

**北京电力交易中心  
省间电力中长期交易实施细则（暂行）  
（报送稿）**

**2018年1月**



# 目 录

<b>1. 总则</b>	<b>1</b>
1.1 概述	1
1.2 原则	2
1.3 适用范围	3
<b>2. 市场成员</b>	<b>4</b>
2.1 概述	4
2.2 发电企业的权利和义务	4
2.3 电力用户的权利和义务	4
2.4 售电公司的权利和义务	5
2.5 电网企业的权利和义务	6
2.6 北京电力交易中心的权利和义务	8
2.7 有关省（市、自治区）电力交易中心、调度部门	9
<b>3. 市场准入和退出</b>	<b>10</b>
3.1 准入和退出条件	10
3.1.1 准入条件	10
3.1.2 退出条件	12
3.2 市场注册管理	13
<b>4. 交易品种及组织方式</b>	<b>17</b>
4.1 交易品种	17
4.2 交易组织方式	18
4.2.1 双边协商交易	19
4.2.2 集中竞价交易	19
4.2.3 挂牌交易	30
<b>5. 交易基本要求</b>	<b>32</b>
5.1 概述	32
5.2 交易组织时序	33
5.2.1 年度交易组织时序	33
5.2.2 月度交易组织时序	34
<b>6. 年度交易组织</b>	<b>35</b>
6.1 交易准备	35
6.2 年度优先发电计划落实	36
6.3 年度双边协商交易	37
6.3.1 交易机制	37

6.3.2	新能源发电企业与电力用户的直接交易.....	39
6.3.3	新能源发电企业与常规发电企业的发电权交易.....	40
6.4	年度集中竞价交易.....	41
6.4.1	交易机制.....	41
6.4.2	新能源发电企业与常规发电企业的发电权交易.....	43
6.5	年度挂牌交易.....	44
6.5.1	交易机制.....	44
6.5.2	新能源发电企业与常规发电企业的发电权交易.....	46
<b>7.</b>	<b>月度交易组织.....</b>	<b>48</b>
7.1	交易准备.....	48
7.2	年度优先发电计划申报及确认.....	49
7.3	月度双边协商交易.....	49
7.3.1	交易机制.....	49
7.3.2	新能源发电企业与电力用户的直接交易.....	51
7.3.3	抽蓄电量交易.....	53
7.3.4	合同转让交易.....	54
7.3.5	新能源发电企业与常规发电企业的发电权交易.....	54
7.3.6	合同回购交易.....	55
7.3.7	合同置换交易.....	56
7.4	月度集中竞价交易.....	56
7.4.1	交易机制.....	56
7.4.2	抽蓄电量交易.....	58
7.4.3	合同转让交易.....	59
7.4.4	新能源发电企业与常规发电企业的发电权交易.....	60
7.5	月度挂牌交易.....	61
7.5.1	交易机制.....	61
7.5.2	抽蓄电量交易.....	63
7.5.3	合同转让交易.....	64
7.5.4	新能源发电企业与常规发电企业的发电权交易.....	65
7.6	月度预挂牌交易.....	65
7.6.1	交易机制.....	65
7.6.2	应急支援交易.....	66
7.6.3	新能源发电企业的预挂牌交易.....	68
<b>8.</b>	<b>价格机制.....</b>	<b>70</b>

8.1	价格机制.....	70
8.2	基金与附加.....	72
8.3	回购、转让交易价格.....	72
<b>9.</b>	<b>合同管理.....</b>	<b>74</b>
9.1	合同类型.....	74
9.2	合同形式.....	74
9.3	合同内容.....	75
9.3.1	多年交易合同.....	75
9.3.2	年度交易合同.....	75
9.3.3	月度及短期交易合同.....	76
9.3.4	委托合同.....	76
9.4	合同签订.....	77
9.5	合同调整.....	78
9.6	合同解除.....	78
9.7	其他.....	78
<b>10.</b>	<b>安全校核与交易执行.....</b>	<b>80</b>
10.1	安全校核.....	80
10.2	交易计划编制.....	82
10.3	交易计划调整.....	83
10.4	交易执行优先级.....	84
10.4.1	交易周期执行优先级.....	84
10.4.2	交易品种执行优先级.....	85
10.4.3	交易计划调减原则.....	85
10.4.4	交易计划恢复原则.....	85
<b>11.</b>	<b>计量与结算.....</b>	<b>86</b>
11.1	计量点设置.....	86
11.2	计量装置.....	86
11.3	计量数据采集.....	87
11.4	计量数据确认和替代方法.....	87
11.5	电量结算.....	88
11.5.1	电量结算原则.....	88
11.5.2	电量结算流程.....	89
11.6	电费结算.....	90
<b>12.</b>	<b>偏差电量结算及考核.....</b>	<b>92</b>

12.1	概述.....	92
12.2	发电企业偏差结算及考核.....	93
12.2.1	优先发电电量部分.....	94
12.2.2	省间交易市场化电量部分.....	96
<b>13.</b>	<b>信息发布.....</b>	<b>99</b>
13.1	信息分类.....	99
13.1.1	按照信息保密要求和公开范围分类.....	99
13.1.2	按照信息内容和主要用途分类.....	101
13.2	信息管理.....	101
13.3	市场运营信息披露.....	103
13.4	市场主体信息披露.....	103
13.4.1	发电企业信息披露.....	103
13.4.2	电力用户信息披露.....	104
13.4.3	售电公司用户信息披露.....	105
13.4.4	电网企业信息披露.....	105
13.5	保密规定.....	106
<b>14.</b>	<b>违约与争议处理.....</b>	<b>108</b>
14.1	退出原则.....	108
14.2	违约处理.....	108
14.3	争议处理.....	109
<b>15.</b>	<b>风险防控与市场干预.....</b>	<b>111</b>
15.1	风险防控.....	111
15.2	市场中止.....	111
15.3	市场干预.....	112
15.4	应急处置.....	113
15.5	市场恢复.....	113
<b>16.</b>	<b>细则管理.....</b>	<b>114</b>
<b>17.</b>	<b>附则.....</b>	<b>115</b>
<b>18.</b>	<b>名词解释.....</b>	<b>116</b>
	附录 1: 交易组织流程图.....	121
	附录 2: 交易组织流程表.....	122
	附录 3: 交易品种.....	124
	附录 4: 符号说明.....	125

# 北京电力交易中心 省间电力中长期交易实施细则（暂行）

## 1. 总则

### 1.1 概述

1. 本实施细则名称为《北京电力交易中心省间电力中长期交易实施细则（暂行）》，以下简称细则。
2. 为配合发用电计划有序放开，推进电力市场建设，发挥北京电力交易中心交易平台作用，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，制定本细则。
3. 本细则按照《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）、《国家发展改革委 国家能源局关于印发〈电力中长期交易基本规则（暂行）〉的通知》（发改能源〔2016〕2784号）、《国家发展改革委 国家能源局关于北京、广州电力交易中心组建方案的复函》（发改经体〔2016〕415号）的有关要求进行编制，建立省间送受电的市场交易机制，促进能源资源大范围优化配置和可再生能源大范围消纳。
4. 本细则中，省间电力中长期交易（以下简称“省间交易”）主要

是指符合准入条件的发电企业、售电公司、电力用户、电网企业等市场主体，通过自主协商、集中竞价等市场化方式，与不同省级电网的其他市场主体开展的多年、年、季、月及月内多日（含周交易，下同）交易。

5. 本细则中，市场主体申报电量精确到电量量纲（兆瓦时）的整数位；市场主体申报电价为含税价格，精确到价格量纲（元/万千瓦时）的小数点后两位；市场主体申报时间精确到时间量纲（毫秒）的整数位。

## **1.2 原则**

1. 坚持“安全第一”的原则，确保电力系统安全稳定运行和电力有序供应，坚持电力电量统一平衡，保障电网运行安全水平。
2. 坚持落实国家能源战略的原则，积极发挥一体化交易平台作用，促进能源资源大范围优化配置，提升配置效益和效率。
3. 坚持市场化原则，尊重市场规律与市场主体意愿，强化交易合同与交易计划的严肃性，建立偏差电量处理机制。
4. 坚持节能减排，全面贯彻落实国家节能环保和清洁能源消纳政策，提高清洁能源发电比例，促进能源结构优化。
5. 坚持积极稳妥，平稳推进，兼顾各方利益，促进市场平稳、有序、可持续健康发展。
6. 坚持“公开、公平、公正”的原则，电力市场成员应严格遵守市场规则，自觉自律，不得操纵市场价格、损害其他市场主体的利益，确保市场运作规范透明。



### **1.3 适用范围**

1. 本细则适用于北京电力交易中心组织开展的所有省间交易。参与相关交易的市场主体，须遵守本细则。
2. 本细则适用多年、年、季、月及月内多日交易。

## **2. 市场成员**

### **2.1 概述**

1. 市场成员包括市场主体和电力交易机构、电网企业调度部门。市场主体包括各类发电企业、售电公司、电力用户和电网企业。
2. 有关省（市、自治区）电力交易中心和电网企业调度部门应配合开展省间交易工作。

### **2.2 发电企业的权利和义务**

1. 严格遵守有关法律法规、行业标准以及相关政府电力管理、监管部门的有关规程、规定。
2. 根据交易机构、电网企业调度部门管理职责范围，服从统一管理。
3. 按细则参与省间交易，签订和履行省间各类交易合同。
4. 获得公平的输电服务和电网接入服务。
5. 严格执行电网企业调度部门为保证电力系统安全稳定运行而下达的各类安全技术措施。
6. 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。
7. 法律法规所赋予的其他权利和义务。

### **2.3 电力用户的权利和义务**

1. 按细则参与省间交易，签订和履行电力交易合同，提供交易电力

- 电量需求、典型负荷曲线及其他生产信息等。
2. 获得公平的输配电服务和电网接入服务，按规定支付购电费、输配电费、政府性基金与附加等。
  3. 按规定披露和提供信息，获得市场交易和输配电服务等相关信息。
  4. 服从电网企业调度部门的统一调度，在系统特殊运行状况下（如事故、严重供不应求等），按电网企业调度部门的要求配合安排用电。
  5. 遵守相关政府电力管理部门有关电力需求侧管理的规定，执行有序用电管理，配合开展错避峰。
  6. 法律法规所赋予的其他权利和义务。

## **2.4 售电公司的权利和义务**

1. 按细则参与省间交易，签订和履行电力交易合同，约定交易、服务、结算、收费等事项。
2. 获得公平的输配电服务。
3. 按规定披露和提供信息，获得市场交易和输配电服务等相关信息。
4. 承担保密义务，不得泄露用户信息。
5. 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。
6. 具有配电业务的售电公司服从电网企业调度部门的统一调度，在系统特殊运行状况下（如事故、严重供不应求等），按电网企业

调度部门的要求配合安排有序用电。

7. 遵守相关政府电力管理部门有关电力需求侧管理的规定，配合执行有序用电管理，配合开展错峰避峰。
8. 对于拥有配电网的售电公司，应按照国家、电力行业和所在省（市、自治区）标准，承担配电网安全责任，提供安全、可靠的电力供应，履行保底供电服务和普遍服务，确保承诺的供电质量符合国家、电力行业和相关标准。
9. 对于拥有配电网的售电公司，应按照国家、电力行业和所在省（市、自治区）标准，按需负责配电网的投资、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。
10. 法律法规所赋予的其他权利和义务。

## **2.5 电网企业的权利和义务**

1. 严格遵守法律法规、行业标准以及相关政府电力管理、监管部门的规定，保障经营范围内输配电设施的安全、稳定、经济运行。
2. 为市场主体提供公平的输配电服务和电网接入服务，作为输电方签订交易合同并严格履行，并对其管辖的输、变、配电设备进行运行管理、检修维护。
3. 签订并执行厂网优先发电合同或执行优先发电计划，并承担省间电力中长期交易的保底供电职责。
4. 向发电企业、电力用户和售电公司提供报装、计量、抄表、维修、结算、收费、支付等各类供电服务，按规定收取输配电费并承担

市场主体的电费结算责任，负责归集交叉补贴，代收政府性基金，并按规定及时向有关发电公司和售电公司支付电费。

5. 在优先发购电和购电侧完全放开前，电网企业作为购电方市场主体代理优先购电的电力用户进行省间购电，受其他用户或发电企业委托代理购（售）电方参与省间交易，签订和履行达成的交易合同。
6. 电网企业调度部门主要职责为保证电网安全稳定运行，具体权利和义务如下：
  - （1）按调度规程实施电力调度，负责系统实时平衡，确保电网安全。
  - （2）负责建设、运行、维护和管理调度技术支持系统。
  - （3）按调度管辖范围负责安全校核，向北京电力交易中心提供安全校核结果及理由、电网设备停电检修安排、输电通道输电能力等信息，配合北京电力交易中心履行市场运营职能。
  - （4）合理安排电网运行方式，保障电力交易结果的执行。
  - （5）经国家相关部门授权，在特定情况下暂停执行市场交易结果。
  - （6）按规定披露和提供电网运行等相关信息。
  - （7）法律法规所赋予的其他权利和义务。
7. 向北京电力交易中心提供所需的有关信息，包括但不限于：关口表计量、电网规划、输电通道投运计划、输电价格方案、抽蓄电站抽水电量价格上限等信息，并按规定向市场主体披露有关信

息。

8. 法律法规所赋予的其他权利和义务。

## **2.6 北京电力交易中心的权利和义务**

1. 按细则在北京电力交易中心电力交易平台，组织和管理多年、年度、季度、月度及月内多日等各类省间电力中长期交易（以下简称“各类交易”）。
2. 拟定电力中长期交易细则，配合相关政府电力管理部门和国家能源局及派出机构对市场运营规则进行分析评估，提出修改建议。
3. 管理各类交易合同，组织签订优先发电合同和各类市场化交易合同。
4. 根据各类交易合同编制年度交易计划和月度交易计划。
5. 负责市场主体的注册及退出管理。
6. 负责提供电力交易结算凭证及相关服务。
7. 监视和分析市场运行情况，负责省间交易平衡分析预测。
8. 经授权在特定情况下干预市场，并于事后向相关政府电力管理部门和国家能源局派出机构申报、备案。
9. 建设、运营和维护电力交易平台。
10. 按规定披露和发布信息，保证信息披露及时、真实、准确和完整。
11. 配合开展市场主体信用评价，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。
12. 法律法规所赋予的其他权利和义务。

## **2.7 有关省（市、自治区）电力交易中心、调度部门**

1. 有关省（市、自治区）电力交易中心应配合北京电力交易中心做好市场主体注册、交易组织、交易结算、信息发布等省间交易相关的交易服务工作。
2. 有关省（市、自治区）电网企业调度部门应配合国调中心做好安全校核及建设、运行、维护、管理电网调度技术支持系统等工作。

## **3. 市场准入和退出**

### **3.1 准入和退出条件**

#### **3.1.1 准入条件**

1. 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、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（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。
2. 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，应符合国家及开展业务所在省（市、自治区）有关准入条件，并按程序完成注册后方可参与电力市场交易。
3. 发电企业、电力用户等市场主体按政府发布的交易主体动态目录进行注册，售电公司按《售电公司准入与退出管理办法》、《售电公司市场注册规范指引》有关规定履行注册、承诺、公示、备案等相关手续。
4. 原则上，参与市场交易的电力用户、售电公司全部电量进入市场，鼓励发电企业全部电量进入市场，不得随意退出市场。
5. 具体可参与交易的市场主体名单或范围，以北京电力交易中心发布的交易公告为准。

##### **3.1.1.1. 发电企业准入条件**

1. 依法取得核准和备案文件，取得电力业务许可证（发电类）。



2. 符合国家产业政策，国家规定的环保设施正常投运且达到环保标准要求。
3. 政府明确跨省消纳的发电企业、纳入省政府市场交易主体动态目录的发电企业，以及其他经国家有关部门或省政府同意的可参与省间交易。
4. 发电企业可委托电网企业代理参与省间交易，其中小水电、风电、光伏发电等可再生能源企业也可委托发电企业代理，委托必须签订委托协议。
5. 自备电厂暂不参与省间交易。

#### 3.1.1.2. 电力用户准入条件

1. 列入省（市、自治区）政府市场交易主体动态目录。
2. 符合国家和地方产业政策及节能环保要求，落后产能、违规建设和环保不达标、违法排污项目不得参与。
3. 拥有自备电源的用户应当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。
4. 委托电网企业、售电公司代理参与省间交易的电力用户，委托必须有委托协议。

#### 3.1.1.3. 售电公司准入条件

1. 按照国家发改委、国家能源局《售电公司准入及退出管理办法》（发改经体〔2016〕2120号）有关规定执行。
2. 完成电力交易平台注册手续，并列入所在省准入售电公司名单。

### 3.1.2 退出条件

1. 市场主体有以下情形的，相关政府电力管理部门和国家能源局及派出机构根据职能组织调查确认，提出警告，勒令整改：
  - (1) 市场主体违反国家有关法律法规和产业政策规定。
  - (2) 严重违反市场规则。
  - (3) 发生重大违约行为。
  - (4) 恶意扰乱市场秩序。
  - (5) 未履行定期报告披露义务。
  - (6) 拒绝接受监督检查。
2. 拒不整改的市场主体将被列入黑名单，按有关规定强制退出市场，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。
3. 退出省间交易的市场主体，由北京电力交易中心或相关电力交易机构进行注销，并向社会公示。强制退出的市场主体，应按合同承担相应违约责任，原则上3年内不得直接参与电力市场交易。自愿退出的市场主体，应按合同承担相应违约责任，原则上2年内不得直接参与电力市场交易。
4. 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，应至少提前45天以书面形式告知国家能源局或相应派出机构、北京电力交易中心以及电网企业、电力用户、发电企业等相关方。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。
5. 电力用户无法履约的，应至少提前45天以书面形式告知电网企

业、售电公司、发电企业、电力交易机构等相关方，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。

### **3.2 市场注册管理**

1. 北京电力交易中心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后，报国家发改委、国家能源局备案后执行。
2. 市场主体注册申请材料，包括但不限于：
  - (1) 公司法定代表人（或委托代理人）签署的书面申请，内容包括：申请的交易主体类别，公司名称，公司通信地址、邮政编码、联系人、联系电话、电子信箱地址等。
  - (2) 公司的企业法人营业执照复印件。
  - (3) 相应的电力业务许可证复印件。
  - (4) 公司最近三年经会计师事务所审计的企业法人年度财务报告或验资报告及国家有关部门规定的其他相关会计资料。
  - (5) 公司章程、公司股权结构及股东的有关情况。
  - (6) 发电企业提交所有机组的详细技术参数，包括但不限于：机组装机容量、最大出力、最小出力等。
  - (7) 发电企业还需提交有关自动化系统、数据通信系统等技术条件满足电力市场要求的证明材料，包括：具备符合计量规则的计量设备，具备电力调度数据网络接入条件，数据网络满足电力二次安全防护条件；接入电力市场技术支持系统的终端设备或系统满足电力二次安全防护条件；电厂需提供远动信息接入及 AGC 控制能力，并符合所属专业管

理的技术标准和《并网调度协议》的要求。

(8) 售电公司提交有关信息，包括但不限于：经营范围、资产总额、拟售电量规模、配网有关情况及相关电力用户有关信息。

(9) 电力用户及其用电单元提交有关信息，包括但不限于：用电地址、接入电压、计量关口等。

(10) 电网企业提交有关信息，包括但不限于：供电范围、最高电压等级、电网接线图等有关信息。

3. 北京电力交易中心应自市场主体提交注册申请之日起 5 个工作日内，完成对材料的初步审查：

(1) 对申请材料齐备的，通知申请单位已经受理。

(2) 对申请材料不齐备的，通知申请单位补齐；申请单位接收到通知后，应尽快补充资料，按照规定的格式向北京电力交易中心补充注册申请内容。

(3) 对申请材料不符合要求的，应当通知申请单位修改和补充，申请单位必须自通知发出之日起 20 个工作日内按要求完成。申请单位修改和补充材料的时间不计算在审查工作时限内。

(4) 北京电力交易中心对不予注册的，应当通过电力交易平台通知申请单位并说明理由。

4. 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。已经在北京电力交易中心和省（市、区，下同）电力交易机构完成注

册的市场主体，通过北京电力交易中心与各省电力交易机构的信息交互实现市场主体信息共享。

5. 只参加省间交易的市场主体直接在北京电力交易中心注册；同时参加省间交易和省内交易的市场主体可以自愿选择在北京电力交易中心或所在省电力交易机构注册，无需重复注册；售电公司注册按照《售电公司准入与退出管理办法》（发改经体〔2016〕2120号）和《售电公司市场注册规范指引》（试行）执行。
6. 对北京电力交易中心的决定有异议的，申请单位可以在收到处理通知之日起 30 日内向电力市场管理委员会提请复议。
7. 已通过注册的市场主体，应办理北京电力交易中心技术认可的数字交易证书，由北京电力交易中心通过电力交易平台为每一市场主体分配交易权限。
8. 市场主体注册变更，发电企业、电力用户可向原注册地交易中心提出注册变更申请，售电公司注册变更须按照《售电公司市场注册规范指引（试行）》相关规定执行。有关电力交易中心按照注册管理工作制度有关规定办理。信息变更包括但不限于：
  - （1）因新建、扩建、兼并、重组、合并、分立等导致市场主体股权、经营权、营业范围发生变化的。
  - （2）企业更名、法人变更的。
  - （3）企业主要产品类型更换的。
  - （4）发电企业通过设备改造、大修、变更等，关键技术参数发生变化的。
  - （5）企业银行账号变更的。

- (6) 其他与市场准入资质要求相关的信息变更等。
9. 出现下列情况之一者，北京电力交易中心应注销其市场主体资格：
- (1) 已注册的市场主体发生破产、关停等变化，应通过电力交易平台提出申请，经国家能源局派出机构批准后，报北京电力交易中心办理注销手续。
  - (2) 对违反市场规则、不能继续满足市场准入条件的市场主体，按规定列入黑名单，并由国家能源局派出机构对其处罚，由北京电力交易中心进行注销处理。
10. 市场主体资格注销后，必须执行下列规定：
- (1) 该市场主体必须按规定，停止其在市场中的所有交易及活动。
  - (2) 该市场主体必须结清与所有相关市场主体的账目及款项。
  - (3) 该市场主体应将所有已签订的交易合同履行完毕或转让，并妥善处理相关事宜。
  - (4) 该市场主体与其他市场主体存在的争议按照此前合同约定解决。

## 4. 交易品种及组织方式

### 4.1 交易品种

1. 省间交易按照交易标的分为省间电力直接交易、省间外送交易和省间合同交易。优先发电电量现阶段视为厂网双边交易电量，签订厂网间购售电合同，纳入省间电力中长期交易范畴，以合同方式予以保障执行，其全部电量交易、执行和结算均需符合本细则相关规定。
2. 省间电力直接交易指发电企业与电力用户、售电公司按照自愿参与的原则直接进行的购售电交易，相应电网企业按规定提供输配电服务。
  - (1) 具备条件的地区可在年度交易分解至月度交易的基础上，开展分时（如峰平谷）的电量交易。
  - (2) 鼓励新能源发电企业与储热、储能、电采暖、蓄冷等可中断负荷电力用户、电能替代用户开展电力直接交易。
3. 省间外送交易指发电企业与电网之间，或者送受端电网之间开展的购售电交易，相应电网企业按规定提供输配电服务。
  - (1) 省间外送交易主要为了实现促进清洁能源外送、保障电网供需平衡等目的，按照自愿参与的原则开展，通过市场化方式组织。
  - (2) 鼓励清洁能源发电企业与抽蓄电站或其所在地的电网企业试点开展年度、月度抽蓄电站富裕抽水电量省间交易（以下简称“抽蓄电量交易”）。

4. 省间合同交易指不影响相关方利益的前提下，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，也称发电权交易。省间合同交易按照组织类型分为合同回购、合同转让和合同置换。
  - (1) 合同回购交易是由原合同各方协商一致，由售电方回购部分交易电量。回购电量、价格由合同双方协商确定。
  - (2) 合同转让交易是指将合同的全部或部分电量转让给合同之外的第三方的交易。
  - (3) 合同置换交易是指交易双方将各自的售电（或购电）合同执行时间段进行置换，保持双方全年总的合同电量不变。
5. 按照电力交易期限分为多年（2年及以上）、年度、季度、月度交易及月内多日等中长期交易。一般按照年度、月度交易时序开展，必要时可开展月内多日的中长期交易，抽蓄电量交易在初期只开展月度交易。
6. 多年交易需分解到年度，年度、季度交易需分解到月度。

## **4.2 交易组织方式**

1. 按照电力交易组织方式分为双边协商、集中竞价、挂牌交易等。
2. 各类交易按照本细则组织开展，具体组织时结合交易公告执行，交易公告中需明确市场主体、交易关口及标的、交易方式、价格（价差）、结算、具体时间安排、相关交易参数等内容。



### **4.2.1 双边协商交易**

1. 双边协商交易是指市场主体之间自主协商交易电量（电力）、价格，形成双边协商交易初步意向，通过电力交易平台进行申报确认，经电网企业调度部门安全校核后，形成双边协商交易结果。
2. 若安全校核未通过，由电网企业调度部门出具安全校核结果，明确校核不通过的具体电量并说明原因，由北京电力交易中心予以公布并对无约束成交结果进行调减，直至通过安全校核。
3. 鼓励在双边协商交易中约定交易的电力曲线，并在安全校核未通过时，最后调减约定电力曲线的交易合同。

### **4.2.2 集中竞价交易**

1. 集中竞价交易是指所有市场主体均通过电力交易平台申报电量、价格等信息，以申报截止前最后一次的有效申报作为最终申报，经电网企业调度部门安全校核后，形成集中竞价交易结果。
2. 电力交易平台根据细则统一进行市场出清（按照 4.2.2.1 边际电价法或 4.2.2.2 报价撮合法确定）。
3. 若安全校核未通过，由电网企业调度部门出具安全校核结果，明确校核不通过的具体电量并说明原因，由北京电力交易中心予以公布并对无约束成交结果进行调减，直至通过安全校核。
4. 鼓励在集中竞价交易中分解电力曲线，可逐步细化至峰、平、谷段电量，分别进行集中竞价出清，并在安全校核未通过时，最后调减约定电力曲线的交易合同。

#### 4.2.2.1 边际电价法计算流程

1. 所有成交电量均采用统一价格进行出清的方法，称为边际电价法。
2. 边际电价法一般以价格申报方式组织交易；对于未批复输配电价地区，可采用价差传导方式组织交易。

##### 4.2.2.1.1 价格申报方式

1. 申报截止后，电力交易机构根据交易公告，将发电企业、电力用户、售电公司、电网企业申报的购电价格、售电价格，考虑输配电价（含网损）、政府基金及附加后统一折算到落地侧交易关口，形成折算后的购电方报价和售电方报价。
2. 折算后的购电方报价由高到低排序形成购电方申报曲线；价格相同时，按“时间优先”的顺序依次分配成交电量；当以上条件均相同时，按申报电量等比例分配成交电量。
3. 折算后的售电方报价由低到高排序形成售电方申报曲线；价格相同时，按照“可再生能源优先，节能环保优先（能耗低优先，下同），时间优先”的顺序排序；当以上条件均相同时，按申报电量等比例分配成交电量。
4. 边际电价的确定方法为：
  - （1）当购电方申报曲线与售电方申报曲线有交叉，交叉点对应的价格为边际出清价格。折算后的售电方报价低于边际出清价格的售电方申报电量，以及折算后的购电方报价高于边际出清价格的购电方申报电量均成交。如果等于边际出

清价格的购电方申报电量与售电方申报电量不相等，按照较小的申报电量成交。

边际出清价格  $P_0$ ，满足：

$$F_{\text{购电方申报曲线}}(P_0) = F_{\text{售电方申报曲线}}(P_0)$$

售电方可成交电量  $Q_{\text{售}}$  为：

$$Q_{\text{售}} = \sum_{p=0}^{p=P_0} Q_s(p)$$

其中， $Q_s(p)$  为售电方在价格  $p$  处的申报电量。

购电方可成交电量  $Q_{\text{购}}$  为：

$$Q_{\text{购}} = \sum_{p=P_0}^{p=P_{G\max}} Q_G(p)$$

其中， $Q_G(p)$  为购电方在价格  $p$  处的申报电量， $P_{G\max}$  为购电方报价最大值。

最终成交电量  $Q_0$  为：

$$Q_0 = \min\{Q_{\text{售}}, Q_{\text{购}}\}$$

(2) 当购电方申报曲线与售电方申报曲线没有交叉，且折算后的购电方报价曲线大于售电方报价曲线时，成交总电量为购电方曲线高于售电方申报曲线对应的购电方与售电方申报总电量的较小者。此时，边际出清价格依据购、售电方报价的差值系数  $K_1$  来确定。该系数随市场交易供需情况调整（必要时需经北京电力交易中心市场管理委员会审议通过，下同），由北京电力交易中心在市场交易公告中发布。

报价差值  $P_{\text{价差}}$  为：

$$P_{\text{价差}} = P_{G\min} - P_{S\max}$$

其中， $P_{G\min}$  为折算后的购电方成交电量报价的最小值， $P_{S\max}$

折算后的售电方成交电量报价的最大值。

当购电方报价始终大于售电方报价时，有

$$F_{\text{购电方申报曲线}}(P_0) > F_{\text{售电方申报曲线}}(P_0)$$

边际出清价格  $P_0$  为：

$$P_0 = P_{G\min} - K_1 \times P_{\text{价差}}$$

或

$$P_0 = P_{S\max} + (1 - K_1) \times P_{\text{价差}}$$

其中， $K_1$  ( $0 < K_1 < 1$ ) 为报价差值系数。

售电方可成交电量  $Q_{\text{售}}$  为：

$$Q_{\text{售}} = \sum_{p=P_{S\min}}^{p=P_0} Q_S(p)$$

其中， $Q_S(p)$  为售电方在价格  $p$  处的申报电量， $P_{S\min}$  为售电方报价最小值。

购电方可成交电量  $Q_{\text{购}}$  为：

$$Q_{\text{购}} = \sum_{p=P_0}^{p=P_{G\max}} Q_G(p)$$

其中， $Q_G(p)$  为购电方在价格  $p$  处的申报电量， $P_{G\max}$  为购电方报价最大值。

最终成交电量  $Q_0$  为：

$$Q_0 = \min\{Q_{\text{售}}, Q_{\text{购}}\}$$

(3) 当购电方申报曲线与售电方申报曲线没有交叉，且折算后的购电方报价始终小于折算后的售电方报价时，没有成交电量。

当购电方报价始终小于售电方报价时，有

$$F_{\text{购电方申报曲线}}(P_0) < F_{\text{售电方申报曲线}}(P_0)$$

最终成交电量  $Q_0$  为：

$$Q_0=0$$

5. 根据边际出清价格，考虑折算至落地侧交易关口、输配电价（含网损）、政府基金和附加后，形成购电方出清价格和售电方出清价格。

#### **4.2.2.1.2 价差传导方式**

1. 申报截止后，电力交易机构根据交易公告，将发电企业、电力用户、售电公司、电网企业申报的购电价差、售电价差，考虑网损后统一折算到落地侧交易关口，形成折算后的购电方价差和售电方价差。
2. 折算后的购电方价差为与落地侧现行目录电价的价差，折算后的售电方价差为其在落地电价的价差。价差上浮为正，价差下浮为负。
3. 折算后的购电方价差由高到低排序形成购电方申报曲线；价差相同时，按“时间优先”的顺序依次分配成交电量；当以上条件均相同时，按申报电量等比例分配成交电量。
4. 折算后的售电方价差由低到高排序形成售电方申报曲线；价差相同时，按照“可再生能源优先，节能环保优先，时间优先”的顺序排序；当以上条件均相同时，按申报电量等比例分配成交电量。
5. 边际电价的确定方法为：
  - (1) 当购电方申报曲线与售电方申报曲线有交叉，交叉点对应的价差经计算后为边际出清价格。折算后的售电方价差低于交叉点对应价差的售电方申报电量，以及折算后的购电方价差高于交叉点对应价差的购电方申报电量均成交。如

果等于交叉点对应价差的购电方申报电量与售电方申报电量不相等，按照较小的申报电量成交。

交叉点对应价差 $\Delta P_0$ ，满足：

$$F_{\text{购电方申报曲线}}(\Delta P_0) = F_{\text{售电方申报曲线}}(\Delta P_0)$$

售电方可成交电量 $Q_{\text{售}}$ 为：

$$Q_{\text{售}} = \sum_{\Delta p = \Delta p_{s\min}}^{\Delta p = \Delta p_0} Q_s(\Delta p)$$

其中， $Q_s(\Delta p)$ 为售电方在价差 $\Delta p$ 处的申报电量， $\Delta p_{s\min}$ 为售电方差价最小值。

购电方可成交电量 $Q_{\text{购}}$ 为：

$$Q_{\text{购}} = \sum_{\Delta p = \Delta p_0}^{\Delta p = \Delta p_{G\max}} Q_G(\Delta p)$$

其中， $Q_G(\Delta p)$ 为购电方在价差 $\Delta p$ 处的申报电量， $\Delta p_{G\max}$ 为购电方价差最大值。

最终成交电量 $Q_0$ 为：

$$Q_0 = \min\{Q_{\text{售}}, Q_{\text{购}}\}$$

(2) 当购电方申报曲线与售电方申报曲线没有交叉，且折算后的购电方曲线大于售电方报价曲线时，成交总电量为购电方曲线高于售电方申报曲线对应的购电方与售电方申报总电量的较小者。此时，边际出清价格依据购、售电方申报价差的差值系数 $K_2$ 来确定。该系数随市场交易供需情况调整，由北京电力交易中心在市场交易公告中发布。

价差差值 $\Delta P_{\text{价差}}$ 为：

$$\Delta P_{\text{价差}} = \Delta P_{G\min} - \Delta P_{S\max}$$

其中， $\Delta P_{G\min}$ 为折算后的购电方成交电量申报价差的最小

值， $\Delta P_{Smax}$  为折算后的售电方成交电量申报价差的最大值。

当购电方价差始终大于售电方价差时，有

$$F_{\text{购电方申报曲线}}(\Delta P_0) > F_{\text{售电方申报曲线}}(\Delta P_0)$$

边际出清价差 $\Delta P_0$ 为：

$$\Delta P_0 = \Delta P_{Gmin} - K_2 \times \Delta P_{\text{价差}}$$

或 
$$\Delta P_0 = P_{Smax} + (1 - K_2) \times \Delta P_{\text{价差}}$$

其中， $K_2$  ( $0 < K_2 < 1$ ) 为价差差值系数。

售电方可成交电量  $Q_{\text{售}}$  为：

$$Q_{\text{售}} = \sum_{\Delta p = \Delta P_{Smin}}^{\Delta p = \Delta P_0} Q_s(\Delta p)$$

其中， $Q_s(\Delta p)$  为售电方在价差  $\Delta p$  处的申报电量， $\Delta P_{Smin}$  为售电方价差对应最小值。

购电方可成交电量  $Q_{\text{购}}$  为：

$$Q_{\text{购}} = \sum_{\Delta p = \Delta P_0}^{\Delta p = \Delta P_{Gmax}} Q_G(\Delta p)$$

其中， $Q_G(\Delta p)$  为购电方在价差  $\Delta p$  处的申报电量， $\Delta P_{Gmax}$  为购电方价差对应最大值。

最终成交电量  $Q_0$  为：

$$Q_0 = \min\{Q_{\text{售}}, Q_{\text{购}}\}$$

(3) 当购电方申报曲线与售电方申报曲线没有交叉，且折算后的购电方价差始终小于折算后的售电方价差时，没有成交电量。

当购电方价差始终小于售电方价差时，有

$$F_{\text{购电方申报曲线}}(\Delta P_0) < F_{\text{售电方申报曲线}}(\Delta P_0)$$

最终成交电量  $Q_0$  为：

$$Q_0=0$$

6. 根据边际出清价格，考虑折算至落地侧交易关口，考虑网损后形成购电方出清价格和售电方出清价格。

#### 4.2.2.2 报价撮合法计算流程

1. 将购电方、售电方申报价格（差）配对，形成竞争交易价格（差）进行出清的方法，称为报价撮合法。
2. 报价撮合法一般以价格申报方式组织交易；对于未批复输配电价地区，可采用价差传导方式组织交易。
3. 报价撮合法形成价格可仅作为事后结算依据，由北京电力交易中心分别安排购电方、售电方交易计划，不限定撮合匹配对应关系，事后售电侧、购电侧分别根据撮合结果进行结算和偏差考核。

##### 4.2.2.2.1 价格申报方式

1. 申报截止后，电力交易机构根据交易公告，将发电企业、电力用户、售电公司、电网企业申报的购电价格、售电价格，考虑输配电价（含网损）、政府基金及附加后统一折算到落地侧交易关口，形成折算后的购电方报价和售电方报价。
2. 折算后的购电方报价由高到低排序；价格相同时，按“时间优先”的顺序排序；当以上条件均相同时，按申报电量等比例分配成交电量。
3. 折算后的售电方报价由低到高排序；价格相同时，按照“可再生能源优先，节能环保优先，时间优先”的顺序排序；当以上条件均相同时，按申报电量等比例分配成交电量。



4. 依次按顺序将折算后的购电方报价与售电方报价相减形成价差对  $P_{\text{价差对}}$ 。

$$P_{\text{价差对}} = P_{\text{购电方报价}} - P_{\text{售电方报价}}$$

其中， $P_{\text{购电方报价}}$ 为折算后的购电方报价， $P_{\text{售电方报价}}$ 为折算后的售电方报价。

5. 报价撮合的确定方法为：

(1) 当折算后的购电方报价大于折算后的售电方报价，则匹配成交电量为配对双方申报电量的较小者，成交价格以配对双方报价的价差对系数  $K_3$  来确定。该系数随市场交易供需情况调整，由北京电力交易中心在市场交易公告中发布。

当购电方报价大于售电方报价时，有

$$P_{\text{购电方报价}} > P_{\text{售电方报价}}$$

成交价格  $P_{\text{购}}$ 、 $P_{\text{售}}$  分别为：

$$P_{\text{购}} = P_{\text{购电方报价}} - K_3 \times P_{\text{价差对}}$$

$$P_{\text{售}} = P_{\text{售电方报价}} + (1 - K_3) \times P_{\text{价差对}}$$

其中， $K_3$  ( $0 < K_3 < 1$ ) 为报价的价差对系数。

成交电量  $Q_0$  为：

$$Q_0 = \min\{Q_{\text{售}}, Q_{\text{购}}\}$$

(2) 当折算后的购电方报价等于折算后的售电方报价，则匹配成交电量为配对双方申报电量的较小者，成交价格为配对双方申报价格。

当购电方报价等于售电方报价时，有

$$P_{\text{购电方报价}} = P_{\text{售电方报价}}$$

成交价格  $P_{\text{购}}$ 、 $P_{\text{售}}$  分别为：

$$P_{\text{售}} = P_{\text{购}} = P_{\text{购电方报价}} = P_{\text{售电方报价}}$$

成交电量  $Q_0$  为：

$$Q_0 = \min\{Q_{\text{售}}, Q_{\text{购}}\}$$

(3) 在撮合剩余的购、售电量申报中，按以上原则进行交易匹配，直到所有申报的购电量（或售电量）均已成交或折算后的购电方报价低于折算后的售电方报价为止。

6. 针对每一个交易对的成交价格及交易关口，考虑输配电价（含网损）和政府基金后折算出每一个交易对双方的购电方出清价格和售电方出清价格。

#### 4.2.2.2.2 价差传导方式

1. 申报截止后，电力交易机构根据交易公告，将发电企业、电力用户、售电公司、电网企业申报的购电价差、售电价差，考虑网损后统一折算到落地侧交易关口，形成折算后的购电方价差和售电方价差。
2. 折算后的购电方价差为与落地侧现行目录电价的价差，折算后的售电方价差为其在落地侧上网电价的价差。价差下浮为负，价差上浮为正。
3. 折算后的购电方价差由高到低排序；价差相同时，按“时间优先”的顺序排序；当以上条件均相同时，按申报电量等比例分配成交电量。
4. 折算后的售电方价差由低到高排序；价差相同时，按照“可再生能源优先，节能环保优先，时间优先”的顺序排序；当以上条件

均相同时，按申报电量等比例分配成交电量。

5. 依次按顺序将折算后的购电方价差与售电方价差相减形成价差对 $\Delta P_{\text{价差对}}$ 。

$$\Delta P_{\text{价差对}} = \Delta P_{\text{购电方价差}} - \Delta P_{\text{售电方价差}}$$

其中， $\Delta P_{\text{购电方价差}}$ 为购电方价差， $\Delta P_{\text{售电方价差}}$ 为售电方价差。

6. 报价撮合的确定方法为：

- (1) 当折算后的购电方价差大于折算后的售电方价差，则匹配成交电量为配对双方申报电量的较小者，成交价格以配对双方价差的价差对系数 $K_4$ 来确定。该系数随市场交易供需情况调整，由北京电力交易中心在市场交易公告中发布。

当购电方价差大于售电方价差时，有

$$\Delta P_{\text{购电方价差}} > \Delta P_{\text{售电方价差}}$$

成交价差 $\Delta P_{\text{购}}$ 、 $\Delta P_{\text{售}}$ 分别为：

$$\Delta P_{\text{购}} = \Delta P_{\text{购电方价差}} - K_4 \times \Delta P_{\text{价差对}}$$

$$\Delta P_{\text{售}} = \Delta P_{\text{售电方价差}} + (1 - K_4) \times \Delta P_{\text{价差对}}$$

其中， $K_4$  ( $0 < K_4 < 1$ ) 为报价的价差对系数。

成交量 $Q_0$ 为：

$$Q_0 = \min\{Q_{\text{售}}, Q_{\text{购}}\}$$

- (2) 当折算后的购电方价差等于折算后的售电方价差，则匹配成交电量为配对双方申报电量的较小者，成交价格为配对双方申报价差。

当购电方价差等于售电方价差时，有

$$\Delta P_{\text{购电方价差}} = \Delta P_{\text{售电方价差}}$$

成交价差 $\Delta P_{\text{购}}$ 、 $\Delta P_{\text{售}}$ 分别为：

$$\Delta P_{\text{售}} = \Delta P_{\text{购}} = \Delta P_{\text{购电方价差}} = \Delta P_{\text{售电方价差}}$$

成交电量  $Q_0$  为：

$$Q_0 = \min\{Q_{\text{售}}, Q_{\text{购}}\}$$

(3) 在撮合剩余的购、售电量申报中，按以上原则进行交易匹配，直到所有申报的购电量（或售电量）均已成交或折算后的购电方价差大于折算后的售电方价差为止。

4. 针对每一个交易对的成交价格及落地侧交易关口，考虑网损后形成购电方出清价格和售电方出清价格。

### 4.2.3 挂牌交易

1. 挂牌交易是市场主体通过电力交易平台，提出购电、售电或合同的电量和价格等申请信息，北京电力交易中心根据市场交易情况面向所有符合资格的市场主体发布挂牌交易公告及交易合同事项，经电网企业调度部门安全校核后，形成挂牌交易结果。
2. 挂牌交易启动后，参与挂牌交易的市场主体在规定的时段内按照交易公告约定的交易要素申报交易意向。在条件允许的情况下，电力用户和售电公司等市场主体可分交易时段和电力曲线申报。
3. 市场主体申报总电量不得超过挂牌交易上限，售电方市场主体还需考虑其完成其他合同电量后的交易空间，须在其发电能力之内。
4. 达到挂牌交易上限后，电力交易平台关闭挂牌交易申报，参与挂

牌交易的市场主体按照“时间优先”原则进行摘牌。

5. 市场主体在挂牌交易期间只能进行一次挂牌申报，但可以摘牌多笔挂牌电量。如果同一笔挂牌电量被多家摘牌，则按照摘牌申报时间依序形成交易合同，电力交易平台根据摘牌意愿即时滚动更新剩余交易空间。若摘牌时间相同，则按申报电量等比例依次分配交易电量。
6. 根据市场供需情况和市场主体需求，挂牌交易可与集中竞价交易一并组织。

## 5. 交易基本要求

### 5.1 概述

1. 现阶段，国家计划、政府间框架协议优先发电外的省间送电，主要通过双边协商、集中竞价、挂牌交易的方式进行。
2. 允许售电公司代理电力用户参加市场交易，符合准入条件参加省间交易的电力用户在同一时期内可自行或仅委托一家售电公司参与省间交易。
3. 已经达成的交易合同，经交易各方协商一致并通过安全校核后，可以按照市场化的方式进行回购、转让或者置换。原则上，合同交易随年度、月度交易同时组织。
  - (1) 双边协商交易期间可同时提交双边协商达成的合同交易意向。
  - (2) 集中竞价交易期间可同时组织合同电量的集中竞价交易。
  - (3) 可再生能源省间交易合同，原则上只能可再生能源机组之间进行合同转让交易。
4. 任何一次交易组织中（多年、年度、季度或月度），同一市场主体不能同时开展购电和售电交易，只能二者选其一，鼓励有关市场主体签订3年以上的省间电力中长期交易合同。
5. 经政府有关部门授权或许可，北京电力交易中心可制定电能量交易标准化合约，确定合同的交割时间、方式和电量。
6. 市场主体按照自主自愿原则对交易合同相关条款进行修改或补充，具备条件的，鼓励购、售双方分解至电力曲线签订交易合同。

7. 交易组织时间为参考时间，必要时可根据交易组织需要进行调整，具体时间以交易公告为准。

## **5.2 交易组织时序**

### **5.2.1. 年度交易组织时序**

1. 确定省间优先发电电量。落实国家能源战略，确保清洁能源优先消纳，确定跨省跨区送受电中的国家计划、地方政府间协议的省间年度优先发电计划，国家计划分配的电量由各省市按国家政策执行。
2. 以省间优先发电计划及考虑月度交易规模作为边界，依次开展年度双边协商交易、集中竞价交易和挂牌交易，鼓励市场主体签订电力曲线合同。如果年度双边协商已满足全部年度交易需求，则可不开展年度集中竞价、年度挂牌交易。
3. 合同转让交易随年度交易一并开展。
4. 省间年度交易一般先于省内年度交易开展，市场主体均可自愿选择参与。
5. 北京电力交易中心在各类交易结束后，应根据经安全校核后的交易结果，于每年12月最后1个工作日前（如遇节假日可调整，下同），将年度市场化交易结果进行汇总并发布，发布信息中应包括年度汇总后的交易结果和分项交易结果。
6. 电网企业调度部门应合理安排电网运行方式，保障交易结果的执行。

### 5.2.2. 月度交易组织时序

1. 由相关市场主体对年度优先发电计划按月分解电量的交易意向再次申报电量，以此次申报且经相关市场主体确认的结果作为结算、考核基准。年度优先发电计划按月分解后，可随月度交易组织一并重新申报和确认，以签订的年度市场化交易合同作为结算依据。
2. 以年度优先发电计划和年度市场化交易电量按月分解后的电量作为月度交易边界，依次开展月度双边协商、集中竞价、挂牌交易，鼓励市场主体签订电力曲线合同。如果月度双边协商已满足全部交易需求，则可不开展月度集中竞价、月度挂牌交易。
3. 月度电量交易结果公布后，相关市场主体可参与合同转让、合同回购、合同置换交易。原则上，合同转让交易只能对次月及后续月份的年（季）度交易合同分解电量进行转让。
4. 视市场交易情况，开展月度预挂牌交易，主要以应急支援交易方式组织（参见 7.6.2）。
5. 年内其他交易组织参考月度交易组织方式，与月度交易一并组织。
6. 北京电力交易中心在各类交易结束后，应根据经安全校核后的交易结果，于每月最后 3 个工作日内，将本月市场化交易结果进行汇总并发布，发布信息中应包括月度汇总后的交易结果和分项交易结果。
7. 电网企业调度部门应合理安排电网运行方式，保障交易结果的执行。



## 6. 年度交易组织

### 6.1 交易准备

1. 年度市场交易分为双边协商交易、集中竞价交易和挂牌交易三种方式，执行过程中可根据市场运营实际和市场主体需要进行调整，于每年 12 月初组织开展下一年的年度市场交易。
2. 每年 12 月初，国调中心及其分中心应向北京电力交易中心提供以下信息：
  - (1) 次年主要输电设备停电检修计划（含国调中心直调发电机组，按照年度计划分解到月）。
  - (2) 次年各输电通道输电能力（分解到月）。
3. 每年 12 月第 1 周的最后 1 个工作日前，北京电力交易中心通过电力交易平台发布年度市场交易相关市场信息和交易公告，包括但不限于：
  - (1) 次年交易输电通道剩余可用输送能力情况（分解到月）。
  - (2) 次年省间全社会、统调口径电力电量供需预测。
  - (3) 次年参与市场用户年度总需求及分月需求预测。
  - (4) 年度交易准入范围、交易预计规模等。
  - (5) 市场主体的基本信息及信用等级评价信息等。
  - (6) 次年集中竞价系数、偏差考核系数、结算系数等。
4. 电网企业通过电力交易平台发布交易输电价格方案和次年已安排的省间优先发电计划及输电通道安排（分解到月）。若市场主体无法按时确定其年度优先发电电量，由北京电力交易中心参照

其上年交易情况安排年度交易计划。

5. 年度电力中长期交易全部完成后，统一进行安全校核。
6. 北京电力交易中心在年度交易结束后，应当根据经安全校核后的交易结果，将年度市场交易结果进行汇总并发布，发布信息中应包括年度汇总后的交易结果和分项交易结果。

## **6.2 年度优先发电计划落实**

1. 在年度市场交易相关市场信息和交易公告之前，于每年 12 月第 1 周的第 1 个工作日开展年度优先发电计划落实工作，组织时间为 3 个工作日。
2. 按照国家计划、政府间协议及相关政策规定，由相关市场主体在规定时间内通过电力交易平台完成年度优先发电合同的签订工作，并纳入年度交易计划。
3. 相关电网企业签订次年交易合同（含补充协议）时应遵循以下规定：
  - （1）应确定优先发电电量规模，结合电网安全、供需形势、电源结构等，科学安排可再生能源优先发电。
  - （2）应明确年度电量规模及分月计划、送受电曲线、交易价格等，纳入送、受电省优先发电计划，并优先安排输电通道。
4. 年度优先发电电量应按月分解、单独结算并考核偏差。

## 6.3 年度双边协商交易

### 6.3.1 交易机制

1. 参加年度双边协商交易的市场主体包括准入的发电企业、电力用户、售电公司、电网企业，主要开展电力直接交易、省间外送交易、合同转让交易。
2. 每年 12 月第 2 周的第 1 个工作日，年度双边协商交易开市。市场主体经过双边协商分别形成年度电力直接交易、年度省间外送交易、年度双边合同转让交易（针对此前已签订合同的交易，下同）的意向协议。
3. 年度双边协商交易意向通过电力交易平台提交至相关电力交易机构，申报时间原则上不超过 1 个工作日。
4. 在年度双边协商交易市场闭市前，市场主体可在任意时间修改年度双边协商交易意向。
5. 签订的年度双边协商交易意向协议应包括年度总量及全年各月的分解电量、交易价格等。
6. 售电方应首先登录电力交易平台，按照规定格式录入分年、分月交易电量、交易价格、违约电量赔偿标准等信息；然后，相关购电方登录电力交易平台，确认售电方录入的信息。
7. 北京电力交易中心于 3 个工作日内，依据发电机组能力、允许交易电量上限和通道输电能力对年度双边协商交易意向进行审核、汇总，形成年度双边协商无约束交易结果，并通过电力交易平台进行发布。
8. 北京电力交易中心在发布无约束交易结果同时，将交易结果提交

- 至国调中心与其他年度交易一并进行安全校核。
9. 国调中心原则上于 7 个工作日内完成年度电力中长期交易的安全校核，并将校核结果返回至北京电力交易中心。
  10. 安全校核未通过时，由北京电力交易中心按照交易组织时序逆序调减无约束成交结果，直至通过安全校核。
  11. 安全校核需调减售电方申报电量时，由北京电力交易中心按照“可再生能源优先、节能环保优先”的顺序进行逆序调减；优先级相同时，按照“时间优先”的顺序逆序调减；当以上条件均相同时，按照申报电量等比例调减。
  12. 安全校核通过后，北京电力交易中心于 1 个工作日内发布年度双边协商交易结果。发布内容包括但不限于：
    - (1) 各市场主体达成的交易结果。
    - (2) 安全校核情况、电量调减有关信息和简要原因。
  13. 市场主体对交易结果有异议的，应当在结果发布 24 小时内向北京电力交易中心提出质疑，由北京电力交易中心会同国调中心在 24 小时内给予解释，市场主体仍有异议的，可申请国家有关部门指定第三方机构进行复核；市场主体对交易结果无异议的，应当在结果发布 24 小时内通过电力交易平台返回成交确认信息，逾期不返回视为无意见。
  14. 交易结果确认后，由电力交易平台自动生成年度双边协商交易合同，相关市场主体应当在成交信息发布后的 3 个工作日内，通过电力交易平台签订电子合同。
  15. 国调中心组织相关调度分中心进行安全校核。

### 6.3.2 新能源发电企业与电力用户的直接交易

1. 为了促进新能源省间消纳，缓解弃风、弃光，开展新能源发电企业（包括电网企业代理新能源发电企业，下同）与电力用户的电力直接交易。
2. 原则上，新能源发电企业与电力用户的年度直接交易意向应同年度双边协商交易一并申报。
3. 主要参与方为新能源发电企业与电网中的储热、储能、电采暖、蓄冷等可中断负荷电力用户，以及“煤改电”等电能替代用户（包括符合条件的自备电厂）。符合条件的可中断负荷电力用户、电能替代用户也可通过打包交易的方式参与。
4. 交易流程：
  - （1）新能源发电企业在明确其优先发电计划（年度保障小时）月度分解的基础上，首先登录电力交易平台，按照规定格式录入分年、分月交易量（容量）、交易价格、交易时段等信息。
  - （2）可中断负荷电力用户、电能替代用户登录电力交易平台，确认交易量（容量）、交易时段、交易价格等新能源发电企业录入的信息。
  - （3）在交易申报时段内，以申报截止前最后一次的有效申报作为最终申报。
  - （4）由北京电力交易中心于闭市后3个工作日内，与年度双边协商交易一并完成汇总、审核，形成无约束的交易结果并提交至国调中心进行安全校核。

5. 交易合同确定后，与新能源发电企业进行电力直接交易的可中断负荷电力用户、电能替代用户须在合同约定的期限内用电。
6. 参与直接交易的新能源发电企业，在实际运行中具有对应时段、对应容量的优先消纳权。
7. 原则上，新能源发电企业的电力直接交易形成的合约为优先发电计划外电量，按照年度分解至月度的市场价格结算。
8. 其他规定同 6.3.1。

### **6.3.3 新能源发电企业与常规发电企业的发电权交易**

1. 新能源发电企业（包括电网企业代理新能源发电企业，下同）与常规发电企业的发电权交易视同合同转让交易，当新能源发电企业预期出现弃风、弃光或消纳困难时，由北京电力交易中心组织新能源发电企业与常规发电企业开展发电权交易。
2. 原则上，新能源发电企业与常规发电企业的年度发电权交易意向同年度双边协商交易一并开展。
3. 主要参与方为新能源发电企业与电网中的常规发电企业。
4. 交易流程：
  - （1）常规发电企业根据已签订的合约，申报其转让电量及补偿意愿等。条件成熟后，可按输电通道的峰、谷、平曲线进行申报。
  - （2）新能源发电企业在明确其优先发电计划（年度保障小时）月度分解的基础上，确认其替代发电意愿及价格。条件成熟后，可按输电通道的峰、谷、平曲线进行申报。
  - （3）市场主体在规定时间内申报双边协商交易意向，以申报截

止前最后一次的有效申报作为最终申报。

(4) 由北京电力交易中心于闭市后 3 个工作日内，与年度双边协商交易一并完成汇总、审核，形成无约束的交易结果并发布转让方名称、确认后的可转让信息等，提交国调中心进行安全校核。

5. 原则上，新能源发电企业的发电权交易形成的合约为优先发电计划外电量，按照月度市场交易加权平均价格结算。
6. 其他规定同 6.3.1。

## **6.4 年度集中竞价交易**

### **6.4.1 交易机制**

1. 在年度双边协商交易无约束结果发布后的第 1 个工作日，由北京电力交易中心通过电力交易平台发布年度市场交易补充公告，包括但不限于：
  - (1) 次年相关交易输电通道剩余可用输送能力情况(分解到月)。
  - (2) 次年省间集中竞价电力交易电量需求预测。
  - (3) 交易准入范围、交易预计规模、年度集中竞价交易安排等。
2. 年度市场交易补充公告发布后的第 1 个工作日，年度集中竞价交易开市，交易申报时间原则上不超过 2 个工作日。
3. 年度集中竞价交易原则上应分月申报、分月成交。
4. 购电方、售电方通过电力交易平台申报电量和价格，可分段申报电量、价格(具体申报区间在交易公告中明确)，但最多不超过 5 段，售电方市场主体还需考虑其完成年度合同电量后的交易空

- 间，不得超过其自身发电能力或允许交易电量上限。
5. 市场主体以申报截止前最后一次的有效申报作为最终申报。
  6. 北京电力交易中心于 2 个工作日内，依据发电机组能力、允许交易电量上限和通道输电能力对年度集中竞价交易意向进行审核、汇总，形成年度集中竞价无约束交易结果，并通过电力交易平台进行发布。
  7. 北京电力交易中心在发布无约束交易结果同时，将交易结果提交至国调中心与其他年度交易一并进行安全校核。
  8. 国调中心原则上于 7 个工作日内完成年度各类交易的安全校核，并将校核结果返回至北京电力交易中心。
  9. 安全校核未通过时，由北京电力交易中心按照交易组织时序逆序调减无约束成交结果，直至通过安全校核。
  10. 安全校核需调减售电方申报电量时，由北京电力交易中心按照“价格优先、可再生能源优先、节能环保优先”的顺序逆序调减；优先级相同时，按照“时间优先”的顺序逆序调减；当以上条件均相同时，按照申报电量等比例调减。
  11. 安全校核通过后，北京电力交易中心于 1 个工作日内发布年度集中竞价交易结果。发布内容包括但不限于：
    - (1) 各市场主体达成的交易结果。
    - (2) 安全校核情况、电量调减有关信息和简要原因。
  12. 市场主体对交易结果有异议的，应当在结果发布 24 小时内向北京电力交易中心提出质疑，由北京电力交易中心会同国调中心在 24 小时内给予解释，市场主体仍有异议的，可申请国家有关部



门指定第三方进行复核；市场主体对交易结果无异议的，应当在结果发布 24 小时内通过电力交易平台返回成交确认信息，逾期不返回视为无意见。

13. 交易结果确认后，由电力交易平台自动生成年度集中竞价交易合同，相关市场主体应当在成交信息发布后的 3 个工作日内，通过电力交易平台签订电子合同。
14. 国调中心组织相关调度分中心进行安全校核。

#### **6.4.2 新能源发电企业与常规发电企业的发电权交易**

1. 新能源发电企业（包括电网企业代理新能源发电企业，下同）与常规发电企业的发电权交易视同合同转让交易，由北京电力交易中心组织新能源发电企业与常规发电企业开展发电权交易。
2. 原则上，新能源发电企业与常规发电企业的年度发电权交易意向同年度集中竞价交易一并开展。
3. 主要参与方为新能源发电企业与电网中的常规发电企业。
4. 交易流程：
  - （1）常规发电企业根据已签订的合约，申报其转让电量及补偿价格等。条件成熟后，可按输电通道的峰、谷、平曲线进行申报。
  - （2）新能源发电企业在明确其优先发电计划（年度保障小时）月度分解的基础上，确认其替代发电电量及价格。条件成熟后，可按输电通道的峰、谷、平曲线进行申报。
  - （3）市场主体以申报截止前最后一次的有效申报作为最终申报，并在年度市场集中出清。

- (4) 由北京电力交易中心于闭市后 2 个工作日内，与年度集中竞价交易一并完成汇总、审核，形成无约束的交易结果并发布转让方名称、确认后的可转让信息等，提交国调中心进行安全校核。
5. 发电权交易一般采用报价撮合法：
  - (1) 常规发电企业按照出让价格排序，价低者优先。
  - (2) 新能源发电企业按照受让价格排序，价高者优先。
  - (3) 按照常规发电企业和新能源发电企业的排序依次进行配对撮合，报价撮合出清方式见 4.2.2.2。
6. 原则上，新能源发电企业与常规发电企业交易形成的合同为优先发电合同交易外电量，按照年度分解至月度的市场价格结算
7. 其他规定同 6.4.1。

## **6.5 年度挂牌交易**

### **6.5.1 交易机制**

1. 根据市场交易情况，由北京电力交易中心统一组织年度挂牌交易，根据年度双边协商和集中竞价交易结果计算剩余通道输电能力，确定无约束交易结果的挂牌交易总量上限（分解到月）。
2. 在年度集中竞价无约束交易结果发布当日，由北京电力交易中心发布挂牌交易公告，并于下 1 个工作日内完成挂牌交易的组织流程。
3. 年度挂牌交易可分月申报、分月成交。
4. 市场主体通过电力交易平台提交挂牌申请，按照规定格式录入

购、售电需求电量、价格、违约电量赔偿标准等信息。当达到挂牌交易上限后，电力交易平台关闭挂牌交易申报。

5. 在挂牌交易期间，市场主体只能进行一次挂牌申报，但可以摘牌多笔挂牌电量；如果同一笔挂牌电量被多个市场主体摘牌，则按照摘牌“时间优先”原则依序形成合同；若时间优先级相同，则按申报等比例分配交易电量。电力交易平台即时滚动更新剩余交易空间。
6. 市场主体申报总电量不得超过挂牌交易上限，售电方市场主体还需考虑其完成年度合同电量后的交易空间，不得超过其自身发电能力或允许交易电量上限。
7. 挂牌交易闭市后，北京电力交易中心于当日对年度挂牌交易意向进行审核、汇总，形成年度挂牌无约束交易结果，并通过电力交易平台进行发布。
8. 北京电力交易中心在发布无约束交易结果同时，将交易结果提交至国调中心与其他年度交易一并进行安全校核。
9. 国调中心原则上于7个工作日内完成年度各类交易的安全校核，并将校核结果返回至北京电力交易中心。
10. 安全校核未通过时，由北京电力交易中心按照交易组织时序逆序调减无约束成交结果，直至通过安全校核。
11. 安全校核需调减售电方申报电量时，由北京电力交易中心按照“价格优先、可再生能源优先、节能环保优先”的顺序逆序调减；优先级相同时，按照“时间优先”的顺序逆序调减；当以上条件均相同时，按照申报电量等比例调减。

12. 安全校核通过后，北京电力交易中心于 1 个工作日内发布年度挂牌交易结果。发布内容包括但不限于：
  - (1) 各市场主体达成的交易结果。
  - (2) 安全校核情况、电量调减有关信息和简要原因。
13. 市场主体对交易结果有异议的，应当在结果发布 24 小时内向北京电力交易中心提出质疑，由北京电力交易中心会同国调中心在 24 小时内给予解释，市场主体仍有异议的，可申请国家有关部门指定第三方进行复核；市场主体对交易结果无异议的，应当在结果发布 24 小时内通过电力交易平台返回成交确认信息，逾期不返回视为无意见。
14. 交易结果确认后，由电力交易平台自动生成年度挂牌交易合同，相关市场主体应当在成交信息发布后的 3 个工作日内，通过电力交易平台签订电子合同。
15. 国调中心组织相关调度分中心进行安全校核。
16. 年度挂牌交易可在年度双边协商、集中竞价交易完成后组织，或可随年度集中竞价交易一并组织。

### **6.5.2 新能源发电企业与常规发电企业的发电权交易**

1. 新能源发电企业（包括电网企业代理新能源发电企业，下同）与常规发电企业的年度发电权交易可随年度挂牌交易一并组织。
2. 主要参与方为新能源发电企业与电网中的常规发电企业。
3. 年度挂牌交易开市后，新能源发电企业和常规发电企业通过电力交易平台提交挂牌申请，按照规定格式录入拟出（受）让电量、价格、违约电量赔偿标准等信息。条件成熟后，可按输电通道的

峰、谷、平曲线进行申报。

4. 其他规定同 6.5.1。

## 7. 月度交易组织

### 7.1 交易准备

1. 月度交易一般分为月度双边协商、月度集中竞价和月度挂牌交易。在未开展现货市场的省间交易中，根据市场运营实际和市场主体需求，可开展月度预挂牌交易。
2. 每月第2周第2个工作日前，国调中心及其分中心应向北京电力交易中心提供次月关键通道输电能力。
3. 每月第2周最后1个工作日前，北京电力交易中心通过电力交易平台发布次月市场信息和交易公告，包括但不限于：
  - (1) 次月主要输电设备停电检修计划。
  - (2) 次月关键输电通道输电能力。
  - (3) 次月省间交易电量需求预测。
  - (4) 根据国调中心提供数据，发布次月各机组可发电量上限。
  - (5) 交易准入范围、交易预计规模等。
  - (6) 市场主体的基本信息及信用等级评价信息。
  - (7) 集中竞价系数、偏差考核系数、结算系数等。
4. 电网企业通过交易平台发布交易输电价格方案和次月已经安排的省间年度优先交易分解电量计划。
5. 参与抽水电量交易的抽蓄电站作为购方，应向电网企业提供准确的发电设备运维成本信息和发电效率参数，协助核定抽水电量价格上限。
6. 年度中长期交易分解电量及月度各类交易须同时进行安全校核。

7. 每年 1 月的月度市场交易组织可同上年 12 月开展的次年年度市场交易组织同步进行。
8. 北京电力交易中心在月度交易结束后，应当根据经安全校核后的交易结果，将本月年度交易分解和月度各类交易结果进行汇总并发布，发布信息中应包括月度汇总后的交易结果和分项交易结果。

## **7.2 年度优先发电计划申报及确认**

1. 每月第 2 周，组织年度优先发电计划在次月分解电量的申报和确认，原则上不超过 2 个工作日。
2. 已经签订年度优先发电合同的市场主体，须经合同双方协商一致，明确次月交易安排，在年度交易总量范围内，对次月交易电量进行调整，在规定时间内通过电力交易平台申报和确认。
3. 优先发电合同价格执行政府定价或合同约定，原则上合同期内不作调整，并以此作为月度交易结算的依据。国家价格政策有调整的，按调整后价格执行。
4. 调整结果由北京电力交易中心同月度交易市场信息和交易公告一并发布。

## **7.3 月度双边协商交易**

### **7.3.1 交易机制**

1. 每月第 3 周，月度双边协商交易开市。月度双边协商交易申报时间原则上不超过 1 个工作日。

2. 市场主体在明确年度优先发电计划和年度市场交易按月分解的基础上，经过双边协商分别形成月度双边电量交易、月度省间外送交易、月度双边合同交易（包括合同回购、合同转让和合同置换）意向协议，通过电力交易平台提交至相关电力交易机构。
3. 在月度双边协商交易市场闭市前，市场主体可在任意时间修改所有月度双边协商交易意向。
4. 签订的月度双边协商交易意向协议应包括月度总量、交易价格等信息。具备条件的，鼓励购、售双方分解电力曲线。
5. 售电方应首先登录交易平台，按照规定格式录入分月电量、价格、违约电量赔偿标准等信息；然后，相关购电方登录交易平台，确认售电方录入的信息。
6. 北京电力交易中心于1个工作日内，依据发电机组能力、允许交易电量上限和通道输电能力对月度双边协商交易意向进行审核、汇总，形成无约束交易结果，并通过交易平台进行发布。
7. 北京电力交易中心在发布无约束交易结果同时，将交易结果提交至国调中心与其他月度交易一并进行安全校核。
8. 国调中心原则上于3个工作日内完成月度各类交易的安全校核，并将校核结果返回至北京电力交易中心。
9. 安全校核未通过时，由北京电力交易中心按照交易组织时序逆序调减无约束成交结果，直至通过安全校核。
10. 安全校核需调减售电方申报电量时，由北京电力交易中心按照“可再生能源优先、节能环保优先”的顺序逆序调减；优先级相同时，按照“时间优先”的顺序逆序调减；当以上条件均相同时，



按照申报电量等比例调减。

11. 安全校核通过后，北京电力交易中心于 1 个工作日内发布月度双边协商交易结果。发布内容包括但不限于：
  - (1) 各市场主体达成的交易结果。
  - (2) 安全校核情况、电量调减有关信息和简要原因。
12. 市场主体对交易结果有异议的，应当在结果发布 24 小时内向北京电力交易中心提出质疑，由北京电力交易中心会同国调中心在 24 小时内给予解释，市场主体仍有异议的，可申请国家有关部门指定第三方进行复核；市场主体对交易结果无异议的，应当在结果发布 24 小时内通过电力交易平台返回成交确认信息，逾期不返回视为无意见。
13. 交易结果确认后，由电力交易平台自动生成月度双边协商交易合同，相关市场主体应当在成交信息发布后的 3 个工作日内，通过电力交易平台签订电子合同。
14. 国调中心组织相关调度分中心进行安全校核。

### **7.3.2 新能源发电企业与电力用户的直接交易**

1. 在电力直接交易的基础上，为了进一步促进新能源省间消纳，缓解弃风、弃光，开展新能源发电企业（包括电网企业代理新能源发电企业，下同）与电力用户的月度电力直接交易。
2. 原则上，新能源发电企业与电力用户的月度直接交易意向应同月度双边协商交易一并组织。
3. 主要参与方为新能源发电企业与电网中的储热、储能、电采暖、蓄冷等可中断负荷电力用户，以及“煤改电”等电能替代用户（包

括符合条件的自备电厂)。符合条件的可中断负荷电力用户、电能替代用户也可通过打包交易的方式参与。

4. 交易流程:

- (1) 新能源发电企业在明确其优先发电计划(年度保障小时)及年度交易月度分解的基础上,首先登陆电力交易平台,按照规定格式录入其次月交易量(容量)、交易价格、交易时段等信息。
  - (2) 可中断负荷电力用户、电能替代用户登陆电力交易平台,确认交易量(容量)、交易价格、交易时段等新能源发电企业录入的信息。
  - (3) 在交易申报时段内,以申报截止前最后一次的有效申报作为最终申报。
  - (4) 由北京电力交易中心于闭市后1个工作日内,与月度双边协商交易一并完成汇总、审核,形成无约束的交易结果并提交国调中心进行安全校核。
5. 交易合同确定后,与新能源发电企业进行电力直接交易的可中断负荷电力用户、电能替代用户须按合同规定,在交易时段用电。
  6. 参与直接交易的新能源发电企业,在实际运行中具有对应时段、对应容量的优先发电权。
  7. 原则上,新能源发电企业的电力直接交易形成的合约为优先发电计划外电量,按照月度市场交易加权平均价格结算。
  8. 其他规定同 7.3.1。

### 7.3.3 抽蓄电量交易

1. 为充分利用省间输电通道富余能力，挖掘抽蓄电站的调峰潜力，有效促进清洁能源消纳，缓解弃水、弃风、弃光问题，试点开展抽蓄电站富裕抽水电量省间交易。
2. 原则上，抽蓄电量双边协商交易应同月度双边协商交易一并组织。
3. 抽蓄电站的最大可交易富裕电量以抽蓄电站设计利用小时数扣除本省预计利用小时后得出，由电网企业调度部门核定各省抽蓄电站预计利用小时数，相关结果报当地政府部门备案。
4. 参与交易的市场成员包括：
  - (1) 售电方：送端电网内的水电、风电和太阳能等清洁能源发电企业。
  - (2) 购电方：抽蓄电站或其所在地的电网企业。
5. 交易流程：
  - (1) 售电方在明确其优先发电计划（年度保障小时）及年度交易月度分解的基础上，首先登陆电力交易平台，按照规定格式录入其次月交易量、交易价格、交易时段等信息。
  - (2) 购电方登陆电力交易平台，确认交易量、交易价格、交易时段等卖方录入的信息。
  - (3) 在交易申报时段内，以申报截止前最后一次的有效申报作为最终申报。
  - (4) 由北京电力交易中心于闭市后 1 个工作日内，与月度双边协商交易一并完成汇总、审核，形成无约束的交易结果并

提交至国调中心进行安全校核。

6. 原则上，卖方交易中形成的合约为优先发电计划外电量，按照月度市场交易加权平均价格结算。
7. 其他规定同 7.3.1。

#### **7.3.4 合同转让交易**

1. 月度合同转让交易意向可随月度双边协商交易一并组织。
2. 经双边协商，出让方通过电力交易平台录入拟出让电量和价格、原合同电量和价格、违约电量赔偿标准等信息，受让方确认出让方录入信息，形成月度合同转让交易意向协议，提交至相关电力交易机构。
3. 申报结束后，由北京电力交易中心通过电力交易平台同月度双边协商无约束交易结果一并发布转让方名称、确认后的可转让信息等。
4. 原则上，售电合同转让可在单位能耗相同的机组间开展，或可由单位能耗高的机组向单位能耗低的机组转让；购电合同可在同类型的电力用户、售电公司间转让。
5. 其他规定同 7.3.1。

#### **7.3.5 新能源发电企业与常规发电企业的发电权交易**

1. 新能源发电企业（包括电网企业代理新能源发电企业，下同）与常规发电企业的发电权交易视同合同转让交易，当新能源发电企业预期出现弃风、弃光或消纳困难时，由北京电力交易中心组织新能源与发电企业开展发电权交易。
2. 原则上，新能源发电企业与常规发电企业的月度发电权交易意向

随月度双边协商交易一并组织。

3. 主要参与方为新能源发电企业与电网中的常规发电企业。
4. 交易流程:
  - (1) 常规发电企业根据已签订的合约，申报其转让电量及价格等。条件成熟后，可按输电通道的峰、谷、平曲线进行申报。
  - (2) 新能源发电企业在明确其优先发电计划（年度保障小时）及年度交易月度分解的基础上，确认其替代发电电量及价格。条件成熟后，可按输电通道的峰、谷、平曲线进行申报。
  - (3) 市场主体在规定时间内申报双边协商交易意向，以申报截止前最后一次的有效申报作为最终申报。
  - (4) 由北京电力交易中心于闭市后 1 个工作日内，与月度双边协商交易一并完成汇总、审核，形成无约束的交易结果并提交国调中心进行安全校核。
5. 原则上，新能源发电企业的发电权交易形成的合约为优先发电计划外电量，按照月度双边协商形成的价格结算。
6. 必要时也可开展月内多日发电权交易。其他规定同 7.3.1、7.3.4.

### **7.3.6 合同回购交易**

1. 月度合同回购交易意向随月度双边协商交易一并组织。
2. 市场主体在明确年度分解至月度电量的基础上，经过双边协商形成月度合同回购意向协议，并且在月度双边协商交易市场闭市前，通过电力交易平台提交至相关电力交易机构。

3. 申报结束后，由北京电力交易中心通过电力交易平台同月度双边协商无约束交易结果一并发布合同回购方名称、确认后的回购信息等。
4. 其他规定同 7.3.1。

### **7.3.7 合同置换交易**

1. 当局部电网在部分时段出现供需紧张或可再生能源消纳困难时，由北京电力交易中心组织有关电网开展月度合同置换交易。
2. 月度合同置换交易意向随月度双边协商交易一并组织。
3. 市场主体在明确年度分解至月度电量的基础上，由双方电网企业进行协商，确定次月置换合同的相关要素。
4. 在月度双边协商交易市场闭市前，经过双边协商形成月度合同置换意向协议，并由电网企业通过电力交易平台一并提交至相关电力交易机构。
5. 申报结束后，由北京电力交易中心通过电力交易平台同月度双边协商无约束交易结果一并发布合同置换方名称、确认后的置换信息等。
6. 其他规定同 7.3.1。

## **7.4 月度集中竞价交易**

### **7.4.1 交易机制**

1. 在月度双边协商交易无约束结果发布当日，由北京电力交易中心通过电力交易平台发布月度市场交易补充公告，包括但不限于：
  - (1) 次月相关交易输电通道剩余可用输送能力情况。

(2) 次月省间集中竞价电力交易电量需求预测。

(3) 交易准入范围、交易预计规模、月度集中竞价交易安排等。

2. 月度市场交易补充公告发布后的第 1 个工作日，月度集中竞价交易开市，交易申报时间原则上不超过 2 个工作日。
3. 月度集中竞价交易可分段申报，分段成交，但最多不超过 3 段。
4. 购电方、售电方通过电力交易平台申报电量、价格，售电方市场主体还需考虑其完成月度合同电量后的交易空间，不得超过其自身发电能力。
5. 市场主体以申报截止前最后一次的有效申报作为最终申报。
6. 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量的 15%。
7. 售电公司应申报所代理的参与省间交易的电力用户次月用电需求。
8. 北京电力交易中心于 1 个工作日内，依据发电机组能力、允许交易电量上限和通道输电能力对月度集中竞价交易意向进行审核、汇总，形成无约束交易结果，并通过交易平台进行发布。
9. 北京电力交易中心在发布无约束交易结果同时，将交易结果提交至国调中心与其他月度交易一并进行安全校核。
10. 国调中心原则上于 3 个工作日内完成月度各类交易的安全校核，并将校核结果返回至北京电力交易中心。
11. 安全校核未通过时，由北京电力交易中心按照交易组织时序逆序调减无约束成交结果，直至通过安全校核。
12. 安全校核需调减售电方申报电量时，由北京电力交易中心按照

“价格优先、可再生能源优先、节能环保优先”的顺序逆序调减；优先级相同时，按照“时间优先”的顺序逆序调减；当以上条件均相同时，按照申报电量等比例调减。

13. 安全校核通过后，北京电力交易中心于 1 个工作日内发布月度集中竞价交易结果。发布内容包括但不限于：
  - (1) 各市场主体达成的交易结果。
  - (2) 安全校核情况、电量调减有关信息和简要原因。
14. 市场主体对交易结果有异议的，应当在结果发布 24 小时内向北京电力交易中心提出质疑，由北京电力交易中心会同国调中心在 24 小时内给予解释，市场主体仍有异议的，可申请国家有关部门指定第三方进行复核；市场主体对交易结果无异议的，应当在结果发布 24 小时内通过电力交易平台返回成交确认信息，逾期不返回视为无意见。
15. 最终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。
16. 具备条件的地区，可与北京电力交易中心协同组织省内集中竞价交易，采用“市场参与方一次申报，两级交易机构协同出清”的方式完成省间交易和省内交易的出清。
17. 国调中心组织相关调度分中心进行安全校核。

#### **7.4.2 抽蓄电量交易**

1. 原则上，抽蓄电量集中竞价交易应同月度集中竞价交易一并组织。
2. 在抽蓄电量双边协商交易的基础上，核定抽蓄电站的剩余可交易



富裕电量。若无以上交易，参见 7.3.3 中的第 3 条。

3. 参与交易的市场成员包括：

(1) 售电方：送端电网内的水电、风电和太阳能等清洁能源发电企业。

(2) 购电方：抽蓄电站或其所在地的电网企业。

4. 原则上，以边际出清的方法计算出清电量：

(1) 购电方根据电网实际运行需要，申报月度集中交易购电信息，申报内容包括：交易月份、每月的购电电量和购电价格，申报电量电价最多分为 3 段。

(2) 售电方申报投标信息，主要内容包括：交易月份、每月的售电电量和电价对，申报售电电量和售电价格，申报电量电价最多分为 3 段。

(3) 市场主体以申报截止前最后一次的有效申报作为最终申报，按照“价差优先、边际定价”的原则进行市场出清。

(4) 由北京电力交易中心于闭市后 1 个工作日内，与月度集中竞价交易一并完成汇总、审核，形成无约束的交易结果并提交国调中心进行安全校核。

5. 其他规定同 7.4.1。

### 7.4.3 合同转让交易

1. 月度合同转让交易可随月度集中竞价交易一并组织。

2. 出让方通过电力交易平台申报拟出让电量和价格、原合同电量和价格、违约电量赔偿标准等信息。

3. 出让方申报结束后，由北京电力交易中心通过电力交易平台发布

- 出让方名称、确认后的可出让信息等。
4. 受让方通过电力交易平台申报拟受让电量、价格等信息。
  5. 受让方申报结束后，由北京电力交易中心通过电力交易平台发布确认后的可受让信息等。
  6. 原则上，对合同电量转让交易进行报价撮合：
    - (1) 出让方按照出让价格排序，价低者优先；价格相同时，优先可再生能源机组；此后，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。
    - (2) 受让方按照受让价格排序，价高者优先；价格相同时，优先可再生能源机组；此后，按照节能发电调度原则进行优先调用，煤耗低的机组优先于煤耗高的机组。
  7. 按照出让方和受让方的排序依次进行配对撮合，报价撮合出清方式见 4.2.2.2。
  8. 其他规定同 7.4.1。

#### **7.4.4 新能源发电企业与常规发电企业的发电权交易**

1. 新能源发电企业（包括电网企业代理新能源发电企业，下同）与常规发电企业的发电权交易视同合同转让交易，由北京电力交易中心组织新能源发电企业与常规发电企业开展发电权交易。
2. 原则上，新能源发电企业与常规发电企业的月度发电权交易应同月度集中竞价交易一并组织。
3. 主要参与方为新能源发电企业与电网中的常规发电企业。
4. 交易流程：
  - (1) 常规发电企业根据已签订的合约或合约外的增发电量，申

报其转让电量及价格。条件成熟后，可按输电通道的峰、谷、平曲线进行申报。

(2) 新能源发电企业在明确其优先发电计划（年度保障小时）月度分解的基础上，申报其次月替代发电电量及价格。条件成熟后也可按输电通道的峰、谷、平曲线进行申报。

(3) 市场主体在规定时间内申报集中竞价交易意向，以申报截止前最后一次的有效申报作为最终申报。

(4) 由北京电力交易中心于闭市后 1 个工作日内，与月度集中竞价交易一并完成汇总、审核，形成无约束的交易结果并提交国调中心进行安全校核。

5. 发电权交易一般采用报价撮合法：

(1) 常规发电企业按照出让价格排序，价低者优先。

(2) 新能源发电企业按照受让价格排序，价高者优先。

(3) 按照常规发电企业和新能源发电企业的排序依次进行配对撮合，报价撮合出清方式见 4.2.2.2。

6. 原则上，新能源发电企业与发电企业交易形成的合约为优先发电合同交易外电量，须按照月度集中竞价形成的价格结算。

7. 其他规定同 7.4.1、7.4.3。

## **7.5 月度挂牌交易**

### **7.5.1 交易机制**

1. 根据市场交易情况，由北京电力交易中心统一组织月度挂牌交易，根据月度集中竞价无约束交易结果确定挂牌交易上限。

2. 在月度集中竞价无约束交易结果发布当日，由北京电力交易中心发布挂牌交易公告，并于下 1 个工作日内完成挂牌交易的组织流程。
3. 月度挂牌交易可分段申报、分段成交。
4. 市场主体通过电力交易平台提交挂牌申请，按照规定格式录入购、售电需求电量、价格、违约电量赔偿标准等信息。当达到挂牌上限后，电力交易平台关闭挂牌交易申报。
5. 在挂牌交易期间，市场主体只能进行一次挂牌申报，但可以摘牌多笔挂牌电量；如果同一笔挂牌电量被多个市场主体摘牌，则按照摘牌“时间优先”原则依序形成合同；若时间优先级相同，则按申报等比例分配交易电量。电力交易平台即时滚动更新剩余交易空间。
6. 市场主体申报总电量不得超过挂牌交易上限，售电方市场主体还需考虑其完成月度合同电量后的交易空间，不得超过其自身发电能力。
7. 挂牌交易闭市后，北京电力交易中心于当日对月度挂牌交易意向进行审核、汇总，形成月度挂牌无约束交易结果，并通过电力交易平台进行发布。
8. 北京电力交易中心在发布无约束交易结果同时，将交易结果提交至国调中心与其他月度交易一并进行安全校核。
9. 国调中心原则上于 3 个工作日内完成月度各类交易的安全校核，并将校核结果返回至北京电力交易中心。
10. 安全校核未通过时，由北京电力交易中心按照交易组织时序逆序

调减无约束成交结果，直至通过安全校核。

11. 安全校核需调减售电方申报电量时，由北京电力交易中心按照“价格优先、可再生能源优先、节能环保优先”的顺序逆序调减；优先级相同时，按照“时间优先”的顺序逆序调减；当以上条件均相同时，按照有效申报电量等比例调减。
12. 安全校核通过后，北京电力交易中心于 1 个工作日内发布月度挂牌交易结果。发布内容包括但不限于：
  - (1) 各市场主体达成的交易结果。
  - (2) 安全校核情况、电量调减有关信息和简要原因。
13. 市场主体对交易结果有异议的，应当在结果发布 24 小时内向北京电力交易中心提出质疑，由北京电力交易中心会同省电网企业调度部门在 24 小时内给予解释，市场主体仍有异议的，可申请国家有关部门指定第三方进行复核；市场主体对交易结果无异议的，应当在结果发布 24 小时内通过电力交易平台返回成交确认信息，逾期不返回视为无意见。
14. 最终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。
15. 月度挂牌交易可在月度双边协商、集中竞价交易完成后组织，或可随月度集中竞价交易一并组织。

### **7.5.2 抽蓄电量交易**

1. 原则上，抽蓄电量挂牌交易应同月度挂牌交易一并组织。
2. 在抽蓄电量双边协商和集中竞价交易的基础上，核定抽蓄电站的剩余可交易富裕电量。若无以上交易，参见 7.3.3 中的第 3 条。

3. 参与交易的市场成员包括：
  - (1) 售电方：送端电网内的水电、风电和太阳能等清洁能源发电企业。
  - (2) 购电方：抽蓄电站或其所在地的电网企业。
4. 交易流程：
  - (1) 按照交易公告的时间要求，购电方根据电网实际运行需要，申报挂牌信息，主要内容包括：挂牌月份、每月的挂牌购买电量、最高落地购买价格。
  - (2) 在售电申报截止时间之前，卖方申报投标信息，主要内容包括：交易月份、每月的售电电量和售电价格，申报电量电价最多分为 3 段。
  - (3) 市场主体以申报截止前最后一次的有效申报作为最终申报，按照“低价优先、报价相同时申报时间优先”的原则成交，按照“价差优先、边际定价”的原则进行市场出清。
  - (4) 由北京电力交易中心于闭市当日，与月度挂牌交易一并完成汇总、审核，形成无约束的交易结果并提交至国调中心进行安全校核。
5. 其他规定同 7.5.1。

### **7.5.3 合同转让交易**

1. 月度合同转让交易意向可同月度挂牌交易一并申报。
2. 月度挂牌交易开市后，出让方和受让方市场主体通过电力交易平台提交挂牌申请，按照规定格式录入拟出（受）让电量、价格、原合同电量和价格、违约电量赔偿标准等信息。当达到挂牌上限

后，电力交易平台关闭挂牌交易申报。

3. 挂牌交易结束后，由北京电力交易中心通过电力交易平台公布审核、汇总后的无约束交易结果，一并发布转让方名称、确认后的可转让信息等。
4. 原则上，售电合同转让可在同类型单位能耗相同的机组间开展挂牌交易，或可由单位能耗低的机组摘牌单位能耗高的机组；购电合同转让只允许在同类型电力用户间转让。
5. 其他规定同 7.5.1。

#### **7.5.4 新能源发电企业与常规发电企业的发电权交易**

1. 新能源发电企业（包括电网企业代理新能源发电企业，下同）与发电企业的月度发电权交易可随月度挂牌交易一并组织。
2. 主要参与方为新能源发电企业与电网中的常规发电企业。
3. 月度挂牌交易开市后，新能源发电企业和常规发电企业通过电力交易平台提交挂牌申请，按照规定格式录入拟出（受）让电量、价格、违约电量赔偿标准等信息。条件成熟后，可按输电通道的峰、谷、平曲线进行申报。
4. 其他规定同 7.5.1、7.5.3。

### **7.6 月度预挂牌交易**

#### **7.6.1 交易机制**

1. 未开展现货市场的省间交易中，在月度交易完成后，各类型机组可视市场情况开展月度预挂牌交易，原则上于 1 个工作日内完成。

2. 月度预挂牌交易开市后，售电方和购电方通过电力交易平台按需申报其次月交易电量和价格。
3. 以申报截止前最后一次的有效申报作为最终申报。
4. 购、售双方按照申报价格排序，购电方按照申报价格由高到低排序，售电方按照申报价格由低到高排序，分别形成优先中标序列。
5. 北京电力交易中心于申报结束后当日，对预挂牌交易申报信息进行封存，并提交至国调中心用于月内实际调度执行。
6. 国调中心在月度交易执行时，基于预挂牌所形成的优先中标序列，在满足安全校核的基础上，分别调度相应发电机组。
7. 月度交易结束后，国调中心将预挂牌执行结果反馈至北京电力交易中心进行信息公布。
8. 北京电力交易中心根据实际的调度结果匹配形成标准化的交易合同，于月后一并结算。
9. 其他交易时序及交易流程同前述交易组织。

### **7.6.2 应急支援交易**

1. 当预期出现电力供需不平衡等紧急事项时，由北京电力交易中心在月度或月内按需组织开展应急支援交易。
2. 应急支援交易首先保障电网安全，其次尽量不影响月度交易结果，交易组织过程中产生的偏差电量不予考核。主要采用预挂牌的方式组织。
3. 应急支援交易必须在确保各级电网安全稳定运行的前提下进行。
4. 应急支援交易组织流程：
  - (1) 北京电力交易中心发布交易电量需求预测，应急支援交易



开市。在 1 个工作日内，通过电力交易平台，售电方申报售电量和售电价格，购电方申报购电价格。

- (2) 以申报截止前最后一次的有效申报作为最终申报。
- (3) 交易双方按照申报价格排序，购电方按照申报价格由高到低排序，售电方按照申报价格由低到高排序，分别形成优先中标序列。
- (4) 北京电力交易中心于申报结束后当日，对预挂牌交易申报信息进行封存，并提交至国调中心用于月内实际调度执行。
- (5) 国调中心在月度交易执行时，基于预挂牌所形成的优先中标序列，在满足安全校核的基础上，根据实际发生的紧急情况，分别调度相应发电机组。
- (6) 月度交易结束后，国调中心将预挂牌执行结果反馈至北京电力交易中心进行信息公布。
- (7) 北京电力交易中心根据实际的调度结果匹配形成标准化的交易合约，于月后一并结算。

5. 对于已经形成的应急支援交易，在月内没有出现电力供需不平衡等紧急事项时，该合约自动失效。
6. 当紧急情况发生时，未开展应急支援交易或无购、售电方申报，可由国调中心及其分中心以调度指令的方式按照“先调电、后结算”的原则安排省间电力电量支援。售电方上网价格为本地燃煤发电机组标杆上网电价，购电方价格为售电方价格与输配电价格（含网损）、政府性基金和附加总和，并以购电方本地燃煤发电机组标杆上网电价的 1.2 倍为上限。

7. 其他规定同 7.6.1。

### **7.6.3 新能源发电企业的预挂牌交易**

1. 视市场发展情况，由北京电力交易中心组织开展省间新能源的低谷电量（电力）交易，主要采用预挂牌的方式组织。
2. 在新能源发电企业的省间月度双边协商、集中竞价交易闭市后当日，预挂牌交易开市，交易申报时间原则上为 1 个工作日。
3. 交易组织流程：
  - （1）新能源发电企业申报其需要消纳弃风、弃光电量的交易时段、交易量（容量）与交易价格。
  - （2）其他市场主体对应申报其预期消纳新能源的交易量（容量）与交易价格。
  - （3）交易双方按照申报价格排序，新能源发电企业按照销售价格由低到高排序，其他市场主体按照购入价格由高到低排序，分别形成优先中标序列。
  - （4）北京电力交易中心于申报结束后当日，对预挂牌交易申报信息进行封存，并提交至国调中心用于月内实际调度执行。
  - （5）在月内的弃风、弃光时段，国调中心应按照预挂牌的机组中标序列，在满足安全校核的基础上，以最大化新能源消纳为目标，分别调控相应发电机组。
  - （6）北京电力交易中心根据实际的调度结果匹配形成标准化的交易合约，于月后一并结算。
4. 北京电力交易中心于 1 个工作日内发布预挂牌交易结果。发布内容包括但不限于：

(1) 各市场主体达成的交易结果。

(2) 安全校核情况，电量调减有关信息和简要原因。

5. 其他规定同 7.6.1。

## 8. 价格机制

### 8.1 价格机制

1. 省间交易的成交价格主要通过双边协商、集中竞价和挂牌三种交易组织方式确定，第三方不得干预。
2. 国家指令性计划和政府间协议价格应随着政府定价的放开采取市场化定价方式，已建立市场化价格机制的执行现行价格机制。
3. 双边协商交易价格按照双方合同约定执行；集中竞价交易按照统一出清价格或根据双方申报价格确定；挂牌交易价格以挂牌价格结算。
4. 省间交易中购电省电网企业的购电价格由售电价格、输电价格和网损构成，购电省电力用户和售电公司还需缴纳输配电价。
5. 售电省发电企业和购电省电网企业均可申报价格，实行竞价上网外送。
6. 采用集中竞价交易方式时，对购电方报价可实行最高限价和最低限价，对售电方报价可实行最高限价和最低限价。最低限价和最高限价标准一般由政府有关部门发布。
7. 省间输电通道的输电费已由国家价格主管部门核定的，按核定价格执行；未经价格主管部门核定的，由输电方与购、售电方按照有利于省间交易的原则，协商确定省间输电通道的输电价格。
  - (1) 送出省输电费（含损耗）不超过3分/千瓦时。
  - (2) 同一区域内，按照国家批复的价格执行跨省输电费（含损耗），并在交易公告中发布。

(3) 跨区通道输电价格按向政府价格主管部门报备价格执行。

(4) 对于国家另行规定跨区通道输电价格的，参照相关规定执行。

8. 省间交易输电损耗包括省间输电通道的输电损耗、送出省省内输电损耗和穿越省的穿越损耗。按照“谁受电、谁补偿”的原则，输电损耗原则上由购电方承担。
9. 省间交易输电损耗已由国家核定的，按照核定标准执行；未核定的，按照上一年度或近三年平均损耗执行，并报电力主管部门备案。
10. 输电损耗原则上参照同电压等级线路的平均输电损耗为基础进行计算；近年电网结构变化较小的，可以前三年的平均输电损耗为基础进行计算；近年电网结构变化较大的，可以前一年的输电损耗为基础确定；当年新投的输电线路，可以输电线路的理论线损为基础确定。
11. 已核定输配电价的地区，电力直接交易按照核定的输配电价执行；暂未单独核定输配电价的地区，以及已核定输配电价但未覆盖电压等级和未覆盖用电类别的电力用户，可采取电网企业购销差价不变的方式。
12. 集中竞价采用统一出清的，可以根据购方申报曲线与售方申报曲线交叉点对应的价格确定，或者根据最后一个交易匹配对的成交价格确定；采用撮合成交易的，根据各交易匹配对的申报价格形成成交价格。

## 8.2 基金与附加

1. 电力用户（含委托电网企业、售电公司代理交易的电力用户）按照所在地区政府性基金和附加标准，缴纳政府征收的各项基金和附加，该费用由所在省（市、自治区）电网企业代收。
2. 非水可再生能源参与省间交易的，其享受的可再生能源电价附加补助资金不受影响。
3. 参与省间交易的两部制电价市场主体，基本电价按现行标准执行。

## 8.3 回购、转让交易价格

1. 回购交易原则上不再收取输电费用，转让交易应按潮流实际情况考虑输电费和网损。转让交易原则上应符合“可再生能源优先、节能环保优先”的原则。
2. 合同电量转让交易价格为合同或指标电量的出让或者买入价格，不影响出让方原有合同的价格和结算。
3. 回购、转让交易的补偿价格按如下规定执行：
  - （1）回购交易合同中的补偿价格包括：发电环节、输电环节、网损变化和合理补偿等各项费用，补偿价格和违约金标准由交易各方协商确定，并在合同中加以明确。
  - （2）转让交易合同中的补偿价格包括：发电环节、输电环节、网损变化和合理补偿等各项费用，补偿价格和违约金标准由交易各方协商确定，并在合同中加以明确。
  - （3）对输电方原则上按照合同约定执行，补偿费用最高不超过

合同约定输电费。

## **9. 合同管理**

### **9.1 合同类型**

1. 按照交易期限, 交易合同可以分为多年交易合同、年度交易合同、季度交易合同、月度交易合同、月内多日交易合同等。
2. 按合同生成方式, 交易合同可以分为集中竞价交易合同、双边协商交易合同、政府下达的公益性和调节性发用电计划(优先发用电权)合同等。
3. 根据合同用途, 交易合同可以分为电能交易合同、回购交易合同、转让交易合同、置换交易合同、委托代理协议等。

### **9.2 合同形式**

1. 电网企业与发电企业、发电企业与电力用户(或售电公司)、电网企业相互之间的年度及以上省间交易合同采用合同书形式签订。特殊情况下, 月度、月内多日合同可采用交易单(或电子确认单)等方式。
2. 条件具备时, 所有合同均应通过电力交易平台签订电子合同。
3. 集中竞价交易以市场主体交易前签订的承诺书和发布的交易结果为依据, 可不再另外签订有关合同。



## 9.3 合同内容

### 9.3.1 多年交易合同

1. 多年交易合同依据国家计划、政府间协议和多年交易组织结果签订。合同内容须参照国家有关部门颁布的相关合同示范文本。
2. 依据多年交易组织结果签订的合同，内容包括：交易主体、交易时间、交易电量、交易电力、交易价格、输电通道、输电费用、交易计量、电量电费结算、不可抗力、争议解决、调整和违约、特别约定等。
3. 多年交易年度补充合同签订，可根据电力供需形势变化，每年协商达成年度交易具体安排，作为多年交易合同的细化和落实。

### 9.3.2 年度交易合同

1. 年度交易合同依据国家计划、政府间协议和多年交易组织结果签订。合同内容须参照国家有关部门颁布的相关合同示范文本。
2. 依据年度交易组织结果签订的，内容包括：交易主体、交易时间、交易电量、交易电力、交易价格、输电通道、输电费用、交易计量、电量电费结算、不可抗力、争议解决、调整和违约、特别约定等。
3. 年度交易合同中，交易电量和交易电力须明确分月安排。
4. 年度合同转让交易合同依据交易结果和原合同约定签订。出让方通过电力交易平台向北京电力交易中心申报交易标的，合同内容包括：转让交易主体、交易期限、转让电力、转让电量、交易价

格、原转让方合同价格、补偿价格、交易计量、电量电费结算、特别约定等内容。

5. 季度交易合同参考年度交易合同执行。

### **9.3.3 月度及短期交易合同**

1. 月度、月内多日交易合同依据交易组织结果签订。
2. 交易单（或电子确认单）应包括：交易主体、交易时间、交易电量、交易电力、交易价格、输电通道、输电费用、交易计量、特别约定等。
3. 合同回购交易依据交易结果和原合同约定签订。合同签订内容包括：回购交易主体、交易期限、回购电力、回购电量、补偿价格、电量电费结算、特别约定等内容。
4. 月度合同转让交易合同依据交易结果和原合同约定签订。出让方通过电力交易平台向北京电力交易中心申报交易标的，合同内容包括：转让交易主体、交易期限、转让电力、转让电量、交易价格、原转让方合同价格、补偿价格、交易计量、电量电费结算、特别约定等内容。
5. 合同置换交易合同依据交易结果和原合同约定签订。合同内容包括：置换交易主体、交易期限、置换电力、置换电量、交易价格、补偿价格、交易计量、电量电费结算、特别约定等内容。

### **9.3.4 委托合同**

1. 发电企业委托电网企业代理参加省间电力交易的，双方须签订委

托代理协议。合同期内，代理关系不得变更。

2. 委托代理协议内容应包括：发电企业委托电网企业参与交易的机组范围和容量、委托期限、委托电量和价格的范围、交易电量的分配原则、约束条件、争议解决、不可抗力、调整和违约、相关权利和义务等内容。

## 9.4 合同签订

1. 多年交易合同、年度交易合同原则上在交易开始执行前完成合同签订，最晚应在参与结算前完成合同签订。
2. 未完成签订的多年交易合同、年度交易合同，交易机构按照交易组织结果和相应年度、月度交易计划执行。
3. 具备电子合同签订条件后，应在交易结果确认后，由电力交易平台自动生成交易合同，相关市场主体应当在成交信息发布后的3个工作日内，通过电力交易平台签订电子合同。
4. 多年交易年度补充合同，应随年度交易合同一并开展签订工作。
5. 未完成签订的多年交易年度补充合同，交易机构按照多年交易合同和相应年度、月度交易计划执行。
6. 月度、月内多日交易合同在交易结果达成后3个工作日内完成合同签订。
7. 集中竞价交易原则上不再签订书面合同，以市场主体参与交易前签订的交易承诺书和发布的交易结果作为执行、结算和违约处理的依据。

## 9.5 合同调整

1. 交易各方可根据电力供需形势变化，经协商一致，对交易合同中未发生的交易电量和分月安排等内容，在合同执行周期内进行调整。
2. 多年交易合同电量可在年度之间进行调整，多年交易年度补充合同、年度交易合同及分月安排可在月度之间进行调整。
3. 对交易合同中的交易价格、交易期限等合同要素进行调整时，应签订相关调整变更协议，明确调整内容。
4. 回购、转让交易合同作为新交易合同执行。除交易各方特别约定外，涉及原合同交易主体的相关权利义务视为已履行完毕，涉及原合同的相关条款自动终止。

## 9.6 合同解除

1. 根据国家法律法规的规定，交易合同需要解除的，按相关规定执行。
2. 交易各方协商一致，可以解除交易合同。合同解除时，须按照原交易合同形式，签订解除协议。合同解除后，已履行部分不再返还，尚未履行部分不再履行。

## 9.7 其他

1. 各类交易合同调整、解除应不违反国家法律、强制性法规，不违反市场交易规则，不妨碍第三方利益。

2. 若发生不可抗力，完全或部分地妨碍合同一方履行合同项下的任何义务，则该方可免除或延迟履行其义务。
3. 不可抗力指因政府行为、法律法规变更或电力市场发生较大变化，导致市场主体不能完成合同义务，各方应本着公平合理的原则尽快协商解决。必要时，可适当修改合同。

## 10. 安全校核与交易执行

### 10.1 安全校核

1. 电网企业调度部门严格按照调度管辖范围开展中长期安全校核工作，对所出具的安全校核意见负责。
2. 跨区省间交易安全校核由国调中心统一牵头，交易涉及的发、输、供各环节有关电网企业调度部门按照调度管辖范围分头开展安全校核，国调中心汇总各调度部门出具的安全校核意见，提交至北京电力交易中心。
3. 地区内省间交易（包括阳城、锦界、府谷等点对网交易）安全校核由国调中心相关调控分中心统一牵头，省间交易涉及的发、输、供各环节，有关电网企业调度部门按照调度管辖范围分头开展安全校核，相关调控分中心汇总各调度部门出具的安全校核意见，提供地区交易部。
4. 京津唐电网内中长期安全校核由华北调控分中心统一组织，北京、天津、冀北调度按照调度管辖范围分头开展安全校核，华北调控分中心汇总形成统一意见，提交至北京电力交易中心。
5. 中长期安全校核按照年度、月度、月内三个周期进行。开展年度校核的交易时间范围为次年1月1日至次年12月31日；开展月度校核的交易时间范围为次月1日至次月底；开展月内校核的交易时间范围为申请日后第6个工作日开始至本月底。

（1）多年、年度交易纳入年度校核。对于多年交易，由北京电力交易中心每年提出次年交易校核申请，国调中心负责开

展次年交易校核，逐年提供校核结果。

(2) 季度交易等年内多月交易、月度交易纳入月度校核。对于多月交易，由北京电力交易中心每月提出次月交易校核申请，国调中心负责开展次月交易校核，逐月提供校核结果。

(3) 跨月多日交易和月内多日交易纳入月内校核。对于跨月多日交易，由北京电力交易中心将本月内交易结果提供至国调中心开展月内校核，次月及之后各月的交易结果纳入月度校核。

6. 中长期安全校核遵循总量校核原则，针对发电计划单元、输电通道的年度、月度等周期优先发电计划和各类交易的总电量（总电力曲线）开展校核，校核内容主要包括调峰能力校核、电网阻塞校核和最小方式校核。
7. 电力中长期交易、合同调整和合同交易必须经安全校核后方可生效。原则上年度校核时间不超过 7 个工作日，月度校核时间不超过 3 个工作日，月内校核时间不超过 2 个工作日。
8. 为保障系统整体备用和调频调峰能力，在各类市场交易开始前，相关电网企业调度部门可根据机组可调出力、检修天数、系统净负荷曲线以及电网约束情况，折算得到各机组的电量上限，并向相关电力交易机构提供信息。
9. 国调中心在各类市场交易开始前应按规定及时提供关键通道输电能力、关键设备停电检修计划等电网运行相关信息，由北京电力交易中心在信息披露中予以公布。
10. 安全校核应在规定的期限内完成。相应调度部门需出具安全校核

结果，一般为“校核通过”或“校核不通过”，若不通过应说明具体原因，由北京电力交易中心予以公布。

11. 安全校核未通过时，由北京电力交易中心按照交易组织时序逆序调减无约束成交结果，直至通过安全校核。安全校核需调减售电方申报电量时，双边协商交易按照“可再生能源优先、节能环保优先”的顺序逆序调减；集中竞价交易和挂牌交易按照“价格优先、可再生能源优先、节能环保优先”的顺序逆序调减；优先级相同时，按照“时间优先”的顺序逆序调减；当以上条件均相同时，按照申报电量等比例调减，直至通过安全校核。
12. 对于在双边协商交易中约定交易电力曲线的，相应调度部门在安全校核时，在前述基础之上，按照“电力曲线优先”的顺序逆序调减，直至通过安全校核。
13. 电力系统发生紧急情况时，相应调度部门可基于安全优先的原则实施调度，并在事后向国家能源局派出机构和相关政府电力管理部门书面报告事件经过。紧急情况导致的经济损失，有明确责任主体的，由相关责任主体承担经济责任。

## **10.2 交易计划编制**

1. 交易计划包括年度交易计划、月（季）度交易计划。根据省间优先发电计划（或月度分解）、省间电力直接交易、省间外送交易、合同交易等结果形成。
2. 交易计划应包括交易曲线（电力及电量）、交易类型、交易时间、交易通道、计量关口等要素。电网企业调度部门应当合理安排电



网运行方式并保障执行。

3. 市场主体对月度交易计划执行提出异议时，电网企业调度部门负责出具说明，电力交易机构负责公布相关信息。

### **10.3 交易计划调整**

1. 北京电力交易中心可根据电力市场实际情况，对交易计划进行调整。相关市场主体于每月最后一周前向北京电力交易中心提出计划调整申请，北京电力交易中心组织交易各方协商一致后，下达交易计划调整单，作为交易调整、电量结算的依据。
2. 交易计划调整时，原则上先调整非国家计划和政府间协议交易，后调整国家计划和政府间协议交易；同类交易需要调整时，按照“价格优先、可再生能源优先、节能环保优先”的原则，逆序调减电量，之后形成交易计划；开展预挂牌交易的地区，优先根据预挂牌交易调整交易计划，之后根据调整应急支援交易调整交易计划。
3. 电力系统发生紧急情况时，电网企业调度部门可基于安全优先的原则实施调度，并在事后向国家能源局派出机构和相关政府电力管理部门书面报告事件经过并备案。同时，向北京电力交易中心提供相关信息，作为开展交易结算的依据。
4. 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。
5. 交易计划调整时应做好记录，并按照有关要求向国家能源局派出机构和相关政府电力管理部门书面报告事件经过并备案。

## 6. 月度总发电计划形成与执行:

- (1) 调度部门按照调度管辖范围, 根据交易各方协商一致的年度合同按月分解电量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。
- (2) 调度部门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。
- (3) 调度部门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, 经国家能源局派出机构和相关政府电力管理部门同意后执行。
- (4) 发电企业对月度总发电计划执行偏差提出异议时, 相应调度部门应出具说明, 北京电力交易中心公布相关信息。
- (5) 电力系统发生紧急情况时, 调度部门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派出机构和相关政府电力管理部门报告。

## 10.4 交易执行优先级

### 10.4.1 交易周期执行优先级

I 级: 多年交易, 包括多年交易合同、多年交易年度补充合同、多年交易转让/回购交易合同。

II 级: 年度交易, 包括年度交易合同、年度交易转让/回购交易合同。

III 级: 月度(含季度)交易, 包括月度交易合同、月度交易转让

/回购交易合同。

IV级：月内多日交易，包括月内多日交易合同及其他。

#### **10.4.2 交易品种执行优先级**

1. 省间优先发电合同交易优先保障完成。
2. 除优先发电合同交易外，同一交易周期内的可再生能源交易优先于其他省间交易。
3. 其他交易品种优先级相同。

#### **10.4.3 交易计划调减原则**

1. 一般按交易执行优先级顺序逆序调减。
2. 对于交易组织方式相同的，遵循“价格优先、可再生能源优先、节能环保优先”原则，按顺序逆序调减。
3. 以上原则都相同的交易，则按申报电量等比例调减。

#### **10.4.4 交易计划恢复原则**

一般按交易执行优先级顺序恢复。对于交易组织方式相同的，按合同签订时间先后顺序恢复；时间相同的，按申报电量等比例恢复。

## **11. 计量与结算**

### **11.1 计量点设置**

1. 发电企业上网电量计量点一般设在产权分界点，并由发电企业、电网企业在相关合同中进行约定。
2. 输电电量计量点原则上应按输电价格核准文件中有关规定设置或与购电电量计量点保持一致。
3. 电能结算关口计量点应由电网企业与相关主体在有关交易合同中明确约定，若发生变更，交易各方应以书面方式进行确认。

### **11.2 计量装置**

1. 电网企业应当根据市场运行需要为市场主体安装符合技术规范的计量装置。
2. 所有的上网点及联络线关口必须安装计量装置；其中省间输电线路两侧均应安装计量装置。
3. 电能计量装置应安装在尽量靠近电能量计量点的位置。
4. 各市场主体必须保证本侧计量装置的精确度达到规则和国家、行业的要求，并能接入相应的电能量采集系统。
5. 计量装置需定期进行检定和校验，对于未经检验或超过检验周期未检定的计量装置，不得使用。
6. 安装主、副表计的，应将主表和副表安装在同一计量点，主副两套计量表计一经确认，不得改变。

7. 同一计量点应当安装相同型号、相同规格、相同精度的主、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。

### **11.3 计量数据采集**

1. 有功电量的计量数据应按一个交易时段为一个采样周期进行。经各市场主体协商同意，可以用交易时段（以分钟为单位）的约数作为一个采样周期。
2. 电网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技术支撑系统并确保数据传输正确性。
3. 电网企业应按照电力市场结算要求定期抄录发电企业（机组）和电力用户电能计量装置数据，并提交电力交易机构。
4. 市场主体必须保证每一计量装置都与数据采集系统实时计量数据传输。

### **11.4 计量数据确认和替代方法**

1. 计量数据确认及替代方法，应由市场主体协商一致。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。当主表发生故障时，应采副表数据作为计量数据。
2. 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折算必要的电量（线损、变损、厂用电等）

后作为替代电量数据。替代电量数据需经各相关市场主体共同确认。如各方不能达成确认意见，由国家授权的计量检定机构出具电量认定意见。

3. 当出现计量数据不可用时，由电能计量检定机构确认并出具报告，结算电量由电力交易机构组织相关市场主体协商解决。

## **11.5 电量结算**

### **11.5.1 电量结算原则**

1. 北京电力交易中心负责通过电力交易平台，向开展电力交易的市场主体和其所在地区电力交易机构出具电量结算凭证，电网企业根据相关规则进行资金结算。
2. 北京电力交易中心负责提供电网企业省间交易电量、发电企业直接通过联络线外送电量的结算凭证，其他发电企业、电力用户的电量结算凭证由市场主体所在省交易中心负责提供，所在电网企业承担保底外送（外购）任务。
3. 弃风弃光电量按照电网企业调度部门出具的日执行计划的积分电量结算。
4. 相关电力交易机构可通过电力交易平台，将北京电力交易中心出具的结算凭证作为固定结算边界，结合市场主体省内交易的结算结果，一并出具结算凭证。
5. 交易结算采用按月结算、按照合同周期清算方式，必要时进行年终清算。
6. 结算凭证按照交易结算顺序出具，须明确合同电量及偏差。

7. 市场主体省间交易电量结算优先于省内交易电量结算。
8. 交易执行优先级作为电量结算优先级的参考，其中电力用户参与的直接交易优先结算，其他类型交易按以下优先级执行：
  - (1) 省间优先发电电量优先结算。
  - (2) 多年交易结算，包括多年交易合同、多年交易年度补充合同、多年交易转让/回购交易合同。
  - (3) 年度交易结算，包括年度交易合同、年度交易转让/回购交易合同。
  - (4) 月度交易结算，包括月度交易合同、月度交易转让/回购交易合同。
  - (5) 月内多日交易结算，包括月内多日交易合同及其他。
9. 若发电、供电调度计划调整，则以国调中心提供的日前初始计划和实际执行计划，结合北京电力交易中心月度交易共同作为电量结算依据。偏差电量按照第 12 章相关原则进行结算和考核。

### **11.5.2 电量结算流程**

1. 发电企业、售电公司、电力用户结算关口和省间输电通道的关口表计的抄表例日原则上为每月 1 日，该日抄录上月月末日 24 时电表冻结数。正式结算数据准备。具体流程如下：
  - (1) 电网企业向北京电力交易中心提供所有交易计量点日和月合计电量数据，必要时提供 96 点交易计算数据。定期向北京电力交易中心提供政府相关部门电价批复和调整信息。
  - (2) 发电企业向北京电力交易中心和有关省电力交易机构提供

发电企业日和月合计交易计量点电量数据、定期向北京电力交易中心和有关省电力交易机构提供政府相关部门电价批复和调整信息。

(3) 对于需要日计划作为结算依据的电力交易，电网企业向北京电力交易中心提供日前初始计划和日前、日内的临时调整计划。

2. 省间交易结算。具体流程如下：

(1) 每月前 5 个工作日内，北京电力交易中心根据相关结算规则和偏差电量处理原则将上月省间交易结算电量进行分解结算，编制省间交易核对结算单，并将核对结算单发至相关市场主体和电力交易机构进行核对确认。

(2) 相关交易主体在收到核对结算单后 2 个工作日内对结算电量数据进行核对确认，逾期则视为已确认。

(3) 每月前 9 个工作日内，北京电力交易中心出具上月省间交易正式结算单。

(4) 相关电力交易机构，应依据上月省间交易正式结算单，对上月相关发电企业电能正式结算单中省间交易电量数据进行修正。

## 11.6 电费结算

1. 原则上，由北京电力交易中心向相关市场主体出具结算依据。
2. 市场交易电力用户（或售电公司）的电费构成包括：电量电费、偏差考核费用、输配电费、政府性基金与附加等。



3. 发电企业的电费构成包括：电量电费、偏差考核费用等。
4. 电力用户（或售电公司）的省间交易电量只结算电度电费，容量电费、代收基金及附加、力率考核电费按相关规定结算。
5. 电网企业根据相关电力交易机构提供的电力交易结算凭证按照合同约定在规定时限内进行结算，并向电力用户收取电费、向发电企业支付电费、向省间输电方支付输电费，向售电公司支付售电服务费。

## 12. 偏差电量结算及考核

### 12.1 概述

1. 建立偏差电量结算及考核机制，按照月清月结的方式，对省间交易计划电量与实际上网电量之间的偏差进行结算并考核，不再进行滚动调整。
2. 北京电力交易中心负责发电企业直接通过联络线外送电量的偏差结算及考核；其他发电企业、电力用户的电量偏差结算及考核按照市场主体所在省交易中心的相关办法执行，办法及执行结果应报北京电力交易中心备案。
3. 当在月内交易执行过程中因客观因素预计出现较大电量偏差时，可由有关市场主体提出申请，申请包括：偏差原因、偏差类型（如正偏差、负偏差等）、影响电量等，北京电力交易中心组织有关市场主体协商一致后对计划进行调整，并以调整后的计划作为考核基准。
4. 发生下列情况，可由市场主体申报免考核：
  - （1）对于电网故障、电网改造、安全约束、重大检修计划调整、水库防洪及应急调度等非自身原因导致的市场主体产生的偏差电量。
  - （2）对于国家政策调整、社会责任要求、签订外送合同的发电侧省内突发性供需严重不平衡、极端环境变化等不可抗力因素导致的市场主体产生的偏差电量。
5. 免考核申请由发电企业提出，一般由相关调度机构出具书面说明

并提交至政府相关部门和北京电力交易中心备案，书面说明内容应包括：偏差原因、偏差类型（如正偏差、负偏差等）、影响电量，以此作为免考核凭证。

6. 由北京电力交易中心清算省间交易合同执行情况，以计量关口为准，结算及考核方式如下：

（1）若发电企业少发电量，则其少发部分按照细则规定支付考核费用并向输电方支付补偿费用，考核费用返还至购电侧电网企业及有关市场主体。

（2）若发电企业超发电量，则其超发部分按照细则规定结算。

7. 偏差考核产生的费用由北京电力交易中心在发电企业、受入省电网企业和输电方之间进行结算。

## 12.2 发电企业偏差结算及考核

1. 发电企业月度电量结算分两部分：

（1）年度优先发电计划按月分解的电量  $Q_{\text{优先}}$ ，在月度交易前的申报确认电量  $Q_{\text{申报优先}}$ ，按批复价格  $P_{\text{优先}}$  结算，收入  $R_{\text{优先}}$  为：

$$R_{\text{优先}} = Q_{\text{申报优先}} \times P_{\text{优先}}$$

（2）省间市场化双边协商、集中竞价、挂牌等合同电量分别为

$Q_{\text{双边}}$ 、 $Q_{\text{集中}}$ 、 $Q_{\text{挂牌}}$ （下同），其电量之和为  $Q_{\text{市场合同}}$ ：

$$Q_{\text{市场合同}} = Q_{\text{双边}} + Q_{\text{集中}} + Q_{\text{挂牌}}$$

市场化电量均按各个合同价格  $P_{\text{双边}}$ 、 $P_{\text{集中}}$  和  $P_{\text{挂牌}}$  分别结算，收入  $R_{\text{市场合同}}$  为：

$$R_{\text{市场合同}} = Q_{\text{双边}} \times P_{\text{双边}} + Q_{\text{集中}} \times P_{\text{集中}} + Q_{\text{挂牌}} \times P_{\text{挂牌}}$$

2. 发电企业偏差电量分两部分:

(1) 年度优先发电计划按月分解的实际上网电量  $Q_{\text{实际上网 } 1-1}$  与月度交易前申报确认电量  $Q_{\text{申报优先}}$  的偏差电量  $Q_{\text{偏差 } 1-1}$  为:

$$Q_{\text{偏差 } 1-1} = Q_{\text{实际上网 } 1-1} - Q_{\text{申报优先}}$$

(2) 省间市场化交易的实际上网电量  $Q_{\text{实际上网 } 1-2}$  与合同电量之和  $Q_{\text{市场合同}}$  的偏差  $Q_{\text{偏差 } 1-2}$ :

$$Q_{\text{偏差 } 1-2} = Q_{\text{实际上网 } 1-2} - Q_{\text{市场合同}}$$

3. 对于全部省间交易均约定交易曲线的售电侧主体, 根据每日的实际出力曲线考核偏差电量, 结算及考核方式同 12.2.1 和 12.2.2.

### 12.2.1 优先发电电量部分

1. 年度优先发电电量的偏差为发电企业在月度实际执行的优先发电电量与年度优先发电计划按月分解电量在月度交易前申报确认电量的差值。

2. 发电企业月度实际发电量  $Q_{\text{实际上网 } 1-1}$  小于其月度交易前申报确认的优先发电电量  $Q_{\text{申报优先}}$  时, 首先按照政府批复的上网价格  $P_{\text{优先}}$  结算实际电量, 即:

若  $Q_{\text{实际上网 } 1-1} < Q_{\text{申报优先}}$ , 则

$$R_{\text{优先}} = Q_{\text{实际上网 } 1-1} \times P_{\text{优先}}$$

然后, 因其自身原因导致的少发电量  $Q_{\text{月度优先(小)}}$  超过偏差考核比例  $D$  的部分按照政府批复上网价格  $P_{\text{优先}}$  的比例  $L$  支付偏差考核费用 (省间市场启动初期, 暂设  $L=10\%$ ), 即:

$$Q_{\text{偏差 } 1-1} = Q_{\text{月度优先(小)}} = Q_{\text{申报优先}} - Q_{\text{实际上网 } 1-1}$$

若  $Q_{\text{偏差 } 1-1} / Q_{\text{申报优先}} > D$ , 则

$$R_{\text{偏差}1-1} = (Q_{\text{偏差}1-1} - D \times Q_{\text{申报优先}}) \times L \times P_{\text{优先}}$$

此时，月度优先发电电量收入  $R_{\text{月度优先(小)}}$  为：

$$R_{\text{月度优先(小)}} = R_{\text{优先}} - R_{\text{偏差}1-1} - (Q_{\text{偏差}1-1} - D \times Q_{\text{申报优先}}) \times C \times P_{\text{输电}}$$

其中， $P_{\text{输电}}$  为输电价格， $C$  为输电费用补偿系数（省间市场启动初期，暂设  $C=10\%$ ）， $C \times P_{\text{输电}}$  为向输电方支付的补偿价格。

3. 发电企业月度实际发电量  $Q_{\text{实际上网}1-1}$  大于或等于其申报的月度优先发电量  $Q_{\text{申报优先}}$  时，首先按照政府批复的上网价格  $P_{\text{优先}}$  结算优先发电量申报部分，即：

若  $Q_{\text{实际上网}1-1} \geq Q_{\text{申报优先}}$ ，则

$$R_{\text{优先}} = Q_{\text{申报优先}} \times P_{\text{优先}}$$

然后，因其自身原因导致的超发电量  $Q_{\text{月度优先(大)}}$  按照政府批复的上网价格  $P_{\text{优先}}$  的比例  $E$  结算（比例  $E$  随市场交易供需情况调整，由北京电力交易中心在市场交易公告中发布，初期暂设  $E=0.9$ ），即：

$$Q_{\text{偏差}1-1} = Q_{\text{月度优先(大)}} = Q_{\text{实际上网}1-1} - Q_{\text{申报优先}}$$

月度优先发电电量超发部分收入  $R_{\text{月度优先}}$  为：

$$R_{\text{优先超发}} = Q_{\text{偏差}1-1} \times E \times P_{\text{优先}} \quad (0 < E \leq 1)$$

此时，月度优先发电电量收入  $R_{\text{月度优先(大)}}$  为：

$$R_{\text{月度优先(大)}} = R_{\text{优先}} + R_{\text{优先超发}}$$

4. 火电、核电发电企业的优先发电交易部分，因其自身原因导致的少发电量超过 2%（ $D=2\%$ ）的部分须支付偏差考核费用。
5. 水电发电企业的优先发电交易部分，因其自身原因导致的少发电量超过 5%（ $D=5\%$ ）的部分须支付偏差考核费用。

6. 新能源发电企业的优先发电交易部分，因其自身原因导致的少发电量超过 10%（ $D=10\%$ ）的部分须支付偏差考核费用。

### 12.2.2 省间交易市场化电量部分

1. 发电企业实际上网电量  $Q_{\text{实际上网}1-2}$  小于其月度交易合同电量之和  $Q_{\text{市场合同}}$  时，首先按其当月签订的月度省间市场合同价格的加权平均值  $P_{\text{平均}}$  结算实际电量，即：

$$Q_{\text{市场合同}} = Q_{\text{双边}} + Q_{\text{集中}} + Q_{\text{挂牌}}$$

若  $Q_{\text{实际上网}1-2} < Q_{\text{市场合同}}$ ，则

$$P_{\text{平均}} = R_{\text{市场合同}} / Q_{\text{市场合同}}$$

此时，月度省间交易市场化电量收入  $R_{\text{月度市场}}$  为：

$$R_{\text{月度市场}} = Q_{\text{实际上网}1-2} \times P_{\text{平均}}$$

然后，因其自身原因导致的少发电量  $Q_{\text{月度市场(小)}}$  超过偏差考核比例  $D$  的部分按对应合同价格的比例  $L$  支付偏差考核费用（省间市场启动初期，暂设  $L=10\%$ ），即：

$$Q_{\text{偏差}1-2} = Q_{\text{月度市场(小)}} = Q_{\text{市场合同}} - Q_{\text{实际上网}1-2}$$

若  $Q_{\text{偏差}1-2} / Q_{\text{市场合同}} > D$ ，则

$$R_{\text{偏差}1-2} = (Q_{\text{偏差}1-2} - D \times Q_{\text{市场合同}}) \times L \times P_{\text{双边/集中/挂牌}}$$

其中， $P_{\text{双边/集中/挂牌}}$  为少发电量对应合同价格。

此时，月度省间交易市场化电量收入  $R_{\text{月度市场(小)}}$  为：

$$R_{\text{月度市场(小)}} = R_{\text{月度市场}} - R_{\text{偏差}1-2} - (Q_{\text{偏差}1-2} - D \times Q_{\text{市场合同}}) \times C \times P_{\text{输电}}$$

其中， $P_{\text{输电}}$  为输电价格， $C$  为输电费用补偿系数（省间市场启动初期，暂设  $C=10\%$ ）， $C \times P_{\text{输电}}$  为向输电方支付的补偿价格。

2. 发电企业实际发电量  $Q_{\text{实际上网}1-2}$  大于或等于其月度交易申报合同

电量之和  $Q_{\text{市场合同}}$  时，首先按其所签订的市场合同价格结算各类市场合同电量，即：

若  $Q_{\text{实际上网}_{1-2}} \geq (1+D) Q_{\text{市场合同}}$ ，则

$$R_{\text{月度市场}} = (1+D) R_{\text{市场合同}}$$

因其自身导致的超发电量  $Q_{\text{月度市场(大)}}$  为：

$$Q_{\text{偏差}_{1-2}} = Q_{\text{月度市场(大)}} = Q_{\text{实际上网}_{1-2}} - (1+D) Q_{\text{市场合同}}$$

此时，月度省间交易市场化电量因自身原因导致的超发电量收入为  $R_{\text{月度超发}}$ ：

$$R_{\text{月度超发}} = Q_{\text{偏差}_{1-2}} \times P'_{\text{平均}}$$

其中， $P'_{\text{平均}}$  为当月购电省相同发电类型省间市场合同价格的加权平均值。若该价格高于当月签订的月度省间市场合同价格的加权平均值  $P_{\text{平均}}$ ，则超发部分按照  $P_{\text{平均}}$  与比例  $E$  相乘后结算（比例  $E$  随市场交易供需情况调整，由北京电力交易中心在市场交易公告中发布，初期暂设  $E=0.9$ ），即：

若  $P'_{\text{平均}} > P_{\text{平均}}$ ，则

$$R_{\text{月度超发}} = Q_{\text{偏差}_{1-2}} \times E \times P_{\text{平均}} \quad (0 < E \leq 1)$$

因非自身原因导致的超发电量收入为：

$$R_{\text{月度超发}} = Q_{\text{偏差}_{1-2}} \times P_{\text{平均}}$$

综上，月度省间交易其他电量收入  $R_{\text{月度市场(大)}}$  为：

$$R_{\text{月度市场(大)}} = R_{\text{月度市场}} + R_{\text{月度超发}}$$

3. 火电、核电发电企业的市场化交易部分，因其自身原因导致的少发电量超过 2% ( $D=2\%$ ) 的部分须支付偏差考核费用。
4. 水电发电企业的市场化交易部分，因其自身原因导致的少发电量

超过 5% (D=5%) 的部分须支付偏差考核费用。

5. 新能源发电企业市场化交易部分, 因其自身原因导致的少发电量超过 10% (D=10%) 的部分须支付偏差考核费用。



## 13. 信息发布

### 13.1 信息分类

#### 13.1.1 按照信息保密要求和公开范围分类

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。
2. 公众信息指电力监管机构批准下达后，通过电力交易平台向社会公众公布的数据和信息，包括但不限于：
  - (1) 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、管理办法及相关政策文件等。
  - (2) 国家批准的燃煤机组标杆上网电价、国家批准的可再生能源发电企业上网电量价格、补贴价格等、目录销售电价格、输配电价格、各类政府性基金及附加、系统备用费及其他电力交易相关收费标准等。
  - (3) 电网停电、限电和事故抢修处理情况。
  - (4) 市场概况，包括市场主体名单及其变动情况。
  - (5) 分年、月披露的市场运行概况。
  - (6) 需要单独进行披露的重大事项。
3. 公开信息指所有市场主体均可获得的数据和信息，包括但不限于：
  - (1) 市场主体的基本信息及信用等级评价信息。
  - (2) 省间输电通道的输电价格、省间输电通道的输电线损率。

- (3) 新电源项目投产计划、投产情况。
  - (4) 电力电量供需形势，包括年度、季度、月度和月内电力电量需求预测、可再生能源负荷预测和电网运行方式计划，年度预测按月分解。
  - (5) 省间交易电量预测情况，市场主体年、月交易总电量安排、分解和执行情况，各种交易的成交电量和成交价格。
  - (6) 全国每半年发电设备容量和构成情况（水、火、核电等）、全国每月发、用电量。
  - (7) 电网安全运行的主要约束条件、电网重要运行方式的变化情况、计划执行调整及原因、安全校核结果及原因等。
  - (8) 结算及相关信息。
  - (9) 应保证市场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) 由本细则其他条款规定属于公开信息的市场信息。
4. 私有信息指只有特定的市场主体及相关电力交易机构、电网企业调度部门才可获得的数据和信息，包括但不限于：
- (1) 发电机组的机组特性参数、性能指标，电力用户用电特性参数和指标。
  - (2) 各市场主体的各类交易完成前的成交电量及成交价格、各市场主体的申报电量和申报价格、结算信息、联系人及联系方式等。
5. 应采取必要措施来保证市场主体可以按时获得私有信息，并保证市场范围内私有信息的保密性。

6. 交换信息是相关电力交易机构、电网企业调度部门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数据和信息，包括但不限于：
  - (1) 市场运行信息等。
  - (2) 只有相关电力交易机构、电网企业调度部门有权获得交换信息。

### **13.1.2 按照信息内容和主要用途分类**

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。
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主体发布的交易组织信息、交易结果信息、交易执行信息等。交易信息以私有信息和交换信息为主。
3. 市场运营信息是指相关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。

## **13.2 信息管理**

1. 北京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，发布信息应真实、准确、及时、完整。
  - (1) 对于集中竞价交易（含挂牌交易），交易信息发布由北京电力交易中心负责，通过电力交易平台对相关交易信息进行汇集并发布给参与本次交易的市场主体。

- (2) 对于双边协商交易，交易信息发布由北京电力交易中心负责，通过电力交易平台对相关交易信息进行汇集并发布给参与本次交易的市场主体。
- (3) 对于市场运营信息管理模式，北京电力交易中心按照管理职责范围负责有关市场运营信息的汇集、审核和发布。
2. 市场主体应当按照本细则，遵循及时、公平、准确、完整的原则，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。
  3. 国调中心应满足市场主体合理的信息查询要求，对质疑给予积极解答。市场主体对安全校核结果有疑的，可申请国家有关部门指定第三方进行复核。
  4. 为保证市场主体的信息安全，市场主体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。
  5. 北京电力交易中心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。
  6. 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。
  7. 市场主体如对披露的相关信息有异议及疑问，可向国调中心、北京电力交易中心提出，由国调中心会同北京电力交易中心负责解释。

## 13.3 市场运营信息披露

1. 电力市场运营信息分为年度信息、季度信息和月度信息，各类信息都要在网站上予以披露，年度、季度信息还要通过年度、季度信息发布报告在信息发布会上发布。
2. 年度、月度信息发布的内容包括：
  - (1) 发电企业交易计划和完成情况。
  - (2) 省间交易计划和完成情况。
  - (3) 市场供需情况及电力电量平衡预测情况。
  - (4) 所辖电网概况及运行情况。
  - (5) 设备投产变更、停电检修计划和完成情况。
  - (6) 直调发电企业基本信息及运行情况。
  - (7) 发电权交易计划和完成情况、节能减排情况等。
3. 年度、季度信息发布的内容包括：
  - (1) 电力市场环境、电力消费情况等电力市场需求信息。
  - (2) 电源建设情况、电网建设及运行情况、发电企业发电情况等电力市场供应信息。
  - (3) 电力供需平衡情况、电网约束情况等电力市场运行情况。
  - (4) 省间交易情况、发电权交易情况等电力市场交易情况。
  - (5) 电力市场建设信息等。

## 13.4 市场主体信息披露

### 13.4.1 发电企业信息披露

1. 发电企业应每年进行一次公众信息披露，并根据市场情况，在变

更时随时披露公开信息。

2. 公众信息：企业基本信息，包括企业名称、法定代表人、企业类型、注册资本、经营范围、隶属关系、成立日期、企业地址、相关登记证号和许可证号、相关信用等级等。
3. 公开信息：发电企业的机组台数、单机容量、总装机容量、接入地区、接入电压等级、调度关系、投产日期、批复价格、最大和最小技术出力，机组检修计划、发电运行及停备情况、设备故障及原因、环保设施运行情况，已签合同电量、发电装机容量剔除电力中长期交易容量后剩余容量、电力中长期交易电量完成情况等。
4. 私有信息：发电机组特性参数、各机组中标电量、中标价格，电量清算情况、电费结算情况、市场化价格信息等。

#### **13.4.2 电力用户信息披露**

1. 电力用户应每年进行一次公众信息披露，并根据市场情况，在变更时随时披露公开信息。
2. 公众信息：企业基本信息，包括企业名称、法定代表人、企业类型、注册资本、股权结构、经营范围、隶属关系、成立日期、企业地址、联系方式、相关登记证号和许可证号等。
3. 公开信息：企业用电电压等级、用电类别、接入地区、供电方式、自备电源、用电容量、检修计划、调度关系、产品电力单耗、用电负荷率、电费欠缴情况，电力中长期交易需求信息、电力中长期交易电量完成情况等。
4. 私有信息：电量清算情况、电费结算情况、电量价格信息、最大

生产能力、投产时间（不应向同类别企业竞争者披露）等。

### **13.4.3 售电公司用户信息披露**

1. 售电公司应每半年进行一次公众信息披露，并根据市场情况，在变更时随时披露公开信息。
2. 公众信息：企业基本信息，包括企业名称、法人代表、企业类型、股权结构、资产证明、注册资本、资产总额、经营范围、隶属关系、成立日期、企业地址、联系方式、相关登记证号和许可证号、交易员信息、从业人员、经营场所和设备等。
3. 公开信息：代理电力用户及其电力中长期交易需求、电力中长期交易电量完成情况。
4. 私有信息：电量清算情况、电费结算情况、电量价格信息等。

### **13.4.4 电网企业信息披露**

1. 电网按现有规定信息披露，并根据市场情况，在变更时随时披露公开信息。
2. 公众信息：
  - （1）企业基本信息，包括企业名称、法定代表人、企业类型、注册资本、经营范围、隶属关系、成立日期、企业地址、联系方式、相关登记证号和许可证号、相关信用等级等。
  - （2）供电服务信息，包括提供服务能力，保底服务、普遍服务信息，停电、限电公告，故障抢修处理情况等。
3. 公开信息：
  - （1）年度电力供需预测，与电力中长期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。

- (2) 电力中长期交易合同电量等。
- (3) 因电网安全约束限制电力中长期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。
- (4) 电力中长期交易电量执行、电量清算等情况。
- (5) 输配电价格标准（含线损）、政府性基金和附加等有关价格标准等信息。
- (6) 线路、变电站等非计划检修情况说明。

### **13.5 保密规定**

1. 私有信息具有保密性，未经电力监管机构批准，市场主体和北京电力交易中心、电网企业调度部门不得向其他市场主体透露私有信息。
2. 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，相关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，由国家能源局派出机构和相关政府电力管理部门等组织调查并追究责任。
3. 公开信息、私有信息和交换信息具有保密性，未经国家能源局派出机构批准，市场主体不得向公众透露这三类信息。
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。
5. 不得将公众信息、公开信息、私有信息和交换信息用于本细则外的其他目的，不得提供给他人及机构，违规情况一经发现，相关



市场成员可追究其法律责任。法律、行政法规另有规定的除外。

6. 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。

## **14. 违约与争议处理**

### **14.1 退出原则**

1. 参与省间交易的有关各方，在合同期内原则上不得退出。
2. 市场主体进入市场后退出的，应在妥善处理交易相关事宜并按合同约定补偿有关方面损失后退出，原则上3年内不得再参与省间交易。
3. 因不可抗力导致退出的除外。

### **14.2 违约处理**

1. 电力交易各方应严格履行合同，任何一方违反合同约定条款视为违约，违约方应赔偿损失、继续履行同等责任，并采取补救措施。
2. 交易各方有以下行为之一的，北京电力交易中心经国家能源局或其派出机构、相关政府电力管理部门授权责令其中止市场交易，并由其承担相应的违约责任：
  - (1) 提供虚假注册信息，采用欺骗手段获得电力交易资格的。
  - (2) 有意隐瞒与电力交易有关的重要信息。
  - (3) 在参与电力交易过程中，单独或串通其他市场主体行使市场操纵力，操纵交易成交价格、成交电量，获得不正当利益的。
  - (4) 无正当理由，不认可电力交易平台交易结果，拒绝执行已成交的电力交易的。

- (5) 无正当理由，未按照交易成交结果完成交易电量，偏差额超过成交电量的 50%。
  - (6) 无正当理由，拒绝或拖欠缴纳电费的。
  - (7) 在出现电量偏差考核的情况下，无正当理由，不接受考核结果的。
  - (8) 不服从电网企业调度部门下达调度命令的。
  - (9) 私自将所购电量转售给其他电力用户的。
  - (10) 其他违反电力市场交易有关规定的。
3. 当实际电力市场中长期交易量与电力市场中长期交易的合同电量发生偏差时，有关违约责任及赔偿，按签订合同的相关条款执行，偏差电量结算及考核见第 12 章。

### **14.3 争议处理**

1. 本细则规定的争议为市场成员主体间的下列争议：
- (1) 对市场主体准入、退出、暂停交易的争议。
  - (2) 对市场主体违规处罚的争议。
  - (3) 对市场成员权利行使和义务履行的争议。
  - (4) 对市场交易组织、计量、结算、考核及费用收取、使用的争议。
  - (5) 对市场信息发布的争议。
  - (6) 对市场干预的争议。
  - (7) 对市场监管的争议。
  - (8) 其他有关省间交易的争议。

2. 争议解决的原则：
  - (1) 应遵循依法、透明、公平、公正的原则。
  - (2) 应争取以简单、快捷及经济的方式解决。
  - (3) 应有利于市场的正常稳定运行。
  - (4) 应有利于维持、巩固争议各方关系。
3. 发生争议时，按照国家有关法律法规相关规定处理，具体方式有：
  - (1) 协商解决。
  - (2) 申请调解或裁决。
  - (3) 申请仲裁。
  - (4) 司法诉讼。
4. 发生争议时，将按照以下程序进行争议解决：在合同履行过程中，交易各方如果发生争议，可自行协商解决，经当事方自行协商无法解决的，可提请北京电力交易中心调解。北京电力交易中心按照本细则及相关法律法规，本着实事求是原则，充分考虑各方诉求，提出争议解决办法。如果当事方不认可，也可书面提请主管部门、监管机构或市场管理委员会调解，调解意见须经调解机构出具书面意见后生效。经上述途径仍无法解决的市场争议，当事方可申请仲裁。

## **15. 风险防控与市场干预**

### **15.1 风险防控**

1. 北京电力交易中心负责加强对省间交易市场运营情况的监控分析，采取有效的风险防控措施，当市场出现重大异常时，向相关电力主管部门和国家能源局派出机构报告。相关电力主管部门或国家能源局派出机构，按细则采取相应的市场干预措施。
2. 各市场主体应配合北京电力交易中心做好市场监控分析工作，保证风险防控的正常开展。

### **15.2 市场中止**

1. 当出现以下情况时，北京电力交易中心可中止省间交易并报相关政府电力部门：
  - (1) 电力市场未按照规则运行和管理的。
  - (2) 电力市场运营规则不适应电力市场交易需要，必须进行重大修改的。
  - (3) 电力市场交易发生恶意串通操纵市场的行为，并严重影响交易结果的。
  - (4) 电力交易平台、调度技术支持系统、数据通信系统等发生重大故障，导致交易长时间无法进行的。
  - (5) 因不可抗力市场交易不能正常开展的。
  - (6) 电力市场发生其他严重异常情况的。

2. 根据事件影响范围和严重程度，北京电力交易中心可在采取中止措施后，报相关电力主管部门备案。

### 15.3 市场干预

1. 市场干预是指在特定的情况下和确定的短期时间内，对部分或全部市场交易由相关电力主管部门临时管制，也可授权北京电力交易中心和国调中心进行紧急市场干预。
2. 发生以下情况之一时，北京电力交易中心和国调中心为保证电力系统安全稳定运行，可以依法依规进行紧急市场干预：
  - (1) 由于发生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的。
  - (2) 因重大政策变化，或外部因素波动导致的市场交易严重不平衡，市场纠纷或投诉集中爆发的。
  - (3) 影响电力系统安全稳定运行的其他情况。
3. 电力交易平台发生故障，省间交易无法正常进行时，北京电力交易中心应及时通知市场成员推迟、暂停市场交易，并报相关电力管理部门及国家能源局派出机构。
4. 市场干预的主要手段包括：
  - (1) 改变市场交易时间、暂缓市场交易。
  - (2) 调整市场限价。
  - (3) 调整市场交易电量。
  - (4) 其他维护市场正常交易和竞争的手段。
5. 市场干预期间，北京电力交易中心和国调中心应详细记录干预的

起因、起止时间、范围、对象、手段和结果等内容，并报国家能源局派出机构备案。

## **15.4 应急处置**

1. 当系统发生紧急事故时，国调中心应按安全第一的原则处理，由此带来的成本由相关责任主体承担，责任主体不明的由市场主体共同分担。
2. 当面临严重供不应求情况时，可依照相关规定和程序暂停市场交易，组织实施有序用电方案。
3. 当出现重大自然灾害、突发事件时，可依照相关规定和程序暂停市场交易，临时实施发用电计划管理。

## **15.5 市场恢复**

当省间电力市场恢复至可正常开展市场交易时，国家能源局派出机构应及时会同相关电力管理部门取消市场干预，并授权北京电力交易中心向市场主体发布市场恢复的信息。

## 16. 细则管理

1. 本细则由北京电力交易中心负责拟定，电力市场管理委员会负责审定，由国家有关部门批准及发布，或授权北京电力交易中心发布。
2. 市场主体和市场运营机构有权向北京电力交易中心提出修改规则的建议。
3. 遇到国家法律或政策发生重大调整、市场环境发生重大变化及国家能源局派出机构、相关政府电力管理部门认为必要的其他情况时，由北京电力交易中心市场管理委员会组织开展细则修订工作。
4. 出现紧急情况时，北京电力交易中心可申请制定本细则的临时条款。北京电力交易中心发布临时条款时，应向市场主体说明制定临时条款的理由，例举详细证据。
5. 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。



## **17. 附则**

1. 本细则应与现行的法律法规、技术规程等国家行业标准相统一，当本细则与最新行业标准发生矛盾时，应服从最新行业标准的规定。
2. 本细则由北京电力交易中心负责解释。
3. 本细则自发布之日起施行。

## 18. 名词解释

1. **市场成员**：即市场参与者，包括市场主体和北京电力交易中心及各交易部。市场主体包括各类发电企业、售电公司、电力用户和电网企业。
2. **省间交易**：分为省间电力直接交易、省间外送交易和省间合同交易。指通过省间输电通道，购电方（含电网企业、电力用户、售电公司）与售电方（含发电企业、电网企业）或合同有关方通过北京电力交易中心交易平台开展的交易。
3. **省间电力直接交易**：符合准入条件的发电企业与电力用户、售电公司，按照自愿参与、自主协商的原则直接进行的购售电交易，相应电网企业按规定提供输配电服务。
4. **省间外送交易**：发电企业与电网之间，或者送受端电网之间开展的购售电交易，相应电网企业按规定提供输配电服务。
5. **省间合同交易**：在不影响相关方利益的前提下，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，也称发电权交易。
6. **合同回购交易**：由原合同各方协商一致，由售电方回购部分交易电量。回购电量、价格由合同双方协商确定。
7. **合同转让交易**：将合同的全部或部分电量转让给合同之外的第三方的交易。
8. **合同置换交易**：交易双方将各自的售电（或购电）合同执行时间段进行置换，保持双方全年总的合同电量不变。
9. **中长期交易**：指符合准入条件的发电企业、电网企业、售电公司、

电力用户等市场主体，通过双边协商、集中竞价、挂牌等方式，开展的多年、年、季、月及月内多日的电力交易。优先发电电量现阶段视为厂网双边协商交易电量，签订厂网间购售电合同，纳入省间电力中长期交易范畴。

10. **优先发电：**优先发电是指国家计划、地方政府间协议或同等优先原则，优先出售电力电量，包括纳入规划的可再生能源发电电量，水电、核电、余热余压余气发电以及跨省区国家计划、地方政府协议和历史形成的送电量。
11. **全电量参与市场交易：**全电量参与市场交易是相对于部分电量参与市场交易而言，电力用户（售电公司）全电量参与市场交易后，不再执行目录电价，由市场用户的电量来决定发电厂的发电量供给，再辅以偏差电量结算及考核。
12. **双边协商交易：**指市场主体之间自主协商交易电量（电力）、价格，形成双边协商交易意向，通过电力交易平台进行申报确认，经电网企业调度部门安全校核后形成交易结果并签订交易合同。
13. **集中竞价交易：**指市场主体通过电力交易平台申报电量、价格等信息，以申报截止前最后一次的有效申报作为最终申报。申报结果经电力交易平台无约束出清后，由电力交易中心将无约束成交结果提交电网企业调度部门开展安全校核，电网企业调度部门在约定的工作日内将校核结果反馈电力交易中心，形成集中竞价交易结果。
14. **边际电价法：**所有成交电量均采用统一价格进行出清的方法。
15. **报价撮合法：**将购电方、售电方申报价格（差）配对，形成竞争

交易价格（差）进行出清的方法。

16. **挂牌交易：**指市场主体通过电力交易平台，提出购电、售电或合同的电量和价格等申请信息，北京电力交易中心市场交易情况面向所有符合资格的市场主体发布挂牌交易公告及交易合同事项，市场主体在规定的时间内按照交易公告约定的交易要素申报交易意向，经电网企业调度部门安全校核后形成交易结果并签订交易合同。
17. **抽蓄电量交易：**本规则指促进清洁能源消纳的抽蓄电站抽水电量交易。由北京电力交易中心通过电力交易平台组织买方（电网企业、抽蓄电站）与卖方（水电、风电、太阳能等清洁能源发电企业），利用省间等输电通道富裕能力，开展月度抽蓄电站富裕抽水电量交易。
18. **应急支援交易：**在可再生能源消纳存在突出困难或局部电网出现电力电量供需矛盾时，由北京电力交易中心组织有关各方开展中长期省间交易，一般通过月度预挂牌方式组织开展。
19. **市场出清：**商品市场与要素市场同时实现供求平衡的市场状态，但有时也指某一商品市场或某一要素市场实现供求平衡的市场状态。市场上价格有充分的弹性，价格机制的自我调节能够让市场自发实现供求均衡，即市场出清的状态。
20. **输配电价：**销售电价中包含的输配电成本，按照输送电量来收费，根据不同的电压等级，遵循“准许成本+合理收益”原则，由各省核定。
21. **两部制电价：**电网对大工业用电实行的电价制度。它将电价分成

基本电价与电度电价两部，基本电价是按照工业企业的变压器容量或最大需用量(即一月中每 15 分钟或 30 分钟平均负荷的最大值)作为计算电价的依据，由供电部门与用电部门签订合同，确定限额，每月固定收取，不以实际耗电数量为转移，即使不用电，也需要交纳基本电价；电度电价，是按用电部门实际耗电度数计算的电价，即用多少度电，交纳与之相对应的电费。

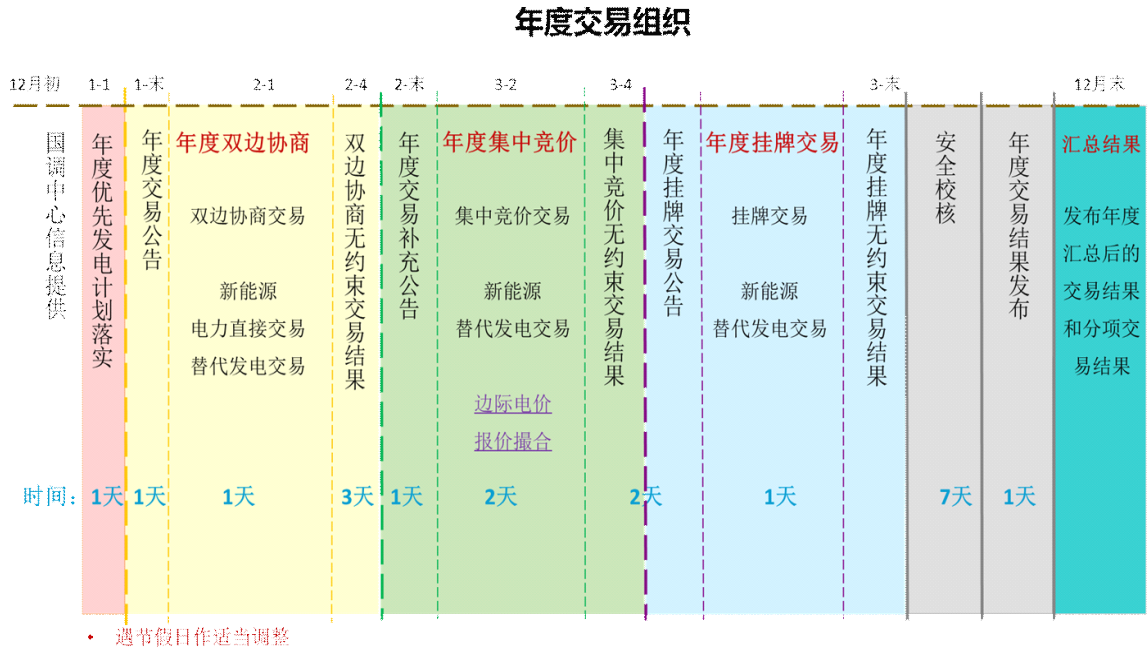
22. **峰平谷电价：**将一天的 24 小时，分为峰平谷段，各段收取的电度电价不一样，电度电价：峰段 > 平段 > 谷段。在电力直接交易中一般用平段电价作为交易电价，也可以按峰谷比进行结算，鼓励在双边协商交易中约定交易的电力曲线。
23. **政府性基金与附加：**为了解决与用电有关的一些问题或者遗留问题，国家陆续开征了一些基金，主要包括：电力建设基金（农网还贷基金），三峡工程建设基金，中央直属水库移民基金，大中型水库移民后期扶持基金，地方小水库移民后期扶持基金，可再生能源附加，城市公用事业附加等。
24. **安全校核：**校核由市场出清预先形成的无约束交易结果是否满足网络安全稳定的约束条件的过程。
25. **申报：**市场主体参与市场竞争，向电力交易机构提交可购或电量、价格的行为。
26. **限价：**为了防止电力市场风险，对售电方和购电方申报价格采取的限制。
27. **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。公众信息指电力监管机构批准下达后，通过电力交易平

台向社会公众公布的信息；公开信息指所有市场主体均可获得的信息；私有信息指只有特定的市场主体及电力交易机构、电网企业调度部门才可获得的信息；交换信息是特定的市场主体及相关电力交易机构、电网企业调度部门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。

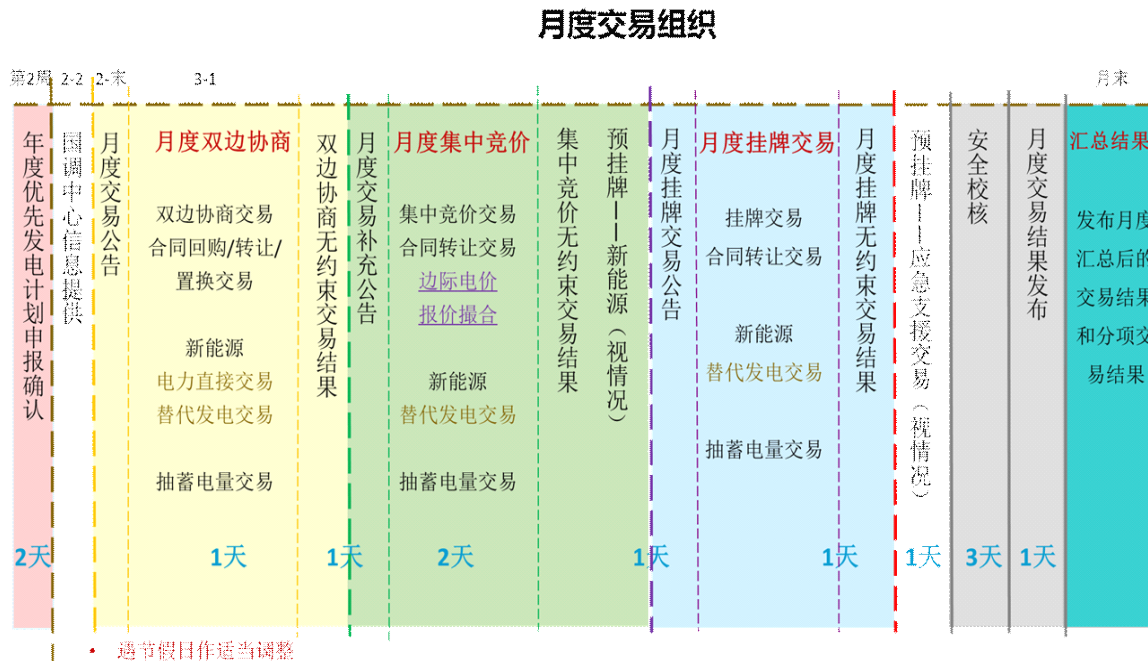
28. **不可抗力：**指对市场和电力系统有严重影响的不可预期和不可控制的时间或其产生的结果，包括自然灾害、政府干预和战争行为等，具体以合同约定为准。

# 附录 1：交易组织流程图

## 1. 年度交易组织



## 2. 月度交易组织



## 附录 2：交易组织流程表

### 1. 年度交易组织

年度交易组织		
组织时间	交易方式	交易品种
12 月第 1 周第 1 个工作日	优先发电	年度优先发电计划落实
第 1 周最后 1 个工作日前	年度交易公告	
4 个工作日	双边协商	年度双边协商交易
		新能源电力直接交易
		新能源发电权交易
		形成无约束交易结果
第 2 周最后 1 个工作日前	年度交易补充公告	
3 个工作日	集中竞价	年度集中竞价交易
		新能源发电权交易
		形成无约束交易结果
2 个工作日	年度挂牌	年度挂牌交易
		新能源发电权交易
		形成无约束交易结果
7 个工作日	安全校核	国调中心
1 个工作日	结果发布	北京电力交易中心
12 月末前	汇总结果	发布年度汇总交易结果和分项交易结果



## 2. 月度交易组织

月度交易组织		
组织时间	交易方式	交易品种
月初第2周	年度分解确认	年度优先发电月度分解计划申报确认
第2周最后1个工作日前	月度交易公告	
第3周第1个工作日	双边协商	月度直接交易
		合同回购交易
		合同转让交易
		合同置换交易
		新能源电力直接交易
		新能源发电权交易
1个工作日	双边协商	抽蓄电量交易
		形成无约束交易结果
月度交易补充公告		
2个工作日	集中竞价	月度集中竞价交易
		合同转让交易
		新能源发电权交易
		抽蓄电量交易
1个工作日	集中竞价	形成无约束交易结果
	预挂牌(视情况)	新能源预挂牌交易
	月度挂牌交易公告	
1个工作日	月度挂牌	月度挂牌交易
		合同转让交易
		新能源发电权交易
		抽蓄电量交易
1个工作日	月度挂牌	形成无约束交易结果
	预挂牌(视情况)	应急支援交易
3个工作日	安全校核	国调中心
1个工作日	结果发布	北京电力交易中心
月底前	汇总结果	发布月度汇总交易结果和分项交易结果

### 附录 3：交易品种

编号	交易品种	分类
<b>年度</b>		
1	电力直接交易	常规发电企业与电力用户直接交易
2		新能源发电企业与可中断负荷用户直接交易
3		新能源发电企业与电能替代用户直接交易
4	省间外送交易	常规发电企业与电网企业省间外送交易
5		电网企业代理新能源发电企业省间外送交易
6	合同交易	常规发电侧合同转让交易
7		新能源发电企业与常规发电企业发电权交易
<b>月度</b>		
1	电力直接交易	常规发电企业与电力用户直接交易
2		新能源发电企业与可中断负荷用户直接交易
3		新能源发电企业与电能替代用户直接交易
4	省间外送交易	常规发电企业与电网企业省间外送交易
5		电网企业代理新能源发电企业省间外送交易
6		抽蓄电量交易
7	合同交易	常规发电侧合同转让交易
8		新能源发电企业与常规发电企业发电权交易
9		合同回购交易
10		合同置换交易
11	预挂牌交易	常规机组预挂牌交易
12		应急支援交易
13		新能源发电企业的预挂牌交易
<b>月内短期</b>		

## 附录 4：符号说明

### 1. 集中竞价交易

- (1)  $p$ : 购、售电方价格申报点;
- (2)  $\Delta p$ : 购、售电方价差申报点;
- (3)  $P_0$ : 边际出清价格;
- (4)  $\Delta P_0$ : 购、售方申报曲线交叉点对应价差;
- (5)  $Q_0$ : 最终成交电量;
- (6)  $Q_{\text{售}}$ : 售电方可成交电量;
- (7)  $Q_{\text{购}}$ : 购电方可成交电量;
- (8)  $F_{\text{购电方申报曲线}}(P_0)$ : 购电方申报价格曲线;
- (9)  $F_{\text{购电方申报曲线}}(\Delta P_0)$ : 购电方申报价差曲线;
- (10)  $F_{\text{售电方申报曲线}}(P_0)$ : 售电方申报价格曲线;
- (11)  $F_{\text{售电方申报曲线}}(\Delta Q_0)$ : 售电方申报价差曲线;
- (12)  $Q_S(p)$ : 售电方在价格  $p$  处的申报电量;
- (13)  $Q_S(\Delta p)$ : 售电方在价差  $\Delta p$  处的申报电量;
- (14)  $Q_G(p)$ : 购电方在价格  $p$  处的申报电量;
- (15)  $Q_G(\Delta p)$ : 购电方在价差  $\Delta p$  处的申报电量;
- (16)  $P_{\text{价差}}$ : 购、售电方报价价差;
- (17)  $\Delta P_{\text{价差}}$ : 购、售电方报价价差;
- (18)  $P_{G\max}$ : 购电方报价的最大值;
- (19)  $P_{G\min}$ : 购电方报价的最小值;
- (20)  $\Delta P_{G\max}$ : 购电方价差对应的最大值;
- (21)  $\Delta P_{G\min}$ : 购电方价差对应的最小值;

- (22)  $\Delta P_{Smax}$ : 售电方价差对应的最大值;
- (23)  $\Delta P_{Smin}$ : 售电方价差对应的最小值;
- (24)  $P_{Smax}$ : 售电方报价的最大值;
- (25)  $P_{Smin}$ : 售电方报价的最小值;
- (26)  $K_1$ : 购、售电方报价的差值系数(边际电价法的价格申报方式);
- (27)  $K_2$ : 购、售电方报价的差值系数(边际电价法的价差申报方式);
- (28)  $P_{价差对}$ : 购、售电方申报价格的价差对;
- (29)  $\Delta P_{价差对}$ : 购、售电方申报价差的价差对;
- (30)  $P_{购电方报价}$ : 购电方报价;
- (31)  $\Delta P_{购电方报价}$ : 购电方价差;
- (32)  $P_{售电方报价}$ : 售电方报价;
- (33)  $\Delta P_{售电方报价}$ : 售电方价差;
- (34)  $P_{购}$ : 购电方成交价格;
- (35)  $\Delta P_{购}$ : 购电方成交价差;
- (36)  $P_{售}$ : 售电方成交价格;
- (37)  $\Delta P_{售}$ : 售电方成交价差;
- (38)  $K_3$ : 购、售方报价的价差对系数(报价撮合发的价格申报方式);
- (39)  $K_4$ : 购、售方报价的价差对系数(报价撮合发的价差申报方式)。

## 2. 发电企业偏差结算及考核

- (1)  $Q_{优先}$ : 年度优先发电计划按月分解电量;
- (2)  $Q_{申报优先}$ : 年度优先发电计划在月度交易前的实际申报电量;
- (3)  $Q_{实际上网 1-1}$ : 年度优先发电计划按月分解的实际上网电量;

- (4)  $Q_{\text{偏差 } 1-1}$ :  $Q_{\text{实际上网 } 1-1}$  与  $Q_{\text{申报优先}}$  的偏差电量;
- (5)  $P_{\text{优先}}$ : 年度优先发电计划批复电价;
- (6)  $R_{\text{优先}}$ : 年度优先发电计划申报收入;
- (7)  $Q_{\text{月度优先(小)}}$ : 年度优先发电计划中因自身原因导致的少发电量;
- (8)  $Q_{\text{月度优先(大)}}$ : 年度优先发电计划中因自身原因导致的超发电量;
- (9)  $R_{\text{优先超发}}$ : 年度优先发电计划中因自身原因导致的超发电量收入;
- (10)  $R_{\text{偏差 } 1-1}$ : 年度优先发电计划中少发电量需支付的考核费用;
- (11)  $R_{\text{月度优先(小)}}$ : 年度优先发电计划(少发)在月度市场的实际收入;
- (12)  $R_{\text{月度优先(大)}}$ : 年度优先发电计划(超发)在月度市场的实际收入;
- (13)  $P_{\text{输电}}$ : 输电价格;
- (14)  $C$ : 省间交易输电费用补偿系数;
- (15)  $D$ : 省间交易偏差考核系数;
- (16)  $E$ : 省间交易售电侧在月度超发时的结算比例系数;
- (17)  $L$ : 省间交易售电侧在月度少发时的结算比例系数;
- (18)  $Q_{\text{双边}}$ : 省间交易双边协商签订合同电量;
- (19)  $Q_{\text{集中}}$ : 省间交易集中竞价签订合同电量;
- (20)  $Q_{\text{挂牌}}$ : 省间交易挂牌签订合同电量;
- (21)  $Q_{\text{市场合同}}$ : 省间交易签订合同电量之和;
- (22)  $P_{\text{双边}}$ : 省间交易双边协商签订合同电价;
- (23)  $P_{\text{集中}}$ : 省间交易集中竞价签订合同电价;
- (24)  $P_{\text{挂牌}}$ : 省间交易挂牌签订合同电价;
- (25)  $R_{\text{市场合同}}$ : 省间交易签订合同收入;
- (26)  $P_{\text{平均}}$ : 省间交易签订的月度省间市场价格加权平均值;

- (27)  $P'_{\text{平均}}$ : 当月购电省相同发电类型省间市场合同价格的加权平均值;
- (28)  $Q_{\text{实际上网 1-2}}$ : 除年度优先发电计划外的省间交易实际上网电量;
- (29)  $Q_{\text{偏差 1-2}}$ :  $Q_{\text{实际上网 1-2}}$  与  $Q_{\text{市场合同}}$  的偏差电量;
- (30)  $R_{\text{月度市场}}$ : 除年度优先发电计划外的省间交易签订合同收入;
- (31)  $Q_{\text{月度市场 (小)}}$ : 月度省间交易中因自身原因导致的少发电量;
- (32)  $Q_{\text{月度市场 (大)}}$ : 月度省间交易中因自身原因导致的超发电量;
- (33)  $R_{\text{月度超发}}$ : 月度省间交易中因自身原因导致的超发电量收入;
- (34)  $R_{\text{偏差 1-2}}$ : 月度省间交易中少发电量需支付的考核费用;
- (35)  $R_{\text{月度市场 (小)}}$ : 月度省间交易 (少发) 在月度市场的实际收入;
- (36)  $R_{\text{月度市场 (大)}}$ : 月度省间交易 (超发) 在月度市场的实际收入。