

2013年，全社会用电量4830亿千瓦时，同比增长4.6%，其中工业用电量3207

亿千瓦时，同比增长 5.5%；全社会用电最高负荷 8600 万千瓦，同比增长 4.9%，其中统调最高负荷 8407 万千瓦。截至 2013 年底，全社会装机容量达 8598 万千瓦。其中火电 6488 万千瓦、水电 839 万千瓦、抽水蓄能 480 万千瓦、核电 612 万千瓦、风电及其他 179 万千瓦。

（二）大用户基本情况

2013 年广东省规模以上工业企业总产值突破 10 万亿元，同比增长 12.55%，用电大用户主要分布于电子信息、电气机械、石油化工、纺织服装、食品饮料、建筑材料、造纸、医药、汽车等行业。

全省 10 千伏以上专变用户 474975 户，其中工业 90317 户，商业 79118 户。2013 年，10 千伏以上专变用户用电量 3926 亿千瓦时，占全社会用电量比例 68.2%，用电量超过 1 亿千瓦时的有 120 户，全部为工业用户；按区域分，珠三角用户占 60.00%，粤东占 2.50%，粤西占 6.67%，粤北占 30.83%。

（三）直接交易开展情况

2006 年，我省启动了台山直接交易试点工作，由台山电厂与当地六家企业直接交易，年直接交易电量约 2 亿千瓦时。

2013 年，按照国家部委和省政府有关文件精神，结合我省实际，创新了交易模式，扩大了交易规模。相关部门紧密配合，制订了工作方案、交易规则、实施细则、集中竞争规则、用户准入办法等一系列文件规定。截至目前，全省共有 150 家用户和 30 家电厂获得交易资格，直接交易电量 117 亿千瓦时，其中双边协商交易电量 101 亿千瓦时，集中竞争交易电量 16 亿千瓦时，试点取得阶段性成效。

目前我省电力大用户与发电企业直接交易工作制度基本完善，直接交易市场框架已经确立，总体运行情况良好。

二、指导思想和工作目标

（一）指导思想

按照国务院关于电力体制改革的总体部署，坚持市场化改革的方向，逐步开放电力用户的用电选择权，激发企业活力，充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，促进电力与国民经济的协调发展。

（二）工作目标

建立健全公平开放、规则透明、竞争有序、监管有效的直接交易市场机制，设立电力交易机构，建设交易平台，实现直接交易的专业化、信息化运作；在充分考虑西电东送送电安排的基础上，逐年减少省内年度调控目标电量比例，扩大直接交易电量规模。

2014 年度直接交易电量规模约 150 亿千瓦时，达到上一年省内发电量的 4%。2015 年度直接交易电量规模约 227 亿千瓦时，达到上一年省内发电量的 6%。2016 年度直接交易电量规模约 306 亿千瓦时，达到上一年省内发电量的 8%。2017 年后，依据节能发电调度原则，逐步扩大年度发电组合方案内的电力市场直接交易部分电量。

三、交易管理

（一）组建交易机构

广东电网公司负责组建广东电力交易中心，2014 年 9 月底前完成。电力交易中心承担电力市场交易管理职能，主要包括：市场主体注册管理，组织年度、季度和月度市场交易，交易合同和交易结算管理，电力供需、市场交易等信息发布，技术支持平台建设和运维，协调解决交易执行中的问题，电力市场研究并提出相关建议。电力交易中心接受能源监管机构的监管。

（二）建设信息化交易平台

广东电力交易中心负责信息化交易平台建设工作，于 2014 年 12 月底前完成招投标，2015 年 6 月底前投入试运行。交易平台应满足市场运营和发展的需要，保证系统的实用性、适用性和可扩展性。系统初期应具备交易组织管理、合同管理、结算管理、信息发布等基本功能，后期根据电力市场发展和电力交易中心职能需要扩展。

（三）市场准入

根据直接交易规模，在 2013 年工作方案准入标准的基础上，逐步放开电力用户准入限制，适时纳入商业电力大用户，与市场交易电量规模相适应，保持市场的适度竞争活力。

电力大用户包括两类：

1. 省级大型骨干工业企业和粤东西北地区省级及以上工业园区内大型工业企业，符合《广东省主体功能区产业发展指导目录》要求，且用户年用电量 2014 年为 1000 万千瓦时及以上，2015 年为 800 万千瓦时及以上，2016 年视情况确定。
2. 符合《广东省主体功能区产业发展指导目录》要求的其它大型工业企业，且用户年用电量 2014 年为 10000 万千瓦时以上，2015 年为 8000 万千瓦时以上，2016 年视情况确定。

（四）电价机制

输配电价核定前，采用价格传导法组织市场交易，具体按 2013 年工作方案执行。

输配电价核定后，电力大用户购电价格由直接交易成交电价、输配电价、政府性基金和附加组成。

（五）电量管理

依据电力供需形势，节能发电调度年度机组发电组合基础方案提出各发电机组预测电量；对于其中的直购电量部分优先保证完成，剩余部分按节能发电调度的同进度原则执行。

（六）交易模式

交易主要采用双边协商和集中竞价两种模式开展，以双边自主协商为主、集中竞价为辅，其中：双边协商模式是指电力大用户与发电企业根据交易平台提供的信息，自行协商匹配，经安全校核和交易中心确认后，由购电、售电、输电各方签订年度交易合同确定的直购电交易。集中竞价模式是指电力大用户与发电企业在指定时间内通过交易平台申报电量和价格，根据买方、卖方申报价差空间由大到小排序成交；申报价差相同时，综合煤耗低的发电企业优先成交，经安全校核和交易中心确认后，由交易中心对外发布成交结果确定的直购电交易。

（七）交易组织

2014年起，每年10月底，由省经济和信息化委会同省发展改革委确定并发布次年度直接交易总规模、双边协商交易电量规模和对应的协商直购利用小时数（协商直购利用小时=年度双边协商交易规模电量/符合条件的发电机组总容量）。

双边协商交易：11月20日前，发电企业按照不超过协商直购利用小时数与用户协商下年度直购电电量及价格，达成一致后在交易平台申报成交意向。11月30日前，电力调度机构完成安全校核。12月10日前，电力交易中心在交易平台发布可成交意向，并生成下年度直购电合同，各交易主体确认后于12月31日前完成合同签订盖章手续。

集中竞争交易：双边协商成交电量外的年度规模剩余电量按照月度开展集中竞争交易。由电力交易中心根据年度逐月供需形势制定初步方案，经省经济和信息化委批准后，由电力交易中心在每月20日前发布下一月度集中竞争电量规模、竞争直购利用小时数、发电企业申报电量上限、用户申报电量上限。

参与直接交易的用户用电需求、发电企业的发电能力与竞争电量规模应适度匹配。考虑电力系统运行需要和市场竞争程度，发电企业申报电量上限为竞争直购利用小时数的1.2~2倍与该企业装机容量的乘积，具体倍率由省经济和信息化委依据市场情况确定；单个电力用户申报电量上限不超过该期竞争交易规模的10%。

2014年下半年，集中竞争按照“季度组织、月度竞争”的方式开展。

（八）交易执行

用户侧：用户直购电量优先成交，其中集中竞争电量优先于双边协商电量成交。

2014年至2015年，月度交割电量按照现有实施细则执行。2016年起，月度交割电量以竞争电量和合同分月电量之和为基础计算，用户月度实际用电量超过竞争电量与合同分月电量之和的部分按目录电价结算。

上网侧：2014年至2015年，发电企业直接交易电量优先上网，按照全年进度控制，并在年度上网电量中体现。2016年起调度机构根据直接交易月度电量、节能发电调控目标制定发电计划并执行，发电企业直购电量优先上网。交易中心定期通报直接交易电量完成情况。

（九）应急调控

市场供需形势短期出现剧烈波动影响交易执行时，或市场主体滥用市场力、串谋及其他严重违约、不能履约等情况导致市场秩序受到严重扰乱时，或国家能源局南方监管局、省经济和信息化委认为有必要时，电力交易中心根据授权进行应急调控。

当交易无法正常开展时，电力交易中心应及时通知市场主体推迟、暂停、恢复交易，并将有关情况报国家能源局南方监管局、省经济和信息化委。

应急调控措施主要有价格管制和交易管制，包括但不限于：市场限价管制、交易时间调整、交易暂停、市场份额调整、市场中止。电力交易中心实施应急调控时，应及时公告调控原因、范围、持续时间，并做好记录和备案。

四、其他

（一）本方案作为《广东省电力大用户与发电企业直接交易扩大试点工作方案》（粤经信电力〔2013〕355号）（以下简称“2013年工作方案”）的扩展和补充，沿用2013年工作方案的机制和职能分工，由省经济和信息化委牵头，广东大用户直接交易扩大试点联席会议领导小组其他成员单位配合开展工作。原省物价局职能由省发展改革委承担。

（二）2013年工作方案、实施细则与本方案不符的，以本方案为准。

（三）执行过程中，国家对大用户直接交易相关政策有调整的，按最新政策执行。

（四）本方案自印发之日起施行，有效期为5年。

关于开展广州开发区售电体制改革有关事项的通知

(粤经信电力函〔2016〕40号)

各地级以上市经济和信息化主管部门，佛山市顺德区经济和科技促进局，广州开发区，广东电网公司、粤电集团公司、广州供电局有限公司、深圳供电局有限公司，广东电力交易中心，各有关单位：

近期，国家能源局印发《关于广州市人民政府领导来局商谈工作需办事项有关情况的复函》(国能综字〔2015〕748号)和《关于广州经济技术开发区领导来局商谈工作需办事项有关情况的复函》(国能综字〔2015〕545号)，明确支持广州开发区参与售电体制改革探索，广州经济技术开发区国有资产投资公司也设立广州穗开电业有限公司，经营范围包括购售电业务，参与电力体制改革意愿较强。广州开发区电网产权的存量与增量并存，初步具备开展电力体制改革的相关条件。为支持广州开发区推进相关电力体制改革工作，现将有关事项通知如下：

一、广州开发区年用电量1000万度以上的规模以上工业企业可参与2016年直接交易市场，该批用户可向发电企业购电，或自主选择一家售电公司购电，或在广东电力交易中心集中竞价市场购电。

二、广州穗开电业有限公司可开展售电业务，并按有关规定参与2016年电力大用户和发电企业直接交易市场，售电企业编号SD13。

三、请广州开发区做好区内企业摸底管理，确保参与企业符合国家法律法规和政策要求，有关企业名单及时送广东交易中心注册备案；广州穗开电业有限公司在广东电力交易中心办理手续完毕后，在平等自愿的基础上，抓紧与发电企业、电力大用户签订相关购售电协议，自担风险、自负盈亏。

广东省经济和信息化委

2016年1月28日

关于明确 2016 年售电公司参与直接交易有关事项的通知

（粤经信电力函〔2016〕84 号）

各地级以上市经济和信息化主管部门，佛山市顺德区经济和科技促进局，广东电网有限贵任公司、粤电集团公司、广州供电局有限公司、深圳供电局有限公司，广东电力交易中心，各有关单位：

根据《广东省经济和信息化委国家能源局南方监管局印发广东省电力大用户与发电企业集中竞争交易实施细则的通知》（粤经信电力〔2013〕550 号）、《广东省经济和信息化委广东省发展改革委国家能源局南方监管局关于印发广东电力大用户与发电企业直接交易深化试点工作方案的通知》（粤经信电力〔2014〕297 号）、《广东省经济和信息化委关于集中竞争交易规则调整有关事项的通知》（粤经信电力函〔2015〕1136 号）的规定，为规范售电公司进入直接交易市场后的市场行为，保障市场公平运行，推进售电侧改革工作有序开展，现对售电公司参与直接交易的有关事项明确如下。

一、交易模式

（一）电力用户

1. 电力大用户（指进入广东省直接交易准入电力大用户目录的用电企业）自愿进入市场的，在协商交易市场中、可自主选择向一家或多家售电公司、发电企业购电；在竞争交易市场中，只可在直接向发电企业购电或委托一家售电公司购电中选择一种方式，不可两种兼有。

2. 园区一般用户（指除电力大用户以外的其他用电企业）自愿进入市场的，只可自主选择一家售电公司购电，全部用电量纳入与售电公司的购售电合同。

3. 电力用户变更签约售电公司的，应该确保已签订的合同处理完毕。

4. 不参与市场的电力用户按目录电价向电网企业购电。

（二）售电公司

1. 售电公司作为新市场主体可参与直接交易市场，与发电企业、电力大用户和园区一般用户开展购售电交易。同一园区内可以有多个售电公司参与售电，一个售电公司可以在多个园区内售电。初期，售电公司之间暂不开展交易业务。

2. 电网企业、售电公司、发电企业和电力用户应签订购售电合同或相关协

议，约定责任义务并承担相应风险。

二、交易规则

（一）协商交易

在协商交易市场上，售电公司应按购、售电量总量平衡的原则签订购售电合同，确定其签约用户年度协商电量及月度分解量并报交易中心备案。

（二）竞争交易

1. 各市场主体应按照交易通知要求提前在广东电力市场交易系统上填报交易电量需求，未按时填报的视为不参与当月竞争交易。

2. 2016年，若月度竞争电量规模大于14亿千瓦时，单个售电公司申报竞争电量不可超过当月竞争电量总规模的15%；若月度竞争电量规模小于等于14亿千瓦时，单个售电公司申报竞争电量不可超过2.1亿千瓦时。单个售电公司年度累计成交竞争电量的上限不能超过21亿千瓦时。

3. 暂俾执行以下机制：“根据发电侧平均申报价所处的价格区间，发电企业报价超过发电侧平均申报价一定倍数以上的视为异常报价，异常报价中偏离平均申报价格最多的一定量的电量作为剔除电量，不参与竞争交易撮合。机组异常报价相同时，优先剔除综合煤耗较高的机组。”

三、交易执行偏差的月度平衡

对月度交易执行偏差按以下方式进行月度滚动平衡：

（一）电力用户

1. 用户月度实际用电量按照月度竞争中标电量、年度协商电量的月度分解量、网购电量（若有）的先后次序进行结算。

2. 当月实际用电量与当月交易电量（年度协商电量的月度分解量、月度竞争中标电量之和）有偏差的，超出部分视为提前使用次月协商电量（若有），不足部分累加至次月协商电量（若有）执行。

3. 在协商交易中同时向发电企业、售电公司购电的用户，按照不同购电对象的电量份额等比例的原则对执行偏差进行滚动平衡。

（二）发电企业

1. 发电企业月度实际发电量按照月度竞争中标电量、年度协商电量的月度分解量、年度计划基数电量的月度分解量的先后次序进行结算。

2. 当月实际发电量与当月交易电量（年度协商电量的月度分解量、月度竞争中标电量之和）和年度计划基数电量的月度分解量之和有偏差的、超出部分视为提前使用次月计划基数电量，不足部分累加至次月计划基数电量执行。

四、交易执行偏差的月度考核

对电力用户、售电公司每月实际用电情况与当月交易电量存在的偏差，按如下规则进行考核：

（一）考核对象

1. 没有竞争电量的电力用户和售电公司免于月度考核。
2. 在竞争交易市场上向发电企业购电的电力大用户，对该用户进行考核。
3. 在竞争交易市场上委托售电公司购电的电力用户，对其签约售电公司进行考核，对用户不再考核；用户未能按购售电合同履约的，其违约责任按照用户与售电公司签订的购售电合同的相关条款执行。
4. 有竞争电量的售电公司，根据其签约用户交易电量总和的执行偏差，对售电公司进行考核，其中售电公司交易电量总和中应扣除没有竞争电量的签约用户电量。

（二）考核计算公式

1. 月度交易执行偏差率大于等于-5%的，免于考核，按本通知规定的交易执行偏差处理机制进行滚动平衡。
2. 月度交易执行偏差率小于-5%的，偏差电量不再滚动平衡，按公式进行考核。

考核金额 = | 月度考核电量 × 月度竞争市场平均成交价差 |

月度考核电量 = | 月度交易执行偏差率 × 月度交易电量 |

月度交易执行偏差率 = (月度实际用电量 - 月度交易电量) / 月度交易电量 × 100%

月度交易电量 = 年度协商月度分解电量 + 月度竞争交易电量

其中，月度交易执行偏差率按照四舍五入原则，保留一位小数。

（三）考核金额返还

1. 对电力用户、售电公司的考核金额补偿给用户侧受影响未能中标的报价段，补偿范围是：未中标的报价段按申报价差由小到大排序，直至被补偿报价段申报电量总和等于月度考核电量总和为止。

2. 考核金额按照各报价段申报电量比例分摊，当月考核金额次月清零。

（四）不平衡价差资金分摊

因电力用户、售电公司未完成交易电量而产生的不平衡价差资金积累至 100 万元人民币后，按市场内各发电企业装机容量比例分摊清零。

五、电费结算

引入售电公司参与直接交易后的电费结算暂按以下规则执行：

广东电力交易中心根据交易执行结果出具结算凭据，其中电力用户按目录电价向电网企业缴费。发电企业按照交易结果从电网企业获取上网电费。直接向发电企业购电的电力大用户，其价差电费由电网企业在其应缴电费中抵扣；售电公司价差电费由电网企业支付，售电公司根据合同与其签约用户结算。

广东省经济和信息化委员会

国家能源局南方监管局

2016年3月22日

关于公布 54 家列入售电公司目录企业名单的通知

（粤经信电力函〔2016〕185 号）

各地级以上市经济和信息化主管部门，佛山市顺德区经济和科技促进局，广东电网有限公司、省粤电集团公司、广州供电局有限公司、深圳供电局有限公司，广东电力交易中心，各有关电厂、售电公司、电力大用户：

按照《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）、《中共广东省委 广东省人民政府关于进一步深化电力体制改革的实施意见》（粤发〔2015〕14 号）的文件要求，经企业自愿申报、省经济和信息化委审核并公示后，将广东智光电力销售有限公司等 54 家售电公司列入售电公司目录，现将名单印发，并将有关事项通知如下：

一、列入售电公司目录的企业具备参与广东电力市场资格，在广东电力交易中心注册后，按照有关政策和市场规则参与市场交易。售电公司与发电企业、电力大用户等市场主体应在平等自愿的基础上签订相关合同，自担风险、自负盈亏。

二、售电公司参与电力市场时，应严格遵守电力市场交易规则，主动维护公平竞争、规范有序的市场秩序，不搞不正当竞争，不向用户虚假宣传广告，同行间不搞不正当竞争，按规定及时、准确、完整报送有关信息，主动接受政府监管和社会各界监督。

三、售电企业必须积极开展售电业务，主动发展下游客户，不断探索提高能源售电服务质量和用户用能水平的新路径。规定时限内未有效开展业务的，将在售电公司目录中删除，交易机构取消注册。

四、列入售电公司目录的企业不允许变更法人代表和股东构成；确需变更的，将在售电公司目录中删除，交易机构取消注册。售电公司退出前，应提前告知我委，将所有已签订的购售电合同履行完毕或转让，并处理好相关事宜。

五、请广东电力交易中心积极配合，做好售电公司注册和管理工作；请各地级以上市经济和信息化主管部门、电网企业加强协调、注重服务，指导售电公司、

电力大用户、发电企业开展交易。

附件：列入广东省售电公司目录的企业名单（略）

广东省经济和信息化委

2016年7月4日

附件 1

广东电力市场交易基本规则（试行）

第一章 总 则

第一条 为规范广东电力市场交易，构建安全、高效的市场结构和市场体系，保障市场成员合法权益，促进电力市场健康发展，根据国家发展改革委、国家能源局《电力中长期交易基本规则（暂行）》和《中共广东省委 广东省人民政府关于进一步深化电力体制改革的实施意见》（粤发〔2015〕14号）及相关配套改革方案，制定本规则。

第二条 广东电力市场遵循安全高效、公平公正、因地制宜、实事求是的原则和务实起步、先易后难、循序渐进、逐步完善的指导思想。

第三条 电力市场交易分为电力批发交易和电力零售交易。

电力批发交易是指发电企业与售电公司或电力大用户之间通过市场化方式进行的电力交易活动的总称。现阶段，是指发电企业、售电公司、电力大用户等市场主体通过双边协商、集中竞争等方式开展的中长期电量交易。

电力零售交易是指售电公司与中小型终端电力用户（下称“一般用户”）开展的电力交易活动的总称。

第四条 电力市场成员应严格遵守市场规则，自觉自律，不得利用市场力或市场规则的缺陷，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 本规则适用于《广东电力市场建设实施方案》中含交叉补贴的输配电价正式实施前的电力市场交易，并根据电力体制改革进程进行修订。

第六条 国家能源局南方监管局、广东省经济和信息化委员会、广东省发展和改革委员会根据职能依法履行广东电力市场监管职责，对市场主体有关市场操纵力、公平竞争、电网公平开放、交易行为等情况实施监管，对电力交易机构和电力调度机构执行市场规则的情况实施监管。

第二章 市 场 成 员

第七条 市场成员包括各类发电企业、售电公司、电网企业、电力用户、电力交易机构、电力调度机构和独立辅助服务提供者等。

第八条 发电企业的权利和义务：

(一) 按规则参与电力市场交易，执行基数电量合同，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。

第九条 电力用户的权利和义务：

(一) 按规则参与电力市场交易，签订和履行购售电合同、输配电服务合同等。

(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、缴纳政府性基金与附加、承担交叉补贴等。

(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（如事故、严重供不应求等）按调度要求安排用电。

(五) 遵守政府电力管理部门有关电力需求侧管理规定，执行有序用电管理，配合开展错峰避峰。

(六) 法律法规规定的其他权利和义务。

第十条 不拥有配电网运营权的售电公司的权利和义务：

(一) 按规则参与电力市场交易，签订和履行购售电合同、输配电合同等，约定交易、服务、结算、收费等事项。

(二) 获得公平的输配电服务。

(三) 已在电力交易机构注册的售电公司不受供电营业区限制，可在省内多个供电营业区售电。

(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) 应承担保密义务，不得泄露用户信息。

(六) 按照国家有关规定，在指定网站上公示公司资产、经营状况等情况和信用承诺，对公司重大事项进行公告，并定期公布公司年报。

(七) 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）按调度要求协助安排用电。

(八) 法律法规规定的其他权利和义务。

第十一条 拥有配电网运营权的售电公司的权利和义务：

（一）具备不拥有配电网运营权的售电公司全部的权利和义务。

（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履行保底供电服务和普遍服务。

（三）承担配电网安全责任，按照国家、电力行业和广东省标准提供安全、可靠的电力供应，确保承诺的供电质量符合国家、电力行业和广东省标准。

（四）按照国家、电力行业和广东省标准，负责配电网的投资、建设、运营和维护、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。

（五）同一配电区域内只能有一家公司拥有该配电网运营权。

（六）法律法规规定的其他权利和义务。

第十二条 电网企业的权利和义务：

（一）保障输配电设施的安全稳定运行。

（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、收催缴电费、维修等各类供电服务。

（五）按规定收取输配电费用，归集交叉补贴，代国家收取政府性基金与附加等。

（六）预测不参与市场交易的用户电量需求，执行厂网间基数电量等合同。

（七）按政府定价向不参与市场交易的用户提供售电服务，签订和履行相应的供用电合同。

（八）按规定披露和提供信息。

（九）法律法规规定的其他权利和义务。

第十三条 电力交易机构的权利和义务：

（一）组织和管理各类交易。

（二）拟定相应电力交易实施细则。

（三）编制交易计划。

（四）负责市场主体注册管理。

（五）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费）及相关服务。

- (六) 监视和分析市场运行情况。
- (七) 建设、运营和维护电力市场交易技术支持系统。
- (八) 配合对市场运营规则进行分析评估，提出修改建议。
- (九) 配合开展市场主体信用评价，维护市场秩序。
- (十) 按规定披露和发布信息。
- (十一) 法律法规规定的其他权利和义务。

第十四条 电力调度机构的权利和义务：

- (一) 按调度管理权限负责安全校核。
- (二) 根据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。
- (四) 合理安排电网运行方式，保障发电调度计划的执行。
- (五) 按规定披露和提供电网运行的相关信息。
- (六) 法律法规规定的其他权利和义务。

第三章 市场准入管理

第一节 准入和退出条件

第十五条 参加市场交易的发电企业、售电公司、电力用户，应当是具有独立法人资格、独立财务核算、信用良好、能够独立承担民事责任的经济实体。内部核算的发电企业（电网企业保留的调峰调频电厂除外）、电力用户经法人单位授权，可参与相应市场交易。

第十六条 市场主体资格采取注册制度。参与电力市场的发电企业、售电公司、电力用户应符合国家、广东省有关准入条件，进入广东省公布的目录，并按程序完成注册后方可参与电力市场交易。

第十七条 广东省内发电企业市场准入：

(一) 与电力用户、售电公司直接交易的发电企业，应符合国家、广东省有关准入条件，并在电力交易机构注册。仅开展基数电量合同转让交易的发电企业，可直接在电力交易机构注册。

(二) 并网自备电厂参与市场化交易，须公平承担发电企业社会责任、承担国家依法合规设立的政府性基金以及与产业政策相符合的政策性交叉补贴、支付系统备用费。

(三) 省外以“点对网”专线输电方式向广东省送电的燃煤发电企业，视同

广东省内电厂（机组）参与广东电力市场交易。省外符合要求的其他类型机组，按本规则相关要求参与广东电力市场交易。

第十八条 电力用户市场准入：

（一）符合国家产业政策，单位能耗、环保排放达到国家标准。

（二）拥有自备电厂的用户应按规定承担国家政府性基金及附加、政策性交叉补贴和系统备用费。

（三）微电网用户应满足微电网接入系统的条件。

第十九条 售电公司的准入条件及管理办法依照国家发展改革委和国家能源局的有关规定，由省政府有关部门另行制定。

第二十条 发电企业、售电公司、电力用户履行完交易合同和交易结算的，可自愿申请退出市场。符合退出条件的，从市场主体目录中剔除。

第二十一条 市场主体由于不符合准入条件等情形的，按有关规定强制其退出市场。

市场主体违反国家有关法律法规和产业政策规定、严重违反市场规则、发生重大违约行为，恶意扰乱市场秩序、未尽定期报告披露义务、拒绝接受监督检查的，国家能源局南方监管局、广东省经济和信息化委员会根据职能组织调查确认，提出警告，勒令整改。拒不整改的列入黑名单，强制退出市场，有关法人、单位和机构情况记入信用评价体系，不得再进入市场。

第二十二条 售电公司因运营不善、资产重组或者破产倒闭等特殊原因退出市场的，应提前至少 45 天通知国家能源局南方监管局、广东省经济和信息化委员会、电力交易机构以及电网企业和电力用户等相关方。退出之前，售电公司应将所有已签订的购售电合同履行完毕或转让，并处理好相关事宜，否则不得再参与市场。

电力用户无法履约的，提前 45 天书面告知电网企业、相关售电公司、电力交易机构以及其他相关方，将所有已签订的购售电合同履行完毕或转让，并处理好相关事宜。

第二节 市场注册管理

第二十三条 电力交易机构应建立市场注册管理工作制度，由市场管理委员会审议通过，报国家能源局南方监管局、广东省经济和信息化委员会、广东省发展和改革委员会备案后执行。

第二十四条 符合准入目录的市场主体均须在电力交易机构进行市场注册。

电力交易机构按规定披露相关信息，包括但不限于已注册的发电企业、售电公司和电力用户的名单、联系方式等相关信息。

第二十五条 市场主体注册变更，须向电力交易机构提出申请，电力交易机构按照注册管理工作制度有关规定办理。

第二十六条 自愿和强制退出的市场主体，由广东省经济和信息化委员会在目录中删除，由电力交易机构进行注销，并向社会公示。

第四章 市场交易基本要求

第二十七条 市场用户分为电力大用户和一般用户，市场注册时分类管理。

电力大用户指进入广东省直接交易目录的用电企业；一般用户指除电力大用户以外、允许进入市场的其他用电企业。

所有准入的市场用户均须全电量参与市场交易，其全部用电量按市场规则进行结算，不再执行目录电价。

市场用户在同一自然年内只能选择在一个电力交易机构完成所有市场交易。对于选择在广东电力交易中心交易的用户，可由售电公司代理参加广东批发市场交易。

第二十八条 现阶段，电力大用户选择以下两种方式之一参与市场交易：

(一) 参加批发交易，即与发电企业开展年度双边协商交易，直接参与月度集中竞争交易。

(二) 参加零售交易，即全部电量在同一时期内原则上通过一家售电公司购电。选择通过售电公司购电的电力大用户视同一般用户。

第二十九条 一般用户在同一时期内只可选择一家售电公司购电。

第三十条 同一投资主体（含关联企业）所属的售电公司，月度集中竞争交易申报电量不应超过月度集中竞争交易总电量的 15%。

售电公司暂不能代理发电企业参加广东批发市场交易。

第三十一条 广东省内省级及以上调度发电机组分为 A 类机组和 B 类机组。其中，A 类机组是指暂未获得与用户侧直接交易资格的发电机组，只拥有基数电量；B 类机组指获得与用户侧直接交易资格的发电机组，可同时拥有基数电量和市场电量。

发电企业初期以电厂为最小单元参与市场交易。单个发电企业的机组通过不同电压等级接入电网的，应分电压等级参与市场交易；单个发电企业的机组通过同一电压等级但不同并网点接入电网的，应分并网点参与市场交易；同一电厂不

同上网电价的机组应分别报价参与市场交易；其他因电网运行和市场运营需要的，可由电力交易机构会同电力调度机构发布发电企业参与市场交易的最小单元要求。随着市场的逐步完善，发电企业适时转变为以机组为最小单元参与市场交易。

第三十二条 按照“计划+市场”模式推进省间市场化交易。现阶段，政府间框架协议外的省间送电，主要通过月度合同电量转让交易和月度集中竞争交易的方式进行。

第五章 交易周期和方式

第三十三条 现阶段主要以年度和月度为周期开展电能量交易（含合同电量转让交易），适时启动辅助服务市场化交易。

第三十四条 电能量交易主要采用双边协商、集中竞争等方式进行。

（一）双边协商交易指市场主体之间自主协商交易电量、电价，形成双边交易初步意向后，经安全校核和相关方确认后形成交易结果。

（二）集中竞争交易指市场主体通过技术支持系统申报电量、电价，采取双向报价的形式，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，确定最终的成交市场对象、成交电量与成交价格等。

第六章 价格机制

第三十五条 交易中的成交价格由市场主体通过市场化的交易方式形成，第三方不得干预。

第三十六条 含交叉补贴的输配电价正式实施前，采取保持电网购销差价不变的方式。相关政府性基金与附加按国家有关规定执行。

第三十七条 含交叉补贴的输配电价正式实施前，电力大用户购电价格按照广东省政府确定的电网环节输配电价暂不作调整的原则执行。具体如下：

（一）适用两部制电价的电力大用户，其购电价格由容量电价和电量电价组成。大用户购电的容量电价保持不变，电量电价为该大用户适用目录电价中的电量电价与交易价差之和。

（二）适用单一制电价的电力大用户，其购电价格为该大用户适用目录电价的电量电价与交易价差之和。

（三）原执行峰谷电价政策的电力大用户，交易价差不随峰谷电价浮动。通过售电公司购电的用户参照执行。

第三十八条 双边协商交易原则上不进行限价。集中竞争交易中，为避免市

场操纵及恶性竞争，可对报价或成交交易价差设置上限，电力供应严重过剩时可对报价或成交交易价差设置下限。

第七章 年度基数电量

第一节 年度基数电量确定

第三十九条 每年年底，预测次年全省电力供需平衡情况，预测总发用电量，测算西电东送计划电量，根据用户放开程度测算市场需求电量，测算省内机组平均发电利用小时数。

第四十条 按照以下原则安排优先发电量：优先安排风能、太阳能、生物质能等可再生能源保障性发电；充分安排保障电网调峰调频和安全运行需要的电量；背压热电联产机组全部发电量；兼顾资源条件、系统需要，合理安排水电发电；兼顾调峰需要，合理安排核电发电；合理安排余热、余压、余气、煤层气等资源综合利用机组发电；适当增加贫困地区、革命老区机组发电量；适当增加实施碳捕集（CCUS）示范项目发电量。

第四十一条 年度基数电量总规模应不低于优先发电电量规模，并按节能低碳发电调度原则安排。结合全年逐月的非市场用户需求预测、机组检修、来水预测、燃料供应等情况，以及发电企业签订的年度双边协商交易分月计划，确定发电企业年度基数电量分月计划。其中，抽凝热电联产机组的供热需求、局部网络约束机组的发电需求可根据发用电计划放开程度，在年度基数电量安排时适当考虑。

第四十二条 广东省发展和改革委员会会同广东省经济和信息化委员会在年底前确定下一年度发电组合方案。发电企业、电网企业据此签订厂网间年度购售电合同。

第四十三条 年度基数电量如果在年初的月度交易开始时仍未分配，电力调度机构参照第一季度的发电组合方案执行。

第二节 月度基数电量计划编制

第四十四条 对于 A 类机组，电力调度机构以年度基数电量计划为目标，综合考虑以资源定电、输变电及发电设备检修变化等因素，合理编制各月份基数电量计划。

第四十五条 对于 B 类机组，电力调度机构根据非市场用户的需求变化及 A 类机组的基数电量计划，等比例调整政府下达的 B 类机组年度分月基数电量计划，

确保基数电量计划规模与非市场用电需求相匹配。

第四十六条 电力调度机构编制月度基数电量计划，作为合同转让交易以及基数电量结算依据，同月度交易计划一并发布。

第八章 电力批发交易

第一节 交易时序安排

第四十七条 现阶段，交易品种包括年度双边协商交易，月度集中竞争交易和合同电量转让交易。

第四十八条 年度开展双边协商交易，市场主体根据交易结果，签订年度双边协商交易合同（含年度及各月度双边协商交易电量）。

第四十九条 在月度基数电量计划和月度双边协商交易电量的基础上，首先组织月度合同电量转让交易，然后开展月度集中竞争交易。

第二节 年度双边协商交易

第五十条 参加年度双边协商交易的市场主体包括准入的发电企业、电力大用户、售电公司。年度双边协商交易应在年底前完成。

签订的年度双边协商交易意向协议应包括年度总量及各月份分解电量、交易价差等。

第五十一条 每年 10 月下旬，电力交易机构会同电力调度机构通过技术支持系统等方式发布年度双边交易相关市场信息，包括但不限于：

- （一）次年省内全社会、统调口径电力电量供需预测；
- （二）次年参与市场用户年度总需求及分月需求预测；
- （三）次年关键输电通道网络约束情况；
- （四）次年西电东送协议电量需求预测；
- （五）次年全省煤机平均发电煤耗、各机组发电煤耗；
- （六）次年发电企业可参与年度（月度）双边协商交易的小时数上限。

第五十二条 发电企业年度（月度）双边协商交易的小时数上限计算公式：
年度（月度）平均双边协商交易小时数 = 市场用户年度（月度）需求预测 / B 类机组总装机容量

燃煤发电企业可参与年度（月度）双边协商交易的小时数上限 = 年度（月度）平均双边协商交易小时数 × [k₀ - k₁ × (发电企业发电煤耗 - 全省平均发电煤耗) / 全省平均发电煤耗]

B 类中的其他类型发电企业参照煤耗最低的燃煤发电企业确定双边协商交易

小时数上限。

k0、k1 由广东电力交易中心市场管理委员会提出建议，省政府有关部门会同能源监管机构发布。

第五十三条 每年 11 月底前，市场主体经过双边协商形成年度交易意向并签署书面合同，通过技术支持系统提交至电力交易机构。

第五十四条 电力交易机构根据用户历史用电数据，对电力大用户、售电公司签订的年度双边协商交易合同进行交易校核，并在 12 月份前 3 个工作日内汇总年度交易意向协议，送电力调度机构进行安全校核。

第五十五条 电力调度机构原则上 10 个工作日内完成安全校核，并将校核结果返回电力交易机构。电力调度机构对发电企业年度基数电量分月计划以及年度双边协商交易分月计划一并进行安全校核，给出安全运行风险提示，包括局部送出受限情况、顶峰发电需求以及燃煤机组运行负荷率建议等。

第五十六条 电力交易机构发布经安全校核后的年度双边协商交易结果。

市场主体对交易结果有异议的，由电力交易机构会同电力调度机构进行解释。市场主体对交易结果无异议的，应及时通过技术支持系统返回成交确认信息。

交易结果确认后，自动生成年度双边协商交易合同，相关市场主体通过技术支持系统签订。

第三节 合同电量转让交易

第五十七条 合同电量转让交易先于月度集中竞争交易，原则上在每月 25 日前组织。

第五十八条 现阶段，在发电企业之间开展基数电量和双边协商交易电量的转让交易，允许西南富余水电机组作为受让方参与合同电量转让交易。

合同电量转让交易不影响出让方原有合同的价格和结算。

双边协商交易电量转让不影响发电企业原集中竞争交易电量空间。

第五十九条 合同电量转让交易应符合以下要求：

（一）发电企业之间合同电量转让交易须符合节能减排原则，原则上只允许煤耗高的机组转让给煤耗低的机组。机组排序按照政府公布的节能发电调度机组序位确定。

（二）电网运行约束机组合同电量、热电联产机组合同电量、调峰调频电量原则上不得转让。

（三）合同电量转让交易原则上通过技术支持系统开展。

第六十条 出让方通过技术支持系统向电力交易机构申报交易标的，包括：拟出让电量、出让价格。其中，拟出让电量不超过月度基数电量和月度双边协商交易电量之和，出让价格指出让方支付给受让方的补偿价格。拟出让的基数电量、双边协商交易电量按相同的出让价格分开申报。

电力调度机构对出让方申报的拟出让电量进行校核并确认。电力交易机构通过技术支持系统发布出让方名称、确认后的可出让电量等信息。

第六十一条 受让方通过技术支持系统向电力交易机构申报拟受让电量、受让价格。

电力调度机构对受让方申报的拟受让电量进行校核并确认。电力交易机构通过技术支持系统发布受让方名称、确认后的可受让电量等信息。

第六十二条 电力交易机构通过技术支持系统进行合同电量转让交易撮合：

（一）出让方按照出让价格排序，价高者优先。价格相同时，按照节能发电调度原则，煤耗高的机组优先于煤耗低的机组。

（二）受让方按照受让价格排序，价低者优先。价格相同时，按照节能发电调度原则，西南富余水电优先，省内煤耗低的机组优先于煤耗高的机组。

西南富余水电申报的受让价格应包含其所在省的省内输电价格、省间输电价格以及网损电价。

（三）将出让方申报价格、受让方申报价格配对，形成竞争交易价差对。

价差对 = 出让价格 - 受让价格

价差对为负值时不能成交。

价差对为正值或零时，按照价差对大者优先撮合的原则进行交易。价差对相同时，出（受）让方机组能耗高（低）者优先成交；出（受）让方机组能耗相同的，按申报电量比例分配。

（四）受让方机组煤耗应低于出让方机组煤耗。

（五）按照以上原则形成无约束交易结果，由电力交易机构发布，并送电力调度机构进行安全校核。

第六十三条 合同转让电量结算价格等于每个有效匹配对中，出让方和受让方申报价格的平均值。

第六十四条 合同电量转让交易与月度集中竞争交易形成的无约束交易结果一并进行安全校核，形成有约束交易结果。如发生输电阻塞，优先调整月度集中竞争交易结果。

第四节 月度集中竞争交易

第六十五条 原则上在每月的 25 日前组织开展次月的月度集中竞争交易。

第六十六条 电力交易机构在不迟于交易日的 3 个工作日内发布月度集中竞争市场交易预通知，包括交易的开市时间、交易主体范围等信息。

第六十七条 电力大用户在交易日的 2 个工作日内申报次月用电需求。

次月需求增量=次月用电需求一月度双边协商交易电量

若电力大用户次月用电需求大于其次月双边协商交易电量，则差额部分为其月度集中竞争市场需求增量。

若电力大用户用电需求等于双边协商交易电量，则其月度集中竞争市场需求增量为 0。

若电力大用户用电需求小于双边协商交易电量，则其月度集中竞争市场需求增量为 0。此时，等比例调减所对应发电企业的双边协商交易电量，并以调整后的双边协商交易电量为发用双方事后结算的依据；电力大用户双边协商交易电量较申报用电需求的差额部分，按照月度集中竞争交易成交价差绝对值进行考核。

第六十八条 售电公司参照电力大用户，申报所代理全部用户的次月用电需求。

第六十九条 省内发电企业在交易日的 2 个工作日内申报次月选择物理执行的双边协商交易电量（不得超过月度协商交易总量），则剩余的双边协商交易电量参与月度集中竞争优化。初期，发电企业的双边协商交易电量均默认为物理执行，条件成熟时可选择参与月度集中竞争优化。

第七十条 省内发电企业集中竞争申报电量上限按以下步骤确定：

（一）按照年度与月度市场供需比一致的原则确定发电企业月度市场电量的上限，减去选择物理执行的月度双边协商交易电量后，得到参与月度集中竞争交易的申报电量上限。

月度市场交易平均小时数=月度市场用户总用电需求/B 类机组扣除检修后的总可用装机容量

燃煤发电企业月度市场电量上限=燃煤发电企业扣除检修后的可用装机容量×月度市场交易平均小时数× $[k_0-k_1 \times (\text{发电企业发电煤耗}-\text{全省平均发电煤耗})/\text{全省平均发电煤耗}]$

B 类中的其他类型发电企业参照煤耗最低的燃煤发电企业确定市场电量上限。

发电企业月度集中竞争申报电量上限=月度市场电量上限-选择物理执行

的月度双边协商交易电量

（二）根据各发电企业集中竞争申报电量，计算各发电集团所占的电量市场份额。当电量市场份额不满足集中竞争交易有效开展的要求时，则调增 k_0 ，相应增加各发电企业月度集中竞争申报电量上限，直至满足防范发电侧市场力的要求。

第七十一条 对于存在特殊原因需开机运行的省内发电企业，其允许参与月度集中竞争交易的申报电量上限按以下方式确定：

（一）对于热电联产机组，可以选择在第七十条确定的电量上限范围内自由报价，也可以选择申请强制成交供热所需电量。若申请强制成交，其集中竞争申报电量上限按以下公式计算：

热电联产机组月度集中竞争交易申报电量上限 = 发电企业预测的“以热定电”电量需求 - 一月度基数电量计划（含基数合同转让电量） - 一月度双边协商交易电量（含双边协商交易合同转让电量）

申请强制成交的热电联产机组，需对其“以热定电”电量需求的预测准确性负责，预测偏差接受考核；选择自由报价的热电联产机组，不纳入考核范围。

（二）对于受电网运行约束和局部电力供应需要的必开机组，必开电量对应的月度集中竞争交易申报电量上限按以下公式计算：

必开电量对应的月度集中竞争交易申报电量上限 = 电力调度机构事前发布的安全约束必开电量需求 - 一月度基数电量（含基数合同转让电量） - 一月度双边协商交易电量（含双边协商交易合同转让电量）。

若必开电量对应的申报电量上限超出第七十条确定的上限，则按本款公式确定其月度集中竞争交易申报电量上限；若低于第七十条确定的上限，则按第七十条确定其月度集中竞争交易申报电量上限。

第七十二条 允许西南富余水电机组参与月度集中竞争交易。确定西南富余水电总申报电量上限时，应综合考虑以下因素：

- （一）省间输电通道在优先保障框架协议内送电后的剩余输电能力。
- （二）广东省内的低谷调峰能力和高峰供应能力。

第七十三条 交易日的 1 个工作日前，电力交易机构会同电力调度机构，通过技术支持系统发布次月集中竞争市场相关信息，包括但不限于：

- （一）次月市场用户总需求、双边协商交易总电量、集中竞争交易电量总需求。
- （二）次月省内发电企业基数电量（含合同转让交易无约束交易结果）、双边协商交易电量（含合同转让交易无约束交易结果）。

(三) 次月关键输电通道输电能力。

(四) 次月机组运行约束情况，包括必开机组（或机组群）及其电量下限，送出受限机组（或机组群）及其电量上限，受限断面的具体信息以及受影响的机组。

(五) 次月省内发电企业参与集中竞争交易申报电量上限、省外富余水电电量的消纳上限。

(六) 省内机组运行负荷率上限。

第七十四条 拥有基数电量且市场电量未超过上限的省内发电企业，都应参与集中竞争交易。发电企业持留发电能力、不参与集中竞争交易的，应主动向电力交易机构说明具体原因。鼓励发电企业在充分考虑综合成本与合理收益预期的基础上，申报集中竞争交易价格。

第七十五条 电力用户、售电公司月度双边协商交易电量，默认按照最高价格纳入需求曲线排序并保证出清。若申报的次月用电需求小于月度协商交易电量，按申报的次月用电需求参与排序。

发电企业选择物理执行的月度双边协商交易电量，默认按照最低价格纳入供给曲线排序并保证出清。

第七十六条 集中竞争交易申报要求如下：

(一) 发电企业、售电公司和电力大用户均通过技术支持系统申报交易电量、交易价差，以申报截止前最后一次的有效申报作为最终申报。

(二) 省内市场主体：售电方（发电企业）和购电方（售电公司、电力大用户）双向报价、报量。发电企业申报与政府核定上网电价的价差，电力大用户与售电公司申报与目录电价中电量电价的价差，电价下浮为负，电价上浮为正。现阶段，申报价差应小于或等于 0。

交易电量维持三段式申报方式不变，售电方各段累计不超过可参与月度集中竞争交易的申报电量上限，购电方各段累计应等于申报的次月需求增量。售电方和购电方各段申报电量应占其申报电量一定比例。

(三) 西南富余水电机组：

1. 申报电量考虑网损后折算为广东受端电量，参与月度集中竞争交易排序。

折算后的申报电量 = 申报电量 × (1 - 西电东送网损率)

2. 申报价格加上输电价后的落地价格与广东燃煤机组标杆上网电价（含环保电价）之间的差值，作为申报价差参与月度集中竞争交易排序。

折算后的申报价差 = 申报价格 + 送出省省内输电价格（含线损电价） + 省间

输电价格（含线损电价）—广东省燃煤机组标杆上网电价（含环保电价）

第七十七条 售电方各段申报电量按价格升序纳入供给曲线排序，购电方各段申报电量按价格降序纳入需求曲线排序。

按第七十一条中公式计算的“必开电量对应的月度集中竞争交易申报电量上限”、“热电联产机组月度集中竞争交易申报电量上限”，按照最低价格纳入供给曲线排序。必开机组超出必开电量之外的申报电量，按常规机组参与供给曲线排序。

第七十八条 月度集中竞争交易出清程序：

（一）将购电方申报价差、售电方申报价差配对，形成交易价差对。

价差对=购电方申报价差—售电方申报价差

价差对为负值时不能成交，价差对为正值或零时可以成交，价差对大的优先成交。

（二）售电方申报价差相同时，机组能耗低者优先成交；机组能耗相同的，按申报电量比例分配。

（三）所有成交的价差对中，最后一个成交的购电方与售电方申报价差的算术平均值为统一出清价差。

（四）同一投资主体（含关联企业）所属的售电公司，月度集中竞争交易申报电量不应超过月度集中竞争交易总电量的15%。

（五）鼓励市场份额大的发电企业多签订年度双边协商交易电量。B类机组中装机容量排名前3位的发电集团，各集团月度集中竞争市场申报电量份额超过其装机份额时，其所属发电企业申报价差不能作为统一出清价差计算依据。从已成交的价差对中选择最靠近边际机组的其他发电企业，以其申报价差计算统一出清价差。

（六）按照以上原则形成无约束交易结果。

第七十九条 电力交易机构通过技术支持系统发布无约束交易结果，并同时送电力调度机构安全校核。

电力调度机构应在3个工作日内，对合同电量转让交易和集中竞争交易的无约束交易结果一并进行安全校核，形成有约束交易结果，并反馈给电力交易机构。如发生输电阻塞，优先调整月度集中竞争交易结果，并按第七十八条重新进行市场出清。

电力交易机构通过技术支持系统向市场主体发布有约束交易结果，作为售电方和购电方结算依据，不再另行签订合同。

第九章 电力零售交易

第八十条 电网公司、售电公司和用户（包括电力大用户、一般用户）签订三方合同，合同中应包括但不限于以下内容：各方的权利和义务、用户在电网公司营销系统户号、计量表计编号及对应的用电性质，合同变更、转让和终止程序以及违约责任等。

售电公司与用户签订购售电合同，约定售电价格套餐等内容，单独送电力交易机构登记。

电力交易机构以三方合同、购售电合同作为售电公司、用户结算依据。

第八十一条 用户变更售电公司包括用户与售电公司关系的建立、变更、解除。

（一）用户与售电公司建立购售关系时，应同时满足以下条件：

1. 申请用户无欠费，无业扩及变更类在途流程；
2. 申请用户与其他用户不存在转供用电关系；
3. 申请用户已与售电公司签订购售电合同以及三方合同；
4. 售电公司已在电力交易机构完成市场注册；

5. 双方在电力交易机构确认交易关系后，视为双方约定的交易电量及价格等协议条款生效，并履约交易。

（二）用户与售电公司变更购售关系时，应同时满足以下条件：

1. 申请用户无欠费，无业扩及变更类在途流程；
2. 申请用户拟转至的售电公司已在电力交易机构注册；
3. 申请用户应提供与原售电公司解除购售电合同及三方合同的证明材料；
4. 申请用户已与新售电公司签订购售电合同及三方合同。

（三）用户与售电公司解除购售关系时，应同时满足以下条件：

1. 申请用户无欠费，无业扩及变更类在途流程；
2. 申请用户应提供与售电公司解除购售电合同及三方合同的证明材料。

第八十二条 电网公司统一负责通过售电公司购电用户的计量装置安装、运行和维护，计量资产管理及计量装置的装、拆、移、换、检定检测按现行的法规、制度执行。

用户抄表段的设置，应统筹考虑抄表周期、抄表例日、地理位置和线损管理等因素，按管理单位和售电公司分别设置与管理。

第八十三条 售电公司与电力用户的结算和开票，政府部门有明确规定的，

按有关规定执行；未规定的，按合同约定执行。

第十章 安全校核与交易执行

第一节 安全校核

第八十四条 电力调度机构负责各种交易的安全校核工作。所有电力交易须经电力调度机构安全校核后生效。电力调度机构应明确校核标准，按时反馈校核结果，并说明调整原因。

第八十五条 电力调度机构在各类市场交易开始前应按规定及时提供相应的负荷预测、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。

第八十六条 安全校核应在规定的期限内完成。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。若规定时间内市场交易计划未能通过安全校核，电力调度机构可按照系统运行要求按时编制并下达发电调度计划。

第二节 月度总发电计划形成与执行

第八十七条 电力调度机构根据年度合同月度电量分解计划和各类月度交易成交结果，编制发电企业的月度总发电计划，包括基数电量和各类市场交易电量。

第八十八条 电力调度机构负责根据月度总发电计划，合理安排电网运行方式和机组开机方式。

电力调度机构应制定发电调度规则，包括发电计划分解、编制及调整等相关内容，经能源监管机构和政府有关部门同意后执行。

发电企业对月度总发电计划进度偏差提出异议时，电力调度机构应出具说明，电力交易机构公布相关信息。

第八十九条 电力系统发生紧急情况时，电力调度机构要按照安全优先的原则实施调度，事后应及时披露事故情况及计划调整原因；影响较大的，应及时向国家能源局南方监管局、广东省经济和信息化委员会、广东省发展和改革委员会报告。

第十一章 偏差电量处理

第九十条 对于 A 类机组，月度基数电量执行偏差可在年内滚动调整。

第九十一条 对于 B 类机组，采取月结月清的方式结算偏差电量。电力调度

机构应严格按照发电调度规则实施发电调度，执行过程中的偏差电量按照市场规则结算。结算顺序上，基数电量先于市场电量。

第九十二条 现阶段，西南富余水电机组参与广东月度合同电量转让交易、月度集中竞争交易形成的市场电量，在送出省外送电量中优先结算；执行中的偏差，由送出省框架协议内电量在年度后续滚动调整。后期，根据省间市场化交易进展，适时调整为月结月清的偏差处理方式。

西南富余水电机组实际上网电量与市场电量的偏差，按其所在省份有关市场规则处理。

第九十三条 发电偏差结算价格按以下步骤形成：

（一）将各发电企业参与月度集中竞争交易的申报价差折算为绝对价格。绝对价格等于发电企业政府核定上网电价与申报价差之和。

（二）按照机组类型分类，分别去掉 20%比例最高绝对价格和 20%比例最低绝对价格，剩余价格的算术平均值计为各类型机组的发电偏差结算价格。形成的发电偏差结算价格应不高于广东省各类型机组标杆上网电价（含环保电价）与月度集中竞争交易成交价差之和，否则取后者为偏差结算价格。

（三）偏差结算价格由电力交易机构封存，用于事后发电偏差电量结算。

第九十四条 对于电力大用户、售电公司，采取月结月清的方式结算偏差电量。

第十二章 辅助服务

第九十五条 辅助服务分为基本辅助服务和有偿辅助服务。鼓励储能设备、需求侧资源参与提供辅助服务，允许第三方参与提供辅助服务。

第九十六条 按照“补偿成本、合理收益”的基本原则，考虑辅助服务效果，对提供有偿辅助服务的并网发电厂、电力大用户、独立辅助服务提供者进行补偿。

第九十七条 鼓励采用竞争方式确定辅助服务承担主体。电网企业根据系统运行需要，确定调峰、自动发电控制、备用等服务总需求量，各主体通过竞价的方式提供辅助服务。辅助服务提供主体较多的地区，可以通过招标方式统一购买系统所需的无功和黑启动服务。

第九十八条 电力用户参与提供辅助服务需满足各类辅助服务的技术要求，并与发电企业按统一标准进行补偿。电力用户辅助服务费用随用户电费一并结算。

第九十九条 辅助服务市场启动前，按南方区域辅助服务管理实施细则及并网运行管理实施细则有关规定执行。

第十三章 计量和结算

第一节 计量和抄表

第一百条 电网企业应根据市场运行需要，按照《电能计量装置技术管理规程》等国家和行业规程规范要求，为市场主体安装计量装置；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，如有异议按相关制度执行。

第一百零一条 发电侧：原则上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。

用户侧：同一计量点安装一具符合技术要求的电能计量设备，对专变用户计量点可按照一套主表一套负荷管理终端的方式配置。当确认主表故障后，可以参照负荷管理终端数据作为结算依据。

第一百零二条 当出现计量数据不可用时，由有资质的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。

第一百零三条 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记录电量，并提交给电力交易机构作为结算依据。电力用户和发电企业原则上均按自然月份计量用电量和上网电量，不具备条件的地区可暂时保持现有计量抄表方式不变。

电力交易机构应建立并维护电能计量数据库，并按照有关规定向电力市场主体公布相关的电能计量数据。

第一百零四条 辅助服务通过能量管理系统、电力需求侧系统等计量，由电力调度机构按结算要求统计辅助服务提供和使用情况。

第二节 结算和电费

第一百零五条 电力交易机构负责向市场主体出具结算依据，市场主体根据现行规定进行资金结算。

第一百零六条 各市场主体保持与电网企业的电费结算支付方式不变并由电网企业承担用户侧欠费风险，保障交易电费资金安全。

第一百零七条 A类机组：实际上网电量按政府核定上网电价结算。

B类机组：B类机组的电费收入 R 由基数电量收入 $R_{\text{基数}}$ 、市场合约电量（含双边协商以及集中竞争）收入 $R_{\text{市场合约}}$ 、偏差电量收入 $R_{\text{偏差}}$ 和市场考核费用 $R_{\text{考核}}$

四部分构成。结算方法如下：

(一) 基数电量结算。

1. 计算全部 B 类机组月度实际总基数电量 $Q_{\text{总基数实际}}$ 。所有参与市场交易的用户月度实际总用电量计为 $Q_{\text{总市场实际}}$ ，全部 B 类机组月度总上网电量计为 $Q_{\text{总上网}}$ ，西南富余水电机组月度市场电量（包括双边协商交易合同转让电量和月度集中竞争交易电量）计为 $Q_{\text{省外市场}}$ ，则：

$$Q_{\text{总基数实际}} = Q_{\text{总上网}} - (Q_{\text{总市场实际}} - Q_{\text{省外市场}})$$

2. 计算各发电企业月度基数电量收入 $R_{\text{基数}}$ 。根据全部 B 类机组月度实际总基数电量 $Q_{\text{总基数实际}}$ 与第四十六条确定的月度计划总基数电量 $Q_{\text{总基数计划}}$ 的比值，等比例调整各发电企业月度计划基数电量（含基数合同转让电量） $Q_{\text{基数计划}}$ ，得到各发电企业实际结算基数电量 $Q_{\text{基数实际}}$ ，按政府核定上网电价 $P_{\text{基数}}$ 结算。

基数电量收入 $R_{\text{基数}}$ 计算公式为：

$$\begin{aligned} R_{\text{基数}} &= Q_{\text{基数实际}} \times P_{\text{基数}} = Q_{\text{基数计划}} \times (Q_{\text{总基数实际}} / Q_{\text{总基数计划}}) \times P_{\text{基数}} \\ &= Q_{\text{基数计划}} \times (Q_{\text{总上网}} - Q_{\text{总市场实际}} + Q_{\text{省外市场}}) / Q_{\text{总基数计划}} \times P_{\text{基数}} \end{aligned}$$

(二) 市场合约电量结算。

发电企业双边协商交易电量（含双边协商交易合同转让电量）

$Q_{\text{长协}}$ 与集中竞争交易电量 $Q_{\text{竞价}}$ 之和，称为市场合约电量 $Q_{\text{市场合约}}$ 。

1. 按双边协商交易价差与政府核定上网电价之和 $P_{\text{长协}}$ 结算月度双边协商交易电量。

2. 按月度集中竞争交易成交价差与政府核定上网电价之和 $P_{\text{竞价}}$ 结算月度集中竞争交易电量。

市场合约电量收入 $R_{\text{市场合约}}$ 计算公式为：

$$R_{\text{市场合约}} = Q_{\text{长协}} \times P_{\text{长协}} + Q_{\text{竞价}} \times P_{\text{竞价}}$$

(三) 偏差电量结算。

发电企业偏差电量分为两部分：一部分是因全部市场用户实际总用电量 $Q_{\text{总市场实际}}$ 与月度总市场合约电量的偏差造成的，该部分偏差电量由所有 B 类机组市场电量共同承担，按照等比例原则分摊得到各发电企业偏差电量 $Q_{\text{偏差1}}$ ，按月度集中竞争交易成交价差与政府核定上网电价之和 $P_{\text{竞价}}$ 结算；另一部分是发电企业实际上网电量 $Q_{\text{总上网}}$ 与应结电量（实际结算基数电量、市场合约电量、按比例承担的市场用户偏差电量三者之和）的差值，该部分偏差电量 $Q_{\text{偏差2}}$ 按第九十三条确定的各类型机组事后偏差结算价格 $P_{\text{偏差}}$ 结算。

1. 计算 $Q_{\text{偏差1}}$ 。全部市场用户实际总用电量 $Q_{\text{总市场实际}}$ 扣除西南富余水电机组

月度市场电量 $Q_{\text{省外市场}}$ 后，与所有 B 类机组总市场合约电量 $Q_{\text{总市场合约}}$ 的偏差由所有 B 类机组共同承担，按照等比例原则分摊。计算公式如下：

$$Q_{\text{偏差1}} = Q_{\text{市场合约}} / Q_{\text{总市场合约}} \times (Q_{\text{总市场实际}} - Q_{\text{省外市场}} - Q_{\text{总市场合约}})$$

2. 计算 $Q_{\text{偏差2}}$ 。计算公式如下：

$$Q_{\text{偏差2}} = Q_{\text{上网}} - (Q_{\text{基数实际}} + Q_{\text{市场合约}} + Q_{\text{偏差1}})$$

3. 当不同类型机组的偏差结算价格 $P_{\text{偏差}}$ 不同，导致发电侧偏差结算电费存在盈亏时，盈亏费用 $R_{\text{总偏差2}}$ 等于各发电企业 $R_{\text{偏差2}}$ 的代数和，由 B 类机组按实际上网电量分摊。各发电企业偏差分摊费用 $R_{\text{偏差分摊}}$ 计算公式如下：

$$R_{\text{偏差分摊}} = Q_{\text{上网}} / Q_{\text{总上网}} \times R_{\text{总偏差2}}$$

4. 各发电企业偏差收入为计算公式为：

$$\begin{aligned} R_{\text{偏差}} &= R_{\text{偏差1}} + R_{\text{偏差2}} - R_{\text{偏差分摊}} \\ &= Q_{\text{偏差1}} \times P_{\text{竞价}} + Q_{\text{偏差2}} \times P_{\text{偏差}} - R_{\text{偏差分摊}} \end{aligned}$$

（四）市场考核结算。

市场考核费用 $R_{\text{考核}}$ 包括：

1. 由于发电企业自身原因造成全厂等效非计划停运超过 5 天而产生的负偏差电量 $Q_{\text{偏差2}}$ ，按照月度集中竞争交易成交价差的绝对值进行考核。

2. 对于按照第七十一条申请强制成交的热电联产机组，实际运行中在考虑电网供需平衡、调峰调频和其他安全约束的前提下，按照“以热定电”原则实施调度。若其预测的“以热定电”电量需求大于实际上网电量，超过实际上网电量 3% 的预测偏差部分，按 $2 \times$ （政府核定上网电价一月度集中竞争交易成交价差的绝对值 - 偏差结算价格）进行考核。若上述考核价格小于 0，则不予考核。

（五）B 类机组总电费收入 R 计算公式为：

$$R = R_{\text{基数}} + R_{\text{市场合约}} + R_{\text{偏差}} + R_{\text{考核}}$$

第一百零八条 电力大用户的结算顺序如下：

（一）根据月度实际用电量以及对应的目录电量价格计算用户电费支出。

（二）根据以下各项计算电力大用户价差电费，其中负值为收入项，正值为支出项：

1. 所有月度双边协商交易电量，按各自双边协商交易合同约定的交易价差结算。

2. 电力大用户竞得的月度集中竞争交易电量，按月度集中竞争交易成交价差结算。

3. 电力大用户的实际用电量与月度总市场电量的偏差，按以下方式结算。

(1) 正偏差结算：当用户实际用电量超过月度市场电量（月度双边协商交易电量与集中竞争交易电量之和）时，允许正偏差范围内的偏差电量按照月度集中竞争交易成交价差结算，即不进行考核；允许正偏差范围外的偏差电量按月度集中竞争交易成交价差绝对值结算，即按照 2 倍的月度集中竞争交易成交价差绝对值进行考核。

(2) 负偏差结算：当用户实际用电量小于月度市场电量（月度双边协商交易电量与集中竞争交易电量之和）时，允许负偏差范围内的偏差电量按月度集中竞争交易成交价差绝对值结算，即不进行考核；允许负偏差范围外的偏差电量按月度集中竞争交易成交价差绝对值的 3 倍结算，即按照 2 倍的月度集中竞争交易成交价差绝对值进行考核。

(三) 若电力大用户出现第六十七条所述的次月用电需求小于双边协商交易电量情况，则差额部分按照月度集中竞争交易成交价差绝对值进行考核。

(四) 上述第一至第三款结算费用之和为电力大用户净支出。

(五) 以下情况产生的用户负偏差电量，经认定后可免于偏差考核：

- (1) 不可抗力导致的用户用电设施受损；
- (2) 实际运行中出现计划外的公用输配电设施向用户供电受限；
- (3) 用户按政府要求参与有序用电安排。

第一百零九条 售电公司按照以下程序结算电费：

(一) 与售电公司签订三方合同、购售电合同的用户，其实际用电量之和为售电公司的实际用电量。售电公司参照电力大用户结算其参与批发市场的价差电费。

(二) 按售电公司与用户签订的购售电合同约定的售电价格套餐以及用户实际用电量，计算售电公司参与零售市场的价差电费，其中负值为支出项。

(三) 上述第一款和第二款结算费用之和为售电公司的净收益。

第一百一十条 按第一百零七条产生的发电侧考核费用和第一百零八条、第一百零九条产生的用户侧考核费用用于辅助服务补偿。

第一百一十一条 市场主体在收到电力交易机构出具的电费结算依据后，应进行核对确认，如有异议在 2 个工作日内通知电力交易机构，逾期则视同无异议。

第十四章 信息披露

第一百一十二条 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并且不得向其他市场成员公布的数据和信息。

第一百一十三条 市场成员应当遵循及时、真实、准确、完整的原则，披露电力市场信息。

电力交易机构、电力调度机构应当公平对待市场主体，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。

第一百一十四条 在确保安全的基础上，电力市场信息主要通过技术支持系统、电力交易机构网站进行披露。

电力交易机构负责管理和维护技术支持系统、网站，并为其他市场成员通过技术支持系统、网站披露信息提供便利。各类市场成员按规定通过技术支持系统、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。

第一百一十五条 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。

第一百一十六条 能源监管机构、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。

市场合同成交价格、市场主体申报价格等信息属于私有信息，电力交易机构应在一定期限内保密。因信息泄露造成的市场波动和市场主体损失的，由国家能源局南方监管局、广东省经济和信息化委员会等组织调查并追究责任。

第一百一十七条 国家能源局南方监管局、广东省经济和信息化委员会、广东省发展和改革委员会制定电力市场信息披露管理办法并监督实施。

第十五章 附 则

第一百一十八条 广东电力交易机构可根据本规则拟定具体实施细则，经电力市场管理委员会审议通过后，报国家能源局南方监管局和广东省经济和信息化委员会、广东省发展和改革委员会同意后执行。

第一百一十九条 本规则由国家能源局南方监管局、广东省经济和信息化委员会、广东省发展和改革委员会负责解释。原有广东省电力交易相关规则与本规则不一致的，以本规则为准。

第五章 山西省

关于印发山西省售电侧改革实施方案的通知

（晋政办发〔2016〕113号）

各市、县人民政府，省人民政府各委、办、厅、局：

经省人民政府同意，现将《山西省售电侧改革实施方案》印发给你们，请认真贯彻执行。

山西省人民政府办公厅

2016年7月29日

附件

山西省售电侧改革实施方案

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）及其相关配套文件精神，根据《国家发展改革委国家能源局关于同意山西省开展电力体制综合改革试点的复函》（发改经体〔2016〕176号）有关要求，结合我省实际，制定本方案。

一、总体要求

（一）指导思想

理顺电价形成机制，还原电力的商品属性，推进电力市场建设，完善市场化交易机制。培育多元市场主体，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，形成多买多卖、公平开放、竞争有序的市场结构和市场体系，使市场在资源配置中起决定性作用。提升售电服务质量和用户用能水平，促进能源资源优化配置，提高能源利用效率和清洁能源消纳水平，提高供电安全可靠。统筹推动省内、省外两个市场建设，更好地发挥国家综合能源基地优势，促进“黑色煤炭绿色发展、高碳资源低碳发展”。

（二）基本原则

1. 坚持市场方向。通过逐步放开售电业务，进一步引入竞争，完善电力市场运行机制，充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，鼓励越来越多的市场主

体参与售电市场。

2. 坚持安全高效。满足供电安全和节能减排要求，优先放开能效高、排放低、节水型的发电企业和分布式等可再生能源发电企业进入市场；允许符合国家产业政策和单位能耗、环保排放符合国家标准的用户参与交易。对按规定实行差别电价和惩罚性电价的企业，不得借机变相对其提供优惠电价和电费补贴。

3. 鼓励改革创新。参与交易的市场主体采用公示和信用承诺制度，以注册认定代替行政审批，实行“一承诺、一公示、一注册、两备案”，构建有效的市场准入和退出机制，建立信息披露、信用评价机制，强化风险防范和市场监管。整合互联网、分布式发电、智能电网、储能、需求侧管理等新兴技术，加强新兴技术与售电侧市场的融合，促进电力生产者和消费者互动，向用户提供智能综合能源服务，提高服务质量和水平。

4. 完善监管机制。保证电力市场公平开放，建立规范的购售电交易机制，对电网输配等自然垄断环节和市场其他主体严格进行监管。

二、售电侧市场主体职责及相关业务

（一）电网企业

电网企业是指拥有输电网、配电网运营权，承担其供电营业区保底供电服务的企业。电网企业应履行的职责及相关业务：

1. 基本供电。履行确保居民、农业、重要公用事业和公益性服务等用电的基本责任。电网企业对供电营业区内的各类用户提供电力普遍服务，保障基本供电。当售电公司终止经营或无力提供售电服务时，电网企业按照规定的程序、内容和质量要求向相关用户供电，并向不参与市场交易的工商业用户和无议价能力用户供电，按照政府规定收费。若社会资本投资的配售电公司在其供电营业区内无法履行责任时，由政府指定其他电网企业代为履行。

2. 普遍服务。对供电营业区内的各类用户提供电力普遍服务，保障基本供电；无歧视地向用户提供报装、计量、抄表、维修、收费等各类供电服务；保障电网公平无歧视开放，向用户提供输配电服务，公开相关区域内 10 千伏至 110 千伏电力设施基本情况，包含但不限于线路型号、变压器容量及使用容量、备用间隔数量、已批复待接入容量、实际接入容量等；在保证电网安全运行的前提下，按照有关规定收购分布式电源发电；受委托承担供电营业区的有关电力统计工作。

3. 信息报送和披露。按照国家、省有关规定，按期向省级政府电力管理部门上报有关统计数据和信息，定期发布电力供需信息和电网安全约束相关信息。

4. 交易结算。按规定向交易主体收取输配电费用（含线损和交叉补贴），代国家收取政府性基金；按照山西电力交易机构出具的结算依据，承担市场主体的电费结算责任，保障交易电费资金安全。

（二）售电企业

售电企业是指以服务用户为核心，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、自我约束的售电公司。第一类是电网企业的售电公司；第二类是社会投资增量配电网，拥有配电网运营权的配售电公司；第三类是无配电网资产、不拥有配电网运营权的独立售电公司，不承担保底供电服务。售电企业应履行的职责及相关业务：

1. 信息报送和披露。按照国家、省有关规定，按期向省级政府电力管理部门上报有关统计数据和信息；按照国家、省有关规定，定期真实公开或发布有关信息和公司年报。

2. 售电服务。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权利义务；可向用户提供包括合同能源管理、需求侧管理、综合节能与用能咨询等增值服务；有配电网经营权的售电公司可向用户提供报装、计量、抄表、维修、收费等各类供电服务。

（三）电力用户企业

符合市场准入条件的电力用户企业，可以直接与发电公司交易，也可以自主选择与售电公司交易，或选择不参与市场交易。参与交易的电力用户企业应按照国家有关规定缴纳政府性基金；按照购售合同约定的期限缴纳电费；按照国家有关规定，按期向省级政府电力管理部门上报有关统计数据和信息。

依据城乡规划开展微电网业务，允许微网系统参加电力交易。

三、售电侧市场规范

（一）售电企业（公司）准入条件

1. 合法主体。售电公司应按照《中华人民共和国公司法》进行工商注册，具有独立法人资格。

2. 资产要求。售电公司资产总额应不低于 2000 万元，且为实收资本。

（1）资产总额在 2000 万元至 1 亿元人民币的（含 1 亿元），可以从事年售电量不超过 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（含 2 亿元），可以从事年售电量不超过 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，不限制售电量；

(4) 拥有配电网运营权的售电公司，其注册资本不低于配电网公司总资产的20%。

3. 经营场所。售电公司应具有与申请的售电规模和业务范围相适应的设备、固定经营场所，拥有参与电力市场交易所需的通信信息系统及面向客户的服务平台，能够满足参加市场交易的报价、信息报送、合同签订功能。

4. 专业人员。售电公司应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2年以上相关工作经验的专业人员。

(1) 资产总额在2000万元至1亿元人民币（含1亿元）的售电公司，应拥有10名以上专业人员；

(2) 资产总额在1亿至2亿元人民币（含2亿元）的售电公司，应拥有15名以上专业人员；

(3) 资产总额在2亿元人民币以上的售电公司，应拥有20名以上专业人员。

5. 信用记录。售电公司及其负责人无不良金融、司法记录和不良经营记录。

6. 营业资格。拥有配电网经营权的售电公司应取得省级政府电力管理部门颁发的供电营业许可证，确定供电营业区。

(二) 电力用户企业准入条件

1. 产业政策。用电项目建设核准（备案）手续齐全，符合国家产业政策要求，列入国家行业准入公告名单（未实行行业准入的除外）。

2. 能源消耗。能源消耗达到国家标准。

3. 环保排放。环保排放达到国家标准。

4. 信用等级。用户及其负责人无不良金融、司法记录和拖欠电费记录，信用良好。

5. 自备用户。拥有自备电源的用户应按规定承担国家依法合规设立的政府性基金，以及与产业政策相符合的政策性交叉补贴和系统备用费。

6. 微电网用户。应满足微电网接入系统的条件（有关微电网接入系统标准和条件另行研究确定）。

准入的电力用户企业，应未列入国家及省级政府负面清单，不属于实行差别电价和惩罚性电价的企业。

(三) 市场主体准入

市场主体准入步骤如下：

1. 一承诺。按照属地管理的原则，由符合准入条件的市场主体向所在市电力管理部门提出申请，提交相关材料，并对申报材料的真实性进行承诺，各市电

力管理部门将符合申报条件的企业汇总，并上报省级政府电力管理部门。

2. 一公示。省级政府电力管理部门在收到市场主体申请表及其相关资料后的15个工作日内通过政府网站予以公示。公示期一般为5个工作日。在公示期满后，将无异议的市场主体在5个工作日内纳入年度公布的市场主体目录，并实行动态管理。

3. 一注册。列入目录的市场主体向电力交易机构提交入市交易注册申请。电力交易机构收到市场主体入市交易注册申请后，应在10个工作日内完成正式注册，与市场主体签订入市协议和交易平台使用协议，办理交易平台使用账号和数字证书，并进行相关专业培训。

4. 两备案。注册完成的市场主体，需同时在省级政府电力管理部门和省政府授权的电力监管部门备案。

（四）市场主体退出

1. 强制退出。市场主体违反国家有关法律法规的、严重违反交易规则和破产倒闭的需强制退出市场，列入黑名单，不得再进入市场。

2. 取消注册。退出市场主体名单，经省政府授权的电力监管部门审核确认后，交易机构取消注册，向社会公示。

3. 妥善处理。市场主体退出之前应将所有已签订的购售电合同履行完毕或转让，并处理好相关事宜。

四、售电侧改革实施步骤

（一）第一阶段（2016年-2017年）工作内容

1. 完成电力市场框架方案设计，培育多元化售电主体。
2. 完成输配电价核定，逐步实现公益性以外的发售电价由市场形成。
3. 完善山西省电力直接交易机制，电力直接交易规模达到全社会用电量30%。开展跨省跨区电力直接交易试点，初步实现外送电规模化直接交易。

4. 开展以铝循环园区为重点的园区型售电主体直接交易，探索园区型区域电网运营模式。

5. 以煤矿集团等大型企业自供区和国家、省级园区为重点，鼓励以混合所有制方式发展增量配电业务。

6. 建立完善调峰补偿市场机制。

7. 拥有分布式电源或微网的用户可以委托售电公司代理购售电业务。

（二）第二阶段（2018年-2020年）工作内容

1. 全面放开符合电力直接交易用户参与中长期交易。

2. 争取更多的跨省跨区市场化电力直接交易份额，鼓励省内发电企业与省外电力用户企业建立中长期电力合作关系。

3. 逐步丰富交易类型，适时开展现货交易，启动日前、日内、实时电能量交易和备用、辅助服务等现货交易品种。

4. 探索建立市场化的辅助服务分担机制。

5. 探索建立山西电力金融交易平台，逐步将电力容量市场、电力期货和衍生品等纳入交易体系。

五、多途径培育市场主体

试点先行，逐步放开售电侧市场准入，多途径培育市场主体，赋予用户更多的选择权，形成有效的市场竞争结构和市场体系，健全购电交易机制。同一售电公司可以在多个营业区内开展售电业务，同一营业区内可以有多个售电公司并存开展售电业务，但只能有一家拥有该配电网经营权的配售电公司，并为该营业区提供保底供电服务。

（一）培育多元化独立售电公司

鼓励社会资本投资组建独立售电公司，向社会资本放开售电业务，允许其从发电企业购买电量向用户售电；允许发电企业、拥有分布式电源的用户或微网系统、公共服务行业和节能服务公司等成立独立售电公司，从事售电业务；允许符合条件的高新技术园区、经济技术开发区、循环经济园区等各类园区组建独立售电公司，从事售电业务。

（二）开展放开增量配电投资业务试点

1. 增量配电网。增量配电网资产包括两部分：一是对于历史形成的、国网山西省电力公司和山西晋能国际能源集团有限公司以外的存量配电资产，可视为增量配电业务。二是纳入全省“十三五”或年度政府电网建设规划，电压等级在110千伏及以下的新增配电网。

2. 试点范围。以煤矿集团等大型企业自供区和国家、省级园区为重点，鼓励以混合所有制方式发展增量配电业务，有序向社会资本放开配售电业务，促进配电网建设，提高配电运营效率。

3. 试点要求。社会资本投资增量配电网绝对控股的，即拥有配电网运营权，由省级政府电力管理部门颁发供电营业许可证，成立拥有配电网资产的配售电公司。此类拥有配电网资产的配售电公司在其供电营业区内拥有与电网企业相同的权责，承担其供电营业区内用户的保底供电任务。

（三）探索构建区域电网运营模式试点

1. 试点范围。发挥市场主体调节和政府监管作用，以铝循环产业园区为试点，吸收社会资本，按照现代企业制度，建设以增量配电网为主的园区型区域电网。

2. 运营模式。探索自备电厂承担社会责任、市场决定区域电网价格的发供用运营模式，实现对园区的低价、便捷、可靠供电，促进山西铝产业稳定健康发展。

3. 远期目标。随着改革的推进，按照“煤—电—X”一体化产业发展思路，延伸煤电产业链，形成以园区、趸售县为主的区域电网，实现园区内就近直接交易、发—售—用良性循环的经济链。

六、市场化交易

（一）交易方式

以自主协商交易为主、集中撮合竞价交易为辅，协商和竞价相结合的交易方式进行。拥有分布式电源或微电网的用户可以委托售电公司代理购售电业务。

（二）交易电量

每年 12 月前，省级政府电力管理部门确定次年度直接交易电量规模，参照一年以上长期交易年度合同电量、其他准入电力用户企业上年用电量及当年新增项目用电量的一定比例，参照电力平衡预测进行确定。推进电力市场化进程，逐步放开发用电计划，“十三五”末符合条件的电力用户企业全部进入市场交易，取消规模限制。

（三）交易价格

放开的发用电计划部分通过市场交易形成价格，未放开的发用电计划部分执行政府规定的电价。市场交易价格可以通过双方自主协商确定或通过集中撮合竞价确定。参与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）、政府性基金三部分组成。在国家正式核定不同电压等级输配电价标准前，输配电价暂执行我省现行大用户直接交易输配电价标准。

鼓励发用电双方建立长期稳定的交易关系，科学规避市场风险，防止出现非理性竞争。

（四）结算方式

发电企业、电网企业、售电企业和电力用户企业应根据有关电力交易规则，按照自愿原则签订三方合同。改革初期，电力交易机构负责提供结算依据，电网企业负责收费、结算，负责归集交叉补贴，代收国家基金，并按规定及时向有关发电企业和售电企业支付电费。拥有配电网资产的配售电公司，参照电网企业，承担本供电营业区范围内的收费、结算。随着改革的推进，逐步过渡到由交易机

构依据交易结果出具电量结算依据，按照“谁销售谁开票、向谁销售对谁开票、对谁开票与谁结算”的原则开展结算工作。

七、市场监管和信用体系建设

（一）信息披露

建立信息公开机制，省级政府电力管理部门定期公布市场准入退出标准、交易主体目录、负面清单、黑名单、监管报告等信息。市场主体应在指定网站和“信用中国”网站上公示公司有关情况和信用承诺，对公司重大事项进行公告，并定期公布公司年报。

（二）信用评价

建立市场主体信用评价机制，省级政府电力管理部门会同相关部门建立市场主体信用评价制度，委托第三方机构对相关市场主体开展信用等级评价，评价结果向社会公示。建立“黑名单”制度，对严重违规、违法的市场主体，提出警告、责令整改，拒不整改的列入“黑名单”，不得再进入市场。

（三）风险防范

强化信用评价结果的应用，加强交易监管，防范违约风险。市场发生严重异常情况时，省级政府电力管理部门会同相关部门依据职责分工可对市场进行强制干预。为有效防范风险，对拥有配电网资产的配售电公司引入第三方金融机构，缴纳售电保证金，实行保证金额度与允许售电规模联动制度。

（四）强化监管

省级政府电力管理部门会同省政府授权的电力监管部门，依据相关法律法规和职责分工，对市场主体准入、电网公平开放、市场秩序、市场主体交易行为、电力普遍服务等实施监管，依法查处违法违规行为。

八、组织实施

（一）有序推进

售电侧改革涉及领域较多，情况复杂。改革的推进应在确保供电可靠和电网运行安全稳定的前提下，结合我省实际，先易后难，试点先行，积极稳妥，有序推进。对改革过程中出现的新情况、新问题，要积极研究探索解决的办法和途径，确保改革顺利进行。

（二）加强组织指导

省级政府电力管理部门及其他相关部门要加强联系与沟通，通力合作、密切配合，切实做好售电侧改革的指导和统筹协调工作，并及时向省电力体制改革领导小组汇报，协调解决改革工作中的重大问题，推动改革不断深入。

（三）强化监督检查

省级政府电力管理部门会同省政府授权的电力监管部门依据相关法律法规和监管要求，对售电市场公平竞争、信息公开、合同履行、合同结算及信用情况实施监管。对改革不到位或政策执行有偏差的及时进行纠正，防止供应侧和需求侧能耗、排放双增高。加强日常督促检查，对工作成效进行跟踪评价，确保改革的顺利进行。

关于印发山西电力交易机构组建方案和山西省 电力市场管理委员会组建方案的通知

(晋政办发〔2016〕134号)

各市、县人民政府，省人民政府各委、办、厅、局：

《山西电力交易机构组建方案》和《山西省电力市场管理委员会组建方案》已经省人民政府同意，现印发给你们，请认真组织实施。

山西省人民政府办公厅

2016年10月8日

附件 1

山西电力交易机构组建方案

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)精神，推进构建有效竞争的市场结构和市场体系，进一步完善我省电力市场化交易机制，根据国家发展改革委、国家能源局关于电力体制改革配套文件中《关于电力交易中心组建和规范运行的实施意见》(发改经体〔2015〕2752号)和《关于同意山西省开展电力体制综合改革试点的复函》(发改经体〔2016〕176号)有关要求，组建山西电力交易机构。组建方案如下：

一、总体要求

(一) 指导思想

坚持市场化改革方向，适应山西电力工业发展客观要求，以构建统一开放、竞争有序的电力市场体系为目的，将原来由电网企业承担的交易业务与其他业务分开，组建相对独立的电力交易机构，搭建公开透明、功能完善的电力交易平台，依法依规提供规范、可靠、高效、优质的电力交易服务，形成公平公正、有效竞争的市场格局，推动市场在能源资源优化配置中发挥决定性作用和更好发挥政府作用。

(二) 基本原则

1. 立足山西，有序推进。立足于山西现有网架结构、电源和负荷分布及未

来发展，着眼于更大范围内资源优化配置，统筹规划；依托电网企业现有基础条件和交易管理资源，充分发挥市场主体的积极性，建立健全科学的治理结构，组建规范运行的山西电力交易机构；电力交易业务的开展按照市场化方向，积极稳妥、有序推进。

2. 相对独立，依规运行。将原来由电网企业承担的交易业务与其他业务分开，实现交易机构管理运营与各类市场主体相对独立，发挥各类市场主体积极性，鼓励具有相应技术与业务专长的第三方参与，建立健全科学的治理结构。交易机构依规自主运行，不受其他市场主体干预。

3. 依法监管，保障公平。在电力交易机构组建过程中的重大事项接受政府有关部门指导协调。电力交易机构按照省政府批准的章程和规则，为各类市场主体提供公开、公平、公正的交易服务，确保信息公开透明。政府有关部门依法对电力交易机构运营实施监管，完善交易规则，保障市场公平。市场管理委员会协助政府对电力交易机构运营实施监督。

二、组建山西电力交易机构

（一）组织形式

根据《山西省电力体制改革综合试点实施方案》确定的主要目标，按照省政府批准的公司章程、交易规则，组建相对独立的山西电力交易机构，将原来由山西省电力公司承担的交易业务与其他业务分开，实现相对独立，同时组建山西省电力市场管理委员会。山西电力交易机构是由国网山西省电力公司及发电企业、电力用户企业等市场主体投资组成的有限公司。交易机构名称：山西电力交易中心有限公司（暂定名）。发起成立时的股本构成为：国网山西省电力公司持股 70%，参股企业选择中央驻晋发电集团和省内发电集团及电力用户 5-6 个。注册资本为 1 亿元。

今后，在探索运行的基础上，充分发挥市场主体的积极性，吸收更多的市场主体参股，将电力交易机构改组为山西省电力公司相对控股，发电企业、售电企业、电力用户企业及第三方机构等市场主体参股的有限责任公司。

（二）职能定位

山西电力交易机构为省内唯一、独立的电力交易机构，市、县级不再设立交易机构。交易机构面向省内外开放，与北京等区域电力交易机构合理衔接、互不隶属、相互开放。交易机构不以营利为目的，在财务上独立核算，在省政府电力管理部门、省政府授权的电力监管部门及市场管理委员会的管理和监督下，为市场主体提供规范公开透明的电力交易服务。

（三）人员和收入来源

1. 人员。电力交易机构人员以国网山西省电力公司现有交易中心、调控中心部分人员为基础，吸纳政府相关部门人员。根据业务发展需要，公开选聘，择优录取，不断充实。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。

2. 收入。电力交易机构向市场主体合理收取包括注册费、年费、交易手续费等，具体标准按照“成本补偿”原则，由市场管理委员会审核，报省价格管理部门批准后执行。

电力交易机构设立专用平衡账户，做到专款专用，年度收支平衡。若有盈余，可以滚动到下一年度平衡。

（四）管理结构

依据《中华人民共和国公司法》《中华人民共和国公司登记管理条例》及有关法律、法规的规定，注册山西电力交易机构，并建立符合有限责任公司要求的组织机构。设立股东会、董事会、监事会和管理层，相关事项由公司章程确定。

1. 股东会。山西电力交易机构股东会由全体股东组成，股东会是公司的权力机构，股东会会议由董事会召集，董事长主持，由股东按照出资比例行使表决权，首次股东会会议由出资最多的股东召集和主持。

2. 董事会。董事会对股东会负责，由 5 名董事组成，董事长和副董事长的产生，由公司章程规定；董事会中的职工代表由公司职工通过职工代表大会或者其他形式民主选举产生，其他董事由股东会选举产生。每届董事任期 3 年。

3. 监事会。监事会设 3 人，控股股东不得委派人员担任监事，监事会主席由全体监事过半数选举产生，原则上由未委派董事的股东方代表出任。监事其中 1 人为职工代表，职工监事由公司通过职工代表大会或者其他形式民主选举产生。监事行使职权所必需的费用，由公司承担。

4. 管理层。管理层由董事会聘任或解聘，设总经理 1 名，副总经理 4 名。总经理依照公司章程以及董事会授权行使职权，并对公司业务及日常运营负责。

（五）与电网公司的业务界面划分

按照“界面清晰、平台运营、便于监管”的思路，实现电力交易业务与电网企业其他业务分开，相对独立。电力交易全部业务均在电力交易平台上，按照市场交易规则要求，实现业务流程化、环节全透明、操作可追溯、数据可查询，便于政府监管。

1. 市场注册。参与电力交易市场的电网企业、发电企业、售电企业、电力用户企业等市场主体，符合准入条件，经省政府电力管理部门公示无异议的，可直接向交易机构进行注册。交易机构统一负责交互市场主体的结算、用电、并网

等信息。售电企业与其服务用户的有关用电信息的绑定、调整由交易机构完成。

2. 市场预测。交易机构的年度、季度、月度市场分析预测主要用于指导交易的组织开展，电网企业的中长期、年度、月度和短期电网平衡分析主要用于指导电网规划和电网运行，各自独立开展。

3. 交易组织。交易机构主要负责市场交易组织，国网山西省电力公司调度机构（以下简称“调度机构”）主要负责实时平衡和系统安全。日内即时交易和实时平衡由调度机构负责，中长期交易和跨省区交易由交易机构负责，日前交易要区别不同情形，根据实际运行情况和经验，逐步明确、规范交易机构和调度机构的职能边界。交易机构按照市场规则，基于电网安全约束，编制年度、月度和周交易计划，作为电量结算、调度机构编制日前调度计划和实时平衡调度的依据。调度机构向交易机构提供安全约束条件和基础数据，进行安全校核，依据电量交易计划形成日前调度计划并执行，公布实际执行结果，并向市场主体说明实际执行与日前调度计划产生偏差的原因，负责偏差电量的后续处置。交易机构根据市场规则确定的激励约束机制要求，通过事后结算实现经济责任分担。

4. 交易计划。按照省政府电力管理部门确定的电量调控目标和优先发电序位，交易机构负责编制日以上电量计划，电网企业的调度机构负责编制日内电量计划。

5. 交易结算。由交易机构出具电量结算依据，电网企业向发电企业、电力用户和售电企业出具电费结算依据，并由电网企业负责资金结算。

三、电力交易机构主要职责

山西电力交易机构做到“三位一体”，即涵盖电力直接交易、发电权交易、跨省跨区电力交易等市场交易日常管理和运营工作，在政府监管下为市场主体提供规范公开透明的电力交易服务。

1. 提出完善交易机制的建议。依据国家、省政府有关电力市场化改革的文件精神，提出完善电力市场交易服务和运营规则的建议。并根据市场建设目标、市场发展情况和交易规则，设计交易品种，编制起草市场注册、市场交易、交易合同、交易结算、信息披露等方案，报省政府相关部门批准。

2. 交易平台建设与运维。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、建设功能健全、运行可靠的电力市场交易技术支持系统，并与山西省电力需求侧管理平台和山西能源监管信息系统相连。加强技术支持系统的运维，支撑市场主体接入和各类交易开展。

3. 市场成员注册管理。省政府电力管理部门按年度公布符合标准的发电企业和售电企业目录，对电力用户企业目录实施动态监管。进入目录的发电企业、售

电企业和电力用户企业可自愿到电力交易机构注册成为市场主体。电力交易机构受理市场成员递交的入市注册申请，与市场成员签订入市协议和交易平台使用协议，办理交易平台使用账号和数字证书，管理市场成员注册信息和档案等。注册的市场成员可通过电子交易平台在线参与各类电力交易，签订电子合同，查阅交易信息等。

4. 市场分析预测。依据市场供应能力、市场需求情况、输电通道利用等信息对未来市场供需进行分析，以指导电力交易的开展。交易机构需要与市场主体交互新增装机、负荷变化预测、运行方式、输电通道可用容量、电力销售市场分析预测、年度及中长期市场分析预测、短期平衡分析预测等信息。采取有效风险防控措施，加强对市场运营情况的监控分析，协助省政府电力管理部门和省政府授权的电力监管部门规范市场主体行为、处置交易争议，当市场出现重大异常时及时报告，并按要求和授权采取相应的市场干预措施。

5. 市场交易组织。发布交易信息，提供平台供市场成员开展双边、集中等交易。按照交易规则，完成交易组织准备，发布电力交易公告，通过交易平台组织市场交易，发布交易结果。

6. 交易合同管理。编制电力交易合同范本，组织通过交易平台签订各类交易合同，开展电力交易合同的收集、汇总、变更和存档，跟踪交易合同执行情况。

7. 交易计划编制与跟踪。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。协调省内发电能力，确保各类交易合同依据规则得到有效执行。

8. 统计结算和分析。根据市场交易发展情况及市场主体意愿，逐步细化完善交易结算相关办法，规范交易结算职能；负责组织开展电力直接交易、跨省跨区电力交易、发电权交易等市场交易品种的交割计算、确认和发布，出具电量电费、辅助服务费及输电服务等结算凭据。同时，建立电力市场交易统计制度，并开展电力市场交易数据的统计和分析。

改革初期，由交易机构出具电量结算依据，电网企业向发电企业、电力用户企业和独立售电企业出具电费结算依据，并由电网企业负责资金结算。随着改革的推进，逐步过渡到由交易机构依据交易结果出具电量结算依据，按照“谁销售谁开票、向谁销售对谁开票、对谁开票与谁结算”的原则开展结算工作。

9. 信息发布与披露。负责电力市场交易信息披露工作，定期向省政府电力管理部门、省政府授权的电力监管部门以及市场主体报送或发布相关信息，包括需求预测、电力电量平衡、发电上网情况、电力市场交易情况等。

10. 合规管理。促进各种交易行为和业务合规开展，按授权对市场主体和相

关从业人员违反交易规则、扰乱交易秩序等违规行为进行查处和报告。配合政府相关部门做好市场主体信用等级评价工作。做好交易机构自身行为的合规自律，配合做好市场管理委员会及政府部门要求开展的外部审计、业务稽核及其他监管工作。

11. 市场服务。应加强市场建设，扩大市场容量，开阔全国市场。为发电企业、售电企业和电力用户企业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。开展沟通宣传，树立交易机构公平诚信的市场形象。

12. 电力市场其他管理事项。负责交易对象关系管理，协调与交易主体、其他交易关联方的关系，以及采取风险防控措施、加强电力市场运营分析和风险评估，当市场出现重大异常时，按规则采取相应市场干预措施，并及时报告，确保山西电力市场交易有序开展。

山西电力交易机构不得直接或者间接从事以下工作：以营利为目的的业务；发布对电力交易价格有导向作用的文字和资料；为他人提供担保；未经省政府电力管理部门和省电力市场管理委员会批准的其他业务。

四、组织实施

山西电力交易机构组建工作，由省政府电力管理部门牵头，负责组建并组织实施。

在省政府电力管理部门的指导下，国网山西省电力公司办理山西电力交易机构名称预核准，完成山西电力交易机构的工商注册。工商注册后山西电力交易机构按照批准的公司章程和运营规则开展工作。

附件 2

山西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）、《关于同意山西省开展电力体制改革综合试点的复函》（发改经体〔2016〕176号）等文件精神，按照《山西电力交易机构组建方案》的总体要求，为维护山西电力市场的公平、公开、公正，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，组建山西省电力市场管理委员会（以下简称“市场管理委员会”）。组建方案如下：

一、定位

市场管理委员会是由山西电力市场主体按类别推荐代表组成，共同研究、协

商并表决形成一致意见的自治性组织。依照法律、法规和有关电力市场体制改革文件精神，客观中立、公平公正履行职责。负责培育电力市场，维护电力交易市场秩序，保障交易机构合法、合规运营；主动承担规划、规则制定及组织实施的责任，研究并向省政府电力管理部门提出有关完善电力市场交易的意见和建议，协助省政府电力管理部门和省政府授权的电力监管部门代表市场主体对电力市场交易行为实施监管。形成政府领导和监管、市场管理委员会议事协商和参与监管、交易机构实施、政府否定纠偏的工作衔接和闭环管理机制。

二、主要职责

（一）研究规划。市场管理委员会应分阶段、分年度研究电力市场改革和建设的整体性、长期性、基本性问题，研究提出山西电力市场建设计划及发展规划建议、跨省跨区电力市场建设计划及发展规划建议。

（二）制定细则。市场管理委员会应维护好电力市场交易秩序，保障交易机制的正常运转，依据国家及省有关交易规则，研究制定山西省电力市场交易细则、运营规则等。

（三）提出建议。对贯彻落实国家有关市场化改革政策、市场监管办法、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）协调争议。协调电力市场主体各方在交易运营中发生的争议及市场主体其他相关事宜等。

（五）加强监督。掌握交易机构的交易情况，及时研究纠正交易中出现的偏差，加强市场运行监督，审议交易方案。

三、组织机构

（一）市场管理委员会组成。市场管理委员会由电网企业、发电企业、电力用户企业、售电企业、第三方机构等各类别市场主体选派代表参加。初期规模设定为 17 人，拟设主任委员 1 名、副主任委员 4 名，其中由 1 名副主任委员兼任秘书长。市场管理委员会组成人员在派出单位领取薪酬。市场管理委员会可根据工作需要设立相关专业工作组和专家咨询组。

（二）市场管理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 5 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. 身体健康，最近 3 年无违法违规记录和不良信用记录。

（三）市场管理委员会秘书处职责。秘书处是市场管理委员会常设的具体办事机构。主要负责联络交易机构、电力市场各方主体，收集电力市场各方主体的意见、建议并进行反馈；组织召开市场管理委员会代表大会和专业小组会议，整理会议纪要、议事材料等，做好市场管理委员会审议结果的报送和落实工作。

四、委员产生

组建初期，市场管理委员会委员拟按以下方式产生，每届委员任期3年。

（一）发电企业代表委员4名。由参与电力交易的发电企业从推荐候选人中选举产生，候选人从省内在役装机规模排序前10位的发电集团中推荐产生。

（二）电力用户企业代表委员4名。由参与交易的电力用户从推荐的候选人中选举产生，候选人从煤炭、黑色冶炼、有色、化工、建材、装备制造等六大行业，年用电量在同行业排序前3位的用户中推荐产生。

（三）售电企业代表委员4名。由电力市场中所有的售电企业从推荐候选人中选举产生，候选人从在工商注册资本排序前10位的售电企业中推荐产生。

（四）电网企业代表委员3名。由承担输配电业务的电网企业推荐产生。

（五）交易机构代表委员1名。由交易机构推荐产生。

（六）第三方机构专家委员1名。由专业智库机构专家等推荐产生。

五、议事机制

市场管理委员会组建和试运行期间，省政府电力管理部门负责召集会议。正常运行后，按照市场管理委员会议事规则等规定召开会议，履行职责。

（一）议事制度。市场管理委员会制定每季度定期的议事会议制度、不定期的协调会议制度和不定期的专业讨论会议制度，专业会议讨论形成的意见或决议，报省政府电力管理部门审定后实施。

（二）表决机制。市场管理委员会设立合理的议事规则，遵循协商一致的原则，以全体成员表决超过半数的方式形成决议。省政府有关部门和省政府授权的电力监管部门可参与电力市场管理委员会的讨论和议事。

（三）政府监管。市场管理委员表决通过的交易和运营规则、审议结果等，报省政府电力管理部门审定后执行。省政府有关部门和省政府授权的电力监管部门可行使否决权。

六、组织实施

在省电力体制改革领导小组领导下，由省政府电力管理部门牵头，会同相关部门指导市场主体做好市场管理委员会组建运营工作。

关于印发《山西省放开增量配电业务试点方案》的通知

(晋经信电力字〔2016〕280号)

各市经信委、发改委：

为贯彻落实《山西省人民政府办公厅关于印发山西省售电侧改革实施方案的通知》(晋政办发〔2016〕113号)文件精神，省经信委、省发改委会同相关部门共同制定了《山西省放开增量配电业务试点方案》，现印发给你们，请按照执行。

附件：《山西省放开增量配电业务试点方案》

山西省经济和信息化委员会

山西省发展和改革委员会

2016年10月13日

附件

山西省放开增量配电业务试点方案

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)及其相关配套文件、《国家发改委国家能源局关于同意山西省开展电力体制改革综合试点的复函》(发改经体〔2016〕176号)和《山西省售电侧改革实施方案》(晋政办发〔2016〕113号)等文件，鼓励社会资本有序投资、运营增量配电网，促进配电网建设；创新供用电方式，提高配电网运营效率，为用户提供安全、可靠、高效、清洁、廉价、便捷的供电服务。结合山西实际制定本方案。

一、试点范围

增量配电网资产包括两部分：一是对于历史形成的，国网山西省电力公司和晋能集团有限公司以外的存量配电网资产，可视为增量配电业务。二是纳入配电网年度建设计划中，电压等级在110千伏及以下的新增配电网，鼓励社会资本参与建设和运营管理。

增量配电网实施主体以煤矿集团等大型企业自供区和国家、省级园区为重

点，鼓励用电企业、发电企业、产业园区、社会资本等合作，共同组建混合所有制公司，形成拥有配电网资产的售电公司；对配电设施产权与国网山西省电力公司或晋能集团有限公司存在相互交叉的区域，可通过产权置换或国网山西省电力公司、晋能集团有限公司参股等形式，共同组建混合所有制公司。

同一营业区内可以有多个售电公司，但只能有一个拥有配电网资产的售电公司，具有配电网经营权，并提供保底供电服务。

列入国家 100 个吸引社会资本投资增量配电业务的试点项目优先纳入我省试点范围。

二、试点条件

（一）合法主体。按照《中华人民共和国公司法》进行工商登记注册，成为拥有配电网资产的具有法人资格的主体。

（二）资产要求

售电公司资产总额应不低于 2000 万元，且为实收资本。

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%。

（三）经营场所。拥有与申请的售电规模和业务范围相适应的设备、经营场所，拥有参与电力市场交易所需的通信信息系统及面向客户的服务平台，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）专业人员。具有与申请规模相适应的掌握电力系统基本技术经济相关知识、2 年以上相关工作经验的专业人员。

1. 资产总额在 2 千万元至 1 亿元人民币的售电公司，应拥有不少于 10 名专业人员。

2. 资产总额在 1 亿元至 2 亿元人民币的售电公司，应拥有不少于 15 名专业人员，至少拥有一名高级职称和三名中级职称的专业管理人员。

3. 资产总额在 2 亿元人民币及以上的售电公司，应拥有不少于 20 名专业人员，至少拥有一名高级职称和三名中级职称的专业管理人员。

4. 拥有配电网运营权的售电公司，应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。

(五) 信用记录。售电公司及其负责人无不良金融、司法记录和不良经营记录。

(六) 营业资格。拥有配电网经营权的售电公司，应由省经信委确定供电营业范围，颁发供电营业许可证。

三、试点流程

(一) 申报程序

1. 凡具备第三条 1—6 款条件的拥有配电网资产的售电公司，向所在市经信委提出申请。

2. 市经信委对企业申报资料和现场进行核实，符合条件的上报省经信委。

3. 省经信委对各市上报材料进行复核，对社会资本投资增量配电网绝对控股的，即拥有配电网运营权，纳入试点名单，明确供电营业范围，颁发供电营业许可证。

(二) 申报材料

1. 企业基本情况，法人资格、股权结构等。

2. 企业配电网项目规划纳入山西省配电网建设改造‘十三五’规划或省级配电网年度建设计划等相关材料（新建配电网工程必备）。

3. 政府部门批准的园区材料，包括行政区划范围、地理平面图等（各类园区项目必备）。

4. 运营设施情况，分电压等级的线路名称和长度、分电压等级的供电设备容量、输配电范围、供电网络及负荷分布图，配电接线图等相关资料（存量配电网资产必备）。

5. 专业技术人员清单及技术资格，安全负责人、生产运营负责人、技术负责人职称证件复印件和工作经历说明。

6. 试点企业或其上级部门出具的符合供电要求的营业场所证明。

7. 开展供电营业必备的管理制度、技术标准，计量、试验、维修、通讯及交通运输装备等。

8. 履行电力社会普通服务、保底供电服务义务承诺书。

四、试点内容

(一) 鼓励社会资本以混合所有制方式参与新增配电网建设

1. 企业规划建设。符合试点条件的企业根据电力市场需求，编制配电网规划，企业配电网规划需纳入山西省配电网建设改造‘十三五’规划或省级配电网年度建设计划，增量配电网项目审批执行建设项目管理相关规定。

2. 政府规划建设。地方政府规划建设、扩建、改造的增量配电网项目，通过招标等市场化机制公开、公正优选确定项目业主，明确项目建设内容、工期等并签订协议。

3. 社会资本投资收益方式。坚持谁投资、谁受益的原则，以混合所有制方式参与新增配电网建设，符合条件的可以运营配电业务；也可以通过固定投资回报率方式、资产重组产权多元化等方式，获取投资收益，不参与运营。

4. 公平接入系统。电网企业按照电网接入管理的有关规定以及电网运行安全的要求，公开接入流程和信息、承诺办理期限，对纳入试点的企业无歧视开放电网，提供便捷、及时、高效的并网服务。

（二）拥有配电网资产的售电公司配电价格核定和结算方式

1. 配电价格核定。增量配电区域的配电价格由省级价格主管部门依据国家发展改革委关于输配电价有关政策规定核定。配电网价格核定前，暂按国家发展改革委核定我省省级电网分电压等级输配电价执行，具体为：售电公司向用户售电的电压等级输配电价标准扣减该配电网接入省级电网电压等级对应的输配电价标准后执行。

2. 交易结算。按规定向交易主体收取配电费（含线损和交叉补贴），代国家收取政府性基金（电网企业代收除外）；按照山西电力交易机构出具的结算依据，承担市场主体的电费结算责任，并出具结算发票，保障交易电费资金安全。

（三）拥有配电网资产的售电公司参与市场交易运营模式

创新运营机制和服务方式，配电区域内的售电公司或电力用户可以不受配电区域限制购电。拥有配电网资产的售电公司既可在配电网区域内购、售电，以市场化、保底供电等多种方式向受托用户售电；也可在配电网区域外购、售电。拥有配电网运营权的售电公司，应将配电业务和竞争性售电业务分开核算。

1. 配电网区域内承担保底供电服务。配电区域内的居民、农业、重要公用事业、公益性服务等享有保底供电服务，其用电继续执行山西目录销售电价。

2. 配电网区域内的市场交易。售电公司向发电企业直接购电，并向区域内电力用户售电，执行电力直接交易价格。参与电力直接交易市场主体向配电网区域外电源购电，购电价格由发电企业的交易价格（或售电公司交易价格）+国网山西省电力公司的输电价格（含交叉补贴和线损）+售电公司配电价格（含交叉补贴和线损）+政府性基金等四部分组成；参与电力直接交易市场主体向配电网区域内电源购电的，购电价格由发电企业的交易价格（或售电公司交易价格）+售电公司配电价格（含交叉补贴和线损）+政府性基金等三部分组成。

3. 配电网区域外购售电。同无配电网资产、不拥有配电网运营权的独立售电公司相同的权力和义务。

（四）供电运营区域内的电源点（自备）运营模式

严格执行电力行业相关规章，维护电力系统安全稳定运行。执行统一的产业政策和市场规则，自备电厂是合格市场主体，公平参与市场交易，承担社会责任，缴纳各项费用。对符合规定的自备电厂无歧视开放电网，做好系统接入服务。

（五）探索拥有配电网资产的售电公司风险防范机制

为有效防范风险，对拥有配电网资产的配售电公司引入第三方金融机构，缴纳售电保证金，实行保证金额度与允许售电规模联动制度。

五、试点企业主要业务

（一）供电服务业务

配电网运营者在其配电区域内从事供电服务包括：

1. 负责配电网的调度、运行、维护和故障消除。
2. 负责配电网建设与改造。
3. 向各类用户无歧视开放配电网，负责用户用电设备的包装、接入和增容。
4. 向各类用户提供计量、抄表、收费、开具发票和催缴欠费等服务。
5. 承担其电力设施保护和防窃电义务。
6. 向各类用户提供电力普遍服务，公开配电网的运行、检修和供电质量、服务质量等信息，受委托承担电力统计工作。
7. 向市场主体提供配电服务、增值服务。
8. 向非市场主体提供保底供电服务，在售电公司无法为签约用户提供售电服务时，直接启动保底供电服务。
9. 承担支付接入其配电网的可再生能源发电补贴的责任；法律、法规、规定的其他业务。

（二）配电网服务业务

配电网运营者向配电区域内用户提供的配电网服务包括：

1. 向市场主体提供配电网的可用容量、实际容量等必要的市场信息。
2. 与市场主体签订经安全校核的三方购售电合同。
3. 履行合同约定，包括电能量、电力容量、辅助服务、持续时间、供电安全等级、可再生能源配额比例、保底供电服务内容等。
4. 承担配电区域内结算业务，按照政府核定的配电价格收取配电费，按照国家有关规定代收政府性基金和交叉补贴，按合同向各方支付相关费用。

配电网运营者不得超出其配电区域从事配电业务。

（三）保底供电服务业务

配电网运营者向居民、农业、重要公用事业和公益性服务等电力用户，具备市场交易资格选择不参与市场交易的电力用户，售电公司终止经营、无法提供售电服务的电力用户，以及政府规定暂不参与市场交易的其他电力用户实行保底供电服务。包括：

1. 按照国家标准或者电力行业标准提供安全、可靠的电力供应。
2. 履行普遍供电服务义务。
3. 按政府定价向发电企业优先购电。
4. 按政府定价或有关价格规则向电力用户收取电费。

（四）增值服务业务

配电网运营者有偿为各类用户提供增值服务。包括但不限于：

1. 用户用电规划、合理用能、节约用能、安全用电、替代方式等服务。
2. 用户智能用电、优化用电、需求响应等。
3. 用户合同能源管理服务。
4. 用户用电设备的运行维护。
5. 用户多种能源优化组合方案，提供发电、供热、供冷、供气、供水等智能化综合能源服务。

六、试点要求

（一）加强试点的组织领导

放开增量配电业务应按照“试点先行、积极稳妥、有序推进”的原则，严格履行试点手续，及时总结试点经验并逐步扩大试点范围。省政府相关部门要依据职责对放开增量配电业务试点实施情况予以指导和监管，建立定期汇报协调工作机制。

（二）探索创新供电方式

拥有配电网运营权的售电公司应创新运营机制和服务方式，以市场化、保底供电等多种方式向受托用户售电，并可为用户提供综合能源服务，利用现代信息技术，向用户提供智能用电、科学用电的服务，进一步降低用电成本，促进能源消费革命。

（三）保障供电安全可靠

拥有配电网运营权的售电公司享有电网企业相同的权利，并切实履行相同的责任和义务。承担配电网的投资建设和运营管理，对其供电区域内的用户，应确保安全可靠供电、保底供电和社会普遍服务等义务。

关于拥有配电网运营权的售电公司申领 《电力业务许可证（供电类）》的通知

（晋监能〔2016〕22号）

山西省电力公司、晋能电力有限责任公司、五大发电集团山西公司、山西省电力交易中心、各拥有配电网运营权的售电公司：

现将国家发改委、国家能源局《关于规范开展增量配电业务改革试点的通知》（发改经体〔2016〕2480号）和国家能源局《关于对拥有配电网运营权的售电公司颁发管理电力业务许可证（供电类）有关事项的通知》（国能资质〔2016〕353号）转发你们，请遵照执行。按照文件要求，就有关事项通知如下：

一、拥有配电网运营权的售电公司，在正式经营售电业务前，必须取得山西能源监管办颁发的《电力业务许可证（供电类）》。

二、拥有配电网运营权的售电公司从事竞争性售电业务，山西省电力交易中心在办理注册前，应当查验售电公司提供的《电力业务许可证（供电类）》。

三、拥有配电网运营权的售电公司在提交《电力业务许可证（供电类）》申请前，应当取得配电区域的划分协议书或园区管委会等政府机构的意见。无法达成配电区域划分协议或意见的，由山西能源监管办根据配电网项目核准内容、电网实际覆盖范围，并综合考虑电网结构、电网安全、供电能力、供电质量、供电的经济合理性等因素，确定配电网区域。

四、山西能源监管办对增量配电业务符合配电网规划、电网公平开放、电力普遍服务等实施监管，对拥有配电网运营权的售电公司持有《电力业务许可证（供电类）》的情况以及被许可人持续符合许可证法定条件的情况实施监督管理。

五、许可条件和申请材料请依据《国家能源局关于对拥有配电网运营权的售电公司颁发管理电力业务许可证（供电类）有关事项的通知》（国能资质〔2016〕353号）执行，有关申请程序如下：

登陆国家能源局山西监管办公室主页（<http://sxb.nea.gov.cn>），在行政审批办事系统中点击在线申报，注册申报。可在填报指南——输供电许可业务中下载填报模板。

- 附件：1. 《国家能源局关于对拥有配电网运营权的售电公司颁发管理电力业务许可证（供电类）有关事项的通知》（国能资质〔2016〕353号）（略）
2. 《国家发改委 国家能源局关于规范开展增量配电业务改革试点的通知》（发改经体〔2016〕2480号）（略）

山西能源监管办
2016年12月15日

关于印发《2017年山西省电力直接交易工作方案》的通知

(晋经信电力字〔2016〕359号)

各市经信委，各有关企业：

为进一步贯彻落实国家和省有关电力体制改革文件精神，加大电力市场化改革力度，做好2017年全省电力市场交易工作，省经信委会同省发改委、山西能监办等部门结合山西实际研究制定了《2017年山西省电力直接交易工作方案》，并报省政府主要领导同意。现印发你们，请遵照执行。

附件：《2017年山西省电力直接交易工作方案》

山西省经济和信息化委员会

2016年12月28日

附件

2017年山西省电力直接交易工作方案

按照国家和省有关电力体制改革的相关文件精神，为进一步推进电力市场化改革，有序放开发用电计划，扩大市场交易份额。在认真总结前几年全省大用户直接交易工作基础上，充分吸收和借鉴兄弟省市的做法，制定2017年山西省电力直接交易工作方案。

一、交易规模

推进电力市场化改革，进一步加大电力市场交易力度，按照国家发改委国家能源局《关于同意山西省开展电力体制改革综合试点的复函》（发改经体〔2016〕176号）要求，参照我省近三年工业用电量增长情况，2017年山西省电力直接交易规模为500亿千瓦时，约占全省工业用电量36%，占全社会用电量30%。

二、交易主体

参与电力交易的市场主体包括供电企业、发电企业、售电公司、用电企业。各类市场主体均应满足国家节能减排和环保要求，符合产业政策要求，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。内部核算的用电企业、发电企业经法人单位授权，方可参加。

（一）发电企业应同时具备以下条件

1. 现役省调燃煤发电企业，天然气发电、风电、光伏、水电、生物质发电等省调清洁能源发电企业；

2. 发电企业要符合国家基本建设审批程序并取得发电业务许可证，污染物达标排放；

3. 发电企业及其负责人无不良金融、司法记录和不良经营记录；

4. 属国家产业政策要求淘汰的机组、污染物排放不达标的机组和未达到国家单耗限额标准的机组均不得参与直接交易。

（二）电力用户企业应同时具备以下条件

1. 产业政策。用电项目建设核准（备案）手续齐全，符合国家产业政策要求；

2. 能源消耗。能源消耗达到国家标准；

3. 环保排放。环保排放达到国家标准；

4. 电压等级及电量。用电电压等级在 110 千伏及以上的企业；用电电压等级在 35 千伏，且上年度用电量在 5000 万 kwh 以上的企业；高新技术企业、大数据类企业、承接加工贸易产业转移的企业以及完成电能信息采集监测系统建设的企业，上年度年用电量在 1000 万 kwh 以上，用电电压等级放宽至 10 千伏。

国家或省级园区（包括高新技术园区、经济技术开发区、循环经济园区）内执行大工业电价的企业，不受电压等级及电量限制；完成电能信息采集监测系统建设、且执行大工业电价的新投产企业，不受电压等级及电量限制；

5. 信用等级。用户及其负责人无不良金融、司法记录和拖欠电费记录，信用良好；

6. 自备用户。拥有自备电源的用户应按规定承担国家依法合规设立的政府性基金，以及与产业政策相符合的政策性交叉补贴和系统备用费；

7. 属国家产业政策要求淘汰设备（工艺）的企业、污染物排放不达标的企业和未达到国家单耗限额标准的企业（新建项目为国家单耗准入标准）均不得参加直接交易。

（三）售电企业（公司）应同时具备以下条件

1. 合法主体。按照《中华人民共和国公司法》进行工商登记注册，具有独立法人资格。

2. 资产要求；

售电公司资产总额应不低于 2000 万元，且为实收资本。

(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。

3. 经营场所。拥有与申请的售电规模和业务范围相适应的设备、经营场所，拥有参与电力市场交易所需的通信信息系统及面向客户的服务平台，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. 专业人员。具有与申请规模相适应的掌握电力系统基本技术经济相关知识、具备 3 年以上相关工作经验的专业人员。

(1) 资产总额在 2 千万元至 1 亿元人民币的售电公司，应拥有不少于 10 名专业人员。

(2) 资产总额在 1 亿元至 2 亿元人民币的售电公司，应拥有不少于 15 名专业人员，至少拥有一名高级职称和三名中级职称的专业管理人员。

(3) 资产总额在 2 亿元人民币及以上的售电公司，应拥有不少于 20 名专业人员，至少拥有一名高级职称和三名中级职称的专业管理人员。

5. 信用记录。售电公司及其负责人无不良金融、司法记录和不良经营记录。承诺履行电力社会普遍服务、保底供电服务义务。

三、申报材料

发电企业、电力用户、售电公司在山西省电力需求侧管理平台进行网上申报，申报账号按照属地管理原则由各市经信委分发，申报截止日期为 2017 年 1 月 5 日，申报需提供以下材料：

(一) 发电企业

1. 发电企业直接交易申请表；
2. 发电企业信用承诺书；
3. 企业营业执照、组织机构代码证、排放污染物许可证复印件（或属地环保部门提供的环保达标排放证明）；非法人企业需提供法人授权书；
4. 发电机组核准（备案）文件；
5. 发电业务许可证复印件；
6. 环保部门出具的脱硫、脱硝、除尘及超低排放验收材料。
7. 参加长协交易的，发电企业申报时应明确交易对象，负责提供双方签订

的长协合作协议；煤电联营发电企业（或其直接控股方）和下游高载能企业实现相互参股 20%以上相关证明文件（包括工商变更登记、公司章程等）。

（二）电力用户

1. 电力用户直接交易申请表；
2. 电力用户信用承诺书；
3. 企业营业执照、组织机构代码证、排放污染物许可证复印件（或属地环保部门提供的环保达标排放证明）；非法人企业需提供法人授权书；
4. 用电主体项目核准（备案）文件；
5. 企业 2015 年 12 月-2016 年 11 月大工业用电量确认表（需供电公司和用电企业双方盖章确认）；
6. 市级节能监察机构出具的企业（2016 年 1-11 月）能耗达标确认函；
7. 对高新技术企业，需提供国家或省相关政府部门的证明材料。
8. 国家或省级园区内不符合独立申报条件的电力用户企业，由园区管委会打包申报，需提供经园区管委会审核符合国家产业政策，且能耗、环保达到国家标准的企业名单。
9. 电力用户企业上年度用电负荷曲线。

（三）售电公司

按照山西省经信委《关于做好售电公司申报工作的通知》（晋经信电力字〔2016〕279 号）要求提供材料。

四、市场交易

（一）交易模式

根据我省产业发展现状和省委省政府关于推进产业升级的有关战略部署，针对不同的行业采取差异化交易模式，以促进全省工业平稳运行和加快转型发展。

1. 普通交易。在交易机构完成注册的市场主体均可进入市场，参与电力交易，供热机组优先参加供热期间的交易，对应发电机组扣减一定比例的基础电量，具体由山西省电力市场管理委员会研究测算报省经信委和山西能监办确定。

2. 重点交易。（1）按照国家发改委等三部委《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）及我省推进铝工业转型升级、大数据产业发展的战略部署，继续执行 2016 年电解铝专场交易政策（大数据企业比照电解铝政策执行），为降低企业用电成本，鼓励燃用低热值煤（采用循环流化床锅炉）发电机组参与交易。（2）对电石、铁合金、离子膜烧碱、尿素、甲醇/二甲醚等高载能企业及引黄提水工程，支持全电量参与

直接交易。对应发电机组扣减一定比例基础电量，允许一台发电机组达到设计利用小时（30万千瓦及以上机组 5500 小时，30万千瓦以下 5000 小时），优先供热机组参与交易。

3. 长协交易。进一步探索煤电铝、煤电化、煤电材等产业一体化发展模式，对煤电联营发电企业（或其直接控股方）与下游高载能企业（电石、铁合金、离子膜烧碱、尿素、甲醇/二甲醚）实现相互参股 20%以上的，支持双方开展长协交易试点。按照用电负荷（可多个用户）与对应机组发电负荷相匹配的原则，签订“中长期直接交易协议”。对应的发电机组原则上在设计利用小时（30万千瓦及以上机组 5500 小时，30万千瓦以下 5000 小时）范围内运行，不再安排基础电量，不再参与其他市场交易。

对重点交易和长协交易，同一发电企业只能选择其一，不得同时参加。

（二）交易机制

1. 市场主体采取自主协商和集中竞价撮合两种模式通过山西电力交易中心交易平台开展交易。年度和季度交易以自主协商为主，月度交易以集中竞价撮合为主。

2. 按照电力市场建设的有关要求，逐步缩短交易周期，合理形成交易价格。对重点交易和长协交易，实行年度交易、季度调整，在签订年度交易合同的框架内，按季度通过电力交易平台提交月度交易电量和交易电价。对普通交易实行月度交易、月清月结的结算方式。依据全省年度交易总规模，确定各类市场主体年度交易电量占申报电量的比例；在控制月度交易总规模的前提下，对每个市场主体的月度交易电量不设限制，形成发用电双向竞争的市场格局。通过电力交易平台达成的交易结果，由交易各方签订交易确认单（可即视为交易合同）。

3. 按照中共中央国务院《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）文件有关“积极开展电力需求侧管理和能效管理”的精神，为“促进运用现代信息技术，实施需求响应，促进供需平衡和节能减排”，对完成电能信息采集监测系统建设的企业，视其运行及实际使用情况允许全电量参与电力直接交易。

4. 鼓励风电等新能源发电机组优先参与交易，鼓励风电等新能源与火电机组打捆参与交易；鼓励完成电能信息采集系统建设且电力需求侧管理评价为 A 级及以上的市场主体优先参与交易。

5. 对符合准入条件的电力用户企业可自主选择委托售电公司代理购电，也可直接向发电企业购电；对国家或省级园区内不符合独立申报条件的电力用户企

业，由园区管委会委托售电公司开展交易。发电企业可自主选择委托售电公司代理售电业务，也可向电力用户企业直接售电。售电公司可自主选择与发电企业、电力用户企业开展购售电交易，同一园区内可以有多个售电公司参与购售电，一个售电公司可以在多个园区内购售电。

6. 售电公司在准入后，需取得电力用户的交易委托代理权，并向交易中心提交委托代理协议后方可参与市场交易（代理委托函应有代理期限和代理交易量等内容），被代理的电力用户企业不再参与市场交易，售电公司与被代理电力用户企业应按要求向交易中心提交相关交易信息，做为电网企业交易结算的依据。

7. 强化交易履约考核，对 2017 年度上周期交易合同兑现率较低的市场主体，除按交易规则给予违约处罚外，将视其情况暂停相关市场主体下周期交易资格。对 2016 年度有违约记录、信誉度较低的企业和上年度交易合同兑现率较低的企业，适当扣减 2017 年交易总量上限或取消交易资格。

8. 对有自备发电机组的电力用户，申请交易电量应优先满足其自备发电机组运行（自备机组要在年度发电调控目标内，参与电网调峰），余额部分可与其他发电企业协商交易。

五、组织程序

参与直接交易的市场主体，按照“一承诺、一注册、一公示、三备案”原则，结合我省实际办理准入手续，分批次按要求参加交易。

（一）组织申报

按照准入条件，由企业自愿向所在市经信委在线申报。各市经信委按照属地管理原则，对申报企业的原始材料进行审核，合格的企业通过省电力需求侧管理平台上报，企业对申报材料的真实性负责，并进行信用承诺。

（二）公示企业

省经信委向社会公示符合条件的发电企业、电力用户企业和售电公司名单，接受社会监督。公示期为 5 个工作日。

（三）注册备案

经公示无异议的市场主体在山西电力交易平台进行注册，并向省经信委和山西能监办及相关信用评价机构备案。

（四）市场交易

省电力交易平台发布交易信息公告，主要包括交易电量规模、输配电价、线损、政府性基金、交易政策及电网主要约束条件等，为市场主体提供交易服务。市场主体按照交易安排，在省电力交易平台完成直接交易。

（五）安全校核和审核确认

省电力公司调度部门对已达成的交易提出电网安全校核意见，由交易机构发布通过安全校核的成交信息。

（六）签订合同

对通过电网安全校核的交易意向，电网企业、发电企业、售电公司、电力用户签订交易合同，明确违约责任，并将合同报省经信委、省发改委、山西能监办备案。

六、相关要求

（一）省经信委、省发改委、山西能监办共同组织和监督交易过程，履行各自职责，确保交易工作顺利完成。

（二）山西电力交易中心有限公司要在电力交易平台上实时公布交易信息，提供优质交易服务。省电力公司调度机构要按照交易双方提交的直接交易申请先后顺序，进行安全校核。

（三）各有关交易主体，应按照交易规则要求，平等协商，自主交易，诚信为本，严禁串通联盟，形成价格壁垒，干扰交易秩序。

第六章 广西壮族自治区

关于印发广西电力用户与发电企业直接交易 实施方案（试行）的通知

（桂发改能源〔2015〕40号）

自治区农垦局，各市发展和改革委员会、工业和信息化委、物价局，广西电网有限责任公司，广西水利电业集团有限公司，各有关电力企业：

为推进我区电力用户与发电企业直接交易工作，根据《广西壮族自治区发展和改革委员会关于印发广西壮族自治区电力用户与发电企业直接交易指导意见的通知》（桂发改能源〔2014〕1288号），自治区发展改革委、工业和信息化委、物价局共同制订了《广西电力用户与发电企业直接交易实施方案（试行）》。现印发给你们，请按照执行。执行过程中遇到的问题，请及时向自治区发展改革委（能源局）反映。

为及时开展工作，现将2015我区电力直接交易工作事项安排如下：

一、2015年1月31日前，由广西电网有限责任公司组建成立电力直接交易机构。

二、各市发展改革委组织市内电力用户和发电企业进行电力直接交易申报，并会同市相关部门进行初审，出具初审意见，2015年1月31日前报自治区能源局。

三、2015年2月27日前，自治区能源局会同自治区相关部门完成审核工作，并公布电力直接交易名单。

四、2015年2月28日前，电力用户、发电企业和电网企业签订2015年度电力直接交易及电网输配电服务三方合同。

广西壮族自治区发展改革委
广西壮族自治区工业和信息化委
广西壮族自治区物价局
2015年1月12日

附件

广西电力用户与发电企业直接交易实施方案（试行）

第一章 总 则

第一条 为规范广西电力用户与发电企业直接交易（以下简称“电力直接交易”）行为，实现电力交易的公开、公平、公正，促进电力市场健康、有序发展，依照《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）、《广西壮族自治区电力用户与发电企业直接交易指导意见》（桂发改能源〔2014〕1288号）、《促进产业结构调整暂行规定》（国发〔2005〕40号）、《产业结构调整指导目录》（2011年本）（2013年修正），结合广西实际，制定本方案。

第二条 电力直接交易是指符合准入条件的电力用户与发电企业依托公用电网，按照自愿参与、自主协商的原则直接进行的购售电交易，电网企业按规定提供输配电服务。

第三条 开展电力直接交易应充分发挥市场机制的作用，促进产业升级和资源的高效利用，促进节能降耗和环境保护。

第四条 本方案适用于广西境内电力直接交易行为。

第五条 跨电网经营企业的电力用户和发电企业暂不开展电力直接交易。

第二章 市 场 成 员

第一节 市场主体与运营机构

第六条 参与电力直接交易的市场成员包括市场主体和市场运营机构。

第七条 市场主体包括符合准入条件的发电企业、电力用户及相关电网经营企业（含地方供电企业，下同）。

第八条 市场运营机构包括电力直接交易机构和电力调度机构。

电力直接交易机构由广西电网有限责任公司负责组建。

第二节 市场主体准入条件

第九条 电力用户须具备以下条件：

（一）具有独立法人资格、依法已经可以开展生产经营活动、财务独立核算、信用良好、能够独立承担民事责任；或经法人单位授权的内部核算的电力用户。

（二）符合《产业结构调整指导目录》等国家和自治区产业政策及环保政策要求。

（三）符合行业准入条件要求。对国家已发布行业准入条件的行业，企业的工艺、技术、装备、规模以及能耗、环保和安全生产等指标必须符合行业准入条件规定的要求；对国家已发布行业准入条件，并实行业准入管理的行业，电力用户须为国家公布的符合行业准入条件的企业。

（四）建设项目的投资立项、土地利用、环境评价、节能评价等符合国家有关审批、核准或备案程序要求。

（五）具有完善的环保设施，且能正常运行并达标排放。

（六）能耗指标先进，单位能耗优于全国同行业平均水平。

（七）用电负荷相对稳定、全年用电量达到一定规模的专变或专线供电。近期暂定为用电电压等级 110 千伏及以上的优势产业规模以上工业用户，并创造条件，适时逐步放宽其他电压等级的用户参与。

（八）具备零点抄表条件，不拖欠电费。

（九）优先考虑实施工业领域电力需求侧管理的电力用户参与。

第十条 发电企业须具备以下条件：

（一）具有独立法人资格、财务独立核算、能够独立承担民事责任；或经法人单位授权的内部核算的发电企业。

（二）符合国家基本建设审批程序并取得发电业务许可证的火力发电企业（含核电）和水力发电企业。其中，火力发电企业为单机容量 15 万千瓦及以上的企业，水力发电企业为单机容量 5 万千瓦及以上的企业。

第十一条 电网经营企业

电网经营企业包括广西电网有限责任公司、广西水利电业集团有限公司、桂东电力股份有限公司、百色电力有限责任公司等广西区内已取得营业许可的电网企业。

第三节 市场成员主要职责

第十二条 各市场成员应严格遵守本方案规定，按要求开展电力直接交易并承担相应责任。

第十三条 电网经营企业的主要职责

（一）严格按照签订的合同，提供输配电服务。

（二）负责电量抄录，代理结算电力直接交易电费。

(三) 按规定披露信息, 包括(但不限于) 输配电价、输配电损耗率、政府性基金和附加等。

第十四条 发电企业的主要职责:

(一) 按照本方案规定参与电力直接交易, 履行交易合同。

(二) 服从电力调度机构统一调度。

(三) 按规定披露信息, 包括(但不限于) 参与电力直接交易机组编号、能耗水平、环保设施运行情况等。

第十五条 电力用户的主要职责:

按照本方案规定参与电力直接交易, 履行交易合同。

按时足额结算电费。

严禁转供或变相转供电。

(四) 按规定披露信息, 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。

第十六条 电力直接交易机构的主要职责:

(一) 负责组织电力直接交易和出具结算凭证。

(二) 负责按交易合同分解编制月度交易计划并转电力调度机构执行。

(三) 负责市场信息统计、发布和报告。

(四) 按规定披露电网运行相关信息。

(五) 负责组织建设、管理和维护电力直接交易系统。

第十七条 电力调度机构的主要职责:

(一) 按调度关系对电力直接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, 并对发电企业或电力用户就校核结果提出的异议作出解释。

(二) 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实时供需平衡。

(三) 负责输电阻塞管理。

(四) 按规定向电力直接交易机构报送电网运行相关信息。

第四节 市场主体准入和退出程序

第十八条 申请参与电力直接交易的电力用户向所在地级市发展改革委提出申请, 并提交相关的申请材料(一式五份)。

地级市发展改革委对申请试点电力用户提交的材料是否齐全进行审验; 会同所在市工业和信息化委、环保局、物价局等部门及供电企业对申请电力用户是否符

合本方案第九条规定的条件进行初步审查，并在 10 个工作日内出具初步审查意见。

第十九条 电力用户通过初步审查后，报自治区能源局会同自治区工业和信息化委、环保厅、物价局等部门及电网企业进行审核。通过审核的，自治区能源局签发核准文书。

第二十条 通过审核的电力用户由自治区电力直接交易机构负责注册登记。

第二十一条 准入申请材料包括：

（一）项目申请报告及《广西壮族自治区电力用户与发电企业直接交易用户申请表》。

（二）企业法人营业执照、组织机构代码、税务登记证复印件。

（三）企业立项批复的复印件。

（四）法定代表人身份证复印件。

（五）企业环境保护验收合格证书复印件。

（六）安全生产许可证。

（七）能源审计报告。

（八）企业行业准入证明文件。

（九）公司章程，公司股权结构及股东的有关情况。

（十）详细技术参数包括但不限于当地供电部门批准的供电方案及接线图、装建容量、用电类别、上一年最大负荷及用电量、下一年预计最大负荷及用电量、典型年份月负荷曲线、本企业近三个月电费缴费发票。

（十一）其它相关材料。

第二十二条 电力用户申请退出电力直接交易的，按退出程序办理，经自治区能源局批准后，电力用户应向相关电力直接交易机构办理注销手续。

第三章 市场交易

第一节 交易电量规模及管理

第二十三条 年度电力直接交易电量规模暂实行总量目标管理，原则上不超过上年电网企业年销售电量的 10%。

每年 11 月 30 日前，自治区能源局商有关部门下达次年电力直接交易电量规模，各发电企业与电力用户签订电力直接交易意向电量，当意向电量超过总规模电量时，对超过的意向电量按等比例原则进行修正，安全校核后，由电力直接交易机构报自治区能源局批准下达，电力用户、发电企业、电网经营企业签订电力直接交易三方合同；当意向电量没有超过总规模电量时，按照实际意向电量执行。

每年 8 月 31 日前,自治区能源局可根据电力供需情况合理调整当年电力直接交易电量规模。

第二十四条 电力直接交易电量优先纳入自治区年度电力电量平衡方案。自治区工业和信息化委在安排区内机组发电指导性计划时,应优先预留电力直接交易电量,其余电量按原有方式安排。

第二十五条 电力用户直接交易电量外的用电需求,由相关供电企业按现行目录电价供电。

发电企业直接交易电量外的发电能力,由电力调度机构根据节能发电调度原则安排上网。

第二节 交易价格

第二十六条 与电力直接交易相关的价格包括直接交易成交电价、电力用户购电价、电厂机组批复上网电价、广西电网平均上网电价、电网企业输配电价、政府性基金和附加。

第二十七条 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。支持和鼓励电力用户与发电企业商定直接交易成交电价浮动机制。

第二十八条 输配电价由国家价格主管部门核定。

第二十九条 政府性基金和附加指电网企业代收的按国家规定标准应缴纳的政府性基金及附加。

第三十条 输配电价核定前,电力用户购电价格:

(一) 适用两部制电价的电力用户,其购电价格由容量电价和电度电价组成。电力用户购电的容量电价保持不变,电度电价计算公式:

电力用户购电价=A [当前电价] + (B [直接交易价格] - C [电厂机组上网电价]) (公式 1)

A: 当前电价为参加电力直接交易的电力用户适用的目录电价的电度电价,政府性基金及附加,输配电损耗,基本电价(两部制电力用户基本电价按现行目录电价对应容量或需量电价标准)。

B: 即为电力用户与发电企业约定的直接交易成交价格(发电端)。

C: 即为参与交易电厂机组国家批复的上网电价。

(二) 适用单一制电价的电力用户,其购电价格计算公式同上述公式 1。

第三十一条 输配电价核定后,电力用户直接交易购电价:

电力用户购电价=广西电网平均上网电价+（直接交易成交价格-参与交易的电厂机组批复的上网电价）+电网企业输配电价（含输电损耗和基本电价）+政府性基金和附加（公式2）

第三十二条 广西电网平均上网电价、准许输电损耗由自治区价格主管部门核定，并于每年11月30日前发布下一年度的广西电网平均上网电价、准许输电损耗。

第三节 交易组织和实施

第三十三条 年度合约交易

（一）电力用户和发电企业于每年12月10日前，协商次年电力直接交易电量、电价，达成一致后，签订年度电力直接交易意向书，并及时提交电力直接交易机构，同时送电力调度机构进行安全校核。安全校核包括但不限于调峰裕度校核、节能约束校核和电网阻塞校核。

（二）电力直接交易机构于每年12月15日前，根据所有市场主体提交的年度电力直接交易意向书，汇总下一年度电力直接交易信息，送电力调度机构安全校核。

（三）电力调度机构应于每年12月20日前完成安全校核，并将校核结果反馈电力直接交易机构。

（四）经安全校核后，电力直接交易机构于每年12月21日前发布年度交易电量结果。

（五）相关市场主体根据年度电力直接交易意向书中商定的价格和电力直接交易机构发布的交易电量结果，于每年12月31日前签订年度电力用户与发电企业电力直接交易及电网企业输配电服务三方合同。

第三十四条 年度合同电量协商调整

（一）每年9月30日前，电力用户和发电企业可根据当年电力供需实际情况，在不超出本年度电力直接交易电量规模的前提下，可协商调整本年度电力直接交易电量。

（二）相关市场主体协商一致后，签订调整补充协议。

第三十五条 月度交易计划形成过程

（一）每月15日前，电力用户在保证年度交易合同电量不变的前提下，向电力直接交易机构提交下一月份电力直接交易计划。

（二）电力直接交易机构于每月18日前，汇总下一月份电力直接交易申请计划，送电力调度机构安全校核。

（三）电力调度机构应于每月25日前完成安全校核，并将校核结果反馈电力

直接交易机构。

(四) 每月 26 日前, 电力直接交易机构发布下一月份交易计划。

第三十六条 电力直接交易合同签订后, 由电力直接交易机构汇总并形成月度交易计划, 提交电力调度机构执行。

电力调度机构执行调度任务时, 应优先安排电力直接交易合同电量。

第三十七条 年度合同实际电力直接交易电量按电力用户各月份实际直接交易电量计算, 允许与年度合同约定电量 $\pm 3\%$ 偏差。由于电力用户或发电企业自身原因, 交易电量偏差超过 $\pm 3\%$ 的视为违约电量, 违约责任方按照签订的直接交易合同约定的赔偿标准条款承担违约责任。

第三十八条 当参与电力直接交易机组因技术原因无法完成合同电量时, 可由该企业其他机组替代发电, 也可协商由符合准入条件的同在一个区域电网、执行一个准许损耗的其他发电企业替代发电。

第三十九条 电力系统发生紧急情况或事故、影响电力直接交易时, 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。

第五章 计量与结算

第一节 计 量

第四十条 保持现有的计量抄表方式不变, 电力用户和发电企业按照与电网企业签订的《供用电合同》和《购售电合同》所约定的条款执行。

第四十一条 电力直接交易结算电量以约定的计量点计量电量为准(不含电力用户在超出合约交易电量允许偏差外从供电企业购电电量)。

第四十二条 电力直接交易涉及的电能计量装置、电能计量装置校验要求和计量装置异常处理办法按照国家电力计量有关法规和签订的《供用电合同》、《购售电合同》的约定执行。

第四十三条 电网经营企业按合同约定时间完成发电企业和电力用户抄表, 及时将结果送至电力直接交易机构。

第二节 交 易 切 割

第四十四条 电力直接交易机构根据抄表电量和交易合同, 从发电侧、用电侧抄表电量中按照电力直接交易优先的原则切割电量:

(一) 发电侧计量电量、用电侧计量电量均大于或等于当月电力直接交易计划电量的, 按当月交易计划电量进行切割, 并调减当月直接交易电量。

（二）发电侧计量电量、用电侧计量电量一侧或两侧都少于当月电力直接交易计划电量的，按计量电量小者进行切割。

第四十五条 当发电企业（电力用户）与多个电力用户（发电企业）签订有年度交易合同时，按当月交易计划比例计算各交易合同对应的发电侧、用电侧计量电量。

第四十六条 电力直接交易机构根据电量切割结果以及合同约定价格，向相关市场主体出具结算凭证，由电网经营企业分别与电力用户和发电企业进行结算。

第三节 交易结算

第四十七条 电网经营企业按“月结月清”原则优先与发电企业和电力用户结算电力直接交易电费。

第四十八条 电力直接交易由电力直接交易机构负责提供结算凭据，优先结算直接交易电量。直接交易电费委托电网企业代收，并按规定分别与发电企业和电力用户进行结算。

第四十九条 相关市场主体结算电费：

（一）电力用户向电网企业结算电费包括：

1. 电力直接交易结算电费=直接交易结算电量×电力用户购电价
2. 适用两部制电价的电力用户，还须同时按现行目录电价对应容量电价标准向电网企业支付容量电费。

（二）电网企业支付发电企业的结算电费：

电力直接交易结算电费=直接交易结算电量/（1-准许线损率）×直接交易成交电价

第六章 主要环节的处理

第五十条 交易机制、模式及类型

现阶段，直接交易以合约协商交易为主，由电力用户和发电企业通过协商的方式形成年度、月度直接交易电量和电价。条件成熟后，开展月度竞争交易，由电力用户和发电企业通过交易平台集中竞争的方式形成直接交易电量、电价。

第五十一条 调度管理

实施直接交易，电力调度机构对发电企业和用户有关电力设备的调度管辖方式不变。

发电企业和用户应严格执行电网调度管理规定，参与调峰、调频，在电力供

应紧张时应参与有序用电管理，向电力调度机构报送电力生产运行相关信息和报表。电力调度机构应按照“公平、公开、公正”的原则进行调度，及时向电力直接交易机构报送有关直接交易方面的电力调度信息。

第五十二条 合同管理

交易三方应参照自治区能源局制定的合同示范文本签订交易合同。

第五十三条 特殊情况处理

(一) 由于电网原因不能提供输配电服务时，直接交易暂停。电网恢复供电时，直接交易恢复执行。

(二) 当发电企业全月机组有计划外停机，则调减当月直接交易电量，由电网经营企业按目录电价向用户供电。

(三) 当电力用户因自身原因全月停止用电时，则调减当月直接交易电量。

(四) 电力直接交易打破广西总体电价盘子平衡造成电费缺口的，另行专题研究解决。

第七章 监督管理

第五十四条 自治区能源局会同国家能源局派驻当地机构对参与电力直接交易的电力用户进行监管和检查。

第五十五条 能源监管机构依法对市场成员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) 进入和退出电力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 电力直接交易机构应在每月 10 日前发布上月电力直接交易信息，于每年 2 月 28 日前向能源监管机构、自治区能源主管部门书面报送上一年度电力直接交易开展情况。

第五十七条 能源监管机构可采取定期或不定期的方式对本方案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，依照有关规定进行处理。

第五十八条 电力用户出现下列情况时，电力直接交易机构有权责令其限期整改。电力用户限期不整改或整改不合格的，电力直接交易机构上报自治区能源局核准取消电力用户的电力直接交易资格。被取消电力直接交易资格的电力用户，自治区能源局在一年内不再核准其资格申请：

- （一）违反法律、法规和产业政策规定。
- （二）违反电力直接交易规则，被通报或处罚的。
- （三）不能保持准入条件要求。
- （四）发生重大安全生产和污染事故。
- （五）未完成节能减排指标计划。
- （六）恶意虚报电力直接交易规模。
- （七）拒绝接受监督检查。

- 附：1. 广西电力用户与发电企业直接交易年度/月度合约交易意向书（参考样本一）
2. 广西电力用户与发电企业直接交易年度/月度合约交易意向书（参考样本二）
3. 广西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）
4. 广西电力用户与发电企业直接交易用户申请表

附 1

广西电力用户与发电企业直接交易年度/月度合约 交易意向书（参考样本一¹）

甲方：（电力用户）

乙方：（发电企业）

根据《广西壮族自治区电力用户与发电企业直接交易指导意见》（桂发改能源〔2014〕1288号），甲、乙双方均为经有关部门认定的符合广西电力直接交易电力用户准入条件的市场主体，本着平等、自愿、公平和诚信的原则，现就直接购电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

1 样本一适用于输配电价核定前。

万千瓦时（甲方侧计量）。各月份交易电量（单位：万千瓦时）：

1月：	2月：	3月：
4月：	5月：	6月：
7月：	8月：	9月：
10月：	11月：	12月：

二、甲乙双方同意在乙方 号机组现行上网电价的基础上上浮/下降 元/千瓦时（含税），此价差与甲方现行的目录销售电价联动。

双方同意/不同意建立价差浮动机制。如同意，价差浮动机制由甲乙双方在《广西电力用户与发电企业电力直接交易及电网企业输配电服务三方合同（试行样本）》中商定。

三、本意向书签订后，甲方在同一交易周期内不得与其他发电企业再次签订同类型电力直接交易意向协议（超出乙方直接交易发电能力的除外）。

四、交易意向电量经交易确认和安全校核后，报有关部门认定，甲乙双方与相关电网经营企业签订电力直接交易三方合同。

五、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，壹份送广西壮族自治区能源局，壹份送自治区电力直接交易机构。

甲方（盖章）

甲方代表（签字）

地址：

邮编：

电话：

传真：

乙方（盖章）

乙方代表（签字）

地址：

邮编：

电话：

传真：

签约地点：

签订时间：

附 2

广西电力用户与发电企业直接交易年度/月度合约 交易意向书（参考样本二¹）

甲方：（电力用户）

乙方：（发电企业）

根据《广西壮族自治区电力用户与发电企业直接交易指导意见》（桂发改能源〔2014〕1288号），甲、乙双方均为经有关部门认定的符合广西电力直接交易电力用户准入条件的市场主体，本着平等、自愿、公平和诚信的原则，现就直接购电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）。各月份交易电量（单位：万千瓦时）：

1月：	2月：	3月：
4月：	5月：	6月：
7月：	8月：	9月：
10月：	11月：	12月：

二、直接交易成交电价（指乙方侧直接交易电量上网价格）为 元/千瓦时。

双方同意/不同意建立价差浮动机制。如同意，价差浮动机制由甲乙双方在《广西电力用户与发电企业电力直接交易及电网企业输配电服务三方合同（试行样本）》中商定。

三、甲方购电价格。

类 别	单位（元/千瓦时、元/千伏安·月）
广西电网平均上网电价	
直接交易价格	

¹ 样本二适用于输配电价核定后。

续表

类 别		单位（元/千瓦时、元/千伏安·月）
参与交易的电厂批复的上网电价		
输配电价（容量电价）		
输配电价（电度电价）		
政府性基金及附加		
准许线损率		
甲方购电价格	购电价格容量电价	
	购电价格电度电价	

甲方购电价格中的电度电价=广西电网平均上网电价+（直接交易价格-参与交易的电厂批复的上网电价）+电网输配电价（含输电损耗）+政府性基金和附加

四、本意向书签订后，甲方在同一交易周期内不得与其他发电企业再次签订同类型电力直接交易意向协议（超出乙方直接交易发电能力的除外）。

五、交易意向电量经交易确认和安全校核后，报有关部门认定，甲乙双方与相关电网经营企业签订电力直接交易三方合同。

六、本意向书经甲乙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，其中，壹份送广西壮族自治区能源局，壹份送自治区电力直接交易机构。

甲方（盖章）

甲方代表（签字）

地址：

邮编：

电话：

传真：

乙方（盖章）

乙方代表（签字）

地址：

邮编：

电话：

传真：

签约地点： 签订时间：

附 3

合同编号：

广西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）

使 用 说 明

一、《广西电力用户与发电企业电力直接交易及电网企业输配电服务三方合同（试行样本）》（以下简称《样本》），适用于电力用户、发电企业和电网经营企业三方之间签订的年度电力直接交易合同。月度电力直接交易合同参照《样本》签订。

二、合同三方可根据具体情况，在公平、合理和协商一致的基础上对《样本》进行适当调整。

三、合同仅适用于与年度、月度协商合约交易有关的问题。

四、如法律、法规发生变化或者政府部门出台新的规定、规则，合同内容应相应修改。

目 录

- 第一章 定义和解释
- 第二章 三方陈述
- 第三章 三方的权利和义务
- 第四章 交易电量、电价
- 第五章 电能计量
- 第六章 结算和支付
- 第七章 合同变更
- 第八章 合同违约和补偿
- 第九章 合同解除
- 第十章 不可抗力
- 第十一章 争议的解决
- 第十二章 适用法律
- 第十三章 合同生效和期限
- 第十四章 其他

广西电力用户与发电企业电力直接交易及电网企业输配电服务三方合同

广西电力用户与发电企业电力直接交易合同（以下简称本合同）由下列三方签署：

（1）购电人（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，税务登记号：_____，住所：_____，法定代表人/授权代理人：_____。

（2）售电人（发电企业，以下简称乙方）：_____，系一家具有法人资格/经法人单位授权的电力生产企业，企业所在地为_____，在_____工商行政管理局登记注册，已取得_____电力监管委员会/局颁发的本合同所指电厂（机组）发电业务许可证（许可证编号：_____），税务登记号：_____，住所：_____，法定代表人/授权代理人：_____。

（3）_____公司（电网经营企业，以下简称丙方），系一家具有法人资格/经法人单位授权的电网企业，企业所在地为_____，在_____工商行政管理局登记注册，已取得_____电力监管委员会/局颁发的本合同所指输配电业务许可证（许可证编号：_____），税务登记号：_____，住所：_____，法定代表人/授权代理人：_____。

鉴于：

（1）甲方在_____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_____千瓦（kW）或变压器容量为_____千伏安（kVA）的用电企业。

（2）乙方在_____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。

（3）丙方在_____拥有并经营管理_____地区的电网。

甲、乙两方拟通过丙方完成购售电直接交易，三方根据国家有关法律、法规，按照《广西壮族自治区电力用户与发电企业直接交易指导意见》，本着平等、自愿、公平和诚信的原则，经协商一致，签订本合同。

第一章 定义和解释

1.1 定义

1.1.1 电力直接交易电量：甲、乙两方所签订的意向电量满足电力调度机构安全校核要求，经电力直接交易机构认定后，三方合同约定的交易电量。

1.1.2 计量点：指经合同三方确认的本合同中计量电力直接交易电量的电能计量装置关口表安装位置。

1.1.3 紧急情况：指电力系统发生事故或发电、输配电、用电设备发生重大事故，电网频率或者电压超出规定范围，输变电设备负载超过规定值，主干线路功率超出规定的稳定限额以及其他威胁电网安全运行，有可能破坏电网稳定，导致电网瓦解以至大面积停电等运行情况，并且该情况在结束后得到电力监管机构确认。

1.1.4 工作日：指除星期六、星期日及法定节假日以外的公历日。

1.1.5 不可抗力：指不能预见、不能避免并不能克服的客观情况。包括：火山爆发、龙卷风、海啸、暴风雨、泥石流、山体滑坡、水灾、火灾、超设计标准的地震、台风、雷电、雾闪等，以及核辐射、战争、瘟疫、骚乱等¹。

1.2 解释

1.2.1 本合同中的标题仅为阅读方便，不应被视为本合同的组成部分，亦不应以任何方式影响对本合同的解释。

1.2.2 本合同附件与正文具有同等的法律效力。

1.2.3 本合同对任何一方的合法承继者或受让人具有约束力。但当事人另有约定的除外。

遇有本款约定的情形时，相关义务人应当依法履行必要的通知义务及完备的法律手续。

1.2.4 除上下文另有要求外，本合同所指的日、月、年均为公历日、月、年。

1.2.5 合同中的“包括”一词指：包括但不限于。

第二章 三方陈述

2.1 甲、乙、丙三方任何一方在此向其它两方陈述如下：

2.1.1 本方为一家依法设立并合法存续的企业，有权签署并有能力履行本

¹ 此处列举了一些典型的不可抗力，双方可根据当地实际情况选择适用。

合同。

2.1.2 本方签署和履行本合同所需的一切手续（包括办理必要的政府批准、取得营业执照和电力业务许可证等）均已办妥并合法有效。

2.1.3 在签署本合同时，任何法院、仲裁机构、行政机关或监管机构均未作出任何足以对本方履行本合同产生重大不利影响的判决、裁定、裁决或具体行政行为。

2.2 本方为签署本合同所需的内部授权程序均已完成，签署本合同的是本方法定代表人或授权代理人，并且本合同生效后即对三方具有法律约束力。

2.3 如国家法律、法规发生变化或者政府有关部门、监管机构出台有关规定、规则，合同三方同意按照法律、法规、规定和规则予以调整和修改。

第三章 三方的权利和义务

3.1 甲方的权利包括：

3.1.1 根据已与丙方签订的《供用电合同》，按照国家有关法规享受丙方提供的有关用电服务。

3.1.2 根据本合同享受丙方的输配电服务，与丙方协商制定用电计划和设备维修计划。

3.1.3 获得乙方、丙方履行本合同义务相关的信息、资料及查阅关口计量数据。

3.2 甲方的义务包括：

3.2.1 按照国家有关法规、规定和技术规范，运行、维护有关用电设施，合理控制用电系统电能质量。

3.2.2 事先向丙方和市场运营机构提供电力直接交易容量、电量、负荷曲线及其他生产运行信息。

3.2.3 发生紧急情况时，按照相关规定执行。

3.2.4 按相关规定缴纳电力直接交易电量相关费用。

3.2.5 向乙方和丙方提供与履行本合同相关的其他信息。

3.2.6 电力直接交易电量不得转供或变相转供。

3.3 乙方的权利包括：

3.3.1 根据已与丙方签署的《并网调度协议》，按照国家有关法规享受丙方提供的并网调度服务。

3.3.2 根据本合同享受丙方提供的输配电服务。

3.3.3 按相关规定收取电力直接交易电量电费。

3.3.4 与丙方协商制订设备检修计划。

3.3.5 获得甲方、丙方履行本合同义务相关的信息、资料及查阅关口计量数据。

3.4 乙方的义务包括：

3.4.1 向丙方提供符合国家标准和电力行业标准的电能。

3.4.2 遵守已与丙方签署的《并网调度协议》，按照国家有关法规、规定和技术规范，运行、维护有关发电设施。

3.4.3 事先向丙方和市场运营机构提供电力直接交易容量、电量、负荷曲线及其他生产运行信息。

3.4.4 发生紧急情况时，按照相关规定执行。

3.4.5 向甲方和丙方提供与履行本合同相关的其他信息。

3.5 丙方的权利包括：

3.5.1 收取输配电费用。

3.5.2 与甲方、乙方协商制订设备检修计划。

3.5.3 获得甲方、乙方履行本合同义务相关的信息、资料及查阅关口计量数据。

3.6 丙方的义务包括：

3.6.1 遵守已与甲方签订的《供用电合同》和已与乙方签订的《并网调度协议》。

3.6.2 向甲方和乙方提供与履行本合同相关的其他信息。

3.6.3 抄录甲方和乙方计量点电量，代理结算电力直接交易电量电费。

第四章 交易电量、电价

4.1 本合同各方同意，自 年 月 日至 年 月 日，甲方愿意向乙方 号机组购电_____万千瓦时（甲方侧计量）。各月份交易电量（单位：万千瓦时）：

1月：	2月：	3月：
4月：	5月：	6月：
7月：	8月：	9月：
10月：	11月：	12月：

以下 4.2-4.4 条款适用于输配电价格核定前

4.2 甲乙双方同意在乙方 号机组现行上网电价的基础上上浮/下降元/千瓦时（含税），此价差与甲方现行的目录销售电价联动。

双方同意建立价差浮动机制，浮动原则如下：

合同有效期内，如国家调整上网电价，则按新规定执行，甲乙双方可协商调整上网电价价差。

4.3 甲方直接交易电量价格：

4.3.1 适用两部制电价的电力用户，其购电价格由容量电价和电度电价组成。电力用户购电的容量电价保持不变，电度电价计算公式：

电力用户购电价=A [当前电价] + (B [直接交易价格] - C [电厂机组上网电价]) (公式 1)

A：当前电价为参加电力直接交易的电力用户适用的目录电价的电度电价，政府性基金及附加，输配电损耗，基本电价（两部制电力用户基本电价按现行目录电价对应容量或需量电价标准）。

B：即为电力用户与发电企业约定的直接交易成交价格。

C：即为参与交易电厂机组国家批复的上网电价。

4.3.2 适用单一制电价的电力用户，其购电价格计算公式同上述公式 1。

4.3.3 合同有效期内，如国家调整目录销售电价，则按新规定执行。

4.4 乙方直接交易电量价格即为其与电力用户协商确定的直接交易价格。

以下 4.5-4.6 条款适用于输配电价格核定后。

4.5 直接交易成交电价（指乙方侧直接交易电量上网价格）为_____元/千瓦时。

双方同意建立直接交易成交电价浮动机制，浮动原则如下：

4.6 甲方购电价格。

类别	单位（元/千瓦时、元/千伏安·月）
广西电网平均上网电价	
直接交易成交价格	
参与交易的电厂机组批复的上网电价	
输配电价（容量电价）	
输配电价（电度电价）	
政府性基金及附加	

续表

类别		单位（元/千瓦时、元/千伏安·月）
准许线损率		
甲方购电价格	购电价格容量电价	
	购电价格电度电价	

甲方购电价格中的电度电价=广西电网平均上网电价+（直接交易价格-参与交易的电厂机组批复的上网电价）+电网输配电价（含输电损耗）+政府性基金和附加

合同有效期内，如国家调整输配电价、政府性基金和附加，则按新规定执行。

4.7 年度合同电量允许偏差：

年度合同实际直接交易电量按电力用户各月份实际直接交易电量累计，允许与年度合同约定电量±3%偏差。

因甲方或乙方原因，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。

第五章 电 能 计 量

5.1 电力用户直接交易涉及的电量计量点分别在甲方与丙方签订的《供用电合同》以及乙方与丙方签订的《购售电合同》中约定。

5.2 电力直接交易结算电量以甲方计量点关口表计量的电量为结算依据。若甲方（含一个电厂对所有直接交易的电力用户总和）当月实际用电量大于乙方机组实际上网电量，则以乙方计量点关口表计量电量为依据。

第六章 结 算 和 支 付

6.1 年度电力直接交易各月份电量结算。

6.1.1 截至该月份，甲方本年度实际直接交易结算电量累计不超出年度合同约定电量的103%：

该月份实际直接交易结算电量=该月份实际用电量

若甲方当月实际用电量大于乙方机组（含代发机组）实际上网电量，则：

该月份实际直接交易结算电量=乙方上网电量

6.1.2 截至该月份，甲方本年度实际直接交易结算累计超出年度合同约定电

量的 103%:

该月份实际直接交易电量=年度合同剩余电量

6.2 电力直接交易电费结算。

6.2.1 甲方向丙方支付结算电费:

(一) 直接交易结算电费=直接交易结算电量×甲方购电价

(二) 甲方适用两部制电价的, 须同时按现行目录电价对应容量电价标准向丙方支付容量电费。

6.2.2 丙方代理支付乙方的结算电费:

直接交易结算电费=直接交易结算电量/(1-准许线损率)×直接交易成交价格

6.3 丙方按“月结月清”原则优先与甲方、乙方结算电力直接交易电费。电费结算方式和日期按《供用电合同》和《购售电合同》相关约定执行。

若甲方欠直购电电费, 丙方有权按照相关合同约定在支付给乙方的代付电费中予以扣除, 并依据《供电营业规则》相关规定收取违约金。

电力直接交易电费缴交可实行预付费制度。

6.4 开户银行及账号

甲方:

开户名称:

开户银行:

账 号:

乙 方:

开户名称:

开户银行:

账 号:

丙 方:

开户名称:

开户银行:

账 号:

收款方增值税专用发票上注明的银行帐户应与本合同提供的或书面变更后

的相同。

第七章 合同变更

7.1 本合同的任何修改、补充或变更必须以书面的形式进行，三方法定代表人或授权代理人签字后方为有效。

7.2 因国家法律、法规发生变化或者政府有关部门、监管机构出台有关规定、规则，导致三方不能正常履行合同约定时，三方应相应变更本合同。

第八章 合同违约和补偿

8.1 任何一方违反本合同约定条款视为违约，合同其他任一方有权要求违约方赔偿违约造成的经济损失。

8.2 违约的处理原则

8.2.1 违约方应承担继续履行合同、采取补救措施等责任。在继续履约或者采取补救措施后，仍对非违约方造成其他损失的，应当赔偿损失。

8.2.2 在本合同履行期限届满之前，任何一方明确表示或以自己的行为表明不履行合同义务的，另外两方可在履行期限届满前解除合同并要求其承担相应的违约责任。

8.2.3 一方违约后，另外两方应当采取适当的措施防止损失进一步扩大，如果因没有采取适当的措施致使损失扩大的，则其不得就扩大的损失要求违约方承担赔偿责任。

8.3 违约补偿

8.3.1 由于甲方原因，造成乙方年度/月度直接交易电量低于合同电量 97% 时，违约电量按____元/千瓦时进行赔偿；

8.3.2 由于乙方原因，造成甲方年度/月度直接交易电量低于合同电量 97% 时，违约电量按____元/千瓦时进行赔偿；

8.4 除本合同其他各章约定以外，甲乙双方约定：

甲方应当承担的违约责任还包括：_____。

乙方应当承担的违约责任还包括：_____。

8.5 除另有约定外，一旦发生任何一方未能履行本合同项下的任何义务的情况，非违约方可向违约方发出有关违约的书面通知，如果在通知发出后____日内，违约方仍未纠正其违约的，应承担相应的违约责任。

第九章 合同解除

9.1 如任何一方发生下列事件，则另外两方有权在发出解除通知后解除本合同：

(1) 除另有约定外，合同任一方未及时支付本合同项下的任何到期应付款项，且未能在收到相关方书面通知后 日内得到纠正；

(2) 甲方持续 日未能按照本合同正常用电；乙方持续 日未能按照本合同正常发电；丙方持续 日不能按照本合同安全供电；

(3) 一方被申请破产、清算或被吊销营业执照；

(4) 一方与另一实体联合、合并或将其所有或大部分资产转移给另一实体，而该存续的企业不能合理地承担其在本合同项下的所有义务。

9.2 甲、乙、丙三方均不得擅自解除合同。如果因甲方原因导致合同解除，则甲方应赔偿乙方因此而遭受的损失；如果因乙方原因导致合同解除，则乙方应赔偿甲方因此而遭受的损失。

第十章 不可抗力

10.1 若不可抗力的发生完全或部分地妨碍合同任一方履行本合同项下的任何义务，则该方可暂停履行其义务，但前提是：

(1) 暂停履行的范围和时间不超过消除不可抗力影响的合理需要；

(2) 受不可抗力影响的一方应继续履行本合同项下未受不可抗力影响的其他义务，包括所有到期付款的义务；

(3) 一旦不可抗力结束，该方应尽快恢复履行本合同。

10.2 若任何一方因不可抗力而不能履行本合同，则该方应尽快书面通知另外两方。该通知书应说明不可抗力的发生日期和预计持续的时间、事件性质、对该方履行本合同的影响及该方为减少不可抗力影响所采取的措施。

受不可抗力影响的一方应在不可抗力发生之日（如遇通讯中断，则自通讯恢复之日）起 日内向其余两方提供一份由不可抗力发生地公证机构出具的证明文件。

10.3 受不可抗力影响的一方应采取合理的措施，以减少因不可抗力给合同其他方带来的损失。三方应及时协商制定并实施补救计划及合理的替代措施以减少或消除不可抗力的影响。

如果受不可抗力影响的一方未能尽其努力采取合理措施减少不可抗力的影

响，则该方应承担由此扩大的损失。

10.4 如果发生不可抗力，三方首先应尽量调整当年发电和生产计划，尽可能使当年的结算电量接近当年的年合同电量。

10.5 不可抗力造成的合同解除

如果任何不可抗力阻碍一方履行其义务持续超过 日，三方应协商决定继续履行本合同的条件或解除本合同。如果自不可抗力发生后 日内，三方不能就继续履行合同的条件或解除本合同达成一致意见，任何一方有权书面通知另外两方解除本合同，并报电力监管机构和政府相关部门备案。

第十一章 争议的解决

11.1 凡因执行本合同所发生的与本合同有关的一切争议，三方应协商解决，也可提请电力监管机构和自治区能源局调解。协商或调解不成的，按以下第 种方式处理¹：

（1）三方同意提请 仲裁委员会，请求按照其仲裁规则进行仲裁。仲裁裁决是终局的，对三方均具有法律约束力。

（2）任何一方依法提请人民法院通过诉讼程序解决。

第十二章 适用法律

12.1 本合同的订立、效力、解释、履行和争议的解决均适用中华人民共和国法律。

第十三章 合同生效和期限

13.1 本合同的生效条件是：本合同经三方法定代表人或委托代理人签字并加盖公章；

13.2 本合同有效期：自 年 月 日起 年 月 日止。

第十四章 其他

14.1 保密

甲、乙、丙三方均应保证其从另外两方取得的所有无法自公开渠道获得的资料 and 文件（包括财务、技术等内容）予以保密。未经该资料 and 文件的原提供方同

¹ 仅可择一。

意，另外两方不得向任何第三方透露该资料 and 文件的全部或任何部分，但按照法律、法规规定可做出披露的情况除外。

14.2 合同全部

本合同及其附件构成三方就本合同标的达成的全部内容，取代所有三方在此之前就本合同标的所签订的协议和合同。

14.3 通知和送达

任何与本合同有关的通知、文件和合规的账单等均须以书面方式进行。通过挂号信、快递或当面送交的，经收件方签字确认即被认为送达；若以传真、电子邮件方式发出并被接收，即视为送达。所有通知、文件和合规的账单等均在送达或接收后方能生效。一切通知、账单、资料或文件等应按照约定的联络信息发给对方，直至一方书面通知另一方变更联络信息为止。

14.4 不放弃权利

任何一方未通过书面形式声明放弃其在本合同项下的任何权利，则不应被视为其弃权。任何一方未行使其在本合同项下的任何权利，均不应被视为对任何上述权利的放弃或对今后任何上述权利的放弃。

14.5 乙方与丙方已经签订的《购售电合同》、《并网调度协议》和甲方与丙方已签订的《供用电合同》继续有效，互为补充；当《购售电合同》、《并网调度协议》、《供用电合同》约定的内容与本合同不一致时，应按协商一致的原则，经合同签订方协商确定后执行，协商不成的按程序报自治区能源局、电力监管机构协调。

14.6 本合同中有关解除、仲裁和保密的条款在本合同解除后仍然有效。

14.7 未尽事宜，由三方协商签订补充协议，并报自治区能源局备案，送自治区电力直接交易机构。补充协议与本合同具有同等法律效力。

14.8 本合同正本一式 份，甲方执 份，乙方执 份，丙方执 份，壹份送自治区能源局，壹份送自治区电力直接交易机构。

(此页无正文)

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

丙方：

法定代表人/授权代理人： /

签字日期： 年 月 日

签订地点：

附 4

申请编号:

受理编号:

申请时间:

受理时间:

广西电力用户与发电企业直接交易用户申请表

企业名称:

填报日期: 年 月 日

填 表 说 明

一、本表适用于申请参加广西壮族自治区电力用户与发电企业直接交易的电力用户。

二、本表应使用黑色钢笔或签字笔填写，或使用计算机打印，要求字迹工整，不得涂改。

三、申请编号、申请时间、受理编号、受理时间以及审批表内容由受理机关和审批机关填写，其余表格内容由申请企业填写。企业应如实逐项填写，不得有空项。

四、本表一律用中文填写，数字均使用阿拉伯数字。

五、本表在填写时如需加页，一律使用 A4 型纸。

六、本表所需附件材料请按附件材料目录所列顺序用 A4 型纸单独装订成册；企业在申请时，需要交验附件材料中涉及的所有证件、凭证原件。

七、本表可在广西发展和改革委员会网站下载后用 A4 型纸打印。

企业法定代表人声明

本人（法定代表人）（身份证号码）郑重声明，本企业填报的《广西壮族自治区电力用户与发电企业直接交易用户申请表》及附件材料的全部内容是真的，无任何隐瞒和欺骗行为。本企业此次申请参加直接交易的电力用户，如有隐瞒情况和提供虚假材料以及其他违法行为，本企业和本人愿意接受广西电力用户与发电企业直接交易主管部门及其相关部门依据有关法律法规给予的处罚。

企业法人代表：

（签名）（企业公章）

年 月 日

一、企业基本情况

企业名称

注册地址

邮政编码

营业执照注册号

注册资本

产业类型

设立时间

联系电话

传真电话

电子邮箱

员工人数

立项批文

批复机关及文号

批复日期

年 月 日

环保批文

批复机关及文号

年 月 日

资产现况

年总资产

万元

经营业绩

年销售额

万元

二、企业主要负责人简况

法定代表人

姓名

性别

国籍

职务

固定电话

移动电话

经理

姓名

性别

国籍

职务

固定电话

移动电话

电力主管

姓名

性别

国籍

职务

固定电话

移动电话

三、企业用电及电力基本设施简况

序号	项目	单位	内容	备注
1	单位 GDP 能耗	千瓦时/万元		
2	变压器容量	千伏安		
3	年用电量	万千瓦时		
4	结算电价			
5	有无欠缴电费			
6	自备电源			
6.1	装机容量	万千瓦		
6.2	年发电量	万千瓦时		
6.3	发电成本	元/千瓦时		

四、直接交易用户审查审核表情况

地市级发展改革部门

审查意见

(产业政策、能耗水平)

负责人签字：(公章)

年 月 日

广西能源局

审核意见

负责人签字：(公章)

年 月 日

五、附件材料目录

申请参加直接交易的电力用户先填写《广西壮族自治区电力用户与发电企业直接交易用户申请表》，并提交如下资料：

(一) 项目申请报告及《广西壮族自治区电力用户与发电企业直接交易用户申请表》。

(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) 企业立项批复的复印件。

(四) 法人代表人身份证复印件。

(五) 企业环境保护验收合格证书复印件。

(六) 安全生产许可证。

(七) 能源审计报告（没有可不提供）。

(八) 企业行业准入证明文件。

(九) 公司章程，公司股权结构及股东的有关情况。

(十) 详细技术参数包括但不限于当地供电部门批准的供电方案及接线图、装建容量、用电类别、上一年最大负荷及用电量、下一年预计最大负荷及用电量、典型年份月负荷曲线、本企业近三个月电费缴费发票。

(十一) 其它相关材料。

第七章 福建省

关于开展福建省 2015-2016 年度电网企业输配电 成本资产管理情况专项监管工作的通知

（闽监能市场〔2016〕63号）

国网福建省电力有限公司，各有关供电企业：

根据国家能源局《关于印发 2016 年市场监管重点问题监管工作计划的通知》（国能综监管〔2016〕408 号）要求，我办决定在全省范围内开展 2015-2016 年电网企业输配电成本资产管理情况专项监管和 2013-2014 年电网企业输配电成本专项监管发现问题整改情况“回头看”工作。现就有关事项通知如下：

一、监管内容

（一）债权性资产管理情况。各项债权性资产管理是否规范，应收款项、挂账债权、关联资产使用情况等。

（二）存货管理情况。各项存货的收发、库存、清查盘点、处置情况等。

（三）固定资产管理情况。固定资产账、卡、物和折旧管理情况，资产投资购置、清查盘点、使用处置情况等。

（四）无形资产管理。无形资产入账、摊销、核算情况等。

（五）在建工程管理情况。工程投资计划、执行、概算，合同（协议），工程物资、工程验收、竣工决算，转增固定资产情况等。

（六）财产保险管理。财产投保，保险赔偿情况等。

（七）与输配电成本相关的其他资产管理情况。

（八）2013 至 2014 年输配电成本专项监管发现问题整改情况。抽查 2015 年国家能源局组织的福建电网企业 2013 至 2014 年输配电成本专项监管发现问题整改情况。

二、工作安排

（一）工作启动。9 月，制定专项监管工作方案，并发文通知有关电网企业。

（二）现场检查。10-11 月，按照“双随机”要求，组织检查组赴抽检电网企业开展现场监管检查工作。

（三）形成专项监管报告。12 月，汇总现场监管检查情况，结合日常监管工作，编制形成专项监管报告，12 月底上报国家能源局。

对存在问题的电网企业，根据实际情况采取督导、约谈、责令改正等方式要求整改，并监督落实。

三、有关要求

(一) 根据“双随机、一公开”做法选定检查对象，在10月下旬至11月期间现场检查福建省电网公司所属2个地（市）级供电公司、2个二级独立法人单位、2个县级供电公司。受检单位接到我办现场检查通知后应确定具体检查联系人，负责工作对接。

(二) 各供电企业应提前准备自查报告，自查材料电子版10月16日前发福建能源监管办邮箱（fjb_scc@163.com）。

(三) 做好材料准备。受检企业迎检前应准备基本材料清单（见附件），并提供包括（不限于）企业自查报告及相关表格、会计报表、账目、原始单据、审计报告、结算单据、账簿、支付凭证等有关原始。

(四) 配合现场检查，提供现场配合检查有关场地、设备、资料。

(五) 检查期间严格按照中央“八项规定”和国家能源局现场检查纪律，并接受监督。

请国网福建省电力有限公司转发通知至所属各级供电企业。

附件：迎检前应准备基本材料清单

国家能源局福建监管办公室

2016年9月27日

附件

迎检前应准备基本材料清单（2015-2016年度）

1. 企业年度工作报告、会计决算报告、审计报告、税审报告及所得税汇算清缴资料、接受外部财税检查和审计相关资料。

2. 应收款项、预付款项、存货、固定资产、无形资产、在建工程、研发费用、保险费用明细账及有关资产清理清查明细表或盘点表。

3. 国家电网、国网福建电力有限公司下达的年度投资计划（含前期计划、技改计划、科技计划等）。

4. 固定资产、无形资产明细清单（固定资产卡片）及资产折旧、摊销明细

表（2015年12月31日、2016年6月30日）。

5. 截止2016年6月末在建工程项目清单，有关概算、审批（招投标）手续及工程合同等资料。2016年6月末当年已完工程项目概算、决算相关资料。

6. 财产保险合同及2015年至2016年保险投保及理赔事项清单，相关理赔情况说明。

7. 2015年至2016年6月已处置资产清单，相关审批手续资料等。

8. 2015年专项监管检查发现问题整改情况。

9. 检查需要的其它资料。

第八章 黑龙江省

关于做好 2015 年黑龙江省电力用户与发电 企业直接交易的通知

各有关市工信委，省电力公司，各有关电力用户和发电企业：

按照《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）有关精神，根据各有关部门联合印发的《黑龙江省电力用户与发电企业直接交易工作方案》（黑工信电力联发〔2014〕218号）和《黑龙江省电力用户与发电企业直接交易规则（试行）》（东北电监市场〔2014〕491号），省工信委与东北能源监管局、省物价局、省环保厅等部门共同审核并公示后，确定了2015年电力直接交易的准入企业名单（见附件）。为做好2015年黑龙江省电力用户与发电企业直接交易具体启动工作，现就具体事宜通知如下：

一、提高认识，确保电力直接交易工作有序开展

开展电力用户与发电企业直接交易是省委、省政府部署的一项重要工作，各有关单位要高度重视，明晰责任，确保电力直接交易工作有序开展。

二、电力直接交易有关原则和具体工作要求

（一）首批准入直接交易电力用户选择原则

按照《黑龙江省电力用户与发电企业直接交易规则（试行）》中“电力用户实行分批次市场准入，国家现有产业目录中的鼓励类产业用户、新增用电规模较大的用户优先准入”等原则，2015年首批准入直接交易电力用户共13户，满足有关要求的发电企业共14家，29台机组，准入企业名单见附件。

（二）直接交易电量

交易电量原则上为2015年实际新增电量。确定方式：已投产3整年以上企业，以2013年、2014年用电量中较低值为基数，超出部分视为2015年新增电量。投产不足3整年的企业，以上一年度用电量为基数，超出部分为新增电量。最终交易电量以合同签订电量为准。

（三）交易方式

按照《黑龙江省电力用户与发电企业直接交易规则（试行）》，坚持市场化原则，电力用户与发电企业在自愿、互利的基础上，按照双边交易为主，撮合交易等方式为辅的原则开展交易。

（四）交易前准备工作

请各准入电力用户和发电企业按照要求，在接到文件通知10日内到省电力

公司电力交易中心登记注册。请省电力公司做好准入企业间联系沟通工作，为电力用户与发电企业开展交易提供直接交易流程、规则、技术方面的介绍和辅导，发布交易主体、交易电量、交易时限等信息。

（五）明确责任，科学预测和确定直接交易电量

电力直接交易最终需要按照交易结果签订合同。各用电企业和发电企业要明确责任，科学预测和确定交易电量，避免实际用电量与合同签订交易电量间出现较大偏差和违约问题。

（六）交易电量管理

用电企业的交易电量和基数电量按照比例合理分摊到月度电量中，按照月度结算、年度清算的原则，有关结算流程和方式应在交易合同中明确表述。

（七）限时办理

用电企业与发电企业对交易电量、电价协商一致后，向省电力公司申报交易意向。省电力公司要在5个工作日内，完成发电空间及安全校核，并及时发布成交信息。

（八）签订合同，备案后执行

直接交易电量在通过省电力公司安全校核后，交易各方应按原国家电监会制定的合同范本签订合同。省电力有限公司、电力用户、发电企业三方签订《电力直接交易及输配电服务合同》。各合同在签订后5个工作日内由省电力公司汇总并报东北能源监管局、省工信委、省物价局备案。

（九）规范试点行为，严禁违规操作

东北能源监管局会同省工信委对直接交易开展全程监管，参与直接交易的电力用户与发电企业要严格遵守有关文件规定参与交易，如有违规行为，依法依规查处。

三、其它事项

（一）省电力公司每季度要将试点交易情况进行总结和分析，并将情况报省工信委和东北能源监管局。

（二）电力直接交易过程中，如遇到特殊情况，由省工信委、东北能源监管局会同有关部门按《黑龙江省用电企业与发电企业开展直接交易规则（试行）》进行协调处理或市场干预。

（三）电力直接交易过程中，交易各方如果发生争议，可自行协商解决，也可以书面提请省工信委、东北能源监管局和省物价局调解，调解意见经各方确认签章后生效。

（四）用电企业因新增电量不足或没有新增电量无法开展直接交易的，在下一年度组织开展的电力直接交易中继续给予支持。

附件：黑龙江省电力直接交易准入电力用户与发电企业名单（略）

黑龙江省工业和信息化委员会

国家能源局东北监管局

2015年4月28日

2016 年园区及园区内企业开展电力 直接交易名单公示

按照《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）和相关配套文件精神，经各市地组织申报，省工信委会同东北能源监管局、省发改委、省物价局、省环保厅等部门联合确定 2016 年开展电力直接交易的园区及园区内企业名单，其中：整体交易园区 3 个（含 27 户企业），单独交易企业 119 户（分别在 34 个园区内）。现公示如下：

2016 年电力直接交易的园区及园区内企业名单

序号	单位名称	地区	电压等级
一、哈尔滨市各园区情况			
(一)	哈尔滨经济开发区		
1	哈尔滨中飞新技术股份有限公司	平房区	10
2	哈尔滨哈飞航空复合材料制造中心有限公司	平房区	10
(二)	哈尔滨高新技术开发区		
3	哈尔滨九州电气技术有限责任公司	松北区	10
4	哈尔滨秋冠光电科技有限公司	松北区	10
(三)	利民开发区		
5	哈药集团生物工程有限公司	呼兰区	10
6	葫芦岛正大畜牧有限公司哈尔滨分公司	呼兰区	10
7	黑龙江正大实业有限公司	呼兰区	10
8	哈尔滨元亨生物药业有限公司	呼兰区	10
9	哈尔滨义利实业有限公司	呼兰区	10
10	哈尔滨派斯菲科生物制药股份有限公司	呼兰区	10
11	哈尔滨重工设备制造有限公司	呼兰区	10
12	哈尔滨三联药业股份有限公司	呼兰区	10
13	哈尔滨鑫天食品有限公司	呼兰区	10
14	哈尔滨峰龙实业有限公司	呼兰区	10
15	哈尔滨岛田大鹏工业股份有限公司	呼兰区	10
16	哈尔滨电碳厂	呼兰区	10
17	黑龙江康普生物科技有限公司	呼兰区	10

各省（区、市）电力体制改革文件汇编（2016）

续表

序号	单位名称	地区	电压等级
(四)	宾西经济开发区		
18	今麦郎饮品（哈尔滨）有限公司	宾县	10
19	今麦郎面品（哈尔滨）有限公司	宾县	10
20	哈尔滨绿色巨农牧业有限公司	宾县	10
21	哈尔滨大北农牧业科技有限公司	宾县	10
(五)	延寿工业园区		
22	黑龙江香其食品股份有限公司	延寿县	10
二、齐齐哈尔市各园区情况			
(一)	讷河经济开发区		
1	黑龙江北方恒阳食品有限公司	讷河市	10
2	黑龙江恒阳牛业有限责任公司	讷河市	10
3	讷河新恒阳生化制品有限公司	讷河市	10
(二)	克东工业示范基地		
4	黑龙江飞鹤乳业有限公司	克东县	10
5	克东县郭氏家具科技发展有限责任公司	克东县	10
6	克东格瑞恩饲料有限公司	克东县	10
7	黑龙江融泽木业有限公司	克东县	10
8	齐齐哈尔福瑞达印务有限公司	克东县	10
9	克东瑞信达物流有限公司	克东县	10
10	克东禹王大豆蛋白食品有限公司	克东县	10
(三)	北苑经济技术开发区		
11	齐齐哈尔谷实农牧科技有限公司	北苑	10
12	蒙牛乳业（齐齐哈尔）有限公司	北苑	10
(四)	南苑开发区（高新技术产业开发区）		
13	华威冷冻批发市场有限公司	龙沙区	10
14	齐齐哈尔铁鹰摩擦片制造有限责任公司	龙沙区	10
15	工大线材有限公司	龙沙区	10
16	宇通机械制造有限公司	龙沙区	10
17	精铸良铸造有限责任公司	龙沙区	10
18	精铸良装备有限责任公司	龙沙区	35、10
19	齐齐哈尔猎枪有限公司	龙沙区	10

第八章 黑 龙 江 省

续表

序号	单 位 名 称	地区	电压等级
20	齐重数控装备股份有限公司	龙沙区	35
21	齐齐哈尔二机床（集团）有限责任公司	龙沙区	35
(五)	甘南工业示范基地		
22	甘南县洽洽食品有限公司	甘南县	10
23	飞鹤（甘南）乳品有限公司	甘南县	10
24	齐齐哈尔市嘉一香食品有限公司	甘南县	10
25	齐齐哈尔市嘉泰饲料有限公司	甘南县	10
(六)	富裕经济开发区		
26	齐齐哈尔盛泽农药有限公司	富裕县	10
27	黑龙江华安民爆器材有限责任公司富裕分公司	富裕县	10
28	黑龙江绿丰生态面业有限公司	富裕县	10
29	黑龙江蓝海大豆食品有限公司	富裕县	10
(七)	富拉尔基区经济开发区		
30	黑龙江鑫源特钢有限公司	富拉尔基	10
31	龙晖药业有限公司	富拉尔基	10
(八)	昂昂溪工业园区		
32	安泰生物工程股份有限公司	昂昂溪区	10
33	活力源酵母有限公司	昂昂溪区	10
(九)	龙江县工业示范基地		
34	飞鹤（龙江）乳品有限公司	龙江县	10
(十)	鹤城科技产业园区		
35	华鹤集团金鹤门业发展有限公司	铁锋区	10
三、牡丹江市各园区情况			
(一)	牡丹江经济技术开发区（整体交易）		
1	牡丹江友博药业有限责任公司	牡丹江市	10
2	牡丹江顶津饮品有限公司	牡丹江市	10
3	牡丹江市石油装备公共服务有限责任公司	牡丹江市	10
4	牡丹江旭阳科技有限公司	牡丹江市	10
5	牡丹江市中安塑胶有限责任公司	牡丹江市	10
6	牡丹江市华峰电线电缆制造有限公司	牡丹江市	10
7	黑龙江北方工具有限公司	牡丹江市	10

各省（区、市）电力体制改革文件汇编（2016）

续表

序号	单位名称	地区	电压等级
8	北新房屋（牡丹江）有限公司	牡丹江市	10
9	牡丹江新区高新技术投资有限公司	牡丹江市	20
10	牡丹江正方再生资源循环化产业园有限公司	牡丹江市	10
11	牡丹江市绿丰种业有限公司	牡丹江市	10
12	牡丹江远洋木业有限公司	牡丹江市	10
13	牡丹江力同木业有限公司	牡丹江市	10
14	牡丹江市硕华机械加工厂	牡丹江市	10
15	牡丹江市华新化工助剂有限责任公司	牡丹江市	10
16	牡丹江佳艺术业有限公司	牡丹江市	10
17	牡丹江嘉隆轮胎有限公司	牡丹江市	10
18	牡丹江天资食品有限公司	牡丹江市	10
19	牡丹江首控石油化工有限公司	牡丹江市	35
(二)	下城子开发区		
20	穆棱市龙穆雅品亚麻纺织有限公司	穆棱市	10
21	穆棱科冕木业有限公司	穆棱市	10
22	穆棱市麦昂家具有限公司	穆棱市	10
23	牡丹江瑞丰新材料科技有限公司	穆棱市	10
24	黑龙江省穆棱市电站阀门有限责任公司	穆棱市	10
25	黑龙江升华包装有限公司	穆棱市	10
26	黑龙江好家木业有限责任公司	穆棱市	10
27	穆棱市亮剑家具有限公司	穆棱市	10
(三)	东宁经济开发区（对俄进出口加工园区）		
28	东宁黑尊生物科技有限公司	东宁市	10
(四)	海林经济开发区（整体交易）		
29	天合石油集团汇丰石油装备股份有限公司	海林市	10
30	黑龙江省华安新材料股份有限公司	海林市	10
31	海林欣成木业有限责任公司	海林市	10
32	黑龙江省哈尔迪啤酒有限公司	海林市	10
四、大庆市各园区情况			
(一)	高新技术产业开发区		
1	大庆宏伟庆化石油化工有限公司	让胡路区	10

第八章 黑 龙 江 省

续表

序号	单 位 名 称	地区	电压等级
2	大庆中蓝石化有限公司	让胡路区	110
3	福瑞邦生物科技集团有限公司	萨尔图区	10
4	大庆沃尔沃汽车制造有限公司	龙凤区	110
(二)	大庆市德力戈尔工业园区		
5	黑龙江伊利乳业有限责任公司	杜尔伯特	10
6	杜尔伯特伊利乳业有限责任公司	杜尔伯特	10
(三)	林甸工业园区		
7	林甸伊利乳业有限责任公司	林甸县	10
8	黑龙江辽百现代农业发展有限公司	林甸县	10
(四)	肇州经济开发区		
9	黑龙江格林赫思生物科技有限公司	肇州县	10
10	黑龙江中升食品有限公司	肇州县	10
11	大庆兴企祥能源有限责任公司	肇州县	10
五、鸡西市各园区情况			
(一)	鸡西市麻山石墨产业园		
1	鸡西贝特瑞石墨产业园有限公司	麻山区	10
(二)	鸡西市恒山石墨园区		
2	鸡西长源矿业有限公司	恒山区	10
3	鸡西市普晨石墨责任有限公司	恒山区	10
(三)	密山经济开发区		
4	益海嘉里(密山)粮油工业有限公司	密山市	10
5	黑龙江金达利塑料制品有限公司	密山市	10
六、双鸭山市各园区情况			
(一)	友谊县食品工业园		
1	黑龙江合兴粮油米业有限责任公司	友谊县	10
七、伊春市各园区情况			
(一)	铁力经济开发区		
1	葵花药业集团(伊春)有限公司	铁力市	10
2	铁力市集佳牧业有限责任公司	铁力市	10
(二)	伊春生态经济开发区		
3	黑龙江越橘庄园生物科技有限公司	翠峦区	10

各省（区、市）电力体制改革文件汇编（2016）

续表

序号	单位名称	地区	电压等级
(三)	光明集团创业园区		
4	光明集团股份有限公司	伊春区	10
八、七台河市各园区情况			
(一)	勃利工业园区		
1	勃利县勃发清洁能源科技有限公司	勃利县	10
2	黑龙江中利生物科技有限公司	勃利县	10
3	勃利县金宝源机械制造有限公司	勃利县	10
4	黑龙江宏泰松果有限公司	勃利县	10
5	黑龙江省勃农兴达机械有限公司	勃利县	10
6	黑龙江乐宝食品有限公司	勃利县	10
(二)	七台河经济开发区		
7	黑龙江盛昌农产品加工有限公司	七台河市	10
8	黑龙江万通管业有限公司	七台河市	10
(三)	七台河木制品园区		
9	七台河市双叶家具实业有限公司	七台河市	10
九、鹤岗市各园区情况			
(一)	鹤岗市循环经济产业园区		
1	鹤岗鹏程科技有限公司	鹤岗市	10
2	鹤岗市鹤翔新能源有限公司	鹤岗市	10
3	鹤岗市嘉润能源有限公司	鹤岗市	10
4	鹤岗市征楠煤化工有限公司	鹤岗市	10
(二)	萝北县工业园区		
5	萝北奥星新材料有限公司	萝北县	35
6	黑龙江省宝泉岭农垦溢祥石墨有限公司	萝北县	10
7	黑龙江省宝泉岭农垦东方石墨有限公司	萝北县	10
8	黑龙江省宝泉岭农垦溢祥新能源材料有限公司	萝北县	10
9	萝北富达石墨有限公司	萝北县	10
10	萝北万达石墨有限公司	萝北县	10
11	萝北风翔石墨有限公司	萝北县	10
12	黑龙江省鑫顺石墨有限公司	萝北县	10
13	萝北万鑫石墨有限公司	萝北县	10

第八章 黑 龙 江 省

续表

序号	单 位 名 称	地区	电压等级
(三)	绥滨县工业园区		
14	黑龙江厚德科技有限公司	绥滨县	10
15	黑龙江崧阳粮油食品有限公司	绥滨县	10
16	绥滨县盛中农业发展有限公司	绥滨县	10
17	哈尔滨北方环保工程有限公司	绥滨县	10
18	黑龙江奥里米酒业有限公司	绥滨县	10
19	绥滨县宏和米业有限公司	绥滨县	10
20	绥滨县宏兴油脂有限责任公司	绥滨县	10
21	哈尔滨欧品瑞商贸有限公司绥滨分公司	绥滨县	10
22	绥滨新北国啤酒有限公司	绥滨县	10
23	绥滨县佳德畜产品加工有限公司	绥滨县	10
(四)	鹤岗市经济开发区（整体参与）		
24	黑龙江省万源粮油食品有限公司	鹤岗市	10
25	黑龙江省无量农业物产集团有限公司	鹤岗市	10
26	鹤岗市佳和豆制品有限公司	鹤岗市	10
27	鹤岗市鑫鹤米业有限公司	鹤岗市	10

公示时间：2016年9月7日至9月14日

黑龙江省工业和信息化委员会

2016年9月7日

第九章 甘肃省

关于开展 2015 年新能源直接交易试点的通知

（甘发改商价〔2015〕674 号）

省电力公司，有关电力用户、新能源发电企业：

为进一步推进我省电力市场化改革，促进省内新能源产业发展，经商省工信委、省环保厅、甘肃能源监管办同意，现将《2015 年电力用户与新能源发电企业直接交易试点方案》（以下简称《试点方案》，详见附件 1）予以印发。请省电力公司按照《试点方案》要求，加快组织相关企业开展 2015 年新能源发电企业直接交易工作。并将有关事宜通知如下：

一、企业申报。2015 年 6 月 23 日省电力公司网站公布《试点方案》和申报表（网址 <http://www.gs.sgcc.com.cn>，下同），并组织相关企业报名。符合准入条件、愿意参加直接交易试点的电力用户和新能源发电企业，要准确填报《甘肃省电力用户与发电企业直接交易电力用户申请表》（见附件 2）和《甘肃省电力用户与发电企业直接交易发电企业申请表》（见附件 3），并将申请报送省电力公司交易中心。申报时间截止 2015 年 6 月 26 日 17:00 时。

二、资格审查。6 月 29、30 日省发展改革委会同省工信委、省环保厅、甘肃能源监管办和省电力公司组织审查申报企业资格。7 月 1 日至 7 日对符合国家产业政策和环保政策的企业在省电力公司网站公示。

三、合同签订。7 月 6 日、7 日省电力公司对申报企业组织相关培训，7 月 8 日组织在交易平台进行交易，7 月 9 日完成直购电交易，7 月 15 日前完成交易合同签订。

相关电力用户和新能源企业申报、交易、合同签订等事项由省电力公司负责。

- 附件：1. 2015 年电力用户与新能源发电企业直接交易试点方案
2. 甘肃省电力用户与发电企业直接交易电力用户申请表（略）
3. 甘肃省电力用户与发电企业直接交易发电企业申请表（略）

甘肃省发展和改革委员会

2015 年 6 月 23 日

附件 1

2015 年电力用户与新能源发电企业直接交易试点方案

为进一步推进电力市场化改革，促进省内新能源产业发展，根据《国家发展改革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）、《中共甘肃省委办公厅甘肃省人民政府办公厅关于印发〈甘肃省电力体制改革实施方案〉的通知》（甘办发〔2015〕26号）及《甘肃省电力用户与发电企业直接交易试点实施细则（暂行）》（甘发改商价〔2014〕1394号）要求，制定如下试点实施方案：

一、准入条件

（一）发电企业条件。已并网发电、具有独立法人资格、出力不受网架和时段限制的集中式光伏、风力发电企业。特许权经营、临时接入电网以及已参与其他类型消纳和发电权交易的新能源企业除外。

（二）电力用户条件。符合《甘肃省电力用户与发电企业直接交易试点实施细则（暂行）》（甘发改商价〔2014〕1394号）准入条件规定（签订2015年大用户直购电交易合同的企业除外）、2015年7月1日后新增负荷且较上年同期相比新增生产用电量的企业。

二、资格审查

符合准入条件的企业自愿向省电力公司营销部申报，省电力公司收集汇总，省发展改革委同省工信委、省环保厅、甘肃能源监管办、省电力公司对申请参与直接交易的新能源企业和用电企业进行市场准入资格审查。审核结果在甘肃省电力公司网站公布。

三、交易组织

（一）申报交易电量

1. 新能源企业申报交易电量：新能源企业的交易电量按照用电企业增量生产用电量的20%匹配。单个新能源企业每月参与交易的总电量不能超过该发电企业2015年上半年月平均实际发电量的20%，并优先安排调发参与直接交易试点电量。

2. 用电企业申报交易电量：与上年同期相比每月新增生产用电量的1/5。

（二）交易方式。通过甘肃省电力市场交易平台开展，采取平台集中报价撮合或双边自主协商方式。

（三）安全校核。电力交易平台确定无约束出清结果后，经甘肃电力调度机

构进行安全校核，校核通过后形成交易结果，并在交易平台公示。校核原则由省电力公司与本方案同时公布。

（四）合同交易电量。为安全校核通过的电量。

（五）合同交易电价。按照电力用户现行到户电价与新能源发电企业上网电价购销两侧价差等额传导的方式确定。

（六）合同签订。交易结果确定后，电力用户与新能源发电企业双方签订《电力用户与发电企业直接交易购售电合同》。同时，电力用户、发电企业与省电力公司三方签订《电力用户与发电企业直接交易输配电服务合同》。合同签订后及时报有关部门备案，同时省电力公司根据合同交易电量，及时编制交易、调度计划并执行。

四、交易结算

1. 结算方式。直接交易委托电网企业统一结算。直接交易电量以电网企业与电力用户、新能源发电企业合同所约定的计量电量为准。

2. 结算电量。先结算直接交易电量，再结算其它电量。省电力公司与电力用户、新能源发电企业按照电力用户当月实际新增生产用电量为基础进行结算。

3. 结算周期。按月结算，逐月滚动，合同期满清算。

本《试点方案》自2015年7月1日起施行。其它事项按照甘发改商价〔2014〕1394号文件执行。

关于 2015 年新能源企业与电力用户直接交易的补充通知

(甘发改商价〔2015〕1154号)

省电力公司，有关电力用户：

为进一步促进新能源消纳，扶持工业企业生产，决定再次组织 2015 年新能源发电企业与电力用户开展直购电交易。现将有关事项通知如下：

一、交易电量规模。经安全校核，本次新能源发电企业可交易电量 2 亿千瓦时（原与连铝签订交易合同电量，连铝公司同意将剩余电量让出）。电力用户的交易电量按照新能源电量的 5 倍组织，即大用户交易总电量为 10 亿千瓦时。

二、准入条件。本次交易新能源发电企业与电力用户需符合《2015 年电力用户与新能源发电企业直接交易试点方案》确定的准入条件，且满足以下条件：

1. 新能源发电企业：原与连铝公司签订交易合同的风光电企业。

2. 电力用户：2015 年 10-12 月没有合同交易电量的高载能用户；《国务院办公厅关于进一步支持甘肃经济社会发展的若干意见》（国办发〔2010〕29 号）确定的大用户直购电政策范围、且未参与 2015 年新能源直购电交易的工业企业。

三、交易周期。自 2015 年 11 月 1 日至 2015 年 12 月 31 日止。

四、交易组织

1. 申报时间：自通知之日起至 2015 年 10 月 28 日止，过期不予受理。

2. 符合条件的电力用户通过省电力公司进行申报，由省发改委组织资格审核，审核通过的用户在省电力交易平台组织交易。

甘肃省发展和改革委员会

2015 年 10 月 23 日

关于印发《甘肃省 2016 年电力用户与发电企业直接交易实施细则》及组织实施 2016 年直购电工作的通知

（甘发改商价〔2015〕1189 号）

各市、州发展改革委、物价局、工信委，兰州新区经济发展局，省电力公司，有关发电企业：

为规范有序推进 2016 年我省电力用户与发电企业直接交易工作，省发展改革委会同省工信委、省环保厅、甘肃能源监管办、省能源局研究制定了《甘肃省 2016 年电力用户与发电企业直接交易实施细则》（见附件 1）。现予以印发，请加快组织相关企业开展 2016 年直购电申报工作。

对于符合准入条件、愿意参加直接交易试点的电力用户和发电企业，要按照细则要求，完整准确填报《甘肃省电力用户与发电企业直接交易电力用户申请表》（见附件 2）和《甘肃省电力用户与发电企业直接交易发电企业申请表》（见附件 3）。各企业务必于 2015 年 11 月 18 日前，通过所在市、州供电公司提出申请。申报完成后，省发改委会同省工信委、省环保厅、甘肃能源监管办和省电力公司组织资格审查。11 月 28 日对符合国家产业政策和环保政策的申报企业在省电力公司网站进行公示。公示完成后，相关企业到省电力公司交易中心办理系统登录数字安全认证相关手续，12 月 1 日开始交易，12 月 10 日完成直购电交易，并签订交易合同。（省电力公司网站网址：<http://www.gs.sgcc.com.cn>）

中央在甘企业和省属企业由所在地市、州发展改革委负责转发本通知。

- 附件：1. 甘肃省 2016 年电力用户与发电企业直接交易实施细则
2. 甘肃省电力用户与发电企业直接交易电力用户申请表（略）
3. 甘肃省电力用户与发电企业直接交易发电企业申请表（略）

甘肃省发展改革委
甘肃省工信委
甘肃能监办
2015 年 11 月 8 日

附件 1

甘肃省 2016 年电力用户与发电企业直接交易实施细则

第一章 总 则

第一条 为推进甘肃省电力体制改革，规范电力用户与发电企业直接交易工作，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）、《中共甘肃省委办公厅、甘肃省人民政府办公厅关于印发〈甘肃省电力体制改革实施方案〉的通知》（甘办发〔2015〕26号）、《关于开展可再生能源就近消纳试点的通知》（发改办运行〔2015〕2554号）等文件精神，制定本实施细则。

第二条 电力用户与发电企业直接交易以电网安全为前提，坚持依法依规、自愿交易的原则，维护各市场主体合法权益。

第三条 组织实施部门和单位职责

省发展改革委牵头组织电力用户与发电企业直接交易工作；

省工信委负责年度电力电量平衡原则，参与交易主体资格审查等工作；

省环保厅组织市（州）、县（市、区）、兰州新区、甘肃矿区环保部门负责对参与直接交易的电力用户与发电企业进行环保资格（环评审批、验收及环境违法、违规等情况）审查等工作；

甘肃能源监管办参与交易主体资格审查，对电力用户与发电企业直接交易的实施进行监管；

省电力公司负责电力用户与发电企业直接交易的价格协调、安全校核、交易执行、交易结算、信息披露等实施工作。

第二章 准 入 条 件

第四条 体现扶大、扶优、扶强的政策导向，有利于结构调整和产业升级。参与企业要符合国家产业结构调整指导目录，符合节能环保要求。

第五条 电力用户条件

（1）省内符合政策的电解铝、铁合金、碳化硅、电石等企业；

（2）用电容量在 315KVA 及以上且年用电量 100 万千瓦时以上的高新技术企业和战略性新兴产业骨干企业；

（3）兰州新区容量在 315KVA 及以上且年用电量 200 万千瓦时以上的工业企业；

（4）在全年电力电量平衡基础上，上述行业用电量超过上年同期电量的企业。

战略性新兴产业骨干企业是指符合《甘肃省人民政府办公厅关于印发 2015 年战略性新兴产业发展总体攻坚战工作方案的通知》（甘政办发〔2015〕33 号）要求的 38 户企业。

第六条 发电企业条件：

（1）省内全部统调火电、水电企业；

（2）全省范围内发电出力不受网架和时段限制的、符合国家政策、具有独立法人资格、已并网发电的集中式光伏、风力发电企业（但特许权新能源企业、分布式新能源企业、临时接入电网的新能源企业除外）。

第七条 2015 年交易合同未履行的企业，合同责任方不得参与 2016 年直购电交易。

第三章 资 格 审 查

第八条 符合第五条的电力用户，向所在市、州供电公司申领、填报《甘肃省电力用户与发电企业直接交易申请表》。经市州供电公司初审后，集中交省电力公司收集汇总。

发电企业向省电力公司交易中心申报。

第九条 省发展改革委组织省工信委、省环保厅、省能源局、甘肃能源监管办、省电力公司在 5 个工作日内完成对企业的市场准入资格审查。审核结果在甘肃省电力市场交易平台和甘肃省电力公司网站公示。

第四章 交 易 组 织

第十条 直接交易申报电量：

1. 电力用户交易申报电量为企业生产用电量。

2. 发电企业交易申报电量为上网电量，其中：

（1）新能源企业的电量按用户的用电量的 1/5 参与交易。

（2）火电、水电企业与电力用户的电量对应关系为 1：1。

（3）新能源发电企业与火电企业打捆参与交易，原则上新能源发电企业与火电企业发电量按照 1：4 打捆的电量，对应电力用户交易电量。打捆交易由省电力公司负责组织实施。

第十一条 交易周期以年度交易为主，季度交易为辅。年度交易组织在上一年 12 月底前完成；季度交易组织在当年 3、6、9 月底完成。具体时间安排在省电

力公司网站发布。

第十二条 季度交易内容主要包括，未参加年度交易且符合准入资格的企业；符合第五条第（4）款规定的电力用户；合同主体一方需要对年度交易合同进行调整。

第十三条 交易顺序原则上按新能源发电企业与电力用户交易、火电企业和电力用户交易。

第十四条 符合准入资格的发电企业和电力用户交易通过甘肃电力市场交易平台，采取双边自主协商交易或集中撮合交易方式开展。

双边自主协商交易是电力用户与发电企业自主协商确定直接交易意向，提交交易平台，经甘肃电力调度控制中心安全校核后形成交易结果。

集中撮合交易是电力用户与发电企业通过电力交易平台进行直接交易意向申报，由电力交易平台按规定计算方法进行出清计算，确定无约束出清结果，经甘肃电力调度控制中心安全校核后形成交易结果。

第十五条 交易结果通过交易平台公示，公示内容主要包括出清计算原则、出清结果、校核结果、未成交原因等。

第十六条 交易结果确定后，电力用户与发电企业双方在5个工作日内签订《电力用户与发电企业直接交易购售电合同》。同时，电力用户、发电企业与电网企业三方签订《电力用户与发电企业直接交易输配电服务合同》。双方合同及三方合同由发电企业及甘肃省电力公司，按规定向省发展改革委、省工信委、甘肃能源监管办备案。

第五章 安 全 校 核

第十七条 以售电侧需求预测为基础，统筹平衡电力电量。最大交易电量按预测电量确定。优先考虑可再生能源发电。火电机组应全电量参与直接交易。

第十八条 省电力公司依据年度电力电量平衡原则编制年度发用电计划，明确电网安全的约束电量、“以热定电”电量等，明确有关边界条件、最小开机方式、交易上限及安全校核注意事项，并在交易组织前发布。

第十九条 安全校核按交易周期分年度和季度进行，电力调度机构在交易周期内所有交易出清后进行总量安全校核，电力交易机构依据安全校核结果发布最终交易结果。

第二十条 签订直接交易合同的发电企业，对其直接交易电量所对应的发电容量统筹考虑安排其他类型交易，包括基数交易、临时交易及外送电交易等

第二十一条 因不可抗力以及电力系统发生事故等紧急情况影响直接交易完成时，电力调度机构有权按照保证电网安全的原则实施调度。

第六章 交易 结 算

第二十二条 直接交易委托电网企业统一结算。直接交易电量以电网企业与电力用户、发电企业合同所约定的计量点计量电量为准。

第二十三条 电力用户与发电企业交易电价按照电力用户到户电价与发电企业上网电价购销两侧价差等额传导的方式确定。

第二十四条 电力用户按月结算、季度清算；发电企业交易电量按年内滚动平衡结算，年度清算原则按三方合同约定为准。

第二十五条 直接交易结算，电量先结算直接交易电量，再结算其它电量；电费先结算直接交易电费，再结算其它电费。

第二十六条 结算方法：

1. 电网企业与电力用户电费结算：

直接交易价格=用电企业到户电价±购销两侧价差等额传导价格

月度结算电费=月度直接交易电量×直接交易价格

2. 电网企业与发电企业电费结算：

直接交易价格=发电企业上网电价±购销两侧价差等额传导价格

月度结算电费=月度直接交易电量×直接交易价格

第二十七条 参与直接交易的发电企业运行和辅助补偿执行《西北区域发电厂并网运行管理实施细则（试行）》、《西北区域并网发电厂辅助服务管理实施细则（试行）》，考核兑现方式不变。

第七章 交 易 管 理

第二十八条 新能源发电企业与电力用户的交易，不应改变国家可再生能源电价附加补贴资金使用方向。

第二十九条 参与直接交易的发电企业和电力用户均应服从电网统一调度，严格执行并网运行及发电厂辅助服务的相关规定。

第三十条 省电力公司于每月15日前在对外网站公布直接交易情况。

第三十一条 电力用户与发电企业年度直接交易完成后，省电力公司对交易执行情况进行报告，报告内容包括：交易电量、交易电价、交易金额、合同履行情况、电费交纳情况、交易电量与合同电量的偏差情况、合同违约情况等

第三十二条 发电企业因自身原因（包括出现环保设施运行不正常、环保措施未落实等被环保部门责令限产、停产等环保因素）造成电力直接交易合同无法完成时，在后期调度时不予追补，相关违约责任在合同中约定。

第三十三条 当参与直接交易的发电企业预计无法完成合同电量时，应由发电企业向甘肃能源监管办提出申请，经批准后可将发电权转让给其他符合准入条件的发电企业。合同无法执行的，双方解除合同后，电力用户可参加季度交易。

第三十四条 参与直接交易的电力用户年内无法完成合同约定电量，存在下列情况之一者，除按合同承担违约责任外，还须遵守以下规定：

电力用户实际交易电量累计出现三个月低于合同约定电量 70%的，该电力用户不得在年内再次参与直购电交易，且在次年直接交易时取消首轮交易资格。

电力用户实际交易电量累计出现三个月低于合同约定电量 50%时，合同发电企业一方提出调整合同或终止合同，并提前十个工作日函告合同相关方。

第三十五条 在交易合同期内，发现电力用户或发电企业有下列情况之一者，取消其交易资格：

1. 私自将所购电量转售其它用户的；
2. 相互串通报价，操纵或控制交易市场的；
3. 拖欠直接交易电费三个月的；
4. 不服从电网调度命令的；
6. 违反国家有关法律法规及交易规则的。

第三十六条 除不可抗力外，对 2016 年度合同履约率低于 10%的企业，暂停责任方次年交易资格；

第三十七条 当因电力电量平衡等因素发生重大变化，确需对直接交易合同进行普遍调整时，应由合同主体提出申请，在政府相关部门指导下进行。

第三十八条 省发展改革委会同省工信委、省环保厅、省能源局、甘肃能源监管办、省电力公司对电力用户与发电企业直接交易进行动态监督管理，定期对电力用户和发电企业直接交易情况进行总结，并征求相关方面意见，完善直接交易工作。

第三十九条 省政府相关部门要严格维护直接交易秩序，不得采取影响直接交易的措施、办法。

第四十条 参与电力用户与发电企业直接交易工作的相关人员，须严格遵守相关法律法规和工作纪律。

第八章 附 则

第四十一条 依据本实施细则，省电力公司另行制定《甘肃省电力市场交易平台操作细则》。

第四十二条 本实施细则由省发展改革委会同相关部门解释。

第四十三条 本实施细则自发文之日起实行。原《甘肃省电力用户与发电企业直接交易试点实施细则（暂行）》的通知（甘发改商价〔2014〕1394号）同时废止。

关于开展甘肃省 2016 年新能源发电企业替代 自备电厂发电交易的通知

(甘监能市场〔2015〕163号)

各有关单位:

为加大省内新能源消纳力度,解决新能源发电空间不足的问题,根据国家进一步深化电力体制改革有关要求及前期自备电厂发电权交易申请,现将 2016 年新能源发电企业与自备电厂发电权替代工作有关事项通知如下。

一、市场成员范围

(一) 自备电厂企业:中国铝业兰州分公司自备电厂(3x30 万千瓦)、玉门油田分公司自备电厂(13.3 万千瓦)。

(二) 新能源发电企业:全省范围内发电出力不受网架和时段限制、符合国家政策、具有独立法人资格、已并网发电的集中式光伏、风力发电企业;特许权新能源企业、分布式光伏发电企业、临时接入电网的新能源企业除外。

(三) 输电企业:国网甘肃省电力公司。

二、交易组织

(一) 本次交易以双边自主协商交易为主,双边协商交易电量未达到总电量规模时,各市场主体可通过甘肃电力市场交易平台进行集中撮合交易。

双边自主协商交易:交易双方通过自主协商确定交易意向,提交甘肃能源监管办备案并经电力调度控制中心安全校核后形成交易结果。

集中撮合交易:交易各方通过电力市场交易平台申报本企业交易意愿,按集中撮合交易规则计算形成交易意向,经电力调度控制中心安全校核后形成交易结果。

双边自主协商交易承诺书应在 12 月 16 日前报甘肃能源监管办,同时报国网甘肃省电力公司交易中心。若自主协商交易电量未达到总电量规模,集中撮合交易时间暂定为 12 月 22 日。

(二) 本次交易总电量为 20.3 亿千瓦时,交易周期为 2016 年 1 月-12 月。其中中国铝业兰州分公司自备电厂 19 亿千瓦时,玉门油田分公司自备电厂 1.3 亿千瓦时。

（三）自备电厂及新能源企业按交易期分月申报交易电量。

（四）交易结果通过以下网站公布：

电力公司互联网网址：<http://www.gs.sgcc.com.cn>

交易平台互联网网址：<https://61.178.40.43:8002>

（五）各市场主体根据交易结果签署双边合同，并将电量分解至各月；国网甘肃省电力公司牵头签订电能交易输电服务合同，并按要求向甘肃能源监管办备案。

三、交易执行

交易结束后，国网甘肃省电力公司交易中心根据成交结果、分月电量等信息在月度交易计划中予以安排执行。实际运行中，在确保电网安全运行的条件下，优先安排参与企业发电，力争完成月度计划。

四、交易结算

本次交易由国网甘肃省电力公司负责结算，实行“分月结算、全年总清算”的执行方式。每月按照实际调出电量进行相关费用结算，当月新能源企业实际交易（调出）电量与合同电量的偏差应在次月滚动安排，交易结束后进行总清算。新能源企业与自备电厂交易的补偿费用，可由国网甘肃省电力公司依据相关财务规定完成双方费用的抵顶，也可由交易双方自行补偿。

五、交易实施

本次替代交易由甘肃能源监管办负责组织，由国网甘肃省电力公司负责具体实施。交易中如遇问题由甘肃能源监管办召集有关市场主体协调处理。

甘肃能源监管办

2015年11月27日

关于印发《甘肃省 2017 年电力用户与发电企业 直接交易实施细则》及有关问题的通知

(甘发改价管〔2016〕1071 号)

各市、州发展改革委(物价局)、工信委,兰州新区经济发展局,省电力公司,有关发电企业,甘肃电力交易中心有限公司:

为规范有序推进我省 2017 年电力用户与发电企业直接交易工作,省发展改革委同省工信委、甘肃能源监管办、省电力公司研究制定了《甘肃省 2017 年电力用户与发电企业直接交易实施细则》(见附件 1),现予以印发。并就有关问题通知如下:

一、请各市州有关部门、省电力公司、甘肃电力交易中心有限公司按照实施细则,组织开展 2017 年直接交易相关工作。

二、符合准入条件的电力用户、发电企业等市场主体,要按照实施细则要求,完整、准确、据实填写《甘肃省电力用户与发电企业直接交易电力用户申请表》(见附件 2)和《甘肃省电力用户与发电企业直接交易发电企业申请表》(见附件 3),于 2016 年 12 月 16 日前通过所在市、州供电公司提出申请。申报完成后,甘肃电力交易中心有限公司按照相关政策规定开展资格审核,12 月 20 日对符合准入条件的企业在甘肃电力交易中心信息平台 and 甘肃省电力公司网站进行公示。公示完成后,相关企业在甘肃电力交易中心有限公司办理系统登录数字安全认证相关手续。12 月 22 日开始交易,原则上 12 月 31 日完成交易,并签订交易合同。

直接交易信息发布网址: <http://www.gs.sgcc.com.cn>

三、甘肃省冶金有色工业协会、甘肃省电力市场管理委员会要发挥桥梁纽带作用,引导发用各方理性竞争,实现协作共赢。

四、中央在甘企业和省属企业请所在地市、州发展改革委(物价局)负责通知。

- 附件: 1. 甘肃省 2017 年电力用户与发电企业直接交易实施细则
2. 甘肃省电力用户与发电企业直接交易电力用户申请表

3. 甘肃省电力用户与发电企业直接交易发电企业申请表

甘肃省发展改革委
甘肃省工信委
甘肃能源监管办
2016年12月12日

附件 1

甘肃省 2017 年电力用户与发电企业直接交易实施细则

第一章 总 则

第一条 为规范有序推进电力用户与发电企业直接交易工作，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）及配套文件、《中共甘肃省委甘肃省人民政府关于印发〈甘肃省推进价格机制改革实施方案〉的通知》（甘发〔2016〕16号）等政策规定精神，制定本实施细则。

第二条 坚持有利于工业经济企稳回升，有利于先进高载能产业发展，有利于新能源电量消纳，有利于发用双方协作共赢。

第三条 电力用户与发电企业直接交易以电网安全为前提，坚持依法依规、自愿交易的原则，维护各市场主体合法权益。

第四条 部门分工和单位职责

省发展改革委会同相关部门和单位，组织电力用户与发电企业直接交易工作，对电力用户与发电企业直接交易政策解释；

省工信委负责年度电力电量平衡原则，制定优先发电购电计划；

甘肃能源监管办负责对电力用户与发电企业直接交易的实施进行监管；

省电力公司负责电力用户与发电企业直接交易的安全校核、交易执行、交易结算、信息披露等实施工作。

第二章 准 入 条 件

第五条 参与交易企业必须符合国家最新产业政策和节能环保要求。列入省发展改革委省工信委省环保厅省质监局 2017 年执行差别电价名单的淘汰类、限制类企业或产能不纳入直接交易范围。

第六条 电力用户条件

- (一) 符合政策的电解铝、铁合金、碳化硅、电石等企业；
- (二) 省政府已确定的战略性新兴产业骨干企业；
- (三) 兰州新区用电容量在 315 千伏安及以上且年用电量 200 万千瓦时以上的工业企业；

(四) 国务院和省政府有关政策已明确的金川集团股份有限公司、白银有色集团股份有限公司、甘肃刘化（集团）有限责任公司；

(五) 在全年电力电量平衡基础上，新增循环经济产业链项目，及上述行业企业用电量超过上年同期的电量。

第七条 发电企业条件

- (一) 省内除自备电厂以外的火电企业；
 - (二) 省内装机容量 1.5 万千瓦及以上水电企业；
- 新能源发电企业参与直接交易另行明确。

第八条 符合条件的省内售电公司。

第三章 资 格 审 核

第九条 符合第六条的电力用户，向所在市州供电公司领取、填报《甘肃省电力用户与发电企业直接交易申请表》。经市州供电公司初审后，集中交甘肃电力交易中心有限公司（以下简称甘肃电力交易中心，下同）汇总。

发电企业、售电公司向甘肃电力交易中心申报。

第十条 甘肃电力交易中心按照国家和省上政策规定及要求对企业市场准入资格进行审核。审核结果在甘肃电力交易中心信息平台 and 甘肃省电力公司网站公示。

第四章 交 易 组 织

第十一条 甘肃电力交易中心按有关规定具体负责开展相关工作。

第十二条 直接交易申报电量

(一) 电力用户交易申报电量为企业生产用电量，用户申报电量原则上参照 2016 年实际生产用电量，超出部分电量由省电力公司审核确认。

(二) 发电企业交易申报电量为上网电量，其中：火电企业电网约束和调峰调频电量全部参与，热电联产机组原则上按不少于核定供热电量 20% 参与；装机容量 1.5 万千瓦及以上水电企业电量原则上按不少于 20% 参与。签订直接交易合同的火电企业，其直接交易电量与其他类型交易电量统筹考虑。发电企业申报电

量不得超过省电力公司公布的各火电企业可直接交易电量上线。

第十三条 交易周期以年度交易为主，季度交易为辅。季度交易根据市场需求组织开展，具体时间在甘肃电力交易中心信息平台、省电力公司网站发布。

季度交易用户主要为未参加年度交易且符合准入条件的企业，符合第六条（五）项确定的电力用户。

第十四条 符合市场准入条件的电力用户，可以直接与发电企业交易，也可以自主选择委托售电公司交易。受委托的售电公司须持用户购电委托书参与电力市场交易。已委托售电公司参与直接交易的电力用户，不再直接与发电企业开展交易，且不得多方委托。

第十五条 符合准入条件的发电企业和电力用户通过甘肃电力交易中心交易平台交易，具体可采取自主双边协商交易或集中交易方式开展。

自主双边协商交易是电力用户与发电企业自主协商确定直接交易意向，提交甘肃电力交易中心交易平台，经甘肃电力调度控制中心安全校核后形成交易结果。

集中交易是电力用户与发电企业通过电力交易平台进行直接交易意向申报，由甘肃电力交易中心交易平台按设定计算方法进行出清计算，确定无约束出清结果，经甘肃电力调度控制中心安全校核后形成交易结果。

第十六条 交易结果通过甘肃电力交易中心交易平台公示，公示内容主要包括出清计算原则、出清结果、校核结果、未成交原因等。

第十七条 交易结果确定后，电力用户与发电企业双方在5个工作日内，按照交易出清分月电量签订《电力用户与发电企业直接交易购售电合同》。同时，电力用户（售电公司）、发电企业与电网企业三方（四方）签订《电力用户与发电企业直接交易输配电服务合同》。双方合同及三方合同由发电企业及甘肃省电力公司，按规定向省发展改革委、省工信委、甘肃能源监管办备案。

第五章 安全校核

第十八条 以售电侧需求预测为基础，统筹平衡电力电量。最大交易电量按预测电量确定。

第十九条 省电力公司依据省工信委确定的年度发用电计划及供热电量，根据电网安全约束、调峰调频、检修计划等要求，明确各火电企业有关边界条件、最小开机方式、安全校核等事项，并明确年度可直接交易电量，交易组织前在甘肃电力交易中心信息平台、省电力公司网站发布。

第二十条 安全校核按交易周期分年度和季度进行，电力调度机构在交易周

期内所有交易出清后进行总量安全校核，甘肃电力交易中心依据安全校核结果发布最终交易结果。

第二十一条 签订直接交易合同的火电企业，对其直接交易、基数交易、临时交易及外送电交易电量统筹校核。

第二十二条 因不可抗力以及电力系统发生事故等紧急情况影响直接交易完成时，电力调度机构有权按照保证电网安全的原则实施调度。

第六章 交 易 结 算

第二十三条 直接交易委托电网企业统一结算。

第二十四条 电力用户（售电公司）与发电企业交易电价暂按电力用户到户电价与发电企业上网电价购销两侧价差等额传导的方式确定。国家核定的甘肃电网输配电价执行后，交易电价按直接交易价格、电网输配电价（含线损）和政府性基金及附加确定。

第二十五条 电力用户按月结算、季度清算；发电企业交易电量按年内滚动平衡结算，年度清算原则按三方（四方）合同约定为准。

第二十六条 先结算直接交易电量电费，再结算其它电量电费。

第二十七条 结算方法

（一）等额传导模式

1. 电网企业与电力用户电费结算

直接交易用电价格=用电企业到户电价±购销两侧价差等额传导价格

月度结算电费=月度直接交易电量×直接交易用电价格

2. 电网企业与发电企业电费结算

直接交易发电价格=发电企业上网电价±购销两侧价差等额传导价格

月度结算电费=月度直接交易电量×直接交易发电价格

（二）输配电价模式

电力用户的直接交易用电价格=直接交易发电价格+电网输配电价+政府性基金及附加。

直接交易发电价格由电力用户与发电企业通过协商自主确定，不受第三方干预。

第七章 交 易 管 理

第二十八条 为有利于发电、用电各方合作共赢，支持、鼓励电解铝等大用户和发电企业根据市场变化，建立交易价格与用户产品价格联动机制，并在相关

合同中约定。

第二十九条 参与直接交易的发电企业和电力用户均应服从电网统一调度，严格执行并网运行及发电厂辅助服务的相关规定。

第三十条 本季度直接交易执行情况，由甘肃电力交易中心于次季度第一月15日前在其对外网站公布。

第三十一条 电力用户（售电公司）与发电企业年度直接交易完成后，省电力公司对交易执行情况进行报告，报告内容包括：交易电量、交易电价、交易金额、合同履行情况、电费交纳情况、交易电量与合同电量的偏差情况、合同违约情况等。

第三十二条 发电企业因自身原因（包括出现环保设施运行不正常、环保措施未落实等被环保部门责令限产、停产等环保因素）造成电力直接交易合同无法完成时，在后期调度时不予追补，相关违约责任在合同中约定。

第三十三条 当参与直接交易的发电企业预计无法完成合同电量时，应由发电企业向甘肃能源监管办提出申请，经批准后可将发电权转让给其他符合准入条件的发电企业。合同无法执行的，双方解除合同后，电力用户可参加季度交易。

第三十四条 参与直接交易的电力用户年内无法完成合同约定电量，存在下列情况之一者，除按合同承担违约责任外，还须遵守以下规定：

电力用户实际交易电量累计出现三个月低于合同约定电量70%的，该电力用户不得在年内再次参与直接交易。

电力用户实际交易电量累计出现三个月低于合同约定电量50%时，合同发电企业一方可提出调整合同或终止合同，并提前十个工作日函告合同相关方。

第三十五条 在交易开展或合同执行期内，发现电力用户（售电公司）或发电企业有下列情况之一者，取消其交易资格：

- （一）私自将所购电量转让（售）其它用户的；
- （二）相互串通报价，操纵或控制交易市场的；
- （三）拖欠直接交易电费三个月的；
- （四）不服从电网调度命令的；
- （五）违反国家有关法律法规及交易规则的。

第三十六条 除不可抗力外，对2017年度合同履约率低于50%的企业，暂停责任方次年交易资格。

第三十七条 当因电力电量平衡等因素发生重大变化，确需对直接交易合同进行普遍调整时，应由合同主体提出申请，在政府相关部门指导下进行。

第三十八条 省发展改革委同省工信委、甘肃能源监管办、省电力公司对

电力用户与发电企业直接交易进行动态监督管理，定期对电力用户和发电企业直接交易情况进行总结，并征求相关方面意见，完善直接交易工作。

第三十九条 省政府相关部门要严格维护直接交易秩序，不得采取影响直接交易的措施、办法。

第四十条 甘肃省冶金有色工业协会、甘肃省电力市场管理委员会要发挥桥梁纽带作用，引导发用各方理性竞争，实现协作共赢。

第四十一条 参与电力用户与发电企业直接交易工作的相关人员，必须严格遵守相关法律法规和工作纪律。

第八章 附 则

第四十二条 本实施细则自发文之日起实行，未明确事宜在公告中明确。

第四十三条 本实施细则由省发展改革委会同相关部门解释。

附件 2

甘肃省电力用户与发电企业直接交易电力用户申请表

企业 基本 信息	企业名称		所属行业		企业性质	
	主要产品		单位地址			
	联系人		办公电话			
	传真		手机			
审核 内容	电压等级 (千伏)		报装容量 (万千伏安)		计费容量 (万千伏安)	
	2016年实际用电量(万千瓦时)					
	2017年预计用电量(万千瓦时)					
	2017年申请交易电量(万千瓦时)					
	是否通过环评					
战略性新兴产业认定			认定 部门		认定 文号	认定 内容
企业 申请	经研究，我公司愿意参与甘肃省电力用户与发电企业直接交易。		法人代表签字：		单位盖章：	
			年 月 日		年 月 日	

- 填表要求：1. 报装容量是指企业全部装置变压器容量；计费容量是指收取基本电费的变压器（含不通过变压器接用的高压电动机）容量。
2. 各用电企业要认真阅研《甘肃省2017年电力用户与发电企业直接交易实施细则》，严格按照规定和要求填报。
3. 各用电企业提供工商营业执照和组织机构代码证、环保达标证明文件复印件。

附件 3

甘肃省电力用户与发电企业直接交易发电企业申请表

发电企业名称			
单机及总容量（万千瓦）			
平均可调出力（万千瓦）			
可调发电量（万千瓦时）			
申请直接交易电量（万千瓦时）			
是否通过环评			
申请企业	签字：	单位公章：	年 月 日

- 填表要求：1. 各用电企业要认真研读《甘肃省 2017 年电力用户与发电企业直接交易实施细则》，严格按照规定和要求填报。
2. 各发电企业要提供环保达标证明文件。
3. 申请直接交易电量在确认名单公布后再行填报。

第十章 河南省

关于印发《河南省电力直接交易规则（试行）》的通知

（豫发改价管〔2015〕1454号）

各省辖市及直管县发展改革委、物价局（办），省电力公司及有关发电单位：

《河南省电力直接交易规则（试行）》已经省政府同意，现予印发，请遵照执行。

附件：河南省电力直接交易规则（试行）

河南省发展和改革委员会
国家能源局河南监管办公室
2015年12月2日

附件

河南省电力直接交易规则（试行）

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）精神，进一步完善和创新电力直接交易制度，制定本规则。

第二条 直接交易是指符合准入条件的电力用户与发电企业按照自愿参与、公平竞争的原则，在电力交易平台通过双边协商或集中撮合交易等市场方式进行的购售电交易，电网企业按规定提供输配电服务。

第三条 直接交易应符合国家产业政策和环保政策，坚持市场化原则，保证电力市场公平开放。

第四条 省发改委、能源局和河南能源监管办，按照各自职责分工负责我省电力直接交易管理工作：

（一）省发改委负责确定直接交易规模、电价管理等；

(二) 省能源局负责剔除直接交易容量、确定申报电量限额等;

(三) 河南能源监管办指导签订相关合同, 监督合同备案和履行, 加强公平开放电网、电费结算、信息披露的监管。

第二章 市场成员

第五条 发电企业准入条件:

(一) 具有独立法人资格、财务独立核算、能独立承担民事责任的经济实体;

(二) 单机容量 30 万千瓦级及以上的统调公用火电企业;

(三) 符合国家基本建设管理程序并正式进入商业运营、机组主要技术和能耗指标先进, 符合国家环保要求。

第六条 电力用户准入条件:

(一) 具有法人资格, 财务独立核算、能够独立承担民事责任的经济实体;

(二) 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, 用电负荷稳定, 能耗指标先进, 污染排放少, 装备水平行业领先, 万元 GDP 能耗优于全省或全国行业平均水平;

(三) 首先开放用电电压等级 110 千伏及以上用户, 逐步开放 35 千伏 (10 千伏) 的用户和 10 千伏的高新技术企业、战略型新兴产业等参与直接交易。允许产业集聚区、商务中心区、特色商业区、经济技术开发区等整体参与, 允许售电公司参与, 新增电力用户可优先参与电力直接交易。

第七条 拟参加直接交易的电力用户和发电企业, 在交易平台提出申请。准入企业在交易平台登记。

第八条 通过交易平台发布相关信息, 组织电力用户和发电企业直接交易。各市场成员的主要权责有:

(一) 熟悉并遵守交易规则, 提出规则修改动议; 申请调查违规行为, 配合调查工作; 申请调解市场争议, 配合调解工作; 执行有关市场干预、处罚等决定; 按照规定提供和获取市场信息, 履行保密义务。

(二) 电力用户和发电企业按规定进入或退出直接交易市场; 参与市场交易; 履行交易合同及协议; 电力用户须遵守需求侧管理规定; 发电企业须服从统一调度、提供辅助服务、遵守电网调度运行规程。

(三) 电网企业保证电网安全稳定运行, 公平开放电网, 提供输配电服务; 负责直接交易电量计量、结算电费、代征代缴政府性基金及附加; 提供相关部门为维护市场公平运营所需的相关数据; 支持、保障调度机构和交易平台履行职责,

建设和运维交易技术支持系统；按照规定执行相关应急处置预案。

（四）调度机构合理安排运行方式，确定发电企业的最大综合发电负荷率，及时进行交易电量安全校核，保证电网安全稳定运行。

（五）交易平台，执行交易规则、披露发布相关交易信息、组织各类市场交易、组织合同签订与报备、编制交易计划、提供电量电费结算依据、根据授权制定完善相关交易细则等。

第九条 取得直接交易资格的电力用户、发电企业，有下列行为之一的，取消其交易资格，并承担相应违约责任和法律责任：

- （一）违反国家有关法律法规和电力、价格、环保政策；
- （二）违反交易规则；
- （三）串通报价或恶意报价，严重扰乱市场秩序的；
- （四）私自将所购电力转售给其他用户；
- （五）参与直接交易的企业出现重大安全隐患；
- （六）提供虚假信息，骗取交易资格的；
- （七）在规定期限内不按照规定签订直接交易合同和协议；
- （八）其他违反有关政策规定行为的。

第三章 交 易 实 施

第十条 电力用户和发电企业可根据发布的双边协商交易规模和集中撮合交易规模，采取双边协商或集中撮合两种方式进行直接交易。两种方式互不排他，一种交易方式成交电量未达到发布的规模，多余电量可以纳入另一种交易方式电量规模。

第十一条 交易周期长短结合，原则上以自然年度为主，以月度为补充。

第十二条 双边协商交易：电力用户与发电企业通过自主协商，就交易电量、交易价格、交易时段、分月计划、典型负荷曲线等，形成双边交易意向单，在交易申报有效期内提交到交易平台。交易平台根据受理的双边交易意向单，以及当期交易总电量规模，按提交的先后顺序，安全校核后，确认交易。当两个或两个以上交易意向单同时提交并超过当期交易总电量规模，按发电企业的环保和节能指标（超低排放机组、上一环保电价考核周期度电环保电价扣款金额、供电标煤耗）顺序优先成交。

第十三条 集中撮合交易：发电企业和电力用户集中在交易平台上分别申报交易电量、交易电价、购售电时间段等数据，在满足安全约束前提下，首先按照

价格优先原则确定成交，当价差相等时按环保和节能指标顺序优先成交。在规定的申报时间内，电力用户和发电企业可多次申报，最后一次申报为最终申报。集中撮合交易算法步骤见附件。

第十四条 调度机构负责安全校核。在交易平台上形成的双边协商交易意向单、集中撮合交易形成的预成交结果，送调度机构进行安全校核。对于因电网安全约束限制的直接交易，应说明约束的具体原因，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；双边协商交易的双方按照安全校核后的电量、负荷曲线执行，并且可以重新协商交易价格。

第十五条 通过安全校核后的交易结果在交易平台上发布，内容包括：成交电量、成交价格、分月计划、安全校核信息、电力用户和发电企业成交名单等信息。

第十六条 发电企业和电力用户根据安全校核结果，在5个工作日内签订《直接交易购售电合同》。电力用户、发电企业、电网企业，在20个工作日内，签订直接交易输配电服务合同（协议）。以上合同协议签订后5个工作日内报省能源局和河南能源监管办备案。

第十七条 直接交易购售电合同、输配电服务合同（协议），应包含发生合同（协议）调整时的补偿办法。

第十八条 电力用户、发电企业的双边协商交易、集中撮合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。

第十九条 在不影响已执行合同的情况下，交易相关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校核。电量调整经安全校核后签订《直接交易购售电合同的补充协议》、《直接交易输配电服务合同补充协议》。

因电力用户、发电企业或电网企业原因，造成合同期内实际过网直接交易电量低于合同电量（含合同期内调整电量）95%时部分为违约电量。违约方按合同协议约定赔偿标准支付违约金。

第二十条 有不可抗力等原因需终止合同，经交易双方同意，向交易平台提前提出书面申请，同意后方可终止履约，并由交易平台发布公告，已执行的合同电量视为有效。合同终止情况报政府有关部门和河南能源监管办备案。

第二十一条 参加直接交易的电力用户和发电企业，按规定进行合同调整后，仍不能完成直接交易电量时，承担违约责任。

第二十二条 因安全校核、合同调整、合同中止等原因出现的多余电量，重

新进入交易平台进行交易。

第二十三条 在安排基础发电量计划时，按照直接交易用电最大负荷，全额剔除直接交易电量容量；对于发电企业与用户联合虚报最大负荷骗取基础发电量计划指标的，次年三倍扣除发电企业基础电量，同时取消双方直购电交易资格；因电网安全约束等非发电企业和电力用户原因导致的直接交易受限时，电力用户的用电需求和发电企业的发电容量纳入本地区正常发电平衡。

第四章 计量、价格与结算

第二十四条 直接交易电量以电力用户与电网企业签订的《供用电合同》所约定的计量点进行计量。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。

第二十五条 直接交易电量以 MWH 为单位，不保留小数；电价以元/MWH 为单位，保留 1 位小数。

第二十六条 电力用户的用电价格，由直接交易价格、输配电价、政府性基金及附加等构成，用户承担输配电损耗；在输配电价核定前，由交易价格+购售价差+政府性基金及附加形成。

（一）交易价格：电力用户与发电企业通过协商自主确定双边协商方式的交易价格；交易平台撮合形成集中撮合交易方式的交易价格。

（二）输配电价：国家核定河南省输配电价后，按照核定的输配电价执行。未核定输配电价前，暂保持电网购销差价不变。购售差价是指销售目录电价一般大工业电价与燃煤机组标杆上网电价的差值。输配电价和购售差价执行两部制电价，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。

（三）政府性基金及附加按国家规定标准执行。

第二十七条 合同执行期间，遇有国家调整输配电价、政府性基金及附加标准时，按新的电价政策执行。

第二十八条 发电企业的上网交易价格含环保加价，参与环保电价考核。

第二十九条 电力用户执行峰谷分时电价和功率因数调整政策。

第三十条 合同各方按照电量计量和电价规定，依据结算凭据进行电费结算。电力用户在《供用电合同》规定的期限内未交清电费时，应承担电费滞纳的违约责任，电费违约金从逾期之日起计算。

第三十一条 直接交易电费由电网企业负责向电力用户收取交易购电费，与

发电企业结算交易上网电费。

第三十二条 为了保证电费及时结算，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。

第五章 信息发布与披露

第三十三条 市场成员应根据各自权责及时披露真实有效相关信息，否则将承担相应的责任。

第三十四条 电力用户应披露以下信息：

电力用户的主要产品、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、以前年度违约情况等。上述信息，按年度交易的，于上年度 10 月底前发布。按月交易的，于交易前 20 个工作日发布。

第三十五条 发电企业应披露以下信息：

发电企业的机组台数、机组容量、投产日期、发电业务许可证、以前年度违约情况等。上述信息，按年度交易的，于上年度 10 月底前发布。按月交易的，于交易前 20 个工作日发布。

第三十六条 电网企业及调度机构应披露以下信息：

(一) 电网安全约束限制直接交易的具体输配电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、约束时段等在限制发生前及时披露；

(二) 直接交易合同电量，合同签订后 5 个工作日发布；

(三) 每月 10 日前发布上月直接交易电量执行、电量结算、电费结算等信息，在每年 1 月底前发布上一年度直接交易电量执行、电量结算、电费结算等信息，于每年 2 月底前向政府有关部门书面报送上一年度直接交易开展情况；

(四) 其他应披露的信息。

第三十七条 省发改委、能源局发布直接交易规模、申报电量限额、电价政策等。河南能源监管办发布监管政策与信息。

第三十八条 交易平台对以上信息进行汇总、整理、发布和保存。

第六章 干预、中止和争议处理

第三十九条 发生以下情况时，政府有关部门会同监管部门进行市场干预：

(一) 滥用市场力、串谋及其它严重违约等情况，严重扰乱市场秩序的；

（二）交易平台发生故障，直接交易无法正常进行时；

（三）其它需要干预的情况。

第四十条 进行干预时，应及时通知各市场成员。

第四十一条 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）调整市场交易电量等。

第四十二条 执行干预时，交易平台应及时公告，并详细记录干预的起因、起止时间、范围、对象、手段和后果。

第四十三条 遇有以下情况之一，直接交易应予中止：

（一）国家政策规定要求中止的；

（二）相关权限部门提出中止的；

（三）《电力市场监管办法》规定的其它情形。

第四十四条 市场中止期间，调度机构依照《电力调度规程》进行电力调度，电力用户、发电企业按未参与直接交易情况进行用电、发电、结算。

第四十五条 合同各方发生违约时，根据所签订合同相关条款的约定处理。

第四十六条 合同各方之间发生争议，可采取协商、调解、仲裁、诉讼等方式解决。

第七章 附 则

第四十七条 根据电力体制改革进展情况和市场成员的动议，适时修订交易规则，逐步放宽市场主体准入条件。

本规则未尽事宜，政府有关部门会同监管部门可直接或授权制定临时条款。发布临时条款时，应规定有效期，并说明制订临时条款的理由，列举相关证据。临时条款一经发布立即生效，与临时条款相抵触的原条款暂时失效。

第四十八条 本规则自公布之日起执行。

附：集中撮合交易算法（步骤）

附

集中撮合交易算法（步骤）

第一步，设定：用户申报用电价格为为 A，发电企业申报售电价格为 B，输

配电价（含线损）或购售差价为 C，政府性基金及附加为 D，直接交易价差为 E；则 $E=A-B-C-D$ 。

第二步，计算所有可能的电力用户与发电企业直接价差 E 值，按从大到小顺序排列 E 值，E 值大于或等于零的匹配对为有效匹配对。

第三步，从价差最大的有效匹配对开始，逐对依次撮合。

第四步，出现价差相同的多个匹配对时，按环保和节能指标顺序优先成交（超低排放机组、上一环保电价考核周期度电环保电价扣款金额、供电标煤耗）。发电企业撮合剩余的电量，进入相应排序队列的最前方继续撮合。

第五步，按照价差均分原则，形成双方的直接交易成交价格。

第六步，所有的撮合过程结束后，检查是否满足安全约束条件（包括综合发电负荷率约束、直接交易总电量约束、发电能力约束、电力用户用电约束、电网安全约束等）。如果不满足，从最后成交的“交易对”逆序开始，调整与阻塞有关的“交易对”的成交电量，直至满足安全约束条件。

第七步，检查所有价差大于等于 0 的“交易对”是否都成交，如果是，则满足安全约束条件的撮合交易结束；如果否，更新电力用户、发电企业数据，转第二步。

说明：

1. 集中撮合交易算法中的输配电价或购售价差，因基本电费标准一致，仅比较电度电价即可。

2. 购售价差指销售目录电价中的一般大工业电价与燃煤机组标杆上网电价的差值。

3. 集中撮合交易试行按照市场统一价格进行出清时，该统一价格为最后一个有效匹配对撮合形成的价格；若发生电网阻塞时，则按照分区统一价格进行出清。

4. 集中撮合交易算法（步骤），既适应于国家核定输配电价的直接交易，也适应于暂未核定输配电价的直接交易；既适应“交易匹配对”分别出清价格的直接交易，也适应市场统一出清价格的直接交易。

关于开展 2016 年电力用户与发电企业 直接交易专项监管的通知

国网河南省电力公司，华能、大唐、国电、华电、国家电投、华润、华兴河南分（子）公司，豫能控股，有关电力企业、电力用户：

为进一步推进我省电力直接交易工作规范有序开展，加快电力市场化进程，构建政府监管下的政企分开、公平竞争、开放有序、健康发展的电力市场体系，国家能源局决定开展 2016 年电力用户与发电企业直接交易专项监管。按照《国家能源局关于印发 2016 年市场监管重点专项监管工作计划的通知》（国能监管〔2016〕171 号）文件要求，河南能源监管办制定了《河南省 2016 年电力用户与发电企业直接交易专项监管工作方案》，现印发给你们，请依照执行。

附件：河南省 2016 年电力用户与发电企业直接交易专项监管工作方案

河南能源监管办
2016 年 8 月 25 日

附件

河南省 2016 年电力用户与发电企业直接交易专项监管工作方案

按照国家能源局 2016 年市场监管重点专项监管工作计划要求，结合我省实际情况，河南能源监管办决定开展河南省 2016 年电力用户与发电企业直接交易专项监管。具体监管工作方案如下：

一、监管目标

加强能源领域事中事后监管，服务经济社会和能源行业科学发展，进一步推进我省电力用户与发电企业直接交易工作有序开展，规范和完善我省电力直接交易机制，促进中长期电力交易的发展，加快电力市场化进程。

二、监管内容

2015 年全年及 2016 年电力直接交易情况。

（一）国网河南省电力公司相关情况。执行用户及发电企业准入标准情况；

交易规则的完善及执行情况；直接交易的组织实施、交易过程、价格水平、出清情况；合同签订、执行、备案、结算情况；年度、月度电力电量平衡安排，偏差电量调整情况；信息披露和报送情况；交易结果向相关部门报备情况。交易规则执行的意见建议。

（二）发电企业相关情况。直接交易规则执行情况；参与交易情况；合同的签订、执行、备案、结算情况；偏差电量调整情况；信息报送情况。交易规则执行的意见建议。

（三）电力用户相关情况。参与交易情况；合同的签订、执行、结算情况；偏差电量调整情况。交易规则执行的意见建议。

三、监管对象

国网河南省电力公司、参与电力直接交易的发电企业。

四、监管方式和时间安排

（一）启动阶段（2016年8月）

印发通知，启动部署专项监管工作。

（二）企业自查（2016年9月）

国网河南省电力公司、参与电力直接交易的发电企业、电力用户根据自身情况，对照监管内容开展自查并提出相关意见建议。

请各单位按照监管内容认真开展自查，并开展分析提出问题、意见和建议，并于9月20日前将该项工作联系人和自查报告以正式文件和电子稿两种形式报河南能源监管办。各发电集团分公司汇总所属发电企业材料，从集团角度加以分析，形成整体报告，将各发电企业材料作为附件一并上报。

（三）现场检查（2016年9-10月）

在企业自查基础上，河南能源监管办将成立监管工作组，到国网河南省电力公司、部分发电企业、电力用户，对相关交易和结算数据进行现场核查。

现场核查发电企业：华能沁北、姚孟电厂、华电新乡、华润登封、华润首阳山、华润焦作、中电投鲁阳、新乡中益等。

现场走访电力用户：林丰铝电、中硅高科、新乡华星、豫光金铅、神马氯碱、安阳钢铁等。

具体安排另行通知。

（四）形成报告（2016年11月）

根据企业自查和现场检查结果，形成专项监管报告，提出监管意见，并上报国家能源局。

五、监管要求

（一）认真配合。请相关单位做好自查和现场核查配合工作，按时完成自查工作，报送自查报告，并提前准备好备查材料。

（二）积极整改。对于发现的问题，相关单位要及时改正，将整改情况报河南能源监管办。

（三）严格工作作风和“八项规定”。认真执行廉政卡报告制度，检查人员要廉洁自律，不收受企业的礼品和有价证券，规范执法，不影响企业正常生产经营。

第十一章 新疆

关于开展新疆区域企业自备电厂生产运营管理监管的通知

（新监能市场〔2015〕130号）

各有关企业自备电厂：

为进一步落实国家能源局《关于2015年市场监管重点问题监管工作计划的通知》要求，加强和完善企业自备电厂建设及运营管理，规范自备电厂的收费，研究实现自备电厂维护电网安全稳定运行和公平承担社会责任，建立和完善企业自备电厂公平参与调峰和电力市场交易的机制，在我办开展新疆区域企业自备电厂专项调研基础上，拟对新疆区域内企业自备电厂2014年和2015年运营管理开展监管，具体通知如下：

一、监管内容

（一）基本情况，包括企业名称、所属行业、项目核准部门及时间、自备电厂投运时间、接网情况、机组类型、机组台数、装机容量、企业年用电量、自备电厂年发电量、自发自用电量、富余上网电量、转供电量、年利用小时数等。

（二）企业自备电厂安全、环保设施建设、运行及污染排放情况。

（三）企业自备电厂所发电量分类供应情况（生产、照明、生活区等）。若有电量上公用电网或转供其他用户的，说明对外供应电量和电费结算等情况。

（四）企业自备电厂收缴各类费用的情况。包括合同约定的系统备用费、基本电费、下网电费、富余上网电费、政府性基金和附加等收费的标准和实缴情况，如年度内合同情况发生变化，应对变化前后的情况分别进行说明。

（五）企业自备电厂燃料和发电成本情况，包括用煤量、热值、原煤和标煤价格、综合供电煤耗、燃料成本，燃料成本占发电成本的比例等。

（六）企业自备电厂参与调峰情况，是否参与调峰，参与的能力和时段、参与调峰的实际成本情况；如未参与调峰，预计可参与调峰的能力和时段、以及参与调峰的预计成本等情况，提出如何公平参与《发电厂并网运行管理实施细则》和《并网发电厂辅助服务管理实施细则》的意见和建议。

（七）自备电厂运行管理中存在的问题，以及在完善政策措施和深化改革的意见建议。

所涉及的电量、煤耗、基金、备用费、排放等数据，统计时间段分为2014

年全年和 2015 年 1-9 月，装机容量等分为 2014 年和 2015 年 9 月底两个时段（已在上次开展的调研中填报过 2014 年数据的只需填写 2015 年 1-9 月数据）。

二、工作安排

（一）各企业自备电厂按内容编制运行情况报告，填写附表（电子版可从国家能源局新疆监管办公室网站-能源监管中下载），报告需附 2014 年和 2015 年的《并网原则协议》、《购售电合同》和《高压供用电合同》复印件（如有变更，还需提供当年变更后的《并网原则协议》、《购售电合同》和《高压供用电合同》复印件）。

（二）我办将对企业上报的材料和相关数据资料进行分析研究，组织开展实地核查，具体时间另行通知。

三、报送时间与联系人

运行情况报告、附表和合同（协议）请于 10 月 15 日前以书面材料（需加盖公章）和电子文档形式报送至新疆监管办。

- 附件：1. 重点自备电厂企业名单
2. 填报联系人信息表（略）
3. 企业自备电厂基本信息一览表（略）
4. 企业自备电厂生产经营情况表（略）
5. 电量、电价、电费情况表（略）

新疆能源监管办
2015 年 10 月 8 日

附件 1

重点自备电厂企业名单

1	中国石油天然气乌鲁木齐总厂
2	中石油克拉玛依自备电厂
3	中石油独山子石化自备电厂
4	八钢能源中心热电分厂
5	众和股份众成电厂
6	新特能源自备电厂

续表

7	新疆华泰重化工有限责任公司
8	新疆中泰矿冶有限公司
9	新疆中泰化学阜康能源有限公司
10	新疆宜化公司化工有限公司
11	新疆嘉润有限公司
12	新疆其亚铝电有限公司
13	新疆神火煤电有限公司
14	天龙矿业股份有限公司（铝业）
15	新疆天龙矿业股份有限公司（新厂）
16	新疆东方希望有色金属有限公司
17	新疆圣雄能源股份有限公司
18	农六师信发铝业
19	新疆天业集团公司
20	天业集团有限公司天伟电厂
21	伊犁川宁生物技术有限公司
22	新疆庆华能源有限公司
23	新疆美克化工有限责任公司
24	新兴铸管新疆有限公司
25	新疆富丽达纤维有限公司
26	新疆广汇新能源有限公司
27	兵团农八师天山铝业有限公司
28	新疆西部天富合盛热电有限公司
29	新疆中泰化学托克逊能化有限公司
30	奎屯铜冠冶化有限责任公司
31	新疆艾斯米尔钢铁有限公司
32	梅花味精自备电厂

关于印发新疆电力用户与发电企业直接交易 实施细则（修订稿）的通知

（新监能市场〔2016〕36号）

国网新疆电力公司，国电新疆电力有限公司，华电新疆发电有限公司，华能新疆能源开发公司，中电投新疆能源化工集团，大唐新疆能源开发有限公司，神华国能集团新疆公司，新疆天山电力股份有限公司，各有关电力企业及电力用户：

为深化电力体制改革，促进电力市场公平开放，推动电价形成机制建设，加快新疆区域电力用户与发电企业直接交易工作进程，根据《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）和自治区人民政府印发的《关于研究2016年第一批发电企业与电力用户直接交易（试点）相关问题的会议纪要》（新政阅〔2016〕9号）、自治区经信委下发的《2016年第一批发电企业与电力用户直接交易（试点）方案》的文件精神，我办制定了《新疆电力用户与发电企业直接交易实施细则（修订稿）》，现印发给你们，请认真贯彻执行。附件可在国家能源局新疆监管办公室门户网站-能源监管下载（网址为 <http://xjb.nea.gov.cn/>）。

新疆能源监管办
2015年3月18日

附件

新疆电力用户与发电企业直接交易实施细则（修订稿）

1. 总则

1.1 目的

为贯彻落实《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）文件及相关配套文件精神，深化电力体制改革，充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，进一步规范和推进电力用户与发电企业直接交易（以下简称直接交易），放开用户电力采购和发电企业电力销售的自主权，完善电价形成机制，促进规范

透明的市场交易机制建设，实现电力交易的公开、公平、公正，制订本细则。

1.2 依据

本细则依据《中华人民共和国电力法》、《中华人民共和国可再生能源法》、《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）、《关于印发〈电力用户与发电企业直接交易试点基本规则（试行）〉的通知》（电监市场〔2009〕50号）、《关于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）、《关于规范电力用户与发电企业直接交易有关工作的通知》（国能综监管〔2013〕506号）、《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）、《关于做好2016年电力运行调节工作的通知》（发改运行〔2016〕413号）、《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）等国家有关法规、规程、行业标准、文件，按照《关于研究2016年第一批发电企业与电力用户直接交易（试点）相关问题的会议纪要》（新政阅〔2016〕9号）、《新疆电网2016年第一批发电企业与电力用户直接交易（试点）方案》（新经信电〔2016〕103号）确定的原则，结合国家电网公司编制的《电力用户与发电企业直接交易运营规则》和国内直接交易试点省执行的实施细则，进行编制。

1.3 适用范围

新疆区域内开展的电力用户与发电企业直接交易（以下简称：直接交易）均适用于本细则。

1.4 原则

1.4.1 坚持市场化方向和市场主导的原则。在发电和用电侧引入市场竞争机制，公平开放电网，通过价格信号反映电力市场供需情况，发挥市场配置电力资源的作用。

1.4.2 坚持“安全第一”的方针，维护电力调度秩序，确保电力系统安全稳定运行和电力有序供应。

1.4.3 坚持节能减排原则，促进产业结构优化调整。参与试点的电力用户和发电企业必须符合国家产业政策和有关节能环保的要求。

1.4.4 坚持稳妥推进的原则，兼顾各方利益，控制市场风险，促进可持续健康发展。直接交易应建立运营规则和统一的交易平台，实施有效的市场监管，规范有序地开展试点工作。

1.4.5 坚持“公开、公平、公正”原则，建立规范透明的交易机制，交易主体自愿参与、自主选择交易方式。

1.5 交易品种

1.5.1 按照交易期限，直接交易分为年、季、月度交易。

1.5.2 按照交易组织方式，直接交易分为双边协商交易、集中撮合（竞价）交易、挂牌交易等。

1.5.3 年度（季度）交易电量应分解到月度，并按月进行月度电量结算，年度（季度）进行清算。

1.6 交易电量

1.6.1 新疆区域直接交易电量在确保电网安全情况下，根据符合新疆电网准入条件并注册的用户需求预测确定。现阶段年度交易电量暂按政府印发的直接交易会议纪要和实施方案确定的原则执行。

1.6.2 直接交易电量在政府确定的发电企业优先发电权电量之外单列，试点阶段发电企业的发电容量剔除原则暂按政府印发的直接交易会议纪要和实施方案执行，后期随着直接交易开展情况另行制确定。

1.6.3 参加直接交易的发电企业、电力用户与电网运营企业的调度、结算等关系不变，由电网运营企业分别与发电企业、电力用户进行结算。电力用户直接交易的电力电量仅限于生产自用，不得转售。

1.6.4 新疆区域内直接交易原则上通过现有公用电网线路以及用电户已有自备电力线路实现，确需新建、扩建、改建线路的，应按相关规定履行手续。

1.7 其他

1.7.1 本细则中涉及电力的量纲为兆瓦（MW），电量的量纲为兆瓦时（MWh），电价的量纲为元/兆瓦时（元/MWh）。

1.7.2 交易组织须提前公告。

2. 市场管理

2.1 市场交易主体、电网运营企业和市场运营机构权责

2.1.1 市场交易主体包括发电企业、电力用户（趸售供电企业内用户）。市场运营机构包括电力交易机构（简称电力交易中心）、电力调度机构（现为电力调度控制中心，简称电力调控中心）。

（1）电力用户（趸售供电企业内用户）：指符合准入条件、完成注册手续的电力用户。

（2）发电企业：指符合准入条件、完成注册手续的发电企业。

（3）电网运营企业：指符合准入条件、完成注册手续的电网运营企业。

2.1.2 电力用户

负责自身的用电安全；按规则参与直接交易，进入和退出符合规定；签订和履行交易合同及协议；按时足额支付电费；按规定披露和提供相关信息，获得直接交易和输配电服务等相关信息；遵守《供用电合同》、《调度运行规程》和需求侧管理规定，服从电力调度机构的统一调度。

2.1.3 发电企业

负责自身电力安全；按规则参与直接交易，进入和退出符合规定；签订和履行交易合同及协议；按规定提供辅助服务；按规定披露和提供相关信息，获得直接交易和输配电服务等相关信息；遵守《并网调度协议》、《调度运行规程》，服从电力调度机构的统一调度。

2.1.4 电网运营企业

保障输配电设施的安全稳定运行，为市场交易主体提供公平的输配电服务、电网接入服务和售电服务；按规定披露和提供电网相关信息；按规定收取输配电费，代收代付电费和政府基金及附加等；

2.1.5 市场运营机构

（1）负责管理市场交易主体的注册、注销、变更；负责组织开展年度、季度和月度直接交易；负责直接交易合同及协议管理；负责编制直接交易月度计划；负责直接交易电量抄录、结算和统计分析；负责发布电力市场信息；经授权对市场采取干预措施；负责电力交易平台（含电力市场交易运营系统，简称交易系统）的管理；负责执行有序用电方案；负责发电侧计量关口点和计量装置管理；负责直接交易相关业务咨询。

（2）负责所辖电力系统的调度运行，保持电网安全稳定运行，保持电力电量实时平衡；负责提供直接交易相关的电网运行、检修信息；负责直接交易的安全校核和输电阻塞管理；负责执行各类直接交易合同，根据月度交易计划编制调度运行计划，并组织落实。

（3）结合新疆电网网架结构特点、受阻等约束条件，提出直接交易准入和退出的意见和建议。

（4）依据电力行政主管部门审核公布的准入结果，组织参与直接交易的发电企业、电力用户在交易平台上完成注册后，并在交易平台上对通过审核的发电企业、电力用户赋予直接交易权限；对上年开展了直接交易、但本年度资格复核不通过的电力用户和发电企业，由市场运营机构依据电力行政主管部门公布的准入名单，在交易平台上取消其直接交易资格。

2.2 市场准入与退出

2.2.1 基本准入条件

参加直接交易的市场交易主体，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，可参与相应的直接交易。

2.2.2 市场准入条件

2.2.2.1 电力用户

(1) 按照电压等级或用电容量（1000KVA）放开用户参与直接交易。现阶段按照政府确定的准入原则执行。

(2) 符合国家和新疆维吾尔自治区产业政策及节能环保要求。

2.2.2.2 发电企业

(1) 符合国家产业政策和基本建设审批程序，符合满足环保要求，取得发电业务许可证（发电类），火电机组单机容量达到当地规定的规模，并已转商业运营。现阶段在6月30日前尚未满足实施方案准入要求的新建火电机组和新能源取消中标电量。

2.2.3 进入与退出机制

2.2.3.1 进入直接交易市场的市场交易主体应保持相对稳定，在合同期（或交易期）内原则上不得退出，属自身责任被限制交易、自愿和强制退出的在三年内不得再次进入直接交易市场，并按合同和规则约定补偿相关损失。

2.2.3.2 市场交易主体有下列行为之一的，电力交易中心经授权后可取消其直接交易市场注册，并由市场交易主体承担相应违约责任。

(1) 已注册的市场交易主体发生兼并、重组、合并、分立、破产等变化，要求注销原市场交易主体的；电力业务许可证已注销、退出商业运营、不能继续履行合同的；

(2) 违反市场规则（如互相串通报价，恶意报价，严重扰乱交易市场秩序的）；

(3) 违反国家电力或环保政策的；

(4) 未经许可私自将所购电力转售给其他用户的；

(5) 无正当理由不服从电网统一调度的；

(6) 不按时缴清电费，拖欠直接交易电费的。

(7) 参与直接交易的企业出现重大安全隐患；

(8) 其他违法违规行为。

2.3 市场交易主体注册与注销

2.3.1 市场交易主体须在电力交易机构进行登记，并进行直接交易市场注册

后可参与直接交易，基本注册程序如下：

（1）市场交易主体至少在 10 个工作日（或每年确定购电模式的 20 个工作日前）向电力交易中心提交书面的注册申请材料，包括交易运营系统使用申请书。

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、交易员注册申请表、数字认证证书（电力交易证书）申请表，以及企业营业执照、组织机构代码证、税务登记证、供用电合同、与电网运营企业发生供用电关系的用户编码、准入目录等原件或复印资料。

发电企业注册申请材料包括：发电企业参与直接交易注册申请表、交易员注册申请表、数字认证证书（电力交易证书）申请表，以及企业营业执照、组织机构代码证、税务登记证、发电业务许可证、准入目录等原件或复印资料。

（2）电力交易中心在收到注册申请材料后 10 个工作日内完成审核，向审核通过的市场交易主体发送审核通过通知书；向审核未通过的市场交易主体发送审核未通过通知书，书面说明原因，并向监管机构备案。

（3）收到审核通过通知书的市场交易主体在 5 个工作日之内，签订直接交易入市协议及交易运营系统使用协议等。电力交易中心向市场交易主体提供交易运营平台账号、使用手册和数字认证证书等资料，并根据市场交易主体需要进行必要的操作培训。

（4）市场交易主体在 2 个工作日内完成交易运营平台注册工作，电力用户通过交易运营系统选定购电模式。

2.3.2 已注册的市场交易主体，当注册信息发生变化时，在 10 个工作日内，向受理其注册的电力交易中心书面报送信息变更情况以及变更后的注册信息，电力交易中心在 5 个工作日之内完成注册信息变更。

2.3.3 出现下列情况之一者，电力交易中心应注销市场交易主体的交易资格：

- （1）符合 2.2.3 节规定取消交易主体资格的；
- （2）无正当理由未通过年度资格复核且的；
- （3）违反电力市场交易规则，符合退出条件的；
- （4）市场交易主体提出退出申请，经审核同意的。

2.3.4 市场交易主体资格注销后，必须按下列规定执行：

- （1）停止直接交易；
- （2）在 15 个工作日内结清与其他市场交易主体的账目及款项；
- （3）在资格注销前与其他市场交易主体存在的争议仍通过市场争议解决程序解决。

2.3.5 市场交易主体完成注册、信息变更、注销手续后，电力交易中心在 3 个工作日内通过交易平台发布有关信息，并向能源监管机构报备。

2.3.6 直接交易主体变更注册或撤销注册，应当向电力交易机构提出申请，经批准后，方可变更或撤销注册；当已完成注册的直接交易主体如不能继续满足准入市场的条件时，由电力交易机构强制撤销注册。

2.3.7 市场交易主体被强制或自愿退出市场，未完成的合同和协议，可以在规定的时间内进行转让，未转让的终止执行，并由违约方承担相应的违约责任。

2.4 电力用户购电模式

2.4.1 完成直接交易注册的电力用户可选三种购电模式：全额直接交易模式、部分直接交易模式和全额向电网购电模式（即不参加直接交易）。

(1) 选择全额直接交易模式的电力用户可以市场方式直接向发电企业购电，须提前向电力交易机构申报年度、季度、月度购电计划（实际中标的直接交易分月电量可以在月度交易计划编制 10 日前提出修改申请，但交易周期内应完成全部中标电量），电量的执行、偏差电量计算、违约责任承担等按本细则规定执行。

(2) 选择部分直接交易模式的电力用户应提前向电力交易机构申报年度、季度、月度购电计划（含直接交易电量的购电计划），约定的直接交易合同（协议）月度交易电量分月进行滚动调整。

(3) 选择全额向电网购电模式时（即不参加直接交易），其全部用电量均向电网运营企业购买。

2.4.2 电力用户的购电价格由直接交易价格、电网输配电价和政府性基金及附加三部分组成。现阶段，选择双边直接交易的，事先明确交易模式，交易价格由电力用户与发电企业通过自主协商确定；选择集中撮合（竞价）的，根据事先明确交易模式，交易价格执行集中撮合（竞价）后的市场交易价格。具体交易模式如下：

(1) 顺推法。

发电企业价格变动部分可全部传导到电力用户侧，即直接交易价格按照交易中标电价执行，交易中标电量对应的电度电价执行交易中标电价，交易中标电量对应的基本电价维持原标准不变；

(2) 输配电价法。

发电企业价格变动部分叠加输配电价变动部分累加后全部传导到电力用户侧，即直接交易价格按照交易中标电价执行，交易中标电量对应的电度电价执行交易中标电价，交易中标电量对应的基本电价按“输配电价”对应的标准执行。

输配电价执行直接交易会议纪要和实施方案确定的标准。

2.5 市场交易规则修订

2.5.1 市场交易主体及市场运营机构有义务定期提出修改实施细则的建议。

2.5.2 能源监管机构负责实施细则的修订。

2.6 临时条款的制定

2.6.1 如实施细则不适应电力市场交易需要的，监管机构可制定临时条款，向市场成员说明制订的理由后实施。

2.6.2 临时条款一经发布立即生效，本实施细则中与临时条款相抵触部分暂时失效。

2.6.3 临时条款应制定有效期，在有效期内，应及时根据实际情况组织修订本实施细则的相关条款，修订的条款生效后，临时条款自动失效。

3. 交易方式

3.1 双边协商交易

电力用户与发电企业按照平等、自愿原则，自主协商确定直接交易意向并明确交易模式，包括交易电量、交易价格、执行时间、违约电量赔偿标准等内容，在规定时间内向电力交易平台提交，经电力交易中心汇总初审、电力调度机构安全校核后，双方按照安全校核结果签订直接交易合同（或协议）并执行。

3.2 集中撮合和集中竞价交易

3.2.1 概述

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，由电力交易平台按照规定计算方法进行出清计算，确定各购售电主体直接交易电量和电价，形成无约束交易结果，经电力调度机构安全校核后形成交易结果，各方依据交易结果签订直接交易合同（或协议）并执行。

3.2.2 申报数据格式

3.2.2.1 直接交易申报数据主要包括执行时间（年度、季度交易要求明确执行月份）、电量和电价等。交易期内，发电企业最多可以按照申报价格单调增的方式申报三个（含）以内的价格、电量对，电力用户按照申报价格单调减的方式至多申报三个（含）以内的价格、电量对。

3.2.2.2 申报价格方式

（1）发电企业：以交易基准电价 250 元/兆瓦时为标准，申报相对应的价格变量（正数表示涨价幅度，负数表示降价幅度，可以为 0）；如设定了申报价格变量限价时，其变动范围不得超过限价幅度，超出限价幅度的视为不合格报价。

(2) 电力用户：可按照已确定的其中一种交易模式（“输配电价法”或“顺推法”）规定的原则进行申报。

采取“输配电价法”交易模式的：以交易基准电价 250 元/兆瓦时为标准，与本企业用网电压等级（如 110 千伏、35 千伏、10 千伏等）对应的输配电价、线损电价，以及各地（州、市）对应的政府性基金及附加电价之和为申报价的折算基准数值，申报对应的变量（正数表示涨价，负数表示降价，可以为 0）；

采取“顺推法”交易模式的：以本企业参加交易前的用网电度电价（目前执行的 110 千伏、35 千伏、10 千伏等用户到户电度电价）为基准，申报直接交易电价对应的变量（正数表示涨价，负数表示降价，可以为 0）；

3.2.2.3 电子化申报的程序和方法：电力用户与发电企业使用数字认证证书登录交易运营系统，按照规定的格式录入电量、电价、交易执行时间等信息，并点击确认完成申报工作，交易运营系统对申报信息进行加密、传输、保存处理。

3.2.2.4 电力用户与发电企业申报总电量的最小值为 10 兆瓦时，可以按照 10 兆瓦时的整数倍向上增加申报电量；申报电价精确到 0.1 元/兆瓦时

3.2.3 集中交易出清计算方法

3.2.3.1 集中撮合“高低匹配法”

根据发电企业的报价，首先将最低的卖出变量与最高的卖出变量进行排队（降价排到涨价）；其次根据用户的报价，将最高的买入直接交易电价变量与最低的买入直接交易电价变量进行排队（涨价排到降价）；最后对卖出和买入电价进行比较配对和出清。匹配方式为：第一步将最高买入价与最低卖出价优先配对，配对成功为预成交（成交电量为买方与卖方申报电量最小值，成交电价为配对双方中间报价之和的二分之一）；第二步将次高买入价与最低卖出价进行配对，成交电量与电价同上，若买入价高于或等于卖出价则匹配预成交，直到发电企业最高卖出电量成交完毕或用户最低买入价成交完毕为止，如设定最高约束电量的，出清电量不得超过最高约束电量（达到约束电量时等比例成交），若同等条件匹配成交电量时，按照电力用户申报电量等比例匹配。

3.2.3.2 集中撮合“最低价匹配法”

根据发电企业的报价，第一步将发电企业按申报电价高低的变量进行排序；第二步根据用户的申报电价变量进行排序；第三步根据卖出和买入电价进行撮合、配对和出清。匹配方式为：首先将最低卖出价与最接近买入价优先撮合配对，配对成功为预成交（成交电量为发电企业和电力用户申报电量最小值，成交电价为撮合配对双方中间报价之和的二分之一），其次将次高卖出价与最接近买入价进行

撮合配对，成交电量、电价同上，直到用户最高买出电量（或发电企业最高卖出电量）成交完毕为止，如设定最高约束电量的，出清电量不得超过最高约束电量（达到约束电量且条件相同时按比例成交），若同等条件匹配成交电量时，按照电力用户申报电量等比例匹配。

3.2.3.3 集中竞价“边际电价法”

根据发电企业的报价，将发电企业按申报电价高低的变量进行排序，将用户的申报电价变量进行排序，将卖出和买入电价进行竞价比较、并将对应的申报交易电量、电价均设定为匹配条件进行出清。匹配出清方式为：将发电企业申报的最低卖出价、申报电量两项指标进行排序，再对次低卖出价、申报电量进行排序和累加，直到申报电量达到交易规定的总量时，形成对应的卖出价；将电力用户申报的最低买出价、申报电量两项指标进行排序，再对次低买出价、申报电量进行排序和累加，直到申报电量达到交易规定的总量时，形成对应的买出价；当卖入价和买出价相同时为边际电价出清条件，进行预出清，并计算成交电量（如已设定约束电量，则不得超过规定的约束电量，少于约束电量时，可以出清）。预出清电价为所有中标发电企业边际电价，其成交电量均按边际电价对应的电量确定，若同等条件匹配成交电量时，按照用户申报电量等比例匹配。

3.2.3.4 出清计算

第一阶段：预出清计算

首先对电力用户与发电企业预先匹配成功交易电价、电量的进行预出清计算；然后对其次匹配成功的交易电价、电量进行出清计算。基本流程如下：

发电企业直接交易电价 = 发电企业基准电价 250 元/兆瓦时 - 发电企业出清的变动价格（申报卖出报价后的出清成交价格）。

电力用户买入价格按两种交易模式进行出清计算：

（1）采取“输配电价法”交易模式，电力用户直接交易价格（与电度电价相对应） = 发电企业直接交易电价 + 核定输配电价 + 线损电价 + 当地政策性基金及附加；

（2）采取“顺推法”交易模式，电力用户直接交易价格（与电度电价相对应） = 本企业用网电度电价为基准 - 电力用户出清变动价格（申报买入报价后的出清价格）。

对于“高低匹配法”，按照申报卖出、买入报价进行匹配，最终直接交易成交价格为配对双方报价之和的二分之一，即成交价格 = [电力用户申报买入价格 + 发电企业申报卖出价格] / 2；

对于“最低价匹配法”，按照申报卖出、买入报价进行匹配，最终直接交易成交价格为撮合配对双方报价差值的二分之一，即成交价格 = [电力用户申报买入价格 - 发电企业申报卖出价格] / 2；

对于“边际电价法”，按照申报卖出、买入报价进行匹配，最终直接交易成交价格为配对双方成交的边际电价，即成交价格 = [电力用户申报买入价格 - 发电企业申报卖出价格] = 0 后，对应的边际出清价格；

当报价相同且发电企业申报总电量与用电申报总电量不匹配时，按照以下原则匹配交易电量：对于发电企业，环保发电机组的申报电量同等条件下优先成交（即含脱硫、脱销、高效除尘三部分的优先，其次含脱硫、脱销两部分的优先）；环保发电机组相同时按其申报电量的比例匹配成交；电力用户同等条件下按其申报电量的比例匹配成交电量，逐步过渡到同等条件下能耗低的优先。

第二阶段为正式出清计算阶段：

根据预出清计算进行安全校核，当不满足安全约束要求需要调减直接交易电量时，调减发电企业的申报电量后进行匹配交易，直至满足直接交易计算出清，形成正式交易结果。

对于电力用户，现阶段按照“分区方式”和“分用户用电方式”进行校核和正式出清，如出现偏差电量时，偏差部分在乌昌地区平衡；

对于火力发电企业，按照“分区方式”和“机群方式”进行校核和正式出清；

对于新能源企业，按照“分区方式”和“就地平衡方式”进行校核和正式出清。

按照先新能源发电后火力发电机组的原则出清。

3.2.3.5 电力用户如原用网电量执行峰谷电价的，直接交易电量按照平段电价申报、匹配和出清计算，直接交易对应的电量全部按照平段电价执行，网购电量执行原标准。

3.3 安全校核

3.3.1 安全校核包括：调峰裕度校核、节能约束校核、电网阻塞校核、“机群方式”校核、“分区方式”校核、“就地平衡方式”校核、“新能源打捆方式”校核等。鉴于目前电源装机严重过剩、供热与新能源消纳矛盾比较突出的实际情况，安全校核充分考虑火电机组全停方式、个别月份新能源企业全停方式等。

3.3.2 电力调度机构基于预测电量、预测负荷及发电设备检修计划、电网设备检修计划、已确定的“分区方式”和“机群方式”、“就地平衡方式”和“新能源打捆方式”等已知边界条件进行安全校核。当边界条件发生变化时，在交易执行过程中可以根据电网安全运行需要调整已签订的合同电量。

3.3.3 电力调度机构对发电企业直接交易电量中标分月电量和总电量进行安全校核。当电网安全约束对发电企业直接交易电量（总电量及分月电量）产生影响时，出具安全校核总体意见并报监管机构备案。

3.3.4 基于总量和分月电量校核原则，电力交易中心应编制年度、季度、月度交易总方案，包括直接交易电量等所有交易成分，提交电力调度机构进行校核。

3.3.5 当“发电机群方式”、“分区方式”与电力用户所在“分区方式”参与直接交易时，以电力用户申报的用电曲线、分月交易电量作为边界条件进行安全校核；当新能源企业参与交易时，以电力用户所在“分区方式”进行同区域“就地平衡方式”安全校核；用户与主网联结的供电设备（包括线路、开关、变压器等）由相关责任方进行安全校核。

3.3.6 调峰能力校核是电力调度机构按照各发电厂提供调峰、调频、备用等辅助服务并且不影响清洁能源消纳的原则，分层、分区进行测算。调度机构根据调峰能力校核结果给出“影响清洁能源消纳”、“影响辅助服务提供”和“基本无影响”的评级。

3.3.7 电网阻塞校核是指根据电网运行结构和负荷预测，对可能出现的电网安全约束进行的预测性分析。电力调度机构根据安全分析情况，给予“机群方式”、“分区方式”、“就地平衡方式”存在“电网阻塞”、“无阻塞”的评级。

3.3.8 当不满足安全约束要求时，电力调度机构提供交易总方案调整建议，内容包括待调整发电企业和电力用户调减电量等建议，由电力交易中心对具体的交易电量进行调整。

3.3.9 当电量不满足安全约束要求、需要调减时，按以下原则进行：

（1）集中交易优先于双边协商交易成交；

（2）对于集中交易，价格低的交易电量优先成交；当价格相同时，环保机组的交易电量优先成交；当价格和机组环保等级相同时，按照各自交易电量的比例调减；

（3）对于双边协商交易，按照交易意向提交时间先后顺序逆序调减交易电量，即先提交的交易意向优先成交。

3.3.10 每个交易周期（年、月），市场运营机构提前发布全网分月预测负荷、预计电网阻塞、发电检修（备用）计划、输变电设备停电计划，引导各市场成员主动规避电网安全约束。

4. 年度（季度）交易组织

4.1 概述

4.1.1 年度（季度）交易：电力用户和发电企业自由选择交易对象，自主协商年度（季度）的直接交易意向，并通过双边协商和集中撮合、集中竞价、挂牌交易等交易方式确定年度（季度）直接交易电量与电价。

4.1.2 年度（季度）交易采用双边协商交易方式的，按年度（季度）内滚动组织，参考政府确定的年度优先发电权电量，综合考虑各种交易合同电量，确定年内（季度内）各月的直接交易电量与电价。

4.1.3 年度（季度）交易由电力用户与发电企业自由选择交易对象，自主协商年度（季度）交易意向，交易意向达成后，发电企业先登录交易运营系统，按照规定格式录入分月电量、电价等信息，然后电力用户再登录确认并提交发电企业录入的信息；交易中心对交易意向进行初审后提交调度机构安全校核，形成直接交易成交结果，交易各方在 10 个工作日内根据直接交易成交结果签订直接交易合同。

4.1.4 年度（季度）双边协商交易与年度（季度）集中撮合交易、集中竞价的申报时间、汇总和出清时间、安全校核时间、交易结果发布时间相同。

在申报时间内，电力用户与发电企业申报双边协商交易意向，同时也申报集中撮合交易需求；在汇总和出清阶段，首先对双边协商交易意向进行汇总，然后对集中撮合交易、集中竞价申报数据分别进行出清计算；在安全校核阶段，对包含双边协商交易意向和集中撮合、集中竞价交易结果的交易预案进行统一的安全校核，消除阻塞时优先调整双边交易结果，其次调整集中交易结果；在交易结果发布时间，同时发布双边协商和集中撮合交易的最终成交结果。

5. 年度（季度）交易程序

5.1 基础信息发布

5.1.1 电力交易中心通过交易运营平台发布直接交易基础信息，包括已注册的电力用户和发电企业名单及其联系方式、发电企业装机容量、发电类型、上网批复电价，电力用户用电类型、到户目录电价、供电电压等级、报装用电容量等，并根据市场交易主体注册情况及时更新相关信息

5.1.2 电力交易中心通过交易运营系统提供信息交流服务，市场交易主体可以通过交易运营平台发布下一年度（季度）直接交易供需信息。

5.2 交易准备（季度参考执行）

5.2.1 每年 10 月份，电力用户和发电企业上报下一年度投产计划至市场运营机构。

5.2.2 每年 11 月份，发电企业通过交易运营系统提交下一年度机组检修计

划、各月可直接交易电量等信息，电力用户通过交易运营系统提交下一年度各月用电需求信息。

5.2.3 每年 12 月前，市场运营机构负责编制和完成下一年度电网电力电量平衡分析、电网输送能力分析、发电设备检修计划、输变电设备检修计划、直接交易发电企业可交易电量计算、直接交易用户用电需求汇总等，在此基础上编制年度直接交易公告。

5.3 交易公告

5.3.1 每年 12 月份，通过交易运营平台发布年度直接交易公告，包括但不限于以下内容：

（1）下一年度参与直接交易发电企业的可交易电量规模和参与直接交易电力用户的总用电需求；

（2）参与直接交易电力用户的年度用电利用小时数和年度平均利用小时数，其中，

年度用电利用小时数 = 1 至 10 月份用电量 × 1.2 / 最大需量（或变压器报装容量）
年度平均利用小时数为各用户年度用电利用小时数的电量加权平均值；

（3）输配电价标准、政府基金及附加、线损折价标准及变动情况，不同价区用户电价情况；

（4）下一年度电网电力电量平衡预测结果，火电、水电等发电量预测；

（5）下一年度风电、光伏等新能源发电量预测；

（6）下一年度发电设备检修计划，包括：检修设备、检修时间等；

（7）下一年度输变电设备停电计划，包括：停电设备、主要工作内容、停电时间及对运行方式的影响等；

（8）下一年度跨区跨省交、直流通道输送能力及已经签订的合同；

（9）下一年度关停替代的发电量、上网电量指标及将要关停的机组容量等；

（10）当年电网阻塞情况，包括：电网安全约束、主要输电通道重载情况、主变负载率等；

（11）下一年度电网阻塞预计，包括：电网安全约束、典型潮流等；

（12）下一年度各机组剩余发电量上限；

（13）下一年度关键输电通道潮流极限和关键输电通道可用输送能力情况；

（14）其他应披露的信息等。

5.3.2 交易公告发布后，电力用户与发电企业参考公告信息，准备年度直接交易申报相关工作。

5.3.3 因存在不确定性因素，电力交易中心发布的有关电网电力电量供需平衡、可再生能源发电、发电设备检修计划、输变电设备停电计划、预计电网阻塞等预测信息仅供市场交易主体参考，不承担因预测信息偏差对电力用户和发电企业造成的损失。

5.4 交易申报

5.4.1 每年 12 月上旬直接交易公告发布后，电力用户与发电企业通过交易运营系统申报年度双边协商交易意向和年度集中撮合、集中竞价交易需求。

5.4.2 年度双边协商交易意向主要包括分月的直接电量和电价等信息。首先，由发电企业在交易运营系统中按照规定格式录入分月电量、电价、违约电量赔偿标准等信息；然后，电力用户登录交易运营系统进行确认、提交；交易运营系统将对每一笔成功提交的交易意向生成一个顺序号，交易双方可以据此进行查询，在申报截止时间之前，交易双方可以登录交易运营系统，取消、调整已经提交的交易意向。

5.4.3 年度集中撮合、集中竞价交易申报数据格式参见 3.2.2 节。

5.4.4 电力用户的双边交易意向电量+集中交易申报电量+向电网购电电量为其下一年度全部用电量需求，集中交易未能成交的电量默认为购网电量。

电力用户年度申报电量应考虑相关输变电检修计划，单一方向供电用户的供电通道关联设备停电检修时不应安排直接交易电量。

5.4.5 发电企业年度申报电量应综合考虑机组检修计划、相关输变电设备检修计划、合理的发电负荷率等因素，不能超出机组发电能力，发电厂全部机组检修期间不安排直接交易电量。

5.4.6 交易运营系统对申报数据进行加密处理，在交易申报截止时间之前不能解密数据包。因此，交易运营系统在客户端进行合理性检查，在交易端只确认申报数据是否接收，不对申报数据的合理性进行检查。

5.4.7 在交易申报截止时间之前，电力用户和发电企业可以进行多次申报。对于集中交易，后一次申报数据将覆盖前一次申报数据，以最后提交的申报数据为准。

5.5 交易汇总与出清

5.5.1 每年 12 月中旬，首先汇总年度双边协商交易意向，然后进行年度集中撮合交易的出清计算。

5.5.2 对于年度双边协商交易，对交易双方提交的交易意向按照发电企业和电力用户分别进行统计、汇总，确定各交易主体分月的电量与电价。

5.5.3 对于年度集中撮合交易，按照 3.2.3 节的方法进行年度集中撮合、集中竞价交易的出清计算，形成交易对。

5.5.4 在此基础上，结合年度直接交易合同编制年度直接交易预案，并充分考虑发电企业超发电量预测等。

5.6 安全校核

5.6.1 每年 12 月 20 日至 25 日，完成对年度交易预案的安全校核和调整，形成年度直接交易成交结果。

5.6.2 安全校核的原则参见 3.3 节。

5.7 交易结果发布

5.7.1 每年 12 月 26 日左右，电力交易中心在交易运营系统发布年度直接交易成交结果，已达成的交易转入交易执行阶段：

（1）公开信息：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；

（2）向成交企业发布私有信息：成交电量及其价格，分月计划，安全校核信息等。

5.7.2 交易结果发布后 3 个工作日内，交易各方通过交易运营系统签订电子合同。

5.7.3 交易结果发布后 10 个工作日内，电力交易中心向自治区电力行政主管部门和能源监管机构报备成交结果，向能源监管机构报备直接交易合同。

6. 月度交易组织

6.1 概述

6.1.1 月度交易按月组织，在年度（季度）直接交易合同分月电量基础上，市场交易主体可以通过月度交易进一步优化购售电方案。

6.1.2 月度交易包括双边协商、集中撮合（竞价）、挂牌交易等组织方式，月度双边协商交易的执行时间可以是本年内后几个月，月度集中撮合交易的执行时间为下一个月。

6.1.3 月度双边协商交易、月度集中竞价（撮合）、挂牌交易的申报时间、汇总和出清时间、安全校核时间、交易结果发布时间相同。在申报时间内，电力用户与发电企业申报双边协商交易意向，同时也申报集中撮合、集中竞价交易需求；在汇总和出清阶段，首先对双边协商交易意向进行汇总，然后对集中撮合、集中竞价交易申报数据进行出清计算；在安全校核阶段，根据双边协商交易、月度集中竞价（撮合）、挂牌交易出清结果、已经签订的交易合同分月计划（如优先

发电权合同、跨省跨区外送电合同，发电权交易合同、新能源替代自备）等编制交易预案，进行统一的安全校核，出现阻塞时优先调整双边交易意向，其次调整集中交易结果；在交易结果发布时间，同时发布双边协商和集中撮合、集中竞价交易的成交结果。

6.1.4 在月度交易申报开始时间之前，各电力用户和发电企业可以自由选择交易对象，自主协商确定下一月度或本年后几个月的直接交易意向，但电力交易中心仅在交易申报时间范围内接收月度双边协商交易意向申报。

6.2 月度交易流程

6.2.1 交易准备（含基础信息发布）

6.2.1.1 每月中旬，发电企业通过交易运营系统提交下一月度机组检修计划、可直接交易电量等信息，电力用户通过交易运营系统提交下一月度直接交易电量需求等信息。

6.2.1.2 每月中旬，市场运营机构负责编制完成下一月度电网电力电量平衡分析、电网输送能力分析、发电设备检修计划、输变电设备检修计划、直接交易发电企业可直接交易电量计算等工作，在此基础上编制月度直接交易公告。

6.2.1.3 参照 5.2.1 中年度交易基础信息发布内容，月度可增加发电权交易等信息。

6.2.2 交易公告

6.2.2.1 每月中旬，通过交易运营系统发布月度直接交易公告，包括但不限于以下内容：

(1) 下一月度参与直接交易发电企业的可直接交易电量规模和参与直接交易电力用户的直接交易电量总需求；

(2) 参与直接交易电力用户的年度用电利用小时数和年度平均用电利用小时数；

(3) 输配电价标准、政府基金及附加标准、线损折价标准及变动情况，不同价区用户价格情况；

(4) 下一月度电网电力电量平衡预测结果和火电、水电发电量预测结果；

(5) 下一月度风电、光伏等新能源发电量预测结果；

(6) 下一月度发电设备检修及调停计划，包括：检修（调停）设备、检修（调停）时间等；

(7) 下一月度输变电设备停电计划，包括：停电设备、主要工作内容、停电时间及对运行方式的影响等；

- （8）下一月度跨区跨省交、直流通道输送能力及已经签订的合同；
- （9）下一月度发电权交易可能开展情况及已经签订的合同；
- （10）下一月度电网阻塞预计，包括：电网安全约束、典型潮流等。
- （11）下一月度关键输电通道潮流极限和关键输电通道可用输送能力情况；
- （12）下一月度各机组剩余发电量上限；
- （13）其他应披露的信息等。

6.2.2.2 交易公告发布后，电力用户与发电企业参考公告信息，准备月度交易申报相关工作。

6.2.2.3 因存在不确定性因素，电力交易中心发布的有关电网电力电量供需平衡、可再生能源发电、发电设备检修计划、输变电设备停电计划、预计电网阻塞等预测信息仅供市场交易主体参考，不承担因预测信息偏差对电力用户和发电企业造成的损失。

6.2.3 交易申报

6.2.3.1 每月下旬开始，电力用户与发电企业通过交易运营系统申报月度双边协商直接交易意向、集中撮合、集中竞价、挂牌交易直接交易需求，以及电力用户下月的总用电量需求。

6.2.3.2 月度双边协商交易意向，主要包括下月直接交易电量和电价等信息。首先，发电企业在交易运营系统中按照规定格式录入直接交易电量、电价、违约电量赔偿标准等信息，电力用户登录进行确认并提交。交易运营系统将对每一笔成功提交的直接交易意向生成一个顺序号，交易双方可以据此进行查询。在申报截止时间之前，交易双方可以登录交易运营系统，取消已经提交的交易意向。

6.2.3.3 月度集中撮合、集中竞价交易申报数据格式参见 3.2.2 节。

6.2.3.4 发电企业月度直接交易申报电量应综合考虑发电厂机组检修计划、相关输变电设备检修计划、合理的发电负荷率、已签订的合同电量等因素，不能超出机组发电能力，如限定了容量或利用小时数的，申报电量不超过限值。全厂机组检修期间不安排直接交易电量。

月度直接交易上网电量 = 月度总上网电量 - 所有已签订的各种交易合同电量

6.2.3.5 电力用户月度直接交易申报电量应考虑相关输变电检修计划，单方向供电用户的供电通道关联设备停电检修时不安排直接交易电量。

6.2.3.6 交易运营系统对申报数据进行加密处理，在交易申报截止时间之前不能解密数据包，即只确认申报数据是否接收，不对申报数据的合理性进行检查。

6.2.3.7 在交易申报截止时间之前，电力用户和发电企业可以进行多次申报；对于双边协商交易，交易双方的任意一方可以取消已经成功提交的申报意向；对于集中撮合、集中竞价交易，后一次申报数据将覆盖前一次申报数据，以最后提交的申报数据为准。

6.2.4 交易汇总与出清

6.2.4.1 每月下旬，首先完成月度双边协商交易意向汇总，然后进行月度集中撮合、集中竞价交易、挂牌交易出清计算。

6.2.4.2 对于月度双边协商交易，对提交的交易意向进行统计、汇总，确定各交易主体的直接交易电量与电价。

6.2.4.3 对于月度集中撮合、集中竞价交易，按照 3.2.3 节的方法和流程进行出清计算，形成交易对。

6.2.4.4 在此基础上，结合年度（季度）直接交易合同分月电量、年度直接交易合同分月电量编制月度直接交易预案。并充分考虑机组容量扣除，以及年度政府确定的优先发电权电量、外送电量、发电权交易电量不滚动调整计算等情况。

6.2.5 安全校核

6.2.5.1 每月下旬，完成对月度交易预案的安全校核，形成月度直接交易成交结果。

6.2.5.2 安全校核的原则参见 3.3 节

6.2.6 交易结果发布

6.2.6.1 每月下旬（交易开始一周后），电力交易中心通过交易运营系统发布月度直接交易成交结果，已达成的各种交易转入交易执行阶段。

6.2.6.2 直接交易结果发布后 2 个工作日内，交易各方通过交易运营系统签订电子合同。

6.2.6.3 直接交易结果发布后 7 天内，电力交易中心向自治区电力行政主管部门、能源监管机构报备成交结果，向能源监管机构报备直接交易合同。

7. 交易价格

7.1 概述

7.1.1 发电企业上网价格包括：直接交易价格（包括违约价格）、其他交易价格和优先发电权交易价格。

7.1.2 电力用户购电价格包括，参与直接交易电量部分的购电价格、其他电量网购电价格和相关违约购电价格；其中：参与直接交易电量电价按直接交易方案确定的原则执行，其余按照相关规定执行。其他用户（属执行单一电价的用

户）直接交易电量购电价格按直接交易价格执行。

7.2 直接交易价格

7.2.1 由电力用户与发电企业通过双边协商、集中撮合（竞价）交易确定形成，非因法定事由，不受第三方干预。

7.2.2 发电企业中火电直接交易价格均含脱硫、脱硝、除尘电价（并含税），新能源企业对应的补贴电价维持原政策不变。直接交易价格在交易周期内不进行调整；如遇到国家和自治区调整标杆电价标准的，在下次直接交易时调整折价基准标准。

7.3 输配电价及线损

按国家和新疆维吾尔自治区政府批复的价格执行，现阶段按照实施方案确定的标准执行。

7.4 政府性基金及附加

7.4.1 电力用户按照政策规定标准缴纳，由电网运营企业代为收取。

7.4.2 按各价区按现行核定的政府基金及附加执行，如遇政策调整，相应调整。

7.5 其他

7.5.1 对于目前执行销售侧分时电价政策、峰谷电价政策的电力用户，仍然执行现有的分时电价政策。针对已参与直接交易的用户，直接交易电量按直接交易中标电价执行，网购电量依然执行原电价标准，电网运营企业相应调整。

7.5.2 合同执行期间，遇有国家调整电价政策时，直接交易电价、输配电价等同步调整。

8. 交易合同及偏差电量

8.1 概述

8.1.1 直接交易合同分为入市协议和交易合同两类。其中，入市协议为纸质合同，包括市场交易主体商务信息、权利与义务、违约责任等公共条款；交易合同为标准的电子合同，包括交易执行时间、交易电量、交易价格、违约赔偿标准等内容。

8.2 合同的签订

8.2.1 电力用户与发电企业在注册时，签订统一的直接交易入市承诺书。

8.2.2 在年度（季度）交易和月度双边直接交易结束后，交易运营系统根据成交结果自动生成电子合同，电力用户与发电企业可查询、下载自己的电子合同，并及时确认、签订。

8.2.3 对于采用集中撮合（竞价）交易出清的成交结果（含年、季、月），各发电企业分别进行查询，并进行电子合同的确认。发电企业出清电量在合同签订时存在小幅偏差的（月度偏差控制在 10 兆瓦时以内），统一在乌昌地区进行平衡（实现偏差电量合同整合）。

8.2.4 电力用户与发电企业也可签订除入市承诺书、标准电子合同以外的补充协议，但须与入市承诺书、标准电子合同的相关原则保持一致。

8.3 合同的变更与修改

8.3.1 在不影响已执行合同的情况下，电力用户和发电企业可协商提出直接交易合同调整意向，对合同电量、电价、违约赔偿标准等合同要素进行调整，其中，电量调整须经电力调度机构安全校核。

8.3.2 合同的修改、补充或变更须提交交易运营系统进行审批、确认后生效。

8.3.3 每月 10 日至 18 日，可进行直接交易合同的变更，交易各方在交易运营系统提交下月或以后各月的合同变更申请，由发电企业录入，电力用户确认。

8.3.4 每月 19 日至 22 日为合同变更审核期，23 日发布审核后的合同变更信息。

8.4 合同的违约与解除

8.4.1 任何一方违反合同约定条款视为违约，合同其他任一方有权要求违约方赔偿违约造成的经济损失。电力用户与发电企业分月执行中的偏差电量，可在 6 月底、10 月底通过交易系统进行调整，调整后的结果如还未完全执行，视为违约，按合同违约处理。

8.4.2 违约方须承担支付违约金、继续履行合同和采取补救措施等责任，在支付违约金、继续履约或者采取补救措施后，仍给对方造成其他损失的，应当赔偿损失。

8.4.3 在合同履行期限届满之前，任何一方明确表示或者以自己的行为表明不履行合同义务的，另一方可在履行期限届满前解除合同，并要求对方承担相应的违约责任。

8.4.4 对于集中撮合交易，如果是电厂原因， $\text{违约金} = \text{违约电量} \times \text{用户目录电价（不含政府性基金及附加，以下相同）} \times 10\%$ ；如果是用户原因， $\text{违约金} = \text{违约电量} \times \text{电厂上网电价} \times 10\%$ 。对于双边协商交易，违约赔偿标准由交易双方协商确定，在提交直接交易意向时一并提交。

8.4.5 违约电量由电力交易机构统一计算，原则上由电网运营企业进行结算。

8.5 偏差电量

8.5.1 偏差电量平衡的原则

由于“就地平衡方式”出清方式产生的新能源企业不同区域出清比例不同造成的比例偏差，其原则上按区域内平衡方式处理；由于中小电力用户对应发电企业装机容量差异造成的分月出清电量偏差，按对应合同签订简单、维持发电企业、用电企业利益不变的原则处理。

8.5.2 偏差电量的处理

8.5.2.1 根据年度（季度）合同（协议），在保持后续月度原有月份分解计划总量不变的前提下，可于每月 20 日前对年度（季度）交易合同中次月分解计划提出调整申请，并通过交易平台上报电力交易机构，经安全校核后做为月度发电计划安排和月度直接交易电量结算的依据。月度直接交易合同不进行调整。

对于已调整的分月电量计划，在实际执行电量与合同电量（分月已确定的电量）发生偏差时，其年度（季度）分月电量的差值部分为计算偏差电量，允许偏差范围暂定为±3%（±3%以内的偏差电量可滚动计算）。其偏差电量按“月度计算”“年末清算（或季末清算）方式处理，并计算违约电量。

8.5.2.2 根据直接交易总成交电量，市场交易主体可在 6 月底和 10 月底通过合同转让方式对已签订的交易电量进行转让，签订转让合同，形成交易计划并执行，无法转让或转让后仍未履约的，承担违约责任。

8.6 不可抗力

如因火山爆发、龙卷风、海啸、暴风雪、泥石流、山体滑坡、水灾、火灾、来水达不到设计标准、超设计标准的地震、台风、雷电、雾闪等，以及核辐射、战争、瘟疫、骚乱等不能预见、不能避免并不能克服的客观情况造成的违约，可免于承担违约责任

9. 交易执行

9.1 概述

9.1.1 合同签订后，电力交易中心根据合同分月电量编制年度、季度、月度交易计划，提交电力调度机构执行。交易执行包括交易计划执行及调整等内容，其中，交易计划包括年度交易计划、季度交易计划和月度交易计划。

9.1.2 电力调度机构按照交易计划安排发电方式，对已签订的各种合同按照同等责任的原则执行，其中：优先执行直接交易合同等市场化交易电量，优先发电权电量合同按照具体完成情况滚动执行，分月偏差电量按规则调整，用户执行直接交易电量产生偏差的，对应中标发电企业等比例调整执行电量。

9.2 年度（季度）交易计划

9.2.1 概述

9.2.1.1 电力交易中心负责编制年度交易计划、季度交易计划，应在上年度12月下旬（上季度最后一个月下旬）完成计划的编制。为年度、季度直接交易开展提供参考依据。

9.3 月度交易计划编制

9.3.1 电力交易中心负责编制月度交易计划，应在每月最后一个工作日前通过交易运营系统发布次月交易计划。

9.3.2 月度交易计划包括发电企业交易计划和电力用户直接交易计划。

9.4 月度交易计划执行

9.4.1 电力调度机构负责编制、执行日调度计划，通过日调度计划落实月度交易计划。当输电通道发生阻塞时，调度机构按照确保电网安全的原则，调整发电厂出力，相应交易电量执行偏差部分，不计入违约。

9.4.2 当出现以下情况时，调度机构可根据电网运行情况对月度交易计划进行调整，由此造成发电企业或电力用户偏差电量不承担违约责任。

(1) 保障电网安全所采取的电网调控措施。

(2) 输变电设备停电计划调整或临时停电。

(3) 调用发电企业辅助服务，包括机组停备、调峰调频、调压等。

(4) 消纳新能源所采取的调停机组、降低发电出力等电网调控措施。

(5) 为保障电力平衡或电网安全，采取的需求侧管理措施或拉路、限电，导致的直接交易合同调减。

(6) 因天气、外部环境等客观原因造成电网运行方式发生变化。

当用电市场发生变化时，按先调整优先发电权电量，再调整直接交易电量计划原则执行。

9.4.3 每月1日，电力调度机构统计发电企业和电力用户的月度计划调整电量，编制上月交易计划执行情况报告，说明调整的具体时间和原因，报监管机构备案。

9.4.4 如发电企业或电力用户无法继续履行合同（或协议）时且未能达成解除合同的一致意见，任一方可以向电力交易中心提出无法履约的书面申请，电力交易中心将不再对此合同安排月度计划电量，并通知合同另一方，并按照合同（或协议）确定的违约责任执行提前通知，可按照合同约定减轻违约处罚。

10. 计量与结算

10.1 概述

10.1.1 电量、电费采用电网运营企业按月集中结算方式，电网运营企业向用户收取全部购电费，并将直接交易电费转付给发电企业，电力用户与发电企业不直接结算。

10.1.2 电网运营企业按规定收取输配电服务费用（试点阶段暂不收取）和线损电费，同时代收政府性基金附加等。

10.2 计量点与计量装置

10.2.1 电力用户计量点以电力用户与电网运营企业签订的《供用电合同》约定的计量点为准。

10.2.2 发电企业计量点以发电企业与电网运营企业签订的《购售电合同》约定的计量点为准。

10.2.3 当计量点发生变更时，交易各方应以书面方式进行确认。

10.2.4 各市场交易主体应确保本侧计量装置的准确度达到规则和国家、行业的要求，并能接入电网运营企业电能量采集系统。

10.2.5 计量装置需定期进行检定（验），对于未经检定（验）、检定（验）不合格或超过检定（验）周期的计量装置，不得使用。

10.2.6 安装主、副电能表，应将主表和副表应安装在同一计量点，主副两套计量电能表一经确认，不得改变。

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

10.3 计量数据采集

10.3.1 有功电量、无功电量的计量数据按一个交易时段为一个采样周期进行。经各市场交易主体协商同意，可以用交易时段（以分钟为单位）的约数作为一个采样周期；对于采用峰谷电价的电力用户，计量应支持峰谷电量采集。

10.3.2 电网运营企业负责建立从各计量装置到计量数据库的计量数据采集方法。

10.3.3 市场交易主体必须保证每一计量装置都与数据采集系统实现计量数据传输。

10.4 计量数据确认和替代方法

10.4.1 计量数据确认及替代方法，应由市场交易主体协商一致。

10.4.2 对于装有主表，副表两套电能表的计量点，以主表计量数据作为结

算依据，副表作为核对之用。

10.4.3 当主表发生故障时，应采用经恰当修正后的副表数据作为计量数据（或采取考核计量点数据修正后，并确认）。

10.4.4 若尚未安装副表，或当主副二套表计同时发生故障时，以可替代的计量表计记录的数据扣除必要的电量（线损、变损、厂用电等）后作为替代电量数据，或采用考核计量点计量数据，并进行必要的修正。替代电量数据或考核计量点计量数据需经各相关市场交易主体共同确认。

10.4.5 以有资质的检定单位出具的电量退补单作为修正依据。

10.5 电量结算

10.5.1 电量结算原则

10.5.1.1 电力用户采用“月结年清”的方式，即月度结算、年度进行清算的方式结算，结算顺序为先直接交易电量后购网电量；发电企业采用优先结算市场化交易电量，优先发电权电量兜底的方式，当优先发电权电量不能兜底时，按优先结算直接交易电量，然后结算其他市场化电量的原则执行。

10.5.1.2 年度、季度、月度合同结算的顺序为：

（1）根据交易期限，年度交易合同优先于季度交易合同，季度交易合同优先于月度交易合同；

（2）当交易期限相同时，则交易价格低的优先结算；如直接交易价格相同，则集中交易优先结算；如同一交易模式，则环保大机组优先结算；如发电机组容量相同，则按照合同电量的比例分配执行电量。

10.5.1.3 交易合同实际执行电量与合同电量（年度、季度分月合同或月度合同确定的电量）发生偏差时，允许偏差范围暂定为 $\pm 3\%$ （ $\pm 3\%$ 以内的偏差电量可滚动调整）；由于电力用户或发电企业自身原因，电网运营企业确定的直接交易实际执行电量与合同电量（年度、季度分月合同或月度合同确定的电量）发生偏差时，超过 $\pm 3\%$ 的偏差电量视为违约电量（月度合同次月执行、季度电量季末清算执行、年度电量年末清算执行），合同约定的赔偿标准条款承担违约责任。

10.5.1.4 违约电量的计算与处理原则：

（1）当发电企业直接交易完成上网电量 \geq 电力用户直接交易用电量时，根据电力用户直接交易用电量计算直接交易实际执行电量。因电力用户原因实际执行直接交易电量与合同电量偏差超过 3%造成的违约损失由电力用户承担，对发电企业造成的损失也由电力用户承担。

（2）当发电企业直接交易完成上网电量 $<$ 电力用户直接交易用电量时，根据

发电企业上网电量计算直接交易实际执行电量。因发电企业原因实际执行直接交易电量与合同电量偏差超过 3%造成的违约损失由发电企业承担，对电力用户造成的损失也由发电企业承担。

（3）其违约电量计算方式为：

如果违约电量是因为电力用户少用产生，用户少用电量按照目录电价的 10% 向电网运营企业支付赔偿金，向发电企业支付违约金 = 违约电量 × 电厂上网电价 × 10%，同时发电企业多发的电量按照 90% 的政府核定电价向电网运营企业售电，并与电网运营企业结算，电网运营企业负责平衡；

如果违约电量是因为发电企业少发产生，电力用户多用的电量按照目录电价的 110% 与电网运营企业结算，结算后发电企业少发电量部分对电力用户产生的损失由发电企业补偿电力用户，违约金 = 违约电量 × 用户目录电价 × 10%；

如果违约电量是因为发电企业多发产生，发电企业多发的电量按照 90% 的政府核定电价与电网运营企业结算，电力用户直接交易电量按照合同电价与电网运营企业结算，电网运营企业负责平衡。

当直接交易执行电量 < 直接交易合同电量 × 0.97 时，违约电量等于直接交易合同电量 × 0.97 - 直接交易执行电量；

当直接交易执行电量 > 直接交易合同电量 × 1.03 时，违约电量等于直接交易合同电量 × 1.03 - 直接交易执行电量。

10.5.1.6 在结算电力用户的多个合同时（电力用户与多个发电企业进行直接交易时），按照以下原则计算各个合同的应结算电量：

（1）当用户实际用电量少于多个合同电量之和的 97% 时，按照合同的结算优先顺序分别计算各个合同的应结算电量，所有合同的应结算电量均不超过合同电量的 97%；

（2）当用户实际用电量在多个合同总电量允许偏差范围内时，根据实际用电量与多个合同总电量的比例相应计算各个合同的应结算电量；

（3）当用户实际用电量多于多个合同电量之和的 103% 时，所有合同的应结算电量均按照合同电量的 103% 计算。

10.5.1.7 在计算应执行直接交易合同电量和购电计划电量时，电量结算应统计电力调度机构在交易执行过程中对月度交易计划的调整。在收到月度交易计划执行情况报告后，电力交易中心将计划调整电量分解到具体的交易合同和购网电量计划中，根据调整（扣除调整电量）后的合同电量和购网计划电量进行实际结算。交易合同、购网电量计划调整的基本方法如下：

(1) 如果发电企业实际上网电量少于月度计划电量时, 计划调整电量应按照原因类别进行调整; 直接交易电量合同按责任区分, 如果调减了发电企业的直接交易合同电量, 相应调减电力用户的直接交易合同电量, 调增电力用户的购网电量; 如果调减了电力用户的直接交易合同电量, 相应调减发电企业的直接交易合同电量, 调增。如果发电企业实际上网电量多于月度计划电量时, 执行情况相反。

(2) 如果电力用户实际用电量少于计划总电量时, 计划调整电量按照用户合同结算优先顺序的逆序分解到具体合同或购网电量计划。如果调减了电力用户的直接交易合同电量, 相应调减发电企业的直接交易合同电量, 调增政府确定的发电企业优先发电权电量, 如果电力用户实际用电量多于计划总电量时, 执行情况相反。

(3) 因水电、风电、光伏等可再生能源发电量超预期造成火电机组停机备用、导致发电企业不能履行合同时, 免除违约责任。

10.5.1.7 电力用户

(1) 根据合同结算优选顺序, 将电力用户月度用电量进行分解(购网电量和直接交易电量), 计算各个合同应结算电量、购网结算电量、绝对超用电量(即违约电量); 其中, 购网结算电网按照目录电价与电网运营企业结算, 直接交易电量结算按照合同确定的电价与电网运营企业结算, 绝对超用电量按照目录电价的110%与电网运营企业结算。

(2) 当用户月度用电量 $<(\text{合同电量之和} + \text{购网计划电量}) \times 0.97$ 时, 从结算优先级别最高的合同开始计算, 每个合同的应结算电量最多为该合同电量的97%, 直至所有合同均计算完毕或月度用电量分解完毕, 剩余电量为购网结算电量;

(3) 当 $(\text{合同电量之和} + \text{购网计划电量}) \times 0.97 \leq \text{用户月度用电量} \leq (\text{合同电量之和} + \text{购网计划电量}) \times 1.03$, 每个合同的应结算电量计算公式为:

应结算电量 $= \text{合同电量} \times \text{用户月度用电量} \div (\text{合同电量之和} + \text{购网计划电量})$
剩余的用电量为购网结算电量;

(4) 当 $(\text{合同电量之和} + \text{购网计划电量}) \times 1.03 < \text{电力用户月度用电量} < (\text{合同电量之和} \times 1.03 + \text{购网计划电量} \times 1.05)$ 时, 按照直接交易合同电量的103%计算每个合同的应结算电量, 剩余电量为购网结算电量;

(5) 当 $(\text{合同电量之和} \times 1.03 + \text{购网计划电量} \times 1.05) \leq \text{用户月度用电量}$ 时, 按照直接交易合同电量的103%计算每个合同应结算电量, 剩余电量违约电量。

10.5.1.8 发电企业:

（1）根据直接交易合同购售电关系，将上一步计算的应结算合同电量（分开政府确定的优先发电权电量、外送、发电权、直接交易电量）与发电企业直接交易上网电量进行比较，分解发电企业直接交易上网电量，计算直接交易结算电量、违约电量、电厂超发电量、用户绝对超用电量；其中，电厂超发电量按照政府核定上网电价的90%与电网运营企业结算。用户绝对超用电量按照目录电价的110%与电网运营企业结算。

（2）当发电企业月度直接交易上网电量 \geq 对应直接交易合同应结算电量之和时，直接交易合同的实际结算电量等于合同应结算电量，并据此分解发电企业直接交易上网电量。对每一个需要结算的直接交易合同，比较实际结算电量与合同电量的97%的大小，当实际结算电量少于合同电量的97%时，电力用户的违约电量为合同电量的97%与实际结算电量之差，并据此计算发电企业的超发电量。剩余上网电量为超发电量，按照发电权交易电量、外送电量完成比例和政府确定的优先发电权电量优先结算的规则执行。

（3）当发电企业月度直接交易上网电量 $<$ 对应直接交易合同应结算电量之和时，按照发电企业的合同结算分类和对应的应结算电量，将上网电量分解到不同合同，分解到每个合同的直接交易上网电量不超过直接交易合同应结算电量（用户侧计算结果），直接交易合同实际结算电量为直接交易上网电量的分解部分。然后，按照合同应结算电量与实际结算电量之差，计算发电企业少发电量，并据此计算电力用户的相对超用电量。

10.6 电费结算

10.6.1 电力用户

10.6.1.1 电力用户应按规定及时支付购电费用，购电费包括直接交易购电费、购网电量电费、相对超用电量电费、绝对超用电量（违约电量）电费、基本电费；直接交易购电费和违约金等。

先按实际用电量和目录电价、基本电价计算购电费；然后分别计算直接交易产生的电费，同时计算参与直接交易形成的差价电费，再计算110%电价电费、政府性基金及附加和违约金；最后计算购网电费、力调电费等，得到最终的电力用户电费。根据计算电费数据与用户结算。

10.6.1.2 违约金包括三部分：用户直接交易违约金、用户购网违约金和对发电企业补偿金。

用户直接交易违约金通过合同明确约定。（110%电价电费为按照110%目录电价，不含政府性基金及附加结算的电费；110%电价电费=用户110%目录电度电

价对应的电量×目录电度电价×1.1)

用户购网违约金=用户购网少用电量×用户目录电价(不含政府性基金及附加)×10%

对发电企业补偿金通过合同明确约定。(违约金=违约电量×电厂上网电价×10%)

10.6.2 发电企业

10.6.2.1 发电企业电费包括直接交易电费、政府确定的优先发电权电量电费、其他市场化交易电量电费、超发电量电费和违约金等。

先按实际上网电量和核定上网电价计算上网电费;然后分别计算直接交易产生的电费,同时计算参与直接交易形成的差价电费,再计算90%电价电费和违约金;最后计算其他电量形成的电费等,最终得到发电企业上网电费。其中:

超发电量电费=电厂超发电量×政府核定上网电价×90%

发电企业直接交易违约金和给电力用户补偿费通过合同明确约定(违约金=违约电量×用户目录电价×10%)。

10.6.3 电费及违约金支付

10.6.3.1 电网运营企业负责电量电费结算工作,编制《直接交易电量结算单》和《直接交易电费结算单》,并发给电力用户与发电企业确认。

10.6.3.2 电力用户与发电企业在收到《直接交易电量结算单》和《直接交易电费结算单》后应尽快进行核对、确认,如有异议,在收到结算单后2个工作日内通知电网运营企业。经协商修正后,电网运营企业将修正后的《直接交易电量结算单》和《直接交易电费结算单》发送给电力用户与发电企业重新确认。

10.6.3.3 发电企业根据确认后的《直接交易电费结算单》开具增值税发票,并送达给电网运营企业;电网运营企业根据确认后的《直接交易电费结算单》开具增值税发票,并送达给电力用户,各方据此付费。

11. 信息披露

11.1 信息分类

11.1.1 按照信息保密要求和公开范围分类

11.1.1.1 按照信息的保密要求和公开范围,电力交易平台上的市场信息可以分为公众信息、公开信息、私有信息和交换信息四大类。

11.1.1.2 公众信息指通过电力交易平台向社会公众公布的信息,例如各类交易适用的法律、法规、电力行业规程、管理规定、电力交易工作流程等。

11.1.1.3 公开信息指所有市场交易主体均可获得的信息,例如市场交易主体

名单、输配价格、损耗率、撮合交易最高限价、新机组投产情况、电网发电设备容量和构成情况（分水、火）、每月发、用电量、机组剩余发电量、关键输电通道剩余可用输电能力和潮流极限情况等。应保证市场交易主体可以在规定时间范围内无歧视地获得各类公开信息。

11.1.1.4 私有信息指只有特定的市场交易主体及电力交易中心、电力调度机构才可获得的信息，例如发电机组的机组特性参数、各市场交易主体的各类交易的成交电量及成交价格、各市场交易主体的申报电量和申报价格、结算信息等。应采取必要措施来保证市场交易主体可以按时获得私有信息，并保证市场范围内私有信息的保密性。

11.1.1.5 交换信息是监管机构、电力交易中心、电力调度机构之间为维持电力系统正常运行和电力市场正常运转所交换的信息，例如实时信息、网络拓扑、市场运行信息等。只有监管机构、电力交易中心、电力调度机构有权获得交换信息。

11.1.1.6 以上信息均应向监管机构提供并备案

11.1.2 按照信息内容和主要用途分类

11.1.2.1 按照信息的内容和主要用途，电力交易平台上的市场信息可分为交易信息和市场运营信息两大类。

11.1.2.2 交易信息是指电力交易产生的信息，包括通过电力交易平台向市场交易主体发布的交易组织信息、交易结果信息、交易执行信息等信息。交易信息以私有信息和交换信息为主。

11.1.2.3 市场运营信息是指各交易机构按照市场运营规则，定期通过电力交易平台向市场交易主体发布的相关市场信息。市场运营信息以公众和公开信息为主。

11.2 信息管理

11.2.1 市场交易主体应根据各自职责及时披露相关信息，并确保真实有效；电力交易中心对电力用户直接交易信息进行汇总、整理、发布、保存，并报监管机构备案。

11.2.2 电力交易中心应创造信息公开的良好条件，通过电力交易平台发布市场信息，发布的信息应真实、准确、及时、完整。

11.2.3 市场交易主体应当按照本规则的规定，配合提供市场运营所必须的信息或参数。并对所提供信息的正确性负责。

11.2.4 为保证市场交易主体的信息安全，市场交易主体各方、市场运营机构、

电网运营企业、应按照各自的访问权限对市场运营信息进行访问，对于超出授权范围的访问需要经过有关电力交易中心的审核批准后方可进行，监管机构可按要求对信息管理进行全过程监管。

11.3 市场运营信息发布

11.3.1 电力用户披露信息包括：

(1) 公司股权结构、投产时间、用电电压等级、最大生产能力、报装用电容量、用电类型、目录电价、年用电量、电费欠缴情况、产品电力单耗、用电负荷率、以前年度违约情况等。

(2) 直接交易需求信息、最大需量、联系方式。

(3) 直接交易电量完成情况、电量清算情况、电费结算情况等。

11.3.2 发电企业应披露的信息包括：

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

(2) 已签合同电量等。

(3) 直接交易电量完成情况、电量清算情况、电费结算情况等。

11.3.3 电网运营企业披露信息包括：

(1) 输配电价标准、政府性基金及附加、损耗率、线损折价等。

(2) 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) 关键输电通道潮流极限情况和剩余可用输送能力情况。

11.3.4 电力交易中心披露的信息包括：

(1) 直接交易合同电量。

(2) 年度、月度电力供需预测情况。

(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。

次年（季、月）各机组剩余可发电量的上限。

(4) 交易电量执行、电量清算、电费结算等。

(5) 其他与直接交易相关的公共信息。

11.4 保密规定

11.4.1 除公开披露信息外（私有信息具有保密性），未经电力监管机构批准，市场交易主体和市场运营机构不得向其他市场交易主体透露私有信息。

11.4.2 电力交易中心不得向其他市场交易主体透露交换信息。

11.4.3 公开信息、私有信息和交换信息具有保密性，未经电力监管机构批准，市场交易主体不得向公众透露这三类信息。

11.4.4 泄密事件涉及权益当事人的，该当事人可向电力监管机构提出对泄密责任人的申诉。

11.4.5 以下属于例外情况：

- （1）应司法、仲裁机构要求透露、使用或者复制该信息时；
- （2）应法律、争议解决程序、仲裁程序要求使用或复制该信息时。

12. 市场干预及终止

12.1 市场交易主体和市场运营机构均可向监管机构申请市场干预。

12.2 发生以下情况时，监管机构进行市场干预。

（1）市场交易主体滥用市场力、串谋及其它严重违约等情况导致市场秩序受到严重扰乱；

（2）交易平台发生故障，直接交易无法正常进行时；

（3）其它情况。

12.3 出现下列情形之一时，市场运营机构可以进行市场干预，并报能源监管机构备案：

（1）系统出力不足以无法按市场规则正常运行时；

（2）系统内发生事故危及电网安全时；

（3）自动化系统、数据通信系统等发生故障导致交易无法正常进行；

（4）其他必要的情形。

12.4 市场干预的主要手段包括：

（1）暂停市场交易；

（2）改变市场交易时间、暂缓市场交易；

（3）调整市场限价；

（4）调整市场交易电量。

12.5 干预期间，进行干预的市场运营机构应详细记录干预的起因、起止时间、范围、对象、手段和后果等，并报监管机构备案。

12.6 可根据情况选择如下干预方式：

（1）暂停市场交易；

（2）推迟市场交易；

（3）调整交易结果；

（4）其他干预手段。

12.7 监管机构可根据《电力市场监管办法（试行）》等文件决定中止或恢复电力市场。

12.8 市场中止期间，各市场交易主体应按照电网调度管理规程，根据电力调度机构的调度指令，严格执行调度计划。

13. 争议与违规处理

13.1 市场运营过程中，市场交易成员之间发生争议时，可以通过以下方式处理：

(1) 双方协商解决；

(2) 书面提请监管机构调解，监管机构依据《电力争议调解暂行办法》实施调解和裁决；

(3) 申请仲裁；

(4) 提出司法诉讼。

13.2 电力用户和发电企业有下列行为之一的，经核实并报监管机构同意，予以强制退出，并根据国家有关规定予以查处。

(1) 提供虚假材料或其它欺骗手段取得市场准入的；

(2) 违反国家电力或环保政策并受处罚的；

(3) 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；

(4) 将所购交易电量转售或变相转售给其他用户的；

(5) 拖欠电费的；

(6) 不按交易结果签订合同的；

(7) 无正当理由，不履行已签订的交易合同或协议的；

(8) 不服从电网调度命令的；

(9) 其它违反交易规则行为并造成严重后果的。

13.3 监管机构根据国家法规、规章相关条款的规定，对市场成员违反本细则的行为予以处罚。

14. 名词解释

(1) 直接交易：指符合准入条件的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，电网运营企业按规定提供输配电服务。

(2) 市场交易主体：指符合市场准入条件、在电力交易平台注册的电力用户、发电企业、电网运营企业。市场交易主体可分为电力用户、发电企业和输电主体。

(3) 可再生能源：指风能、太阳能、水能、生物质能、地热能、海洋能等非化石能源。

（4）直接交易价格：指在发电企业上网计量点计量的直接交易电量上网价格。

（5）集中撮合、集中竞价交易：指电力用户、发电企业通过交易运营系统直接进行电价、电量需求申报，按照市场规则进行交易出清的交易组织方式。

（6）双边协商交易：指电力用户、发电企业自主自愿协商确定交易电量、交易方案、结算价格的交易组织方式。

（7）转让交易：指市场交易主体以市场方式将原交易合同全部或部分权利义务转移给其他方。

（8）安全校核：对电力用户与发电企业申报的双边协商交易意向，或市场出清形成的无约束交易结果进行发电、输配电和用电过程模拟分析，确定是否满足电网安全稳定和发电能力约束条件的过程。

（9）工作日：指除星期六、星期日及法定节假日以外的公历日。

（10）购网电量：指电力用户按照政府核定目录电价向电网运营企业购买的电量。

（11）违约电量：指直接交易（或购网计划）实际执行电量与合同电量（或购网计划电量）发生偏差时，超过偏差允许范围的偏差电量。

（12）电力用户直接交易用电量：指电力用户实际用电量中对应于直接交易合同、应按照合同条款结算的电量。

（13）发电企业直接交易上网电量：指发电企业上网电量中对应于直接交易合同、应按照合同条款结算的电量。

（14）用户绝对超用电量：当用户的实际用电量超过直接交易合同电量与购网计划电量之和允许偏差上限时，多用的电量按照目录电价的 110% 结算，称为用户绝对超用电量，属于用户违约电量的一种。在试点过程中对购网部分绝对超用不收取违约金。

（15）用户相对超用电量：用户的直接交易用电量多于发电企业上网电量，超出部分按照目录电价的 110% 结算，称为用户相对超用电量，对应于电厂少发违约电量。

（16）用户合同少用电量：用户的合同结算电量低于合同电量允许偏差范围下限，二者之差为用户少用电量，属于用户违约电量的一种。

（17）用户购网少用电量：用户的购网结算电量低于购网计划电量允许偏差范围下限，二者之差为用户购网少用电量，属于用户违约电量的一种。

（18）电厂超发电量：当用户的合同执行电量少于直接交易合同电量允许偏差下限，对应电厂多发的电量由电网运营企业收购，并按照 90% 核定上网电价结

算，这部分电量称为电厂超发电量。

(19) 电厂少发电量：当发电企业的上网电量少于用户直接交易用电量时，二者之差为电厂少发电量，属于发电企业违约电量。

(20) 电子合同：市场交易主体在直接交易入市前，签署《直接交易入市承诺函》，承诺履行直接交易规则及办法规定的各项义务，承认直接交易平台产生的交易结果单并且将其作为购售电合同（发电企业）及供用电合同（电力用户）的补充协议，进行相关结算工作。这种入市承诺函+直接交易结果单的方式，称为“电子合同”。

(21) 发电企业分区方式：是指电力调度机构根据电网输送通道瓶颈，采取划分不同区域进行安全校核的方式。目前，全疆划分为乌昌地区、哈吐地区、巴州及阿克苏地区、疆南及和田地区、伊犁地区、博州、奎屯、塔城及阿勒泰地区六个区域进行安全校核，当电网结构发生重大调整时，分区方式可进行随之调整。

(22) 电力用户分区方式：是指电力调度机构根据发电企业分区方式，先将电力用户划分为北疆和南疆地区两个地区，再按照行政区域进行安全校核的方式。

(23) 电力用户分类方式：按申报年用电量不同进行分类的方式。其中大于等于 1.0 亿千瓦时的电力用户为“大用户”，申报年用电量小于 1.0 亿千瓦时的电力用户为“中小用户”。

(24) 接地平衡方式：是指考虑电网受阻情况，采取分区方式后，以电气距离较近，受阻较少方式进行接地电力电量平衡方式计算和出清。

(25) 发电机群方式：是指在一个分区内，所有发电企业为一个发电机群，并分别将火电、水电、新能源等电源单独确定为发电机群，机群内机组可以相互停机备用。

关于印发《新疆区域新能源发电企业与燃煤自备电厂调峰替代交易实施细则（暂行）》的通知

（新监能市场〔2016〕51号）

国网新疆电力公司，国电新疆电力有限公司，华电新疆发电有限公司，华能新疆能源开发公司，中电投新疆能源化工集团，大唐新疆能源开发有限公司，神华国能集团新疆公司，新疆天山电力股份有限公司，各有关新能源发电企业和燃煤自备电厂：

为贯彻落实国家关于可再生能源发电全额保障性收购政策，充分挖掘区域电力市场新能源消纳潜力和电力系统辅助服务潜力，拓展新能源消纳空间，促进就近消纳，减少弃风、弃光电量，根据《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）和《国家发改委关于印发〈可再生能源全额保障性收购管理办法的通知〉》（发改能源〔2016〕625号）等文件精神，结合新疆实际情况，我办制定了《新疆区域新能源发电企业与燃煤自备电厂调峰替代交易实施细则（暂行）》（可在国家能源局新疆监管办公室门户网站-能源监管下载，网址为<http://xjb.nea.gov.cn/>），现印发给你们，请认真贯彻执行。

附件：新疆区域新能源发电企业与燃煤自备电厂调峰替代交易实施细则（暂行）

新疆能源监管办

2016年5月13日

附件

新疆区域新能源发电企业与燃煤自备电厂调峰替代交易实施细则（暂行）

1. 总则

1.1 目的

为贯彻落实《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）

文件及相关配套文件精神，深化电力体制改革，充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，进一步规范和推进新能源发电企业与燃煤自备电厂调峰替代交易，拓展新能源消纳空间，完善电价形成机制，促进规范透明的市场交易机制建设，实现电力替代交易的公开、公平、公正。

1.2 依据

本细则依据《中华人民共和国电力法》、《中华人民共和国可再生能源法》、《关于印发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）、《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）、《关于开展可再生能源就近消纳试点的通知》（发改办运行〔2015〕2554号）、《关于做好2016年电力运行调节工作的通知》（发改运行〔2016〕413号）、《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）、《关于建立可再生能源开发利用目标引导制度的指导意见》（国能新能〔2016〕54号）、《关于做好2016年度风电消纳工作有关要求的通知》（国能新能〔2016〕74号）等国家有关法规、规程、行业标准、文件等，同时参照《关于加强和规范燃煤自备电厂监督管理的指导意见》（发改经体〔2015〕2752号）、《热电联产管理办法》（发改能源〔2016〕617号）文件要求，结合新疆电网2015年新能源发电企业与燃煤自备电厂调峰替代交易试点情况及其他各省开展试点情况，编制本实施细则。

1.3 定义

新能源发电企业与燃煤自备电厂调峰替代交易是指在保证电网运行安全、新能源全额保障性收购、满足新疆区域内用电市场和外送电的基础上，充分挖掘燃煤自备电厂调峰空间，通过加大燃煤自备电厂机组调峰力度，将新能源发电企业全额保障性收购电量以外的多发电量置换给自备电厂所属企业的用电负荷，以实质性提高新能源发电企业的发电量。

1.4 适用范围

本实施细则适用于新疆区域内新能源发电企业与燃煤自备电厂调峰替代交易（以下简称：调峰替代交易）。

1.5 基本原则

1.5.1 坚持市场化方向和市场主导。在新能源发电企业侧和燃煤自备电厂机组调峰和用电侧引入市场交易补偿机制，通过市场化手段，将补偿价格信号反映电网调峰能力增加，拓展新能源发电企业发电空间上，缓解因电网调峰受阻引起弃电电量的增加（因电网输送受阻另行解决），促进新能源消纳规模实质性增加，发挥市场配置电力资源的作用。

1.5.2 坚持“安全第一”，公平开放电网，维护电力调度秩序，确保电力系统安全稳定运行和电力有序供应。

1.5.3 坚持节能减排，促进产业结构优化调整。参与试点的新能源发电企业和燃煤自备电厂须符合国家产业政策和有关节能环保的要求，实现全社会节能减排。

1.5.4 坚持稳妥推进，兼顾各方利益，预判市场风险，促进可持续健康发展。调峰替代交易试点应建立运营规则和统一的交易平台，实施有效的市场监管，规范有序地开展试点工作。

1.5.5 坚持“公开、公平、公正”，市场交易主体自愿参与，建立规范透明的交易机制。

1.6 交易品种

1.6.1 按照交易期限，分为为年度、季度、月度交易。

1.6.2 按照交易组织方式，分为集中撮合（竞价）交易、挂牌交易。

1.7 交易电量

1.7.1 交易电量以保证电网安全稳定运行和可靠供电为基础，根据燃煤自备电厂机组的综合调峰能力和新能源保障性收购的具体情况进行全网综合平衡（发、用电负荷）后确定，即根据本年度省内电力电量需求、新能源全额保障性收购电量、直接交易和跨省区交易电量中新能源打捆情况，以及燃煤自备电厂预测的调峰情况确定年（季、月）度交易电量规模。现阶段暂按自治区经信委批复的清洁能源替代自备发电工作方案确定的原则执行。

1.7.2 燃煤自备电厂所属企业交易的电力电量仅限于生产自用，不得转售。

1.7.3 交易电量不包括燃煤自备电厂调峰替代交易月度计划以外的非计划停运等产生的下网电量、计划停机超出确定的合理时间以外产生的下网电量增加，以及政府根据供热要求，执行供热调峰、停止新能源发电企业发电时间段的电量等情况。

1.8 其他

1.8.1 本细则中涉及电力的量纲为兆瓦（MW），电量的量纲为兆瓦时（MWh），电价的量纲为元/兆瓦时（元/MWh）。

1.8.2 交易组织须提前公告

2. 市场管理

2.1 市场交易主体、电网运营企业和市场运营机构权责

2.1.1 市场交易主体包括新能源发电企业和燃煤自备电厂所属企业。市场运

营机构包括电力交易机构电力调度机构。

(1) 新能源发电企业（替代方）：指符合准入条件、完成注册手续的风电、光伏发电企业。

(2) 燃煤自备电厂所属企业（被替代方）：指符合准入条件、完成注册手续的燃煤自备电厂所属企业。

(3) 电网运营企业：指符合准入条件、完成注册手续的电网运营企业。

2.1.2 市场交易主体权责

2.1.2.1 新能源发电企业

按规则参与交易；签订和履行交易合同及协议；按规定提供辅助服务；按规定披露和提供相关信息，获得调峰替代交易和发电服务等相关信息；遵守《购售电合同》、《并网调度协议》、《调度运行规程》，服从电力调度机构的统一调度。

2.1.2.2 燃煤自备电厂所属企业

负责自身的发、用电安全；按规则参与交易；签订和履行交易合同及协议；按时足额支付电费；按规定披露和提供相关信息，获得调峰替代交易和输配电服务等相关信息；遵守《供用电合同》、《并网调度协议》、《调度运行规程》和需求侧管理规定，服从电力调度机构的统一调度。

2.1.3 电网运营企业权责

调峰替代交易的输电方，保障输配电设施的安全稳定运行，为市场交易主体提供公平的输配电服务、电网接入服务和售电服务；按规定披露和提供电网相关信息；按规定收取输配电费，代收代付电费和政府基金及附加等。

2.1.4 市场运营机构权责

(1) 负责管理市场交易主体的注册、注销、变更；负责组织开展年度交易；负责交易合同及协议管理；负责编制月度交易计划；负责交易电量抄录、结算和统计分析；负责发布电力市场信息；经授权对市场采取干预措施；负责电力交易平台（含电力市场交易运营系统，简称交易运营系统）的管理；负责执行有序用电方案；负责发电侧计量关口点和计量装置管理；负责交易相关业务咨询。

(2) 负责所辖电力系统的调度运行，保持电网安全稳定运行，保持电力电量实时平衡；负责提供调峰替代交易相关的电网运行、检修信息；负责交易的安全校核和输电阻塞管理；负责执行各类交易合同，根据月度交易计划编制调度运行计划和方式，并组织落实。

(3) 结合新疆电网网架结构特点、受阻等约束条件，提出市场交易主体准入和退出的意见和建议。

2.2 市场准入与退出

2.2.1 基本准入条件

参加交易的市场交易主体，应当具有法人资格、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。内部核算的燃煤自备电厂、新能源发电企业经法人单位授权，可参与相应的交易。

2.2.2 市场准入条件

2.2.2.1 新能源发电企业

符合国家产业政策和基本建设审批程序，满足节能环保要求和并网技术要求，取得电力业务许可证（发电类），已转商业运营，其中：参与2016年交易的应在2016年6月30日前取得电力业务许可证（发电类）的企业，未按时取得的将取消2016年交易的中标电量。配套直流外送的（如天中直流）新能源发电企业和分散式、分布式新能源发电企业暂不参与。

2.2.2.2 燃煤自备电厂所属企业

符合国家产业政策及环保要求，其机组应与所属企业用电负荷相匹配，即通过企业自身发、用电方式的调配，可实现稳定性、连续性、实质性下网负荷的燃煤自备电厂所属企业，即可以采取降低燃煤自备电厂机组发电出力或停机备用等措施，实现一定的下网电力、电量，实现扩大电网调峰能力，实质性提升新能源发电企业消纳空间的燃煤自备电厂所属企业；综合利用的自备电厂机组和“背压式”自备电厂机组暂不参与。

2.2.3 进入与退出机制

2.2.3.1 进入市场交易的主体应保持相对稳定，在合同期（或交易期）内原则上不得退出，属自身责任被限制交易、自愿和强制退出的应在三年内不得再次进入市场，并按合同和规则约定补偿相关损失。

2.2.3.2 市场交易主体有下列行为之一的，电力交易机构经授权后可取消其市场注册，并由市场交易主体承担相应违约责任。

（1）已注册的市场交易主体发生兼并、重组、合并、分立、破产等变化，要求注销原市场交易主体的；电力业务许可证已注销、退出商业运营、不能继续履行合同的；

（2）违反市场规则（如互相串通报价，恶意报价，严重扰乱交易市场秩序的）；

（3）违反国家电力或环保政策的；

（4）未经许可私自将所购电力转售给其他用户的；

（5）无正当理由不服从电网统一调度的；

- (6) 不按时缴清电费，恶意拖欠交易电费的；
- (7) 参与交易的企业出现重大安全隐患；
- (8) 其他违法违规行为。

2.2.3.3 市场交易主体有下列行为之一的，经核实并报监管机构同意，予以强制退出，并根据国家有关规定予以查处。

- (1) 提供虚假材料或其它欺骗手段取得市场准入的；
- (2) 违反国家电力或环保政策并受处罚的；
- (3) 互相串通报价，操纵或控制市场交易，哄抬或打压交易价格等严重违反交易市场秩序，经警告后仍不改正的；
- (4) 长时间拖欠电费，经警告后仍不改正的；
- (6) 无正当理由不按交易结果签订合同或协议的；
- (7) 无正当理由不履行已签订的交易合同或协议的；
- (8) 无正当理由不服从电网调度命令的；
- (9) 其它违反交易规则行为并造成严重后果的。

2.3 市场交易主体注册与注销

2.3.1 市场交易主体须在电力交易机构进行登记，并进行市场注册后可参与调峰替代交易，基本注册程序如下：

(1) 市场交易主体至少在 10 个工作日（或每年确定购电模式的 20 个工作日前）向电力交易机构提交书面的注册申请材料，包括交易运营系统使用申请书。

燃煤自备电厂所属企业注册申请材料包括：燃煤自备电厂所属企业参与交易注册申请表、交易员注册申请表、数字认证证书（电力交易证书）申请表，以及企业营业执照、组织机构代码证、税务登记证、供用电合同、与电网运营企业发生供用电关系的用户编码、准入目录等原件或复印资料。

新能源发电企业注册申请材料包括：新能源发电企业参与交易注册申请表、交易员注册申请表、数字认证证书（电力交易证书）申请表，以及企业营业执照、组织机构代码证、税务登记证、发电业务许可证、准入目录等原件或复印资料。

(2) 电力交易机构在收到注册申请材料后 10 个工作日内完成审核，向审核通过的市场交易主体发送审核通过通知书；向审核未通过的市场交易主体发送审核未通过通知书，书面说明原因，并向能源监管机构备案。

(3) 收到审核通过通知书的市场交易主体在 5 个工作日之内，签订交易入市协议及交易运营系统使用协议等。电力交易机构向市场交易主体提供交易运营平台账号、使用手册和数字认证证书等资料，并根据市场交易主体需要进行必要的

操作培训。

（4）市场交易主体在 2 个工作日内完成交易运营平台注册工作，燃煤自备电厂所属企业应通过交易运营系统选定交易购电模式。

2.3.2 已注册的市场交易主体，当注册信息发生变化时，在 10 个工作日内，向受理其注册的电力交易机构书面报送信息变更情况以及变更后的注册信息，电力交易机构在 5 个工作日之内完成注册信息变更。

2.3.3 出现下列情况之一者，电力交易机构应注销市场交易主体的交易资格：

- （1）符合 2.2.3 节规定取消交易主体资格的；
- （2）无正当理由未通过年度资格复核的；
- （3）违反电力市场交易规则，符合退出条件的；
- （4）市场交易主体提出退出申请，经审核同意的。

2.3.4 市场交易主体资格注销后，必须按下列规定执行：

- （1）停止调峰替代交易；
- （2）在 15 个工作日内结清与其他市场交易主体的账目及款项；
- （3）在资格注销前与其他市场交易主体存在的争议仍通过市场争议解决程序解决。

2.3.5 市场交易主体完成注册、信息变更、注销手续后，电力交易机构在 3 个工作日内通过交易平台发布有关信息，并向能源监管机构报备。

2.3.6 市场交易主体变更注册或撤销注册，应当向电力交易机构提出申请，经批准后，方可变更或撤销注册；当已完成注册的市场交易主体如不能继续满足准入市场的条件时，由电力交易机构强制撤销注册。

2.3.7 市场交易主体被强制或自愿退出市场，未完成的合同和协议，可以在规定的时间内进行转让，未转让的终止执行，并由违约方承担相应的违约责任。

2.4 燃煤发电机组调峰替代下网购电模式和交易价格

2.4.1 完成调峰替代交易注册的燃煤自备电厂所属企业可选两种下网购电模式：部分调峰替代交易模式和全额向电网购电模式（即不参加调峰替代交易）。

（1）选择部分调峰替代交易模式的燃煤自备电厂所属企业可以通过市场化替代交易方式购电，须提前向电力交易机构申报年度、月度购电计划和调峰替代交易计划，月度购电计划内实际中标的交易分月电量计划可以在编制 10 日前提出修改申请，并进行分月滚动调整，但交易周期内应完成全部中标电量，交易电量的执行、偏差电量计算、违约责任承担等按本细则规定执行。

(2) 选择全额向电网购电模式时（即不参加调峰替代交易），其全部用电量均向电网运营企业购买。

2.4.2 燃煤自备电厂所属企业的购电价格由调峰替代交易价格、电网输配电价和政府性基金及附加三部分组成。现阶段，选择集中撮合（竞价）的，根据事先明确交易模式，交易价格执行集中撮合（竞价）后的市场交易价格。具体交易模式如下：

(1) 顺推法

新能源发电企业价格变动部分可全部传导到燃煤自备电厂所属企业用电侧，即交易价格按照交易中标电价执行，交易中标电量对应的电度电价执行交易中标电价，交易中标电量对应的基本电价维持原标准不变；

燃煤自备电厂所属企业交易价格（与电度电价相对应）=本企业用网电度电价—交易规则确定的基准电价 200 元/兆瓦时—本企业出清的变动价格

新能源发电企业交易电价=新能源发电企业批复电价（含补贴电价）—交易规则确定的基准电价 200 元/兆瓦时—新能源发电企业出清的变动价格

(2) 输配电价法

新能源发电企业价格变动部分叠加输配电价变动部分累加后全部传导到燃煤自备电厂所属企业用电侧，即调峰替代交易价格按照交易中标电价执行，交易中标电量对应的电度电价执行交易中标电价，交易中标电量对应的基本电价按“输配电价”对应的标准执行。输配电价执行调峰替代交易实施方案确定的标准。

燃煤自备电厂所属企业调峰替代交易价格（与电度电价相对应）=新能源发电企业执行的上网电价（不含补贴电价）+电网输配电价+政府性基金及附加—（交易规则确定的基准电价 200 元/兆瓦时+新能源发电企业出清的变动价格）

2.5 市场交易规则修订

能源监管机构负责实施细则的修订，市场交易主体及市场运营机构可提出修改实施细则的建议。

2.6 临时条款的制定

2.6.1 如本实施细则不适应电力市场的，能源监管机构可制定临时条款，向市场成员说明后实施。

2.6.2 时条款一经发布立即生效，本实施细则中与临时条款相抵触部分暂时失效。

2.6.3 临时条款应制定有效期，在有效期内，应及时根据实际情况组织修订本实施细则的相关条款，修订的条款生效后，临时条款自动失效。

3. 交易方式

3.1 集中撮合和集中竞价交易

3.1.1 概述

通过电力交易运营平台申报交易需求，由电力交易运营平台按照选定（公告公示）的计算方法进行预出清计算，确定新能源发电企业、燃煤自备电厂所属企业主体参与交易电量和电价，形成无约束交易结果（预出清），经电力调度机构安全校核后形成有约束出清（交易结果和正式出清），各方依据交易结果和签订的入市协议落实交易电量、电价并执行。

燃煤自备机组边界条件包括：实时有功电力调峰、旋转备用调峰（固定下网负荷调峰、其机组调峰控制在30%以内）和停机备用调峰。

新能源发电企业边界条件包括：新能源发电项目所在区域前三年平均年度、月度综合利用小时数（滚动修订，并在交易前进行公示）；交易结果和正式出清应综合考虑区域内新能源发电能力、调峰受阻和电网受阻等情况。

3.1.2 申报电量和价格

3.1.2.1 申报流程

燃煤自备电厂所属企业先进行调峰替代交易申报和预出清，新能源发电企业再进行申报和预出清；在确定燃煤自备电厂所属企业正式出清电量、电价后，再确定新能源发电企业正式出清电价、区域参与交易电量的分配系数，预测分地区年度对应的电量结算比例。申报数据包括：交易边界条件和对应的大体分月电量、参与总量、执行时间和电价等，其中燃煤自备电厂所属企业按照三个边界条件申报电量和价格（价格由低到高申报，最多可申报三个）；新能源发电企业按照一个边界条件申报参与电量和价格（价格由高到低申报，最多可申报三个）。

3.1.2.2 价格申报：

燃煤自备电厂所属企业：以调峰替代交易设定的200元/兆瓦时价格为基准值（每次参考设定），申报相对应的价格变量（正数表示涨价幅度，负数表示降价幅度，可以为0）；如申报价格变量进行限价时，其变动范围不得超过限价幅度和条件，超出限价幅度和条件的视为不合格报价。

新能源发电企业：以替代交易设定的200元/兆瓦时价格为基准值（每次参考设定），申报相对应的价格变量（正数表示涨价幅度，负数表示降价幅度，可以为0）；如申报价格变量进行限价时，其变动范围不得超过限价幅度和条件，超出限价幅度和条件的视为不合格报价。

3.1.2.3 电量申报

新能源发电企业申报年度交易电量的最小值为 10 兆瓦时，可以按照 10 兆瓦时的整数倍向上增加申报电量，申报电价精确到 0.1 元/兆瓦时，现阶段不超过该项目所在分区的交易期内预测发电设备利用小时数的 50%。

燃煤自备电厂所属企业申报年度交易电量的最小值为 100 兆瓦时，可以按照 100 兆瓦时的整数倍向上增加申报电量，申报电价精确到 0.1 元/兆瓦时。

3.1.3 集中交易出清计算方法

3.1.3.1 原则

(1) 选定的交易模式（如“顺推法”“输配电价法”）规定的原则。

(2) 有利于消纳新能源的原则。

3.1.3.2 出清计算方法：具体采取集中撮合（竞价）或挂牌交易方式的出清方法在公告中予以公示和明确。集中撮合（竞价）方式的具体出清计算方法，如“高低匹配法”、“最低价匹配法”、“边际电价法”等出清方式均可计算；采取“挂牌交易”的出清计算方法只进行电量出清计算，电价按照挂牌交易确定的价格执行。

3.1.4 集中交易出清

集中竞价交易出清包括：预出清和正式出清两个阶段。

第一阶段：预出清阶段

3.1.4.1 首先对燃煤自备电厂年度调峰替代交易电量、电价进行预出清计算，其次对新能源发电企业交易电量年度分区申报电量、分配系数、交易电量、电价进行预出清计算。

3.1.4.2 燃煤自备电厂年度调峰替代交易电量预出清的计算：首先按照边界条件进行排序，其次按照变动价格量绝对值由小到大进行排序，最后按照同一边界条件对应的变动价格进行边界预出清。

具体计算方式：按照边界条件一（以实时有功电力调峰）和边界条件二（旋转备用调峰）申报电量、电价进行排序；再按照边界条件三（停机备用调峰）对应的申报电量、电价分别进行排序；同一边界条件按照变动价格量由小到大进行排序。

预出清计算时优先按边界条件排序后的方式分别预出清计算，即将实时有功电力调峰电量、电价出清计算，其次对旋转备用调峰出清计算，最后对停机备用调峰出清计算。当边界条件一、二项已满足替代电量时，则全部确定为预出清电量；当边界条件一、二项不满足替代电量时，进行第三项边界条件排序和计算，价格变量不同时，按照电价小的优先出清，价格相同时，按申报电量比例和运行

方式进行预出清（无约束出清）。具体计算方式：

M 年度预出清总交易电量 = $M1 + M2 + M3 = M1$ 实时有功电力调峰电量 + $M2$ 旋转备用调峰电量 + $M3$ 停机备用调峰电量

当 $M1 + M2 \geq$ 目标电量，为预出清电量。

当 $M1 + M2 <$ 目标电量，进行 $M3$ 预出清。

燃煤自备电厂所属企业交易价格按照排序方式预出清。

3.1.4.3 新能源发电企业交易电量预出清的计算，首先按照变动价格量由小到大进行排序（不能超过限价下限），其次按照新能源项目分区分月前三年平均利用小时数总和的 50% 为边界条件预出清（无约束出清）。

具体计算方式：

N 年度总预出清替代交易电量 = $N1 + N2 + N3 \cdots$ ；

$N1$ 设定某一区域参与交易申报上网电量 + $N2$ 设定另一区域参与交易申报上网电量 + $N3 \cdots$ ；

$N1$ 设定某一区域参与交易申报上网电量 = Σ 同一区域内各发电企业申报上网电量，如某一发电企业申报上网电量 $>$ 分区分月前三年平均利用小时数总和的 50% 为边界条件时，按照 50% 为边界条件缩减，如 $\leq 50\%$ 为边界条件时，按照申报电量预出清计算；

当 $N \geq M$ 时， N 为新能源发电企业预出清电量；当 $N < M$ 时， N 为新能源发电企业预出清电量或重新开展交易，可将 M 缩减至 N ，同时缩减 M 中 $M3$ 的电量；

第二阶段：正式出清

3.1.4.4 电力交易机构将预出清计算结果送达电力调度机构进行安全校核，并按照先燃煤自备电厂后新能源发电企业校核顺序进行。

3.1.4.5 根据电力调度机构安全校核后的燃煤自备电厂替代交易电量，电力交易机构应进行综合计算，当不满足安全约束的要求时，如果对应的自备电厂机组需调减调峰替代交易电量时，优先将边界条件三的替代电量进行调减，边界条件一、二的电量不做调减，并将电价变动大的机组优先调减，同等条件可以将申报电量等比例计算（或按照环保等级和机组运行方式）调减的原则处理，直至满足替代交易目标值计算出清。

有约束出清（正式出清）：根据电力调度机构校核的总交易电量、各燃煤自备电厂所属企业具体参与交易的年度交易总电量、三个边界条件对应的电量、分月大体电量构成三个指标，电力交易机构计算并形成对燃煤自备电厂所属企业有

约束出清。

年度出清电量的具体计算方式：分月替代电量为预测值（可滚动修订）。

W = 某自备电厂所属企业年度预计总下网电量；

$W1$ = 某自备机组所属企业非调峰替代交易形成的年度下网电量（年度网购电量）；

$W2$ 某自备电厂所属企业年度调峰替代交易电量 = $W - W1$ = 本企业年度实时有功电力调峰电量 + 旋转备用调峰电量 + 停机备用调峰电量；

M 自备电厂所属企业年度总调峰替代交易电量 = $\sum W2 = M1$ 实时有功电力调峰电量 + $M2$ 旋转备用调峰电量 + $M3$ 停机备用调峰电量

当 $M1 + M2 \geq$ 目标电量，校核后电量对应值为正式出清电量，不进行调整；

当 $M1 + M2 <$ 目标电量， $M3 = M - (M1 + M2)$ 为校核后电量，各自备电厂机组交易电量对应的边界三总电量为正式出清电量；

燃煤自备电厂所属企业如原用网电量（下网电量）执行峰谷电价的，调峰替代交易电量按照平段电价申报、匹配、出清计算和电费结算，其交易期内调峰替代交易电量和网购电量可按平段电价执行。

3.1.4.6 根据电力调度机构安全校核后的各区域新能源发电企业电力月度、年度网架受阻电量、调峰受阻电量、发电能力、弃电电量、风电和光伏弃电比，电力交易机构进行综合计算出各区域内年度交易电量的分配系数、出清电量年度比例。如网架原因受阻区域不满足出清年度比例时，等比例调减受阻区域，同时等比例调增非受阻区域，尽量保证同一区域出清比例大体相当的原则处理，直至满足交易总电量对应自备电厂机组交易成交电量，区域内按照申报电量等比例调减或调增。校核后的各新能源发电企业交易电量原则上不超过其预计年度上网电量 30% 或交易期内的 45%。

根据电力调度机构校核后的总交易电量、各区域新能源发电企业具体参与交易的年度交易电量、分月大体交易电量结算比例构成三个指标，电力交易机构计算并形成对新能源发电企业有约束出清（正式出清）。

各区域年度交易电量的分配系数、年度出清电量的占比（新能源发电企业调峰替代交易电量占总上网电量的比例）的计算方式如下：

N 新能源发电企业年度总交易电量 = $\sum N1$ 某区域内新能源发电企业年度上网电量 $\times (X)$ 某区域新能源发电企业调峰替代交易电量占总上网电量的比例；

$N > M$ 年度自备电厂交易总电量，缩减 N 等于 M 出清和执行，如 $N < M$ ，全部调减到 N 出清和执行，同时缩减 M 中 $M3$ 的电量，使 N 等于 M 。

P 各区域内电网受阻电量 = Σ P1 调峰原因受阻电量 + Σ P2 断面及送出（网架原因）受阻电量

各新能源发电企业所在区域内年度出清电量比例的计算方式如下：

X 某区域新能源发电企业替代交易电量占上网电量的比例：
$$X = \frac{W_{\text{自备电厂替代电量}}}{\sum_{i=1}^{13} W_{\text{地区上网电量}}}$$

（具体计算方式见细则说明）

区域内年度调峰替代交易电量的分配系数：

$Y = K * \{(1 + K_1) * 30\% + (1 + K_2) * 30\% + (1 + K_3) * 40\%\}$ （公式 1）

$Y = K * (1 + K_1 * 30\% + K_2 * 30\% + K_3 * 40\%)$ （公式 2）

根据新疆目前电网网架结构，将光伏发电企业分为 13 个区域，风电发电企业分为 8 个区域。

年度出清电价的具体计算方式：按照 2.4.2 条款执行。

说明：分月各区域新能源发电企业交易电量的出清值月度电量比例、分配系数为参考数值（可滚动修订），在进行月度结算时，电力交易机构根据电力调度机构校核的实际数据进行调整，据实计算和结算。

3.1.4.7 申报的电量进行匹配时，新能源发电企业年度成交电量应与自备电厂出清总电量相同，新能源发电企业年度成交电量同等条件充分考虑申报电量，同一区域的出清比例尽量保持一致，且权重相同。

3.1.5 集中交易安全校核

3.1.5.1 燃煤自备电厂

根据该企业预测用网电量、用电负荷构成、机组对用电、供热等因素的影响，发用电设备检修计划、电网设备检修计划、已确定的边界条件对交易总电量等条件进行综合考虑。校核时与自备电厂所属企业充分沟通、协商确定其分月替代交易电量（含三个边界条件电量的预测）及停机计划、方式等，并予以公示。机组校核方式按照“分区方式”和“机群方式”进行。电力调度机构给出各分区内各燃煤自备电厂调峰替代电量分月大体电量构成和总成交电量，即完成对自备电厂机组交易结果的安全校核。

对燃煤自备电厂交易电量安全校核时，当不满足安全约束时，边界条件三的交易电量和电价变动大的机组优先调减。

3.1.5.2 新能源发电企业

根据已确定新能源项目预出清的结果，进行电网受阻区域分别校核方式进行，同时按照“分区方式”和“就地与自备电厂下网平衡用电方式”优先进行校

核等，计算出各区域内月度、年度网架受阻电量、调峰受阻电量、发电能力、弃电电量、弃电比（风电、光伏应分别给出上述数值）。

校核时，应适当考虑新能源发电机组内部因素的影响（如非计划停运、机组可用小时数、机组类型、设备运维差异等因素影响，造成年度上网电量差异较大问题）；应充分考虑外部因素的影响（如区域内资源差异性较大、季节性差异、送出断面、主变、通道和网架受阻等造成年度上网电量差异较大等）、公用火电机组全停方式和个别月份新能源发电企业受供热影响发电量大幅度减少等情况。

3.1.5.3 当电网安全约束对燃煤自备电厂所属企业、新能源发电企业交易电量产生影响时，电力调度机构应出具安全校核总体意见，提交给电力交易机构，由电力交易机构备案。

4. 年度交易（季度和月度交易参照执行）

4.1 概述

4.1.1 年度交易：采用集中撮合、集中竞价、挂牌交易等交易方式确定交易电量与电价。

4.1.2 年度交易中，新能源发电企业先登录交易运营系统，按照规定格式录入申报上网电量、电价等信息，然后燃煤自备电厂所属企业再登录确认并提交录入的信息；电力交易机构对交易意向进行预出清后提交电力调度机构安全校核，安全校核后由电力交易机构形成年度交易成交结果，交易各方在 10 个工作日内根据交易成交结果签订合同（入市协议）。

5. 年度交易组织和程序（季度和月度交易参照执行）

5.1 基础信息发布

5.1.1 电力交易机构通过交易运营平台发布交易基础信息，包括已注册的燃煤自备电厂所属企业和新能源发电企业名单及其联系方式、装机容量、发电类型、上网批复电价，燃煤自备电厂所属企业用电类型、到户目录电价、供电电压等级、报装用电容量、机组装机容量等，并根据市场交易主体注册情况及时更新相关信息

5.1.2 电力交易机构通过交易运营系统提供信息交流服务，市场交易主体可以通过交易运营平台发布下一年度交易供需信息。

5.2 交易准备

5.2.1 每年 12 月份，燃煤自备电厂所属企业和新能源发电企业上报下一年度投产计划至市场运营机构。

5.2.2 每年 12 月份，燃煤自备电厂所属企业和新能源发电企业通过交易运营系统提交下一年度机组检修计划、各月调峰替代交易电量（自备含三个边界条

件的交易电量、新能源含一个边界条件的交易电量）等信息，燃煤自备电厂所属企业通过交易运营系统同时提交下一年度各月用电需求信息。

5.2.3 每年12月份，市场运营机构编制和完成下一年度电力电量平衡分析、输送能力分析、发电设备检修计划、输变电设备检修计划、新能源发电企业参与调峰替代交易电量、燃煤自备电厂所属企业用电需求、参与调峰替代交易电量（三个边界条件）汇总等，并在此基础上编制年度调峰替代交易公告。

5.3 交易公告

5.3.1 每年2月份，通过交易运营平台发布年度调峰替代交易公告，包括但不限于以下内容：

- （1）本年度交易电量规模，燃煤自备电厂所属企业申报的总用电需求；
- （2）输配电价标准、政府基金及附加、线损折价标准及变动情况，不同价区用户电价情况；
- （3）本年度电力电量平衡预测结果，火电、水电等发电量预测；
- （4）本年度和分月新能源发电企业发电量预测，可能的弃电比情况；
- （5）本年度和分月输变电设备停电计划，包括：停电设备、主要工作内容、停电时间及对运行方式的影响等；
- （6）本年度和分月跨区跨省交、直流通道输送能力及已经签订的合同；
- （7）本年度和分月其他交易电量指标及将关停的机组容量等；
- （8）上一年度电网阻塞情况，包括：电网安全约束、主要输电通道重载情况、主变负载率等；
- （9）本年度和分月电网阻塞预计，包括：电网安全约束、典型潮流、调峰受阻、网架断面（或主变）受阻等；
- （10）本年度各新能源发电企业全额收购电量上限预测值；
- （11）本年度和分月关键输电通道潮流极限和关键输电通道可用输送能力情况；
- （12）其他应披露的信息等。

5.3.2 电力交易机构通过交易运营平台发布年度交易基础信息，并根据市场交易主体注册情况及时更新相关信息。

5.3.3 电力交易机构通过交易运营系统提供信息交流服务，市场交易主体可以通过交易运营平台发布下一年度调峰替代交易供需信息。

5.3.4 电力调度机构编制和完成年度电力电量平衡分析、输送能力分析、发电设备检修计划、输变电设备检修计划；电力交易机构编制和完成年度调峰替代交易电量总预测数值等，在此基础上编制年度调峰替代交易公告。

5.3.5 电力交易机构根据确定的交易电量和相关边界条件、交易模式（如集中竞价或挂牌）、出清方式、结算模式及方式等，发布年度交易公告。

5.3.6 交易公告发布后，燃煤自备电厂所属企业和新能源发电企业根据公告信息开展年度调峰替代交易申报工作。

5.3.7 每个交易周期，电力交易机构提前发布全网分月预测负荷、预计电网阻塞、发电检修（备用）计划、输变电设备停电计划，供市场交易主体参考。

5.4 交易申报

5.4.1 每年3月上旬交易公告发布后，燃煤自备电厂所属企业和新能源发电企业通过交易运营系统申报年度交易需求。交易申报数据格式参见3.1.2节。

5.4.2 燃煤自备电厂所属企业申报替代交易电量、购电电量可考虑相关输变电检修计划，其中购电电量为其年度全部用电量需求。

5.4.3 新能源发电企业申报年度交易电量可综合考虑内部、外部影响因素，相关输变电设备检修计划、合理的发电能力等因素，并不超出机组年度发电能力的50%（即考虑全额保障性收购后的发电能力）。

5.4.4 交易运营系统对申报数据进行加密处理，在交易申报截止时间之前不能解密数据包。对客户端进行合理性检查，即在交易端只确认申报数据是否接收，不对申报数据的合理性进行检查。

5.4.5 市场交易主体在交易申报截止时间之前可进行多次申报（后一次申报数据将覆盖前一次申报数据），以最后提交的申报数据为准。

5.5 交易汇总与出清

5.5.1 电力交易中心在市场主体申报交易后，进行交易的出清，并根据出清结果（成交结果）编制年度调峰替代交易执行计划。

5.5.2 对于年度集中撮合交易，按照3.1.3节和3.1.4节的方法进行年度集中撮合、集中竞价交易的出清计算，形成交易有约束出清结果。

5.6 安全校核

每年3月20日至25日，电力调度机构按照安全校核原则进行年度交易的安全校核和调整，形成成交结果。安全校核的原则参见3.1.5节。

5.7 交易结果发布

5.7.1 每年3月26日左右，电力交易机构在交易运营系统发布年度交易成交结果，已达成的交易转入交易执行阶段，交易信息包括：

（1）公开信息：市场年度总成交电量、市场成交均价、各燃煤自备电厂所属企业三个边界条件的年度成交电量、新能源发电企业年度调峰替代交易参与分区

系数、出清电量比例；

（2）私有信息：向成交企业发布成交电量及其价格，燃煤自备电厂所属企业三个边界条件的分月电量计划，新能源发电企业所在区域分月调峰替代交易参与出清系数、电量比例、安全校核信息等。

5.7.2 交易结果发布后3个工作日内，交易各方通过交易运营系统签订电子合同。

5.7.3 交易结果发布后10个工作日内，电力交易机构向能源监管机构报备成交结果和交易合同（或协议）。

6. 交易合同

6.1 概述

6.1.1 交易合同包括入市承诺书和交易结果确认单两部分，其中入市承诺书由交易主体在申报时签订，交易结果确认单为交易平台出清的交易结果，“入市承诺书+交易结果确认单”作为新能源发电企业《购售电合同》及燃煤自备电厂所属企业《供用电合同》的补充协议。

6.1.2 由于参与交易的新能源发电企业数量多，其具体中标企业存在偏差电量等不确定性，燃煤自备电厂所属企业和新能源发电企业签订调峰替代合同为月度和年度非一一对应的合同。

6.2 合同签订

6.2.1 燃煤自备电厂所属企业与新能源发电企业在注册时，签订统一的《调峰替代交易》入市承诺书。

6.2.2 在集中交易结束后，交易运营系统根据成交结果自动生成交易结果确认单，参与交易和中标的燃煤自备电厂所属企业和新能源发电企业可查询、下载各自交易结果确认单，作为执行依据。

6.2.3 燃煤自备电厂所属企业和新能源发电企业也可签订除入市承诺书、标准电子合同以外的补充协议，但须与入市承诺书、标准电子合同的相关原则保持一致。

6.3 合同的变更与修改

6.3.1 在不影响已执行合同的情况下，燃煤自备电厂所属企业可向电力交易机构提出交易合同调整意向，对合同进行转让和调整。

6.3.2 年度交易调整申请应在每年10月底前提出，经安全校核后调整和转让，调整和转让结果10个工作日内报能源监管机构备案；新能源发电企业在燃煤自备电厂所属企业交易电量调整后，等比例进行相应调整。

6.3.3 月度电量变更应在每月 20 日前申请，燃煤自备电厂所属企业在交易运营系统提交下月或以后各月的计划变更申请，由燃煤自备电厂所属企业录入并由电力交易机构确认。

6.3.4 每月 25 日前为月度计划变更审核期，27 日发布审核后的月度计划变更信息。

6.3.5 合同的修改、补充或变更须提交交易运营系统进行审批、确认后生效。

6.4 合同的违约与解除

6.4.1 任何一方违反合同条款视为违约，合同中其他任一方有权要求违约方赔偿违约造成的经济损失。燃煤自备电厂分月累计执行中的偏差电量，在 10 月底通过交易系统进行调整后还未完全执行，视为违约，按合同违约处理。

6.4.2 违约方须承担支付违约金、继续履行合同和采取补救措施等责任，在支付违约金、继续履约或者采取补救措施后，仍给对方造成其他损失的，应当赔偿损失。

6.4.3 在合同履行期限届满之前，任何一方明确表示或者以自己的行为表明不履行合同义务的，另一方可在履行期限届满前解除合同，并要求对方承担相应的违约责任。

6.4.4 如交易双方无法继续履行合同（或协议）时且未能达成解除合同的一致意见，任一方可以向电力交易机构提出无法履约的书面申请，电力交易机构将不再对此合同安排月度计划电量，并通知合同另一方，并按照合同（或协议）确定的违约责任执行提前通知，可按照合同约定减轻违约处罚。

7. 偏差电量

7.1 定义

7.1.1 年度偏差电量

年度内自备电厂所属企业年度中标电量与结算电量产生的偏差，即当燃煤自备电厂所属企业实际完成交易电量与中标结果不一致时产生的偏差，一般不超过年度中标电量 $\pm 5\%$ 。

年度内新能源发电企业供暖高峰期发电空间不足时，年度中标电量与结算电量产生的偏差（当参与替代交易的新能源发电企业上网电量之和小于替代交易电量之和时）产生的，一般不超过年度中标电量 $\pm 15\%$ 。

7.1.2 月度偏差电量

月度内燃煤自备电厂所属企业的计划电量与扣除网购电量的实际下网电量产生的偏差，为事后确定方式，一般不超过月度计划电量 $\pm 10\%$ 。

月度内新能源发电企业月度上网计划电量与实际执行的扣除其他交易电量后的上网电量的偏差，即先计算自备电厂调峰替代电量，再计算新能源发电企业区域分配系数、出清电量月度比例后，确定各新能源发电企业月度替代电量和偏差电量（按比例结算时，只有冬季供暖期间出现偏差电量），一般不超过月度计划电量 $\pm 10\%$ 。

7.2 偏差电量的处理原则

7.2.1 燃煤自备电厂所属企业

7.2.1.1 年度偏差电量原则上不超过 $\pm 3\%$ ，超过 -5% 以上承担违约责任（ 3% 和 -5% 以内的电量不承担违约责任）。

7.2.1.2 月度偏差电量在保持总交易电量不变的前提下，可按月滚动调整，偏差范围不超过 $\pm 10\%$ ，原则上交易期内分月据实结算，年度清算。

7.2.1.3 年度成交电量应尽量与中标电量结果保持一致，如确无法滚动调整的，可按照正式出清结果等比例调增（减）或进行合同转让交易。

7.2.2 新能源发电企业

7.2.2.1 年度偏差电量原则上不超过 $\pm 15\%$ ，超过部分承担违约责任。

7.2.2.2 年度偏差电量先期扣除燃煤自备电厂所产生的偏差电量后进行计算，并在中标电量 -15% 范围内的交易电量，按照次年一季度返还方式处理，由电网运营企业垫资结算补偿电费，次年一季度由参与替代交易的新能源发电企业返还，同时电力调度机构应根据需要返还的总电量适当调整其 AGC 系数，使其增发部分电量按比例确定后进行返还。

7.2.2.3 月度偏差电量在保持总交易电量不变的前提下，可按月滚动调整，其月度偏差电量范围不超过 $\pm 10\%$ ，原则上交易期内分月据实结算，年度清算，

7.2.2.4 年度成交电量应尽量与中标电量结果保持一致。

7.2.3 由于电力调度机构原因造成交易双方偏差电量的，可根据 8.4.5 条款执行。

8. 交易执行

8.1 概述

8.1.1 合同签订后，电力交易机构根据燃煤自备电厂所属区域中标的分月计划电量编制年度、月度交易电量计划，提交电力调度机构执行。月度交易电量计划包括燃煤自备电厂所属企业调峰替代交易计划、网购电量计划和新能源发电企业替代交易电量计划等。

8.1.2 电力调度机构按照交易计划安排发电方式，对已签订的各种合同按照

同等责任的原则执行，其中：优先执行直接交易、外送电、调峰替代交易电量等市场化交易电量，优先发电权电量按照具体完成情况滚动执行，分月偏差电量按规则调整。

8.2 年度交易计划

8.2.1 概述

电力交易机构在上年度 12 月下旬完成年度交易计划编制，为年度调峰替代交易开展提供参考依据。

8.3 月度交易计划编制

8.3.1 电力交易机构负责编制月度交易计划，在每月最后一个工作日前通过交易运营系统发布次月交易计划。

8.3.2 月度交易计划包括新能源发电企业交易计划、燃煤自备电厂所属企业下网电量计划和调峰替代交易计划。

8.3.3 月度电能交易计划内容包括：月度总发、用电量平衡计划、跨省跨区电力电量计划、月度优先发电权电量计划、月度直接交易电量计划、月度替代交易电量计划、其他交易电量计划等，并向电力调度机构提供各新能源发电企业全部市场化交易电量值和相关比例。

8.3.4 电力调度机构在会商月度电能交易计划时，应根据新能源发电企业各区月度预计发电能力、发电量，综合考虑新能源发电企业各区风电、光伏发电能力差异、设备可利用情况等，合理确定其各区域综合发电能力。同时加强新能源发电出力的预测，充分挖掘系统调峰潜能，科学安排机组组合，合理调整旋转备用容量，促进新能源消纳空间的扩大。

8.3.5 新能源发电企业月度交易电量根据新能源发电企业出清年度交易总电量比例和当月燃煤自备电厂所属企业交易实际总电量进行确定。新能源发电企业最终年度交易电量以年度累计结算值为准，并保持分月各电厂各区域分配系数、出清电量年度比例相一致。

燃煤自备电厂所属企业月度交易电量计划值 = 本企业月度各边界条件中标交易电量的预测值（以实际执行后计算值为结算电量数值）

新能源发电企业月度交易电量计划值 = 自备电厂月度总替代交易电量之和 × 该企业所在区域内替代交易出清比例（预测值），同时参考计算出月度该新能源发电企业所在区域弃电比（区域弃电比 = 调峰受阻弃电比 + 断面及送出受阻弃电比）

8.3.6 对参与交易的燃煤自备电厂应提前公示和调整月度停机备用计划等，采用燃煤自备企业机组实时有功电力调峰、旋转备用调峰和停机备用调峰交织进

行的方式执行，并根据电网负荷和断面限额情况，每月可安排适量燃煤自备电厂机组停机备用方式进行电量替代（有停机备用中标电量的），便于月度和年度交易电量的落实和执行

8.4 月度交易计划执行

8.4.1 电力调度机构负责编制、执行日调度计划，通过日调度计划落实月度交易计划并执行，按照电能交易计划合理调整新能源发电企业 AGC（自动发电控制）控制系数。当调峰替代交易边界条件发生变化时，应及时告知电力交易机构并通知各市场主体；在交易执行过程中，如遇电网安全运行需要必须调整已签订的合同时，应及时与电力交易机构会商并在电力交易机构备案，重大调整应及时报能源监管机构备案。

8.4.2 每月 1 日，电力调度机构统计新能源发电企业和燃煤自备电厂所属企业的月度计划调整电量，编制上月交易计划执行情况报告，说明调整的具体时间和原因，报能源监管机构备案，同时抄送电力交易机构。

8.4.3 电力交易机构应及时跟踪和公布月度电能交易计划执行进度情况，并及时与电力调度机构沟通协调，确保各种交易成分的落实和完成。

8.4.4 当输电通道发生阻塞时，按照确保电网安全的原则，调整发电厂出力，相应交易电量计入偏差电量，不计入违约。

8.4.5 当出现以下情况时，电力调度机构可根据电网运行情况对月度交易计划进行调整，由此造成新能源发电企业或燃煤自备电厂所属企业用电的偏差电量不承担违约责任。

- （1）保障电网安全所采取的电网调控措施。
- （2）输变电设备停电计划调整或临时停电。
- （3）调用发电企业辅助服务，包括机组停备、调峰调频、调压等。
- （4）消纳新能源所采取的公用电厂调停机组、降低发电出力等电网调控措施。
- （5）为保障电力平衡或电网安全，采取的需求侧管理措施或拉路、限电。
- （6）因天气、外部环境等客观原因造成电网运行方式发生变化。

9. 计量与结算

9.1 概述

9.1.1 参加交易的燃煤自备电厂所属企业、新能源发电企业与电网运营企业的调度、结算等关系保持不变，燃煤自备电厂所属企业与新能源发电企业不直接结算，由电网运营企业分别与燃煤自备电厂所属企业、新能源发电企业进行电量、电费等的计量、确认和结算。电量、电费采用按月集中结算方式执行，即电网运

营企业向燃煤自备电厂所属企业收取全部购电费，并扣减新能源发电企业交易部分电量对应的电费，向新能源发电企业支付购电费。

9.1.2 电网运营企业按规定收取输配电服务费用（试点阶段暂不收取）和线损电费，同时代收政府性基金附加等。

9.2 计量点与计量装置

9.2.1 燃煤自备电厂所属企业计量点以燃煤自备电厂所属企业与电网运营企业签订的《供用电合同》约定的计量点为准。

9.2.2 新能源发电企业计量点以新能源发电企业与电网运营企业签订的《购售电合同》约定的计量点为准。

9.2.3 当计量点发生变更时，交易各方应以书面方式进行确认。

9.2.4 各市场交易主体应确保本侧计量装置的准确度达到规则和国家、行业的要求，并能接入电网运营企业电能量采集系统。

9.2.5 计量装置需定期进行检定（验），对于未经检定（验）、检定（验）不合格或超过检定（验）周期的计量装置，不得使用。

9.2.6 安装主、副电能表，应将主表和副表安装在同一计量点，主副两套计量电能表一经确认，不得改变。

9.2.7 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燃煤自备电厂所属企业与所在电网运营企业签订的《供用电合同》和新能源发电企业与电网运营企业签订的《购售电合同》的约定执行。

9.3 计量数据采集

9.3.1 有功电量、无功电量的计量数据按一个交易时段为一个采样周期进行。经各市场交易主体协商同意，可以用交易时段（以分钟为单位）的约数作为一个采样周期；对于采用峰谷电价的燃煤自备电厂所属企业，计量应支持峰谷电量采集。

9.3.2 电网运营企业负责建立从各计量装置到计量数据库的计量数据采集方法、计算公式等的设定。

9.3.3 市场交易主体必须保证每一计量装置都与数据采集系统实现计量数据传输。定期上报计量数据，便于核对和计算交易电量。

9.3.4 新能源发电企业多数存在汇集站接入方式，其计量电量的确认按已有规定执行。

9.3.5 燃煤自备电厂所属企业调峰替代电量、购网电量的计量和确认应综合计算后确认。

9.4 计量数据确认和替代方法

9.4.1 计量数据确认及替代方法，应由市场交易主体协商一致。

9.4.2 对于装有主表，副表两套电能表的计量点，以主表计量数据作为结算依据，副表作为核对之用。

9.4.3 当主表发生故障时，应采用经恰当修正后的副表数据作为计量数据（或采取考核计量点数据修正后，并确认）。

9.4.4 若尚未安装副表，或当主副二套表计同时发生故障时，以可替代的计量表计记录的数据扣除必要的电量（线损、变损、厂用电等）后作为替代电量数据，或采用考核计量点计量数据，并进行必要的修正。替代电量数据或考核计量点计量数据需经各相关市场交易主体共同确认。

9.4.5 以有资质的检定单位出具的电量退补单作为修正依据。

9.5 电量结算

9.5.1 结算原则

9.5.1.1 燃煤自备电厂所属企业采用“月结年清”的方式，即年度交易电量应分解到月度，并按月度结算、年度进行清算的方式结算，结算顺序为先计算确定交易电量，再确定购网电量，进行综合结算。

9.5.1.2 新能源发电企业采用优先结算市场化交易电量，优先发电权电量兜底的方式，当优先发电权电量不能兜底时，按照优先结算直接交易电量、外送电量，调峰替代交易电量垫付原则执行。

9.5.1.3 交易结算采用“顺推法”：电网运营企业向中标新能源发电企业支付扣除中标调峰替代交易结算电量对应的补偿款（含税）后的电费，即分别计算市场化电量和优先发电权电量，计算全部上网电量对应的综合电费（含补贴电价）；燃煤自备电厂所属企业向电网运营企业支付购电费时，其实际调峰替代交易电量部分仅需缴纳目录电度电价与交易电价（补偿款）的差额部分（含税），其他费用不变。票据与资金支付保持一致。

9.5.1.4 交易结算采用“输配电价法”：燃煤自备电厂所属企业向电网运营企业支付购电费时，其实际调峰替代交易电量部分以新能源综合中标电价（含替代交易电价对应补偿款后的差额部分（含税））加上相应输配电价及损耗等，计算到燃煤自备电厂所属企业对应电压等级用电（电度）电价，其他费用不变。

9.5.1.5 交易月度结算电量的确定

（1）燃煤自备电厂所属企业实施边界条件一方式（实时有功电力调峰）结算电量确定：根据自备电厂机组调峰开始、结束调整出力时对应的企业下网负荷时

间段、下网负荷增加调整的幅度，结合下网计量抄表数据综合计算确定。

边界条件一的具体计算：电力调度机构值班调度员对自备企业机组下达增加下网电量、调整发电机组出力的指令后，各自记录四个节点的相关信息，即调整出力时的开始实际负荷下网负荷、增加幅度、开始时间以及截止时间和下网负荷；交易时段内通过电网运营企业用电量采集系统进行该时段电量数据的提取，再根据电力调度机构提供的调整时间段内四个节点的相关信息，进行综合计算。即 $M1 = (T2 \text{ 结束底码} - T1 \text{ 开始底码}) \times \text{倍率} - (T2 - T1) \times P1$ 功率调整数值 $<$ 该时间段下网电量 $(T2 \text{ 结束底码} - T1 \text{ 开始底码}) \times \text{倍率}$ ，由电网运营企业与自备电厂所属企业双方共同确认。

(2) 燃煤自备电厂机组实施边界条件二（旋转备用调峰）结算电量的确定：根据自备电厂机组降低出力调峰开始、结束调整出力时对应的企业下网负荷时间段、下网负荷增加调整的幅度，结合下网计量抄表数据综合计算确定。

边界条件二的具体计算：电力调度机构值班调度员对自备企业机组下达连续增加下网电量、调整发电机组出力的指令后，各自记录四个节点的相关信息，即调整出力时的实际下网负荷、增加幅度、开始时间、以及截止时间和下网负荷，同时扣除连续调整时段内非调峰电量（调整发电出力时段）；交易时段内通过用电量采集系统进行该时段电量数据的提取，再根据电力调度机构提供的替代交易时段内四个节点的相关信息，进行综合计算。

可采用两种方式计算：

$M2 = (T2 \text{ 结束底码} - T1 \text{ 开始底码}) \times \text{倍率} - \text{非调峰电量} <$ 该时间段下网电量 $(T2 \text{ 结束底码} - T1 \text{ 开始底码}) \times \text{倍率}$ ；即自备电厂所属企业连续调峰下网负荷 \times 调峰时间段 $<$ 该时间段下网电量，如出现超出情况，以 $(T2 \text{ 结束底码} - T1 \text{ 开始底码}) \times \text{倍率}$ 计算电量为准确定（适用多台机组情况）

$M2 = \text{机组旋转备用对应的容量} \times (1 - \text{厂用电率}\%) \times T$ （旋转备用时间） $- \text{非调峰电量} <$ 该时间段下网电量 $(T2 \text{ 结束底码} - T1 \text{ 开始底码}) \times \text{倍率}$ 计算电量为准确定（适用两台机组及以下情况）

非调峰电量 = 调峰期间需要个别时段调整出力（其他机组跳闸）所产生的电量 + 自身其他机组非计划停运期间所产生的电量

由电网运营企业与自备电厂所属企业双方共同确认。

(3) 燃煤自备电厂机组实施边界条件三（停机）结算电量的确定：按照电力调度机构公示的自备电厂机组月度停机计划，计算其月度停机替代电量，即机组停机解列时间、结束停机后并网时间及恢复到正常出力时间，结合下网计量抄表

数据综合计算确定。

可采用两种方式计算：

$M3 = (T2 \text{ 结束底码} - T1 \text{ 开始底码}) \times \text{倍率} - \text{非调峰电量} < \text{该时间段下网电量}$
 $(T2 \text{ 结束底码} - T1 \text{ 开始底码}) \times \text{倍率}$ ；即自备电厂所属企业停机解列时的下网负荷 \times 停机时间段 $<$ 该时间段下网电量，如出现超出情况，以 $(T2 \text{ 结束底码} - T1 \text{ 开始底码}) \times \text{倍率}$ 计算电量为准确定（适用多台机组情况）

$M3 = \text{机组停机备用对应的容量} \times (1 - \text{厂用电率}\%) \times T$ （停机备用时间）
 $- \text{非调峰电量} < \text{该时间段下网电量}$ $(T2 \text{ 结束底码} - T1 \text{ 开始底码}) \times \text{倍率}$ 计算电量为准确定（适用两台机组及以下情况）

非调峰电量 = 超出停机计划时间以外所产生的电量 + 自身其他机组非计划停运期间所产生的电量

由电网运营企业与自备电厂所属企业双方共同确认。

(4) 燃煤自备电厂所属企业具体计算月度交易电量的方法： $W = \sum M$ 月度各燃煤自备电厂所属企业总调峰替代交易电量 = $\sum M1 + \sum M2 + \sum M3$ 。

$W = \text{各燃煤自备电厂所属企业月度总下网电量实际数值} = W1 + W2$ ；

$W1$ 各燃煤自备电厂所属企业月度实际网购电量 = $W - \sum M$ （各月度实际调峰替代交易电量数值）；

$W2$ 月度实际调峰替代交易电量数值 = $\sum M$ ；

在月度实际结算替代交易时，应在发生替代交易的月度内，根据双方共同确认的调峰替代交易电量数值和下网计量电量数值进行月度综合计算后，据实结算。

(5) 燃煤自备电厂所属企业月度结算电量上、下网单独计算（其中 $W3 = \text{富裕电量上网} = \text{关口表计反向上网电量}$ （ $W3$ 单独计算））；电费需对应各项电量相应的电价后综合计算确认（含税），并出具结算单。

(6) 所有调峰替代交易开始、结束时间以电力调度机构值班调度员下达调度指令为准，同时应与对应的自备电厂值班员确认无误后，双方记录并录音（如出现异议时，以调度录音为准）。

9.5.1.6 新能源发电企业月度交易结算电量的确定

(1) 按照当月燃煤自备电厂所属企业实际替代交易总电量确定后，再进行各中标新能源发电企业结算电量计算。

(2) 具体新能源发电企业结算中标电量具体计算方法和公式如下：

按照电力调度机构校核的月度各区域内实际发生的网架受阻电量、调峰受阻电量、发电能力、弃电电量、弃电比（风电、光伏分别给出）数据，电力交易机

构进行综合计算，即先计算出各区域内月度调峰替代交易电量的分配系数、结算电量月度具体比例（新能源发电企业替代交易电量占上网电量的比例），在计算出各新能源发电企业替代交易结算电量。具体计算方式：

W （新能源发电企业月度实际总上网电量）=各新能源发电企业（T2 底码—T1 底码） \times 倍率= $W1+W2$

$W1$ =各新能源机组非市场化电量（优先发电权电量）

$W2$ =各新能源机组月度市场化电量= $N=(\sum N1+\sum N2)+\sum N3$;

$\sum N1+\sum N2$ =其他市场化电量之和；

$\sum N3$ 调峰替代交易各新能源发电企业具体结算电量之和；

$N3$ 区域内新能源发电企业调峰替代交易月度结算电量=同一区域内新能源发电企业月度实际上网电量 \times （ X ）同一区域内新能源发电企业替代交易电量占上网电量的月度实际结算比例；

X 同一区域新能源发电企业替代交易电量占上网电量的比例： $X = \frac{W_{\text{自备电厂替代电量}}}{\sum_1^{13} W_{\text{i地区上网电量}}}$

（具体计算方式见细则说明）

区域月度调峰替代交易电量的分配系数：

$Y = K * \{(1+K_1) * 30\% + (1+K_2) * 30\% + (1+K_3) * 40\%\}$ （公式 1）

$Y = K * (1+K_1 * 30\% + K_2 * 30\% + K_3 * 40\%)$ （公式 2）

先计算 8 个风电企业区域内的系数，再计算 13 个光伏企业区域内的系数。

说明：月度各区域新能源替代交易电量的结算电量比例、分配系数为实际发生数值，电力交易机构计算后，据实结算，并出具结算单（详细列出新能源发电企业所有结算成分）。

9.5.2 电量结算顺序

9.5.2.1 新能源发电企业月度交易电量结算可采取两种方式进行，具体在交易公告中明确。

第一种方式，先计算新能源发电企业月度实际上网电量，然后按照调峰替代交易月度电量中确定的分配系数、月度实际结算比例，在区域内按照比例一致的方式优先扣除，再结算其他市场化交易电量和优先发电权交易电量。

第二种方式，先计算新能源发电企业月度实际上网电量，然后按照其他市场化交易电量先期扣除，再将调峰替代交易月度电量和占优先发电权交易电量中确定的分配系数、月度实际结算比例，在区域内按照比例一致的方式扣除。

9.6 违约电量的计算与处理原则

9.6.1 违约电量的计算

9.6.1.1 当新能源发电企业交易完成上网电量 \geq 燃煤自备电厂所属企业交易电量时，根据燃煤自备电厂所属企业交易电量计算实际执行电量。因燃煤自备电厂所属企业原因造成实际执行交易电量与合同电量偏差超过 -5% 以上（含转让后或未能转让的）视为违约电量。

9.6.1.2 当新能源发电企业交易完成上网电量 $<$ 燃煤自备电厂所属企业交易电量时，先计算燃煤自备电厂所属企业交易电量，并按照实际执行电量；然后计算新能源发电企业交易电量，并按照实际电量执行，差额电量部分（ -15% 以内）由电网运营企业先期垫付，次月（或次年一季度返还）；如因新能源发电企业偏差电量超过 -15% 以上时，视为违约电量。

9.6.2 由于新能源发电企业自身原因造成的违约按照交易最高成交价的 10% 价格 \times 违约电量计算违约金，违约金由新能源发电企业支付，并承担违约损失。 10% 以内的偏差不计算违约，电量次年一季度补发。

9.6.3 由于燃煤自备电厂所属企业自身原因造成的违约导致年度交易偏差电量大于 -5% 以上的，按照最高成交价的 10% 价格 \times 违约电量计算违约金，违约金由燃煤自备电厂所属企业支付，并承担违约损失。

9.6.4 违约金可计入新疆区域“两个细则”账户，具体资金分配和使用报能源监管机构批准执行。

9.7 电费结算

9.7.1 燃煤自备电厂所属企业

燃煤自备电厂所属企业购电费包括调峰替代交易购电费、购网电量电费、基本电费、违约电量电费（违约金）等。

首先按实际用网电量和目录电价、基本电价等计算购电费，其次分别计算交易产生的电费和参与交易形成的差价电费，再次计算政府性基金及附加和违约金，最后计算实际购网电费、力调电费等，以此确定最终的燃煤自备电厂所属企业应缴纳电费，并据此与燃煤自备电厂所属企业进行结算。

9.7.2 新能源发电企业

新能源发电企业电费包括调峰替代交易电费、政府确定的优先发电权电量电费、其他市场化交易电量电费和违约电量电费（违约金）等。首先按实际上网电量和核定上网电价计算上网电费，其次分别计算调峰替代交易和其他电量成分产生的电费等，同时计算参与交易形成的差价电费和违约金，以此确定新能源发电企业上网电费。

9.7.3 电费支付

9.7.3.1 电网运营企业负责电量电费结算工作，编制《调峰替代交易电量结算单》和《调峰替代交易电费结算单》，并发给燃煤自备电厂所属企业与新能源发电企业确认。

9.7.3.2 燃煤自备电厂所属企业与新能源发电企业在收到《调峰替代交易电量结算单》和《调峰替代交易电费结算单》后应尽快进行核对、确认，如有异议，在收到结算单后2个工作日内通知电网运营企业。经协商修正后，电网运营企业将修正后的《调峰替代交易电量结算单》和《调峰替代交易电费结算单》发送给燃煤自备电厂所属企业与新能源发电企业重新确认。

9.7.3.3 新能源发电企业根据确认后的《调峰替代交易电费结算单》开具增值税发票，并送达给电网运营企业；电网运营企业根据确认后的《调峰替代交易电费结算单》开具增值税发票，并送达给燃煤自备电厂所属企业，各方据此付费。

10. 信息披露

10.1 信息分类

10.1.1 按照信息保密要求和公开范围分类

10.1.1.1 按照信息的保密要求和公开范围，电力交易平台上的市场信息可以分为公众信息、公开信息、私有信息和交换信息四大类。

10.1.1.2 公众信息指通过电力交易平台向社会公众公布的信息，例如各类交易适用的法律、法规、电力行业规程、管理规定、电力交易工作流程等。

10.1.1.3 公开信息指所有市场交易主体均可获得的信息，例如市场交易主体名单、输配价格、损耗率、撮合交易最高限价、新机组投产情况、电网发电设备容量和构成情况（分水、火）、每月发、用电量、机组剩余发电量、关键输电通道剩余可用输电能力和潮流极限情况等。应保证市场交易主体可以在规定时间范围内无歧视地获得各类公开信息。

10.1.1.4 私有信息指只有特定的市场交易主体及电力交易机构、电力调度机构才可获得的信息，例如发电机组的机组特性参数、各市场交易主体的各类交易的成交电量及成交价格、各市场交易主体的申报电量和申报价格、结算信息等。应采取必要措施来保证市场交易主体可以按时获得私有信息，并保证市场范围内私有信息的保密性。

10.1.1.5 交换信息是能源监管机构、电力交易机构、电力调度机构之间为维持电力系统正常运行和电力市场正常运转所交换的信息，例如实时信息、网络拓扑、市场运行信息等。只有能源监管机构、电力交易机构、电力调度机构有权获

得交换信息。

10.1.1.6 以上信息均应向能源监管机构提供并备案

10.1.2 按照信息内容和主要用途分类

10.1.2.1 按照信息的内容和主要用途，电力交易平台上的市场信息可分为交易信息和市场运营信息两大类。

10.1.2.2 交易信息是指电力交易产生的信息，包括通过电力交易平台向市场交易主体发布的交易组织信息、交易结果信息、交易执行信息等信息。交易信息以私有信息和交换信息为主。

10.1.2.3 市场运营信息是指各交易机构按照市场运营规则，定期通过电力交易平台向市场交易主体发布的相关市场信息。市场运营信息以公众和公开信息为主。

10.1.2.4 以上信息均应向能源监管机构提供并备案

10.2 信息管理

10.2.1 市场交易主体应根据各自职责及时披露相关信息，并确保真实有效；电力交易机构对调峰替代交易信息进行汇总、整理、发布、保存，并报监管机构备案。

10.2.2 电力交易机构应创造信息公开的良好条件，通过电力交易平台发布市场信息，发布的信息应真实、准确、及时、完整。

10.2.3 市场交易主体应当按照本规则的规定，配合提供市场运营所必须的信息或参数。并对所提供信息的正确性负责。

10.2.4 为保证市场交易主体的信息安全，市场交易主体各方、市场运营机构、电网运营企业、应按照各自的访问权限对市场运营信息进行访问，对于超出授权范围的访问需要经过电力交易机构的审核批准后方可进行，能源监管机构对信息管理进行全过程监管。

10.3 市场运营信息发布

10.3.1 燃煤自备电厂所属企业披露信息包括：

（1）公司股权结构、投产时间、用电电压等级、最大生产能力、机组台数、机组容量、报装用电容量、用电类型、目录电价、年用电量、电费欠缴情况、产品电力单耗、用电负荷率、以前年度违约情况等；

（2）调峰替代交易需求信息、最大需量、联系方式；

（3）调峰替代交易电量完成情况、电量清算情况、电费结算情况等。

10.3.2 新能源发电企业应披露的信息包括：

(1) 机组台数、机组容量、投产日期、发电业务许可证、上网电价、以前年度违约情况等；

(2) 已签合同电量；

(3) 调峰替代交易电量完成情况、电量清算情况、电费结算情况等。

10.3.3 电网运营企业披露信息包括：

(1) 输配电价标准、政府性基金及附加、损耗率、线损折价等；

(2) 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) 关键输电通道潮流极限情况和剩余可用输送能力情况。

10.3.4 电力交易机构披露的信息包括：

(1) 调峰替代交易合同电量；

(2) 年度、月度电力供需预测情况；

(3) 由于电网安全约束限制了调峰替代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；
次年（季、月）各机组剩余可发电量的上限；

(4) 交易电量执行、电量清算、电费结算等；

(5) 其他与调峰替代交易相关的公共信息。

10.4 保密规定

10.4.1 除公开披露信息外（私有信息具有保密性），未经能源监管机构批准，
市场交易主体和市场运营机构不得向其他市场交易主体透露私有信息。

10.4.2 电力交易机构不得向其他市场交易主体透露交换信息。

10.4.3 公开信息、私有信息和交换信息具有保密性，未经能源监管机构批准，
市场交易主体不得向公众透露这三类信息。

10.4.4 泄密事件涉及权益当事人的，该当事人可向能源监管机构提出对泄密
责任人的申诉。

10.4.5 以下属于例外情况：

(1) 应司法、仲裁机构要求透露、使用或者复制该信息时；

(2) 应法律、争议解决程序、仲裁程序要求使用或复制该信息时。

11. 市场干预及终止

11.1 市场交易主体和市场运营机构均可向监管机构申请市场干预

11.2 发生以下情况时，能源监管机构进行市场干预

(1) 市场交易主体滥用市场力、串谋及其它严重违约等情况导致市场秩序受

到严重扰乱；

- (2) 交易平台发生故障，调峰替代交易无法正常进行时；
- (3) 其它情况。

11.3 出现下列情形之一时，市场运营机构可以进行市场干预，并报能源监管机构备案：

- (1) 系统出力不足以至无法按市场规则正常运行时；
- (2) 系统内发生事故危及电网安全时；
- (3) 自动化系统、数据通信系统等发生故障导致交易无法正常进行；
- (4) 其他必要的情形。

11.4 市场干预的主要手段包括：

- (1) 暂停市场交易；
- (2) 改变市场交易时间、暂缓市场交易；
- (3) 调整市场限价；
- (4) 调整市场交易电量。

11.5 干预期间，进行干预的市场运营机构应详细记录干预的起因、起止时间、范围、对象、手段和后果等，并报监管机构备案。

11.6 可根据情况选择如下干预方式：

- (1) 暂停市场交易；
- (2) 推迟市场交易；
- (3) 调整交易结果；
- (4) 其他干预手段。

11.7 能源监管机构可根据《电力市场监管办法（试行）》等相关文件决定中止或恢复电力市场。

11.8 市场中止期间，各市场交易主体应按照电网调度管理规程，根据电力调度机构的调度指令，严格执行调度计划。

12. 争议与违规处理

12.1 当市场主体月度、年度对调峰替代交易电量的执行、偏差处理、进度完成等指标提出异议时，可由电力调度机构负责出具书面说明，电力交易机构负责解释，如仍有异议，可提请能源监管机构协调解决。

12.2 争议也以通过以下方式处理：

- (1) 协商解决；
- (2) 书面申请调解，能源监管机构依据《电力争议调解暂行办法》实施调解

和裁决；

(3) 申请仲裁；

(4) 提出司法诉讼。

12.3 能源监管机构根据国家法规、规章相关条款的规定，对市场成员违反本细则的行为予以处罚。

13. 名词解释

(1) 市场交易主体：指符合市场准入条件、在电力交易平台注册的自备企业、新能源发电企业、电网运营企业。市场交易主体可分为燃煤自备电厂所属企业、新能源发电企业和输电主体。

(2) 新能源：指风能、太阳能（光伏）。

(3) 集中竞价交易是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、成交电量与成交价格等市场要素。

(4) 挂牌交易是指市场主体通过电力交易平台，将需求替代交易电量或可供替代交易电量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提出接受该邀约的申请，经过安全校核和相关方确认后形成交易结果，同一周期内提交的交易按等比例原则分配，不同周期内提交的交易按时间优先原则成交。

(5) 集中挂牌交易：指燃煤自备电厂所属企业、新能源发电企业通过交易运营系统进行电量需求申报，按照市场规则进行交易出清的交易组织方式。

(6) 转让交易：指市场交易主体以市场方式将原交易合同全部或部分权利义务转移给其他方。

(7) 安全校核：对燃煤自备电厂所属企业与新能源发电企业按市场出清形成的无约束交易结果进行发电、输配电和用电过程模拟分析，确定是否满足电网安全稳定和发电能力约束条件的过程。

(8) 工作日：指除星期六、星期日及法定节假日以外的公历日。

(9) 购网电量：指燃煤自备电厂所属企业按照政府核定目录电价向电网运营企业购买的电量。

(10) 电子合同：市场交易主体在交易入市前，签署《交易入市承诺函》，承诺履行替代交易规则及办法规定的各项义务，承认交易平台产生的交易结果单并且将其作为购售电合同（发电企业）及供用电合同（燃煤自备电厂所属企业用电）的补充协议，进行相关结算工作。这种入市承诺函+交易结果单的方式，称为“电子合同”。

（11）新能源发电企业分区方式：是指电力调度机构根据电网输送通道瓶颈，采取划分不同区域进行安全校核的方式。目前，全疆划分为风电 8 个区域（乌、昌、吐、哈、博州、塔城、阿勒泰、巴州地区）进行安全校核；光伏 13 个区域（乌、昌、吐、哈、博州、塔城、阿勒泰、巴州地区和阿克苏、疆南、和田、奎屯、伊犁地区）进行安全校核；当电网结构发生重大调整时，分区方式可进行随之调整。

（12）发电机群方式：是指在一个分区内，所有发电企业和发电厂机组为一个发电机群，并分别将火电、水电、新能源等电源单独确定为发电机群，机群内机组可以相互停机备用。

（13）“边际电价法”：按照申报卖出、买入报价进行匹配，最终替代交易成交价格为配对双方成交的边际电价，即成交价格 = [新能源发电企业申报买入价格 - 燃煤自备电厂所属企业申报卖出价格] = 0 后，对应的边际出清价格，即申报买入报价后的出清价格 = 申报卖出报价后的出清价格。

（14）“高低匹配法”，按照申报卖出、买入报价进行匹配，最终交易成交价格为配对双方报价之和的二分之一，即成交价格 = [新能源发电企业申报买入价格 + 燃煤自备电厂所属企业申报卖出价格] / 2。

（15）“最低价匹配法”，按照申报卖出、买入报价进行匹配，最终直接交易成交价格为撮合配对双方报价差值的二分之一，即成交价格 = [新能源发电企业申报买入价格 + 燃煤自备电厂所属企业申报卖出价格] / 2。

（16）调峰替代交易出清计算与结算计算的具体公示（按照正态分布方式、并考虑边界条件后，应用程序综合计算），设定方式如下：

1) 边界条件。

①各地区新能源发电企业参与调峰替代交易情况；

②新能源发电企业为全额收购，忽略交易计划对变量的影响、弃电只受断面和负荷等因素的影响；

③“网架原因”弃电量，受电网断面等因素的影响，综合纳入分析；

④风电、光伏弃电之间不存在关联关系。

2) 影响综合因素。

①综合考虑：上网电量、发电能力、“网架原因”、“调峰原因”四个方面的因素影响；

②“上网电量”权重 K ∝ “替代交易”比例 Y_i ：线性关系、正向影响；其中“上网电量”多的地区，“替代交易”电量多，“上网电量”少的地区，“替代交易”电量少，作为主要分配基数；

③“发电能力” $K_1 \propto$ “替代交易”比例 Y_i : 线性关系、正向影响; 从发电能力考虑, 装机容量大的地区, “替代交易”电量较多, 装机容量小的地区, “替代交易”电量相应较少, 作为主要因素;

④“网架原因”弃电 $K_2 \propto$ “替代交易”比例 Y_i : 线性关系、负向影响; 从电网断面考虑, 因“网架原因”弃电多的地区, “替代交易”电量较少, 弃电少的地区, “替代交易”电量则会增多, 作为主要因素;

⑤“调峰原因”弃电 $K_3 \propto$ “替代交易”比例 Y_i : 线性关系、正向影响; 月度出清: 从调峰弃电来看, 环比“调峰原因” <0 的地区, 完成“替代电量”较好; 环比“调峰原因” >0 的地区, 完成“替代电量”较差, 作为主要因素; 年度出清: 从调峰弃电来看, 全年弃电量比重小的地区, 完成“替代电量”较好; 弃电量比重大的地区, 完成“替代电量”较差, 作为主要因素。

3) 计算方法。

以上网电量权重为基准, 综合考虑“发电能力”、“网架原因”弃电、“调峰原因”弃电等影响因素, 并按一定比例构成地区新能源发电企业替代燃煤自备电厂所属企业交易电量的系数。

4) 计算公式。

认为 K_1 、 K_2 、 K_3 之间没有关联关系, 构造系数公式如下:

$$Y = K * \{(1 + K_1) * 30\% + (1 + K_2) * 30\% + (1 + K_3) * 40\%\} \quad (\text{公式 1})$$

$$Y = K * (1 + K_1 * 30\% + K_2 * 30\% + K_3 * 40\%) \quad (\text{公式 2})$$

因变量: Y : 某地区调峰替代交易的权重系数;

自变量: K : “上网电量”权重系数;

K_1 : 发电能力系数: 反映地区新能源装机情况;

K_2 : 输电能力系数: 受“网架原因”影响, 反映电网断面的限制;

K_3 : 调峰系数: 受“调峰原因”影响, 反映替代交易的成效;

$$\text{上网电量权重系数 } K: k = \frac{W_{\text{其地区上网电量}}}{\sum_1^{13} W_{\text{地区上网电量}}}$$

发电能力系数 K_1 : 反映该地区内新能源发电企业装机情况;

通过装机容量权重对各地区进行分类: 采用正态分布 5 分位法计算分值;

K_1 = 根据计算结果正态分布情况, 确定为 20%、10%、0、-10%、-20%;

$$k_1 = \frac{W_{1\text{分值}}}{\sum_1^{13} W_{1\text{分值}}}$$

输电能力系数 K_2 : 反映各区域内网架受阻情况;

通过各地区“网架原因”弃电比例进行分类：采用正态分布 5 分位法计算分值；

K2=根据计算结果正态分布情况，确定为 20%、10%、0、-10%、-20%；

$$k_2 = \frac{W_{2\text{分值}}}{\sum_1^{13} W_{2\text{分值}}}$$

调峰系数 K3：反映各区域电网调峰情况；

通过各地区进行“调峰原因”权重进行分类：采用正态分布 5 分位法计算分值；

K3=根据计算结果正态分布情况，确定为 20%、10%、0、-10%、-20%；

$$k_3 = \frac{W_{3\text{分值}}}{\sum_1^{13} W_{3\text{分值}}}$$

综上，考虑不同地区上述情况，确定区域分配系数的计算公式为：

$$Y_i = \frac{W_{\text{某地区上网电量}}}{\sum_1^{13} W_{\text{地区上网电量}}} * (1 + K1 * 30\% + K2 * 30\% + K3 * 40\%)$$

$$\sum_1^{13} Y_i = 1$$

$$W_{\text{各地区替代电量}} = W_{\text{自备电厂替代电量}} * Y_i$$

各区域“替代电量”与上网电量比例： $X_i = \frac{W_{\text{自备电厂替代电量}}}{\sum_1^{13} W_{\text{地区上网电量}}}$

5) 计算结果。

新能源发电企业及自备电厂计算结果表详见附件 1、附件 2（略）。

关于对《新疆区域发电企业发电权交易实施细则 (征求意见稿)》征求意见的通知

自治区发改委、经信委、兵团发改委、工信委、国网新疆电力公司、天富能源股份公司、伊河电力公司、国电新疆电力公司、华电新疆发电公司、华能新疆能源开发公司、国家电投新疆能源公司、大唐新疆发电公司、天山电力股份公司，各有关电力企业：

为进一步推进和规范新疆区域发电权交易工作，促进节能减排，我办起草了《新疆区域发电企业发电权交易实施细则（征求意见稿）》（可在 <http://xjb.nea.gov.cn/-能源监管中下载>），现下发给你们，请研提修改意见，并于 2016 年 9 月 22 日 19:00（北京时间）前将意见反馈我办。

附件：《新疆区域发电企业发电权交易实施细则（征求意见稿）》（略）

新疆能源监管办
2016 年 9 月 18 日

关于印发《新疆区域发电企业发电权交易 实施细则（暂行）》的通知

国网新疆电力公司，国电新疆电力有限公司，华电新疆发电有限公司，华能新疆能源开发公司，中电投新疆能源化工集团公司，大唐新疆能源开发有限公司，神华国能集团新疆公司，新疆天山电力股份有限公司，各有关电力企业：

为贯彻落实电力体制改革相关文件精神，进一步深化电力体制改革，充分发挥市场在资源配置中的作用，完善发电权替代交易市场机制建设，规范和推进发电权交易，实现电力交易的公开、公平、公正，根据现行电力法律法规和有关政策文件，结合新疆电力交易特点和电网实际运行情况，我办制定了《新疆区域发电企业发电权交易实施细则（暂行）》，现印发给你们（可在国家能源局新疆监管办公室门户网站-能源监管下载，网址为 <http://xjb.nea.gov.cn/>），请认真贯彻执行。

附件：《新疆区域发电企业发电权交易实施细则（暂行）》

新疆能源监管办

2016年11月15日

附件

新疆区域发电企业发电权交易实施细则（暂行）

1. 总则

1.1 目的

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）文件及《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）的《关于有序放开发用电计划的实施意见》等文件精神，深化电力体制改革，充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，适应发电计划进一步放开政策要求，规范和推进发电企业之间发电权替代交易，促进自治区节能减排目标的实现，同时完善发电权替代交易市场机制建设，实现电力替代交易的公开、公平、公正。

1.2 依据

本细则为贯彻《中华人民共和国电力法》、《关于加快关停小火电机组若干意见的通知》（国发〔2007〕2号）、《关于降低小火电机组上网电价 促进小火电机组关停工作的通知》（发改价格〔2007〕703号）、《关于进一步做好煤电行业淘汰落后产能工作的通知》（发改能源〔2016〕855号）、《关于印发发电权交易监管暂行办法的通知》（电监市场〔2008〕15号）、《关于做好当前经济工作推进经济健康发展的意见的通知》（新党办发〔2016〕855号）文件精神，按照《关于有序放开用电计划的实施意见》（发改经体〔2015〕2752号）、《关于做好2016年电力运行调节工作的通知》（发改运行〔2016〕413号）、《关于印发可再生能源调峰机组优先发电试行办法的通知》（发改运行〔2016〕1558号）、《热电联产管理办法》（发改能源〔2016〕617号）、《关于印发西北区域发电权交易监管实施细则（暂行）的通知》（西电监办〔2008〕64号）、《关于印发新疆电网实施发电权交易暂行办法的通知》（新经贸电力〔2009〕171号）等文件提出的要求，结合新疆电网实际运行情况，编制本实施细则。

1.3 定义

发电权替代交易是指以市场化方式实现发电机组、发电企业之间电量替代的交易行为，也称替代发电交易。

1.4 适用范围

本细则适用于新疆区域内所有公用发电企业（发电机组）将高能耗机组电量向低能耗、环保设施完善的机组或可再生能源发电企业（机组）转让，以及拥有发电权的发电企业转让其发电权的交易行为。主要包括在役发电机组之间的替代交易、关停发电机组与在役发电机组之间的替代交易、发电企业之间市场化合同电量转让替代交易。

1.5 基本原则

1.5.1 坚持市场化方向和市场主导。在发电企业机组之间引入市场化替代交易补偿机制，通过市场化手段，将补偿价格信号反映到节能减排政策的落实上，节能、环保机组优先发电，并充分发挥市场配置电力资源的作用。

1.5.2 坚持“安全第一”，公平开放电网，维护电力调度秩序，确保电力系统安全稳定运行和电力有序供应。

1.5.3 坚持节能减排，促进电力产业结构优化调整。参与试点的发电企业须符合国家电力产业政策和有关节能环保的要求，实现全社会节能减排。

1.5.4 坚持稳妥推进，兼顾各方利益，预判市场风险，促进可持续健康发展。

发电权替代交易试点应建立运营规则和统一的交易平台，实施有效的市场监管，规范有序地开展试点工作。

1.5.5 坚持“公开、公平、公正”，市场交易主体自愿参与，建立规范透明的交易机制。

1.6 交易类型

1.6.1 按照交易期限，分为年度、季度、月度交易。

1.6.2 按照交易组织方式，分为双边协商交易、集中撮合（竞价）交易、挂牌交易等。

1.6.3 年度（季度）交易电量应分解到月度，并按月进行月度电量结算，年度（季度）进行清算。

1.7 交易电量

1.7.1 在役发电机组交易电量应不高于根据国家优先发电量和通过市场化交易取得的合同电量的总和。其中可再生能源保障性收购范围内的可再生能源优先发电合同电量不得主动通过市场交易转让。

1.7.2 关停发电机组交易电量按关停机组批复文件执行，时限为三年，关停发电机组交易电量应不高于其享有的发电量指标。

1.7.3 替代交易发电量与上网电量的折算。

在役机组以被替代机组前三年平均综合厂用电率加权平均计算上网电量。如国家和当地电力主管已明确上网电量的关停机组，按明确的上网电量执行，如暂时未明确的执行在役机组发电量和上网电量折算原则。

1.7.4 市场化合同转让交易电量应不超过该机组或发电企业拥有的全部市场化合同电量的总和。

1.8 其他

1.8.1 本细则中涉及电力的量纲为兆瓦（MW），电量的量纲为兆瓦时（MWh），电价的量纲为元/兆瓦时（元/MWh）。

1.8.2 交易组织须提前三个工作日公告。

1.8.3 本实施细则由国家能源局新疆监管办公室负责解释。

2. 市场管理

2.1 市场成员和权责

2.1.1 市场成员包括市场交易主体、电网运营企业和市场运营机构三类，其中市场交易主体包括各类发电企业、售电企业。

2.1.1.1 发电企业：包括火电、水电、风电、太阳能发电等各类发电企业

(机组)。

替代方：指符合准入条件、完成注册手续的发电企业（机组）。

被替代方：指转让在役机组或关停机组电量的所属企业，已完成注册手续、实际拥有发电权指标的机组所属企业。

2.1.1.2 电网运营企业：指符合准入条件、完成注册手续的运营和维护输配电资产的输配电服务企业。

2.1.1.3 市场运营机构：指电力交易机构和电力调度机构。

2.1.2 市场成员权责

2.1.2.1 发电企业

负责自身的发、用电安全；按规则参与交易；签订和履行交易合同及协议；按规定提供辅助服务；按规定披露和提供相关信息，获得发电权替代交易和发电服务等相关信息；遵守《购售电合同》、《并网调度协议》、《调度运行规程》，服从电力调度机构的统一调度。

2.1.2.2 电网运营企业

发电权替代交易的输电方，保障输配电设施的安全稳定运行，为市场交易主体提供公平的输配电服务、电网接入服务和售电服务；按规定披露和提供电网相关信息；按规定收取输配电费，代收代付电费和政府基金及附加等。

2.1.2.3 市场运营机构

(1) 负责管理市场交易主体的注册、注销、变更；负责组织开展年度、季度、月度交易；负责交易合同及协议管理；负责编制月度交易计划；负责交易电量抄录、结算和统计分析；负责发布电力市场信息；经授权对市场采取干预措施；负责电力交易平台（含电力市场交易运营系统，简称交易运营系统）的管理；负责执行有序用电方案；负责发电侧计量关口点和计量装置管理；负责交易相关业务咨询。

(2) 负责所辖电力系统的调度运行，保持电网安全稳定运行，保持电力电量实时平衡；负责提供发电权替代交易相关的电网运行、检修信息；负责交易的安全校核和输电阻塞管理；负责执行各类交易合同，根据月度交易计划编制调度运行计划和方式，并组织落实。

(3) 结合新疆电网网架结构特点、受阻等约束条件，提出交易准入和退出的意见和建议。

2.2 市场准入与退出

2.2.1 基本准入条件

参加交易的市场交易主体，应当具有法人资格、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。内部核算的发电企业经法人单位授权，可参与相应的交易。

2.2.2 市场准入条件

2.2.2.1 替代方：符合国家产业政策和基本建设审批程序，满足节能环保要求和并网技术要求，取得电力业务许可证（发电类），已转商业运营的发电企业（机组）；配套直流外送的（如天中直流）的发电企业暂不参与。

2.2.2.2 被替代方

关停机组为符合国家、自治区关停机组产业政策及节能减排整体要求，已列入国家、自治区小火电关停规划并已按期关停，拥有关停发电权指标的机组；其他机组为符合国家产业政策和基本建设审批程序，满足节能环保要求和并网技术要求，取得电力业务许可证（发电类），已转商业运营的各类型发电企业（机组）；配套直流外送的（如天中直流）的发电企业（机组）暂不参与。

2.2.3 进入与退出机制

2.2.3.1 进入市场交易的主体应保持相对稳定，在合同期（或交易期）内原则上不得退出，属自身责任被限制交易、自愿和强制退出的应在三年内不得再次进入市场，并按合同和规则约定补偿相关损失。

2.2.3.2 市场交易主体有下列行为之一的，电力交易机构经授权后可取消其市场注册，并由市场交易主体承担相应违约责任。

（1）已注册的市场交易主体发生兼并、重组、合并、分立、破产等变化，要求注销原市场交易主体的；在役机组所属发电企业的电力业务许可证已注销、退出商业运营、不能继续履行合同的；

（2）违反市场规则（如互相串通报价，恶意报价，严重扰乱交易市场秩序的）；

（3）违反国家电力或环保政策的；

（4）未经许可私自将所购电力转售给其他用户的；

（5）无正当理由不服从电网统一调度的；

（6）不按时缴清电费，恶意拖欠交易电费的；

（7）参与交易的企业出现重大安全隐患；

（8）其他违法违规行为。

2.2.3.3 市场交易主体有下列行为之一的，经核实并报监管机构同意，予以强制退出，并根据国家有关规定予以查处。

（1）提供虚假材料或其它欺骗手段取得市场准入的；

- (2) 违反国家电力或环保政策并受处罚的；
- (3) 互相串通报价，操纵或控制市场交易，哄抬或打压交易价格等严重违反交易市场秩序，经警告后仍不改正的；
- (4) 长时间拖欠电费，经警告后仍不改正的；
- (6) 无正当理由不按交易结果签订合同或协议的；
- (7) 无正当理由，不履行已签订的交易合同或协议的；
- (8) 无正当理由不服从电网调度命令的；
- (9) 其它违反交易规则行为并造成严重后果的。

2.3 市场交易主体注册与注销

2.3.1 市场交易主体须在电力交易机构进行登记，并进行市场注册后可参与发电权替代交易，基本注册程序如下：

(1) 市场交易主体至少在 10 个工作日（或每年确定购电模式的 20 个工作日）前向电力交易机构提交书面的注册申请材料，包括交易运营系统使用申请书。

发电企业（替代方和被替代方）注册申请材料包括：发电企业参与交易注册申请表、交易员注册申请表、数字认证证书（电力交易证书）申请表，以及企业营业执照、组织机构代码证、税务登记证等（证件合一后只提供一个证件）、发电业务许可证、准入目录等原件或复印资料。

针对关停机组所属发电企业注册申请材料包括：发电企业参与交易注册申请表、交易员注册申请表、数字认证证书（电力交易证书）申请表，以及企业关停相关批复手续、协议，核准或电价文件等确定的发电利用小时数（或上网电量、发电量）文件，关停前三年综合厂用电率，关停前执行批复电价文件等证明；替代发电企业需要支付替代方相关资料（如税务登记证等），准入目录等原件或复印资料（或自治区电力主管部门批复文件等）。

(2) 电力交易机构在收到注册申请材料后 10 个工作日内完成审核，向审核通过的市场交易主体发送审核通过通知书；向审核未通过的市场交易主体发送审核未通过通知书，书面说明原因，并向监管机构备案。

(3) 收到审核通过通知书的市场交易主体在 5 个工作日之内，签订交易入市协议及交易运营系统使用协议等。电力交易机构向市场交易主体提供交易运营平台账号、使用手册和数字认证证书等资料，并根据市场交易主体需要进行必要的操作培训。

(4) 市场交易主体在 2 个工作日内完成交易运营平台注册工作。

2.3.2 已注册的市场交易主体，当注册信息发生变化时，在 10 个工作日内，

向受理其注册的电力交易机构书面报送信息变更情况以及变更后的注册信息，电力交易机构在 5 个工作日之内完成注册信息变更。

2.3.3 出现下列情况之一者，电力交易机构应注销市场交易主体的交易资格：

- （1）符合 2.2.3 节规定取消交易主体资格的；
- （2）无正当理由未通过年度资格复核的；
- （3）违反电力市场交易规则，符合退出条件的；
- （4）市场交易主体提出退出申请，经审核同意的。

2.3.4 市场交易主体资格注销后，必须按下列规定执行：

- （1）停止发电权替代交易；
- （2）在 15 个工作日内结清与其他市场交易主体的账目及款项；
- （3）在资格注销前与其他市场交易主体存在的争议仍通过市场争议解决程序解决。

2.3.5 市场交易主体完成注册、信息变更、注销手续后，电力交易机构在 3 个工作日内通过交易平台发布有关信息，并向能源监管机构报备。

2.3.6 市场交易主体变更注册或撤销注册，应当向电力交易机构提出申请，经批准后，方可变更或撤销注册；当已完成注册的市场交易主体如不能继续满足准入市场的条件时，由电力交易机构强制撤销注册。

2.3.7 市场交易主体被强制或自愿退出市场，未完成的合同和协议，可以在规定的时间内进行转让，未转让的终止执行，并由违约方承担相应的违约责任。

2.4 交易价格

交易价格包括电网结算电价、被替代方所得价格、替代方所得价格、网损补偿标准等。

2.4.1 替代交易价格确定原则：

关停机组按照该机组关停前已取得的物价部门批复的上网电价（含税）执行，即在关停前已取得物价部门环保电价批复文件的，按取得的全部电价执行；如关停前还未取得物价部门环保电价批复或取得部分环保电价的，按已取得的电价执行。

在役机组交易电量属调节性、公益性的按交易前已取得的物价部门批复的上网电价（含税）执行，即在交易前已取得物价部门环保电价批复文件的，按取得的全部电价执行；如交易前还未取得物价部门环保电价批复或取得部分环保电价的，按已取得的电价执行。

市场化合同交易电量的按原已签订的市场化合同电价执行。

2.4.2 被替代方和替代方所得价格确定的原则：选择集中交易的为集中交易出清后的价格；选择双边交易的为双方协商确定的价格。

2.4.3 交易网损补偿标准确定原则：按能源监管机构批准的补偿标准执行，现阶段暂不收取。

2.5 市场交易规则修订

能源监管机构负责实施细则的修订，市场交易主体及市场运营机构可提出修改实施细则的建议。

2.6 临时条款的制定

2.6.1 如本实施细则不适应电力市场的，监管机构可制定临时条款，向市场成员说明后实施。

2.6.2 临时条款一经发布立即生效，本实施细则中与临时条款相抵触部分暂时失效。

2.6.3 临时条款应制定有效期，在有效期内，应及时根据实际情况组织修订本实施细则的相关条款，修订的条款生效后，临时条款自动失效。

3. 交易方式

3.1 双边协商交易

是指双方按照平等、自愿原则，自主协商确定发电权替代交易意向，包括交易电量（符合政策确定的指标）、交易价格、执行时间、违约电量赔偿标准等内容，在年度、季度、月度规定时间内向电力交易平台提交，经电力交易中心汇总初审、电力调度机构安全校核后，双方按照安全校核结果签订合同（或协议）并执行。发电厂内部不同机组之间可优先开展。

3.2 集中交易

集中交易包括集中撮合、集中竞价和挂牌交易

3.2.1 概述

是指通过电力交易运营平台申报交易需求，由电力交易运营平台按照选定（公告公示）的计算方法进行预出清计算，确定发电权替代交易双方（替代方和被替代方）主体参与交易电量和电价，形成无约束交易结果（预出清），经电力调度机构安全校核后形成有约束出清（交易结果和正式出清），各方依据交易结果签订发电权替代交易合同（或协议），落实中标交易电量、电价并执行。包括集中撮合、集中竞价和挂牌交易三种。

3.2.2 交易流程

3.2.2.1 申报流程

发电权替代交易申报数据主要包括执行时间（年度、季度交易要求明确执行月份）、电量和电价等。交易期内，被替代发电企业最多可以按照申报价格单调增的方式申报三个（含）以内的价格、电量对，替代发电企业按照申报价格单调减的方式至多申报三个（含）以内的价格、电量对。考虑到目前交易运营系统实际情况，暂按照一个价格进行申报。

3.2.2.2 价格申报：

（1）被替代发电企业：以交易基准电价 250 元/兆瓦时为标准（每次参考设定），申报相对应的价格变量（正数表示涨价幅度，负数表示降价幅度，可以为 0）；如设定了申报价格变量限价时，其变动范围不得超过限价幅度，超出限价幅度的视为不合格报价。

（2）替代发电企业：以交易基准电价 250 元/兆瓦时为标准，申报相对应的价格变量（正数表示涨价幅度，负数表示降价幅度，可以为 0）；如设定了申报价格变量限价时，其变动范围不得超过限价幅度，超出限价幅度的视为不合格报价。

3.2.2.3 电量申报

电子化申报的程序和方法：被替代发电企业与替代发电企业使用数字认证证书登录交易运营系统，按照规定的格式录入电量、电价、交易执行时间等信息，并点击确认完成申报工作，交易运营系统对申报信息进行加密、传输、保存处理。

3.2.2.4 被替代与替代发电企业申报总电量的最小值为 100 兆瓦时，可以按照 100 兆瓦时的整数倍向上增加申报电量；申报电价精确到 1.0 元/兆瓦时

3.2.3 交易方法

3.2.3.1 集中撮合“高低匹配法”：根据被替代发电企业的报价，首先将最低的卖出交易变量与最高的卖出交易变量进行排队（降价排到涨价）；其次根据替代发电企业的报价，将最高的买入交易电价变量与最低的买入交易电价变量进行排队（涨价排到降价）；最后对卖出和买入电价进行比较配对和出清。匹配方式为：第一步将最高买入价与最低卖出价优先配对，配对成功为预成交（成交电量为买方与卖方申报电量最小值，成交电价为配对双方中间报价之和的二分之一）；第二步将次高买入价与最低卖出价进行配对，成交电量与电价同上，若买入价高于或等于卖出价则匹配预成交，直到发电企业最高卖出电量成交完毕或替代发电企业最低买入价成交完毕为止，若同等条件匹配成交电量时，按照替代发电企业申报电量等比例匹配。

3.2.3.2 集中撮合“最低价匹配法”：根据被替代发电企业的报价，第一步将被替代方按申报电价高低的变量进行排序；第二步根据替代方的申报电价变量进

行排序；第三步根据卖出和买入电价进行撮合、配对和出清。匹配方式为：首先将最低卖出价与最接近买入价优先撮合配对，配对成功为预成交（成交电量为替代双方申报电量最小值，成交电价为撮合配对双方中间报价之和的二分之一），其次将次高卖出价与最接近买入价进行撮合配对，成交量、电价同上，直到被替代方最高买出电量（或替代方最高卖出电量）成交完毕为止，若同等条件匹配成交电量时，按照替代方申报电量等比例匹配。

3.2.3.3 集中竞价“边际电价法”：根据被替代发电企业的报价，将被替代方按申报电价高低的变量进行排序，将替代方的申报电价变量进行排序，将卖出和买入电价进行竞价比较、并将对应的申报交易量、电价均设定为匹配条件进行出清。匹配出清方式为：将被替代方申报的最低卖出价、申报电量两项指标进行排序，再对次低卖出价、申报电量进行排序和累加，直到申报电量达到交易规定的总量时，形成对应的卖出价；将替代方申报的最低买出价、申报电量两项指标进行排序，再对次低买出价、申报电量进行排序和累加，直到申报电量达到交易规定的总量时，形成对应的买出价；当卖入价和买出价相同时为边际电价出清条件，进行预出清，并计算成交量。预出清电价为所有中标替代双方边际电价，其成交量均按边际电价对应的电量确定，若同等条件匹配成交电量时，按照替代方申报电量等比例匹配。

3.2.4 出清计算方法：具体采取集中撮合（竞价）、挂牌交易方式的出清方法须在交易公告中公示和明确。集中撮合（竞价）方式的具体出清计算方法，如“高低匹配法”、“最低价匹配法”、“边际电价法”等出清方式均可计算；采取“挂牌交易”的出清计算方法只进行电量出清计算，电价按照挂牌交易确定的价格执行。

3.2.5 交易出清

集中竞价交易出清包括预出清和正式出清两个阶段。

第一阶段：预出清阶段

3.2.5.1 首先对替代双方预先匹配成功交易电价、电量的进行预出清计算；然后对其次匹配成功的交易电价、电量进行出清计算。基本流程如下：

被替代方匹配交易电价 = 被替代方出让电量对应电价 - 出清的变动价格 = 申报卖出报价后的出清成交价格

替代方匹配交易电价 = 发电企业基准电价 250 元/兆瓦时 - 出清的变动价格 = 申报买入报价后的出清成交价格 = 替代方所得电价

被替代方所得电价 = 电网结算电价 - 替代方匹配交易电价

3.2.5.2 采用“最低价匹配法”的，按照申报卖出、买入报价进行匹配，最终成交价格为撮合配对双方报价差值的二分之一，即成交价格 = [替代方申报买入价格 - 被替代方申报卖出价格] / 2。

采用“边际电价法”的，按照申报卖出、买入报价进行匹配，最终成交价格为配对双方成交的边际电价，即成交价格 = [替代方申报买入价格 - 被替代方申报卖出价格] = 0 后，对应的边际出清价格。

3.2.5.3 当报价相同时，同一发电集团优先成交原则进行；非同一发电集团（或同一发电集团无法完成替代交易电量时，按照替代方所属发电企业环保机组的申报电量同等条件下优先成交（即含脱硫、脱销、高效除尘三部分的优先，其次含脱硫、脱销两部分的优先）；环保发电机组相同时按其申报电量的比例匹配成交；容量优先在申报电量多少中体现。

第二阶段：正式出清

3.2.5.4 电力交易机构将预出清计算结果送达电力调度机构进行安全校核，并按照先被替代方（如其他市场化交易电量指标等）后替代方校核顺序进行。

3.2.5.5 根据电力调度机构安全校核后的交易电量，电力交易机构应进行综合计算有约束出清。

3.2.6 安全校核原则

3.2.6.1 安全校核包括：调峰裕度校核、节能约束校核、电网阻塞校核、“机群方式”校核、“分区方式”校核、“就地平衡方式”校核等。鉴于目前电源装机严重过剩、供热与新能源消纳矛盾比较突出的实际情况，安全校核充分考虑火电机组全停方式、个别月份满足机组供热最小运行方式等。

3.2.6.2 电力调度机构基于预测电量、预测负荷及发电设备检修计划、电网设备检修计划、已确定的“分区方式”和“机群方式”、“就地平衡方式”和“满足供热最小运行方式”等已知边界条件进行安全校核。当边界条件发生变化时，在交易执行过程中可以根据电网安全运行调整已签订的合同电量，调整的原则和结果需提前三个工作日向社会公示，公示无异议后执行，并报监管机构和电力主管部门备案。

3.2.6.3 当电网安全约束对替代双方所属发电企业交易电量产生影响时，电力调度机构应出具安全校核总体意见，提交给电力交易机构，由电力交易机构备案。

3.2.6.4 电力调度机构对发电权替代交易电量中标分月电量和总电量进行安全校核。当电网安全约束对发电权替代交易电量（总电量及分月电量）产生影响

时，出具安全校核总体意见并报监管机构备案。

基于总量和分月电量校核原则，电力交易中心应编制年度、季度、月度交易总方案，包括外送电量、直接交易电量等所有交易成分，提交电力调度机构进行校核。

调峰能力校核是电力调度机构按照各发电厂提供调峰、调频、备用等辅助服务并且不影响清洁能源消纳的原则，分层、分区进行测算。调度机构根据调峰能力校核结果给出“影响清洁能源消纳”、“影响辅助服务提供”和“基本无影响”的评级。

电网阻塞校核是指根据电网运行结构和负荷预测，对可能出现的电网安全约束进行的预测性分析。电力调度机构根据安全分析情况，给予“机群方式”、“分区方式”、“就地平衡方式”存在“电网阻塞”、“无阻塞”的评级。

3.2.6.5 当不满足安全约束要求时，电力调度机构提供交易总方案调整建议，内容包括待调整替代双方调减电量等建议，由电力交易中心对具体的交易电量进行调整。

3.2.6.6 当电量不满足安全约束要求、需要调减时，按以下原则进行：

(1) 集中交易优先于双边协商交易调减；

(2) 采用集中交易的，高低匹配法的按匹配的先后次序逆序调减；最低价匹配法的按最低价的优先调减；边际出清法的按最接近边界电价的优先调减；当价格相同时，环保机组等级低的交易电量优先调减；当价格和机组环保等级相同时，按照各自交易电量的比例调减；

(3) 采用双边协商交易的，按照交易意向提交时间先后顺序逆序调减交易电量，即先提交的交易意向优先成交。

3.2.6.7 每个交易周期（年、季、月），市场运营机构提前发布全网分月预测负荷、预计电网阻塞、发电检修（备用）计划、输变电设备停电计划，引导各市场成员主动规避电网安全约束。

3.3.1 挂牌交易申报电量和价格

3.3.1.1 挂牌交易电价应事先确定，并以此为被替代方出让电价。如未出让成功，将出新确定挂牌交易电价；如出让成功，其中标电价为挂牌交易价格。

3.3.1.2 挂牌交易电量、申报、预出清及安全校核和正式出清与集中撮合和竞价交易相同。

4. 年度交易（季度和月度交易参照执行）

4.1 概述

4.1.1 年度交易：根据市场主体的意愿采用双边协商、集中交易等交易方式确定年度交易电量与电价。

4.1.2 双边协商交易流程

4.1.2.1 替代双方自由选择交易对象，自主协商年度发电权替代交易意向，同时综合考虑各种可能中标的交易合同电量后，签订临时框架协议，应包括交易电量（其指标应满足政府批复的要求）、执行时段和电价。

4.1.2.2 达成临时框架协议后，由被替代方先登录交易运营系统，按照规定格式录入分月电量、电价等信息，然后替代方再登录确认并提交发电企业录入的信息。

4.1.2.3 临时框架协议应通过交易运营平台，按交易中心确定的时限报交易中心（或书面上报），经电力调度机构安全校核后，由交易中心通知双方在 10 个工作日内共同签订正式发电权替代年度合同（协议），并按合同执行。

4.1.3 集中交易流程

4.1.3.1 集中竞价的申报时间、汇总和出清时间、安全校核时间、交易结果发布时间可与双边协商交易相同。

4.1.3.2 在申报时间内，同时开展双边和集中交易时，替代双方申报双边协商交易意向，同时也申报集中交易需求；在汇总和出清阶段，首先对双边协商交易意向进行汇总，然后对集中撮合交易、集中竞价申报数据分别进行出清计算；在安全校核阶段，对包含双边协商交易意向和集中撮合、集中竞价交易结果的交易预案进行统一的安全校核，消除阻塞时优先调整双边交易结果，其次调整集中交易结果；在交易结果发布时间，同时发布双边协商和集中撮合交易的最终成交结果。

5. 年度交易（季度）组织和程序

5.1 基础信息发布

5.1.1 电力交易机构通过交易运营平台发布交易基础信息，包括已注册的发电权替代交易名单及其联系方式、装机容量、发电类型、上网批复电价等，并根据市场交易主体注册情况及时更新相关信息。

5.1.2 电力交易机构通过交易运营系统提供信息交流服务，市场交易主体可以通过交易运营平台发布下一年度交易供需信息。

5.2 交易准备

5.2.1 每年 11 月份（季度开始前 15 个工作日内），替代双方企业上报下一年度投产计划至市场运营机构。

5.2.2 每年 12 月份，替代方通过交易运营系统提交下一年度机组检修计划、各月可参与发电权替代交易电量等信息，被替代方通过交易运营系统提交下一年度各月出售发电权交易信息。

5.2.3 每年 12 月份，市场运营机构负责编制和完成下一年度电网电力电量平衡分析、电网输送能力分析、发电设备检修计划、输变电设备检修计划、发电权替代交易发电企业可交易电量计算、交易被替代方电量汇总等，在此基础上编制年度发电权替代交易公告。

5.3 交易公告

5.3.1 每年 2 月份，通过交易运营平台发布年度交易公告，包括但不限于以下内容：

(1) 本年度交易电量规模，关停机组和在役机组所属发电企业申报的交易电量、替代方交易价格；

(2) 网损补偿费收取标准等情况；

(3) 本年度电力电量平衡预测结果，火电、水电等发电量预测；

(4) 本年度和分月输变电设备停电计划，包括：停电设备、主要工作内容、停电时间及对运行方式的影响等；

(5) 本年度和分月其他交易电量指标及将关停的机组容量等；

(6) 上一年度电网阻塞情况，包括：电网安全约束、主要输电通道重载情况、主变负载率等；

(7) 本年度和分月电网阻塞预计，包括：电网安全约束、典型潮流、调峰受阻、网架断面（或主变）受阻等；

(8) 本年度和分月关键输电通道潮流极限和关键输电通道可用、已用和剩余输送能力情况；

(9) 本次交易安全校核的原则；

(10) 其他应披露的信息等。

5.3.2 电力交易机构通过交易运营平台发布年度交易基础信息，并根据市场交易主体注册情况及时更新相关信息。

5.3.3 电力交易机构通过交易运营系统提供信息交流服务，市场交易主体可以通过交易运营平台发布下一年度交易供需信息。

5.3.4 电力调度机构编制和完成年度电力电量平衡分析、输送能力分析、发电设备检修计划、输变电设备检修计划；电力交易机构编制和完成年度发电权替代交易电量总预测数值等，在此基础上编制年度发电权替代交易（含政府已确定

关停机组替代交易电量）公告。

5.3.5 电力交易机构根据确定的交易电量和相关边界条件、交易模式（如双边协商或集中交易）、出清方式、结算模式及方式等，发布年度交易公告。

5.3.6 交易公告发布后，替代交易双方所属发电企业根据公告信息开展年度交易申报工作。

5.3.7 每个交易周期，电力交易机构提前发布全网分月预测负荷、预计电网阻塞、发电检修（备用）计划、输变电设备停电计划，供市场交易主体参考。

5.4 交易申报

5.4.1 每年3月上旬交易公告发布后，替代交易双方所属发电企业通过交易运营系统申报年度交易需求。交易申报数据格式参见3.1.2节。

5.4.2 替代交易双方所属发电企业申报发电权替代交易电量、购入电量可考虑相关输变电检修计划，合理的发电能力等因素。替代方年度发电权交易申报电量应综合考虑机组检修计划、相关输变电设备检修计划、合理的发电负荷率等因素，不能超出机组发电能力，发电厂全部机组检修期间不安排发电权替代交易电量。

5.4.3 交易运营系统对申报数据进行加密处理，在交易申报截止时间之前不能解密数据包。对客户端进行合理性检查，即在交易端只确认申报数据是否接收，不对申报数据的合理性进行检查。

5.4.4 市场交易主体在交易申报截止时间之前可进行多次申报（后一次申报数据将覆盖前一次申报数据），以最后提交的申报数据为准。

5.5 交易汇总与出清

5.5.1 电力交易中心在市场主体申报交易后，进行交易的出清，并根据出清结果（成交结果）编制年度发电权替代交易执行计划。

5.5.2 对于年度集中撮合交易，按照3.1.3节和3.1.4节的方法进行年度集中撮合、集中竞价交易的出清计算，形成交易有约束出清结果。

5.6 安全校核

每年3月20日至25日，电力调度机构按照安全校核原则进行年度交易的安全校核和调整，形成成交结果。安全校核的原则参见3.1.5节。

5.7 交易结果发布

5.7.1 每年3月26日左右，电力交易机构在交易运营系统发布年度交易成交结果，已达成的交易转入交易执行阶段，交易信息包括：

（1）公开信息：市场年度总成交电量、市场成交均价、各替代双方年度成交

电量。

(2) 私有信息：向成交企业发布成交电量及其价格，替代方的分月电量计划，安全校核信息等。

5.7.2 交易结果发布后 3 个工作日内，交易各方通过交易运营系统确定的中标结果签订三方发电权替代交易合同。

5.7.3 交易结果发布后 10 个工作日内，电力交易机构向能源监管机构报备成交结果和交易合同（或协议）。

6. 交易合同

6.1 概述

6.1.1 发电权替代交易合同应作为发电企业《购售电合同》及市场化交易中中标电量合同转让的补充协议。

6.1.2 参与发电权替代交易的中标双方所属发电企业签订的发电权替代合同为年度（季度、月度）一一对应的合同。

6.2 合同签订

6.2.1 在年度（季度、月度）替代交易和双边协商替代交易结束后，交易运营系统根据成交结果自动生成电子合同，替代交易双方可查询、下载自己的合同信息，并及时确认。

6.2.2 根据交易双方确认的交易电量、电价等信息，10 个工作日内由交易中心组织签订《发电权替代交易合同》。

6.3 合同的变更与修改

6.3.1 在不影响已执行合同的情况下，替代方所属发电企业可向电力交易机构提出交易合同调整意向，对合同进行转让和调整。

6.3.2 年度交易调整申请应在当年 10 月底前提出，经安全校核后调整 and 转让，调整和转让结果 10 个工作日内报能源监管机构备案。季度交易调整申请应在每月 20 日前提出，经安全校核后调整 and 转让，调整和转让结果季度执行完毕后报能源监管机构备案。月度交易暂不进行调整和转让。

6.3.3 每月 20 日前为季度计划变更审核期，30 日发布审核后的季度计划变更信息。

6.3.4 合同的修改、补充或变更须提交交易运营系统进行审批、确认后生效。

6.4 合同的违约与解除

6.4.1 任何一方违反合同条款视为违约，合同其他任一方有权要求违约方赔偿违约造成的经济损失。替代方年度发电权替代交易分月累计执行中的偏差电量，

在 10 月底通过交易系统进行调整后还未完全执行，视为违约，按合同违约处理。

6.4.2 违约方须承担支付违约金、继续履行合同和采取补救措施等责任，在支付违约金、继续履约或者采取补救措施后，仍给对方造成其他损失的，应当赔偿损失。

6.4.3 在合同履行期限届满之前，任何一方明确表示或者以自己的行为表明不履行合同义务的，另一方可在履行期限届满前解除合同，并要求对方承担相应的违约责任。

6.4.4 如交易双方无法继续履行合同（或协议）时且未能达成解除合同的一致意见，任一方可以向电力交易机构提出无法履约的书面申请，电力交易机构将不再对此合同安排月度计划电量，并通知合同另一方，并按照合同（或协议）确定的违约责任执行提前通知，可按照合同约定减轻违约处罚）。

7. 交易执行

7.1 概述

7.1.1 合同签订后，电力交易机构根据发电权替代交易中标企业的分月计划电量，编制年度、季度、月度交易电量计划，提交电力调度机构执行。月度交易电量计划包括发电权替代交易电量计划和其他交易电量计划等。

7.1.2 电力调度机构按照交易计划安排发电机组运行方式，对已签订的各种合同按照同等责任的原则执行，其中：优先执行发电权交易电量，此次执行直接交易、外送电、调峰替代交易电量等市场化交易电量，按照具体完成情况滚动执行，分月偏差电量按规则调整。

7.2 年度交易计划

7.2.1 概述

电力交易机构在上年度 12 月下旬完成年度交易计划编制，为年度发电权替代交易开展提供参考依据。

7.3 季度、月度交易计划编制

7.3.1 电力交易机构负责编制季度、月度交易计划，在每月最后一个工作日通过交易运营系统发布次季度、次月交易计划。

7.3.2 月度电能交易计划内容包括：月度总发、用电量平衡计划、月度优先发电权电量计划、跨省跨区电力电量计划、月度直接交易电量计划、月度替代交易电量计划、其他交易电量计划等，并向电力调度机构提供各发电企业全部市场化交易电量值和公益性、调节性电量值。

7.3.3 电力调度机构在会商月度电能交易计划时，应根据新能源发电企业、

水电等可再生能源月度预计发电能力等，综合考虑各发电企业发电能力差异、设备可利用情况，加强新能源发电出力的预测，充分挖掘系统调峰潜能，科学安排机组组合，合理调整旋转备用容量，促进新能源消纳空间的扩大。

7.4 月度交易计划执行

7.4.1 电力调度机构负责编制、执行日调度计划，通过日调度计划落实月度交易计划并执行，按照电能交易计划合理调整各发电企业机组运行方式。在交易执行过程中，如遇电网安全运行需要必须调整已签订的合同时，应及时与电力交易机构会商并在电力交易机构备案，重大调整应及时报监管机构备案。

7.4.2 每月1日，电力调度机构统计各发电企业月度计划调整电量，编制上月交易计划执行情况报告，说明调整的具体时间和原因，报能源监管机构备案，同时抄送电力交易机构。

7.4.3 电力交易机构应及时跟踪和公布月度电能交易计划执行进度情况，并及时与电力调度机构沟通协调，确保各种交易成分的落实和完成。

7.4.4 当输电通道发生阻塞时，按照确保电网安全的原则，调整发电厂出力，相应交易电量计入偏差电量，不计入违约。

7.4.5 当出现以下情况时，电力调度机构可根据电网运行情况对月度交易计划进行调整，由此造成各发电企业出现偏差电量不承担违约责任。

- (1) 保障电网安全所采取的电网调控措施。
- (2) 输变电设备停电计划调整或临时停电。
- (3) 调用发电企业辅助服务，包括机组停备、调峰调频、调压等。
- (4) 消纳新能源所采取的公用电厂调停机组、降低发电出力等电网调控措施。
- (5) 为保障电力平衡或电网安全，采取的需求侧管理措施或拉路、限电。
- (6) 因天气、外部环境等客观原因造成电网运行方式发生变化。

8. 计量

8.1 概述

8.1.1 参加发电权替代交易的替代双方所属发电企业与电网运营企业的调度等关系保持不变。

8.2 计量点与计量装置

8.2.1 替代双方计量点以替代双方所属发电企业与电网运营企业签订的《购售电合同》约定的计量点为准。

8.2.2 当计量点发生变更时，替代方应以书面方式进行确认。

8.2.3 替代双方应确保本侧计量装置的准确度达到规则和国家、行业的要

求，并能接入电网运营企业电能量采集系统。

8.2.4 计量装置需定期进行检定（验），对于未经检定（验）、检定（验）不合格或超过检定（验）周期的计量装置，不得使用。

8.2.5 安装主、副电能表，应将主表和副表应安装在同一计量点，主副两套计量电能表一经确认，不得改变。

8.2.6 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与电网运营企业签订的《购售电合同》的约定执行。

8.3 计量数据采集

8.3.1 有功电量、无功电量的计量数据按一个交易时段为一个采样周期进行。经各市场交易主体协商同意，可以用交易时段（以分钟为单位）的约数作为一个采样周期。

8.3.2 电网运营企业负责建立从各计量装置到计量数据库的计量数据采集方法、计算公式等的设定。

8.3.3 市场交易主体必须保证每一计量装置都与数据采集系统实现计量数据传输。定期上报计量数据，便于核对和计算交易电量。

8.4 计量数据确认和替代方法

8.4.1 计量数据确认，应由市场交易主体协商一致。

8.4.2 对于装有主表，副表两套电能表的计量点，以主表计量数据作为结算依据，副表作为核对之用。

8.4.3 当主表发生故障时，应采用经恰当修正后的副表数据作为计量数据（或采取考核计量点数据修正后，并确认）。

8.4.4 若尚未安装副表，或当主副二套表计同时发生故障时，以可替代的计量表计记录的数据扣除必要的电量（线损、变损、厂用电等）后作为替代电量数据，或采用考核计量点计量数据，并进行必要的修正。替代电量数据或考核计量点计量数据需经各相关市场交易主体共同确认。

8.4.5 以有资质的检定单位出具的电量退补单作为修正依据。

9. 结算及偏差电量确认（违约电量的处理）

9.1 电量结算

9.1.1 结算原则：年度、季度、月度发电权替代交易优先与其他交易结算，以维护被替代方的利益。

9.1.2 电网运营企业每月按电网结算电价与替代方进行交易电量、电费等的计量和确认，支付全部购电费（含税）。

9.1.3 替代方每月按被替代方所得价格和交易电量与被替代方进行结算，并支付被替代方所得价格和交易电量对应的电费，经双方同意，也可按季度、一次或多次在交易周期内结算完毕。

9.1.4 电网运营企业应按已批复的网损补偿标准收取对应的费用，即在每月与替代方进行接算时扣除交易电量中网损补偿标准对应电量所形成的电费。如电网运营企业暂不收取网损费用时，将不予扣除。

9.1.5 交易结算由替代方根据电力交易机构出具的双方认可的交易结算单开具对应的增值税专用发票并入账。被替代方在获得替代方补偿收益结算时，如有增值税专用发票或增值税普通发票的，应给替代方开具对应的增值税专用发票或增值税普通发票并入账，如无增值税专用发票的，应承担增值税普通发票相对应的税费。

9.1.6 交易月度结算电量的确定：替代方月度结算电量数值以计量抄表数据确定。特殊情况下，经关口计量数据综合计算后，再经双方确认后执行。

9.2 偏差电量定义及计算

9.2.1 偏差电量的定义：当替代方中标电量（月度、季度、年度）与实际月度结算电量累计值（月末、季末、年末末）出现偏差时，其差值电量为偏差电量。

9.2.2 年度偏差电量：替代方中标电量与实际结算电量产生的偏差电量不超过年度中标电量 -1% 。

9.2.3 季度偏差电量：替代方中标电量与实际结算电量季度末产生的偏差不超过季度中标电量 -2% 。

9.2.4 月度偏差电量：替代方中标电量与实际结算电量月度末产生的偏差不超过月度中标电量 -3% 。

9.3 偏差电量的处理原则

9.3.1 替代方

9.3.1.1 年度、季度、月度偏差电量分别超过 -1% 、 -2% 和 -3% 以上的承担违约责任。

9.3.1.2 交易原则上在交易期内分月据实结算，年度末、季度末、月度末清算。

9.3.2 被替代方

9.3.2.1 交易原则上在交易期内次月内分月据实结算，年度末、季度末、月度末清算。

9.3.2.2 由于电力调度机构原因造成交易双方偏差电量的，可根据 7.4.5 条款

执行。

9.4 违约电量的计算与处理原则

9.4.1 违约电量的计算：当替代方（交易期）累计结算发电权替代交易上网电量值<中标发电权交易指标电量时，计算出的偏差电量，与年度、季度、月度中标合同电量偏差超过规定范围内以上（含转让后或未能转让的）视为违约电量。

9.4.2 由于替代方所属发电企业自身原因造成的违约，按照被替代方出让交易电量对应电价的50%（价格）×违约电量计算违约金，违约金由替代方所属发电企业支付给被替代方。

9.4.3 由于替代方所属发电企业自身原因造成电网运营企业网损补偿费用损失的，按照网损补偿费对应的折算上网电量在其发电企业实际上网电量中扣除。

9.5 电费结算

9.5.1 替代方

替代方售电费包括发电权替代交易售电费、其他交易电量对应的电费、违约电量电费（违约金）等。即首先按实际上网电量和核定上网电价计算上网电费，其次分别计算发电权替代交易和其他电量成分产生的电费等，同时计算参与交易形成的差价电费和违约金，以此确定替代方发电企业上网电费。

9.5.2 电费及违约金支付

9.5.2.1 电网运营企业负责电量电费结算工作，编制《发电权替代交易替代方电量结算单》和《发电权替代交易被替代方电费结算单》，并由电网企业、替代方和被替代方所属发电企业共同确认。

9.5.2.2 替代方在收到结算单后，应尽快进行核对、确认，如有异议，在收到结算单后2个工作日内通知电网运营企业。经协商修正后，电网运营企业将修正后的结算单发送给替代方所属发电企业重新确认。

9.5.2.3 替代方根据确认后的结算单开具增值税发票，并送达给电网运营企业；替代方根据确认后的结算单开具支付凭证，并与被替代方协商支付送达补偿费事项。

10. 信息披露

10.1 信息分类

10.1.1 按照信息保密要求和公开范围分类

10.1.1.1 按照信息的保密要求和公开范围，电力交易平台上的市场信息可以分为公众信息、公开信息、私有信息和交换信息四大类。

10.1.1.2 公众信息指通过电力交易平台向社会公众公布的信息，例如各类交

易适用的法律、法规、电力行业规程、管理规定、电力交易工作流程等。

10.1.1.3 公开信息指所有市场交易主体均可获得的信息，例如市场交易主体名单、输配价格、网损收取率、撮合交易最高限价、新机组投产情况、电网发电设备容量和构成情况（分水、火）、每月发、用电量、机组剩余发电量、关键输电通道可用、已用、剩余输电能力和潮流极限情况等。应保证市场交易主体可以在规定时间范围内无歧视地获得各类公开信息。

10.1.1.4 私有信息指只有特定的市场交易主体及电力交易机构、电力调度机构才可获得的信息，例如发电机组的机组特性参数、各市场交易主体的各类交易的成交电量及成交价格、各市场交易主体的申报电量和申报价格、结算信息等。应采取必要措施来保证市场交易主体可以按时获得私有信息，并保证市场范围内私有信息的保密性。

10.1.1.5 交换信息是监管机构、电力交易机构、电力调度机构之间为维持电力系统正常运行和电力市场正常运转所交换的信息，例如实时信息、网络拓扑、市场运行信息等。只有监管机构、电力交易机构、电力调度机构有权获得交换信息。

10.1.1.6 以上信息均应在交易公告发布前一天向能源监管机构提供并备案。

10.1.2 按照信息内容和主要用途分类

10.1.2.1 按照信息的内容和主要用途，电力交易平台上的市场信息可分为交易信息和市场运营信息两大类。

10.1.2.2 交易信息是指电力交易产生的信息，包括通过电力交易平台向市场交易主体发布的交易组织信息、交易结果信息、交易执行信息等信息。交易信息以私有信息和交换信息为主。

10.1.2.3 市场运营信息是指各交易机构按照市场运营规则，定期通过电力交易平台向市场交易主体发布的相关市场信息。市场运营信息以公众和公开信息为主。

10.2 信息管理

10.2.1 市场交易主体应根据各自职责及时披露相关信息，并确保真实有效；电力交易机构对发电权替代交易信息进行汇总、整理、发布、保存，并报监管机构备案。

10.2.2 电力交易机构应创造信息公开的良好条件，通过电力交易平台发布市场信息，发布的信息应真实、准确、及时、完整。

10.2.3 市场交易主体应当按照本规则的规定，配合提供市场运营所必须的

信息或参数。并对所提供信息的正确性负责。

10.2.4 为保证市场交易主体的信息安全，市场交易主体各方、市场运营机构、电网运营企业、应按照各自的访问权限对市场运营信息进行访问，对于超出授权范围的访问需要经过有关电力交易机构的审核批准后方可进行，监管机构可按要求对信息管理进行全过程监管。

10.3 市场运营信息发布

10.3.1 被替代机组所属企业披露信息包括：

（1）公司机组投产时间、机组台数、机组容量、电网结算电价、年用发电权替代电量、以前年度违约情况等。

（2）发电权替代交易需求信息、联系方式。

（3）发电权替代交易电量完成情况、电量清算情况、电费结算情况等。

10.3.2 替代发电企业应披露的信息包括：

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

（2）已签合同电量等。

（3）发电权替代交易电量完成情况、电量清算情况、电费结算情况等。

10.3.3 电网运营企业披露信息包括：

（1）网损收取标准等电价信息。

（2）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）关键输电通道潮流极限情况和可用、已用、剩余输送能力情况。

10.3.4 电力交易机构披露的信息包括：

（1）发电权替代交易合同电量。

（2）年度、月度电力供需预测情况。

（3）由于电网安全约束限制了调峰替代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；次年（季、月）各机组剩余可发电量的上限。

（4）交易电量执行、电量清算、电费结算等。

（5）其他与发电权替代交易相关的公共信息。

10.4 保密规定

10.4.1 除公开披露信息外（私有信息具有保密性），未经能源监管机构批准，市场交易主体和市场运营机构不得向其他市场交易主体透露私有信息。

10.4.2 电力交易机构不得向其他市场交易主体透露交换信息。

10.4.3 公开信息、私有信息和交换信息具有保密性，未经能源监管机构批准，市场交易主体不得向公众透露这三类信息。

10.4.4 泄密事件涉及权益当事人的，该当事人可向能源监管机构提出对泄密责任人的申诉。

10.4.5 以下属于例外情况：

- (1) 应司法、仲裁机构要求透露、使用或者复制该信息时。
- (2) 应法律、争议解决程序、仲裁程序要求使用或复制该信息时。

11. 市场干预及终止

11.1 市场交易主体和市场运营机构均可向监管机构申请市场干预。

11.2 发生以下情况时，监管机构进行市场干预。

(1) 市场交易主体滥用市场力、串谋及其它严重违约等情况导致市场秩序受到严重扰乱。

(2) 交易平台发生故障，发电权替代交易无法正常进行时。

(3) 其它情况。

11.3 出现下列情形之一时，市场运营机构可以进行市场干预，并报能源监管机构备案：

(1) 系统出力不足以无法按市场规则正常运行时。

(2) 系统内发生事故危及电网安全时。

(3) 自动化系统、数据通信系统等发生故障导致交易无法正常进行。

(4) 其他必要的情形。

11.4 市场干预的主要手段包括：

(1) 暂停市场交易。

(2) 改变市场交易时间、暂缓市场交易。

(3) 调整市场限价。

(4) 调整市场交易电量。

11.5 干预期间，进行干预的市场运营机构应详细记录干预的起因、起止时间、范围、对象、手段和后果等，并报监管机构备案。

11.6 可根据情况选择如下干预方式：

(1) 暂停市场交易。

(2) 推迟市场交易。

(3) 调整交易结果。

（4）其他干预手段。

11.7 能源监管机构可根据《电力市场监管办法（试行）》等文件决定中止或恢复电力市场。

11.8 市场中止期间，各市场交易主体应按照电网调度管理规程，根据电力调度机构的调度指令，严格执行调度计划。

12. 争议与违规处理

12.1 当市场主体月度、年度对发电权替代交易电量的执行、偏差处理、进度完成等指标提出异议时，可由电力调度机构负责出具书面说明，电力交易机构负责解释，如仍有异议，可提请能源监管机构协调解决。

12.2 争议也以通过以下方式处理：

（1）协商解决。

（2）书面申请调解，监管机构依据《电力争议调解暂行办法》实施调解和裁决。

（3）申请仲裁。

（4）提出司法诉讼。

12.3 能源监管机构根据国家法规、规章相关条款的规定，对市场成员违反本细则的行为予以处罚。

13. 名词解释

（1）集中竞价交易是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、成交电量与成交价格等市场要素。

（2）挂牌交易是指市场主体通过电力交易平台，将需求替代交易电量或可供替代交易电量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提出接受该邀约的申请，经过安全校核和相关方确认后形成交易结果，同一周期内提交的交易按等比例原则分配，不同周期内提交的交易按时间优先原则成交。

（3）集中挂牌交易：指有发电权益所属发电企业通过交易运营系统进行电量需求交易申报，按照挂牌交易市场规则进行交易出清的交易所组织方式。

（4）转让交易：指市场交易主体以市场方式将原交易合同全部或部分权利义务转移给其他方。

（5）安全校核：对交易双方按市场出清形成的无约束交易结果进行发电、输配电过程模拟分析，确定是否满足电网安全稳定和发电能力约束条件的过程。

（6）工作日：指除星期六、星期日及法定节假日以外的公历日。

(7) 公益性、调节性电量：指燃煤电厂所属企业按照政府核定上网电价向电网运营企业售买的电量。

(8) 发电机群方式：是指在一个分区内，所有发电企业和发电厂机组为一个发电机群，并分别将火电、水电、新能源等电源单独确定为发电机群，机群内机组可以相互停机备用。

(9) “供热最小运行方式”：是指供热机组需满足供热要求，由监管机构批复的供热机组最低出力对应的运行方式。

关于发布《2017年第一批发电企业与电力用户直接交易（试点）方案》的通知

根据自治区人民政府《关于印发新疆电力用户与发电企业直接交易试点实施方案（试行）的通知》（新政发〔2014〕78号）及新政阅〔2016〕9号等文件有关规定，我委会同国网新疆电力公司，共同制订《2017年第一批发电企业与电力用户直接交易（试点）方案》，现予以发布。

附件：《2017年第一批发电企业与电力用户直接交易（试点）方案》

新疆维吾尔自治区经济和信息化委员会

2016年12月23日

附件

2017年第一批发电企业与电力用户直接交易（试点）方案

为深化电力体制改革，完善电价形式机制，优化电力资源配置，有效应对当前经济下行压力，促进我区降成本、稳增长、促就业、保稳定，制订本方案。

一、方案依据

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）、自治区人民政府《关于印发新疆电力用户与发电企业直接交易试点实施方案（试行）的通知》（新政发〔2014〕78号）及新政阅〔2016〕9号、新疆能监办《关于印发新疆电力用户与发电企业直接交易实施细则（修订稿）的通知》（新能监市场〔2016〕36号）。

二、基本原则

1. 组织原则：本次直接交易采取双边交易和集中竞价撮合交易相结合方式组织实施。

2. 交易原则：双边交易按照“自主协商、公平合理”的原则组织实施。集中撮合交易按照“事先撮合、集中申报、统一校核、分别出清”的原则组织实施

3. 安全运行原则：维护电力调度秩序，保障电网安全稳定运行，保障电力有序供应。

二、交易范围

1. 参与直接交易的电力用户、发电企业，应当是具有法人资格、财务独立核算、信用良好、独立承担民事责任的经济实体。内部核算电力用户、发电企业经法人单位授权，可参与直接交易。

2. 电力用户应符合国家和自治区产业政策、节能减排政策、环保达标排放、响应电力需求侧管理，电压等级为 10 千伏及以上，年用电量 500 万千瓦时及以上的电力用户。

3. 发电企业应符合国家产业政策、取得发电业务许可证，并由国网新疆电力公司调度中心调管的公用火电企业和新能源企业；已参与清洁能源供暖的发电企业、分布分散式发电企业、天中配套电源、特许权新能源项目不参与此次交易。

四、交易电量及时段

（一）交易规模

2017 年第一批电力直接交易电量规模为 80 亿千瓦时，其中：双边交易 30 亿千瓦时、集中撮合交易 50 亿千瓦时。在双边交易中，火电 24 亿千瓦时、新能源 6 亿千瓦时；在集中撮合交易中，火电 45 亿千瓦时、新能源 5 亿千瓦时。

（二）电量调控原则

用户侧交易电量：生产企业按 2017 年 1 至 6 月申请电量的 80% 执行，交通运输企业按 2017 年 1 至 6 月申请电量的 30% 执行，双边交易未成交电量可参与集中撮合交易。电力用户直接交易的电量限于生产自用，不得擅自转售或者变相转售给其他用户。

发电侧交易电量：鉴于双边交易发电侧以火电为主，新能源打捆为辅，调控电量根据自治区确定的交易规模 30 亿千瓦时，按火电装机容量分配，其中火电企业按调控电量的 80% 执行，新能源企业按调控电量的 20% 执行。集中撮合交易火电单台机组不超过 600 小时，新能源打捆交易 10%。

（三）直接交易电量在发电企业年度基数电量之外单列，发电企业直接向用电户供电的发电容量暂不剔除。

（四）交易时段为 2017 年 1 月 1 日至 2017 年 6 月 30 日

五、交易事项

（一）交易方式

本次直接交易采取双边交易和集中竞价撮合交易相结合方式组织实施。优先

开展双边交易，双边交易未成交电量可参与集中撮合交易。

1. 双边交易

用户侧为年用电量在1亿千瓦时及以上生产企业；发电侧交易单元为火电企业和新能源企业，集团公司可在调控电量范围内调整所属火电企业交易电量，火电企业可自行选择新能源企业打捆交易。

发电企业与电力用户按“自行协商，公平合理”原则，确定交易价格，其中新能源价格不低于0.02元/千瓦时；交易电量不得超过双方调控电量。双方意向协议报新疆电力交易中心安全校核后，按交易规则签订双边交易合同。

2. 集中撮合交易

本次集中撮合交易采取“边际电价法”，其中新能源企业采取定价挂牌交易模式。

用户侧按南疆、北疆分区交易，南疆用户优先出清。发电侧采取火电与新能源打捆交易模式，其中新能源打捆交易电量10%，按摘牌新能源企业装机容量平均分配。发电侧交易不分南北疆。

发电侧报价区间：火电以0.25元/千瓦时为基准，上下浮动22%，报价区间控制在0.195至0.305元之间；新能源按0.05元/千瓦时挂牌；用户侧报价按照发电侧让价的限价区间做相应报价。

（二）交易结算

1. 北疆地区按照“顺推法”执行：即发电企业让利后，价差全部传导电力用户，容量电费北疆维持原标准不变；

2. 南疆五地州按照“输配电价法”执行，即用户侧成交电价为：发电企业让利后上网电价+国家发改委批复输配电价+网损折价+政府基金附加组成：输配电价按《国家发展改革委办公厅核定新疆维吾尔自治区电力用户与发电企业直接交易输配电价的批复》（发改办价格〔2014〕1782号）标准执行，具体为平均电量电价0.137元/千瓦时，其中：110千伏为0.115元/千瓦时，220千伏为0.095元/千瓦时，基本电价按照最大需量33元/千瓦·月，变压器容量为26元/千伏安·月，损耗率按国家发改委核定线损电价0.015元/千瓦时执行；政府性基金及附加执行各地（州、市）电网现行标准。

3. 交易电量执行平段电价（不执行峰平谷电价），力率电费计算和执行不变。

4. 参加直接交易的发电企业和电力用户与电网企业的调度、结算等关系不变，由电网企业分别与电力用户和发电企业进行结算。

（三）电网安全校核

本次直接交易试点的安全校核“公开、透明”，基于新疆电网现状，按照“分

区、机群方式”开展安全校核，确保电网安全、民生供热。

（四）交易合同执行

本次直接交易采取入市承诺书+电子合同签订模式。交易主体（提前）签订入市承诺书，依据政府监管和主管部门发布的交易细则和方案，交易平台产生的直接交易结果确认单报备经信委、能监办确认后，作为发电企业购售电合同及电力用户供用电合同的补充协议，开展交易结算工作。

（五）直接交易偏差违约电量处理

采用市场化手段，依规解决直接交易偏差违约电量问题。按照月度清算，交易周期整体结算方式，每月 20 日前用电企业对下月用电计划进行一次修正申报，月度严格按照修正申报数据进行违约清算，同时相应调整发电侧发电计划。整个交易期结束后，对整体违约情况进行结算，并按照规则对违约方进行处罚。

（六）电网企业应公平、公正地向直接交易双方开放电网和提供输配电服务，并按规定向交易双方提供用电安全、用电质量等辅助服务及电力调度信息，将直接交易相关信息、合同及直接交易结果等报自治区经信委、新疆能监办备案。

六、组织实施

1. 自治区经信委牵头组织实施。负责电力用户和发电企业市场准入资质的审定。
2. 自治区发改委负责输配电价监管工作。
3. 自治区能监办负责监督直接交易实施细则的执行。
4. 新疆电力交易中心有限公司负责交易平台运营，组织实施直接交易、电力结算、安全校核和电量计划执行。
5. 各有关单位对执行过程中发现的重大问题，共同分析研究，进一步优化和改进直接交易工作。

