跨区域省间富余可再生能源电力现货试点规则（试行）

北京交易中心8月15日发布了《跨区域省间富裕可再生能源电力现货试点规则(试行)》的公告。公告中称，2017年8月18日将启动弃风、弃光电能及四川弃水电能跨区域省间现货交易试点(17日为竞价日，18日为执行日)。

为了缓解弃风、弃水、弃光的问题，国家电力调度控制中心和北京交易中心联合开展国网区域内跨区域省间富裕可再生能源电力现货交易。

跨区域现货交易定位为送端电网弃水、弃风、弃光电能的日前和日内现货交易。当送端电网调节资源已经全部用尽，各类可再生能源外送交易全部落实的情况下，如果水电、风电、光伏仍有富余发电能力，预计产生的弃水、弃风、弃光电量可以参与跨区域现货交易。

其中对于售电公司权利义务，公告中是这样说的：

(1)参与跨区域现货交易，签订和履行电力交易合同。市场初期可直接参与跨区域现货交易，也可委托受电地区电网公司按照合同明确的报价原则、策略参与跨区域现货交易，参与形式由市场主体自主决定。

(2)获得公平的输配电服务，拥有配电网的售电公司应向其他市场主体提供公平的输配电服务。

(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。

原文件如下：

第一章总则

第一条为落实《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)及配套文件精神，发挥市场配Z资源的决定性作用，充分利用国家电网公司经营区域内跨区域省间通道输电能力，有效促进西南及三北地区可再生能源消纳，缓解弃水、弃风、弃光问题，规范开展国家电网公司经营区域内跨区域省间可再生能源电力现货交易(以下简称跨区域现货交易)，制定本规则。

第二条跨区域现货交易是指国家电力调度控制中心会同北京电力交易中心在国家电网公司经营区域内通过跨区域输电通道，组织买方(含电网企业、电力用户、售电企业)与卖方(水电、风电、光伏等可再生能源发电企业)，通过跨区域现货市场技术支持系统开展的电力现货交易。

第三条跨区域现货交易定位为送端电网弃水、弃风、弃光电能的日前和日内现货交易。当送端电网调节资源已经全部用尽，各类可再生能源外送交易全部落实的情况下，如果水电、风电、光伏仍有富余发电能力，预计产生的弃水、弃风、弃光电量可以参与跨区域现货交易。

第四条跨区域现货交易需要满足送受端电网和跨省区通道安全约束，市场出清要闭环考虑电网安全约束条件，实现电网安全运行和市场有序运作的协调统一。

第五条参与跨区域现货交易的全部为水电、风电和光伏等可再生能源发电企业，通过跨区域现货交易，充分利用通道资源和全网调节能力，提高电网整体可再生能源消纳水平。

第六条坚持市场化导向，买卖双方自主自愿参与市场，根据市场成员报价的优先级顺序，确定成交电量和成交电价，集中竞价出清。坚持“公开、公平、公正”原则，确保市场运作规范透明。

第七条本规则适用于送受端本地现货市场尚未建立，为缓解弃水、弃风、弃光问题，暂由国家电力调度控制中心组织开展的跨区域现货交易。参与跨区域现货交易的所有市场主体、电网企业调度机构必须遵守本规则。受端现货市场建立后，按其规则执行。

第八条本规则中涉及电力的量纲为兆瓦，电量的量纲为兆瓦时，电价的量纲为元/兆瓦时。

第九条本规则中涉及的“日”指自然日，“工作日”是指不包含国家法定工休日和节假日的标准工作日。

第二章市场成员管理

第十条跨区域现货交易市场主体包括

(1)卖方：送端电网内水电、风电和光伏等可再生能源发电企业。

(2)买方：受端电网企业、大用户、售电公司和火电企业;初期受端电网企业可以代理电力用户和售电公司参与。

(3)输电方：电网企业。

第十一条市场主体准入条件

已在电力交易机构完成市场注册手续后均可参加。

第十二条发电企业权利义务

(1)根据弃水弃风弃光电能界定标准，确定参与交易的发电能力，参与跨区域现货交易，签订和履行电力交易合同。

(2)获得公平的输电服务和电网接入服务。

(3)执行并网调度协议，服从电力调度机构的统一调度，

保障电站(含分布式电源)涉网性能和电能质量达标合格，按规定提供辅助服务。

(4)按规定披露和提供信息，获得市场交易和输配电服务等相关信息。

(5)其他法律法规所赋予的权利和义务。

第十三条电力用户权利义务

(1)参与跨区域现货交易，签订和履行电力交易合同。市场初期可直接参与跨区域现货交易，也可委托电网公司按照合同明确的报价原则、策略参与跨区域现货交易，参与形式由市场主体自主决定。

(2)获得公平的输配电服务和电网接入服务。

(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)服从电力调度机构的统一调度，在系统特殊运行状况下(如事故、严重供不应求等)按调度要求安排用电。

(5)其他法律法规所赋予的权利和责任。

第十四条售电公司权利义务

(1)参与跨区域现货交易，签订和履行电力交易合同。市场初期可直接参与跨区域现货交易，也可委托受电地区电网公司按照合同明确的报价原则、策略参与跨区域现货交易，参与形式由市场主体自主决定。

(2)获得公平的输配电服务，拥有配电网的售电公司应向其他市场主体提供公平的输配电服务。

(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)其他法律法规所赋予的权利和责任。

第十五条电网企业权利义务

(1)保障跨省区输电通道等输配电设施的安全稳定运行。

(2)为市场主体提供公平的输配电服务和电网接入服务，作为输电方签订交易合同并严格履行。

(3)向市场主体提供报装、计量、抄表、维修、收费等各类供电服务。

(4)按规定披露和提供信息。

(5)其他法律法规所赋予的权利和责任。

第十六条国家电力调度控制中心职责：

(1)负责建设、运行、维护和管理电力现货交易技术支持系统，按市场规则组织跨区域现货交易。

(2)保障电力系统统一调度，负责跨区联络线安全校核。

(3)负责向相关电力交易机构提供交易结果、执行情况等跨区域现货交易结算所需信息。

第十七条北京电力交易中心职责：

(1)负责市场交易主体的注册管理。

(2)负责提供电力交易结算依据及相关服务。

(3)其他法律法规所赋予的权利和责任。

第十八条省电力交易机构职责：

(1)配合做好市场交易主体注册工作;

(2)配合做好电力交易结算有关工作。

第十九条送端省电力调度部门(送端省调)职责：

(1)负责组织可再生能源发电企业报价。

(2)负责省内电网安全校核和合同签订。

(3)负责跨区域现货交易结果在发电侧的执行。

(4)负责向电力交易机构提供交易结果、执行情况等结算所需信息。

第二十条受端省电力调度部门(受端省调)职责：

(1)负责组织省内大用户、售电公司报价。

(2)负责根据省内消纳能力，代表电网企业参与跨区域现货交易报价，或者按照委托合同确定的购电报价策略参与跨区域现货交易报价。

(3)负责省内电网安全校核和合同签订。

(4)负责跨区域现货交易结果在用户侧的执行。

(5)负责向电力交易机构提供交易结果、执行情况等结算所需信息。

第二十一条市场主体在电力交易平台上注册后即可参与跨区域现货交易。已经完成注册的市场主体不需再为参与跨区域现货交易单独注册。

第二十二条已注册的市场主体，其注册信息变更、注销按照北京电力交易中心相关规定执行。

第二十三条市场主体资格注销后，停止其在跨区域现货交易中的所有交易活动。

第三章交易组织

第二十四条跨区域现货交易主要用于组织考虑省内消纳能力和可再生能源中长期交易之后的富余可再生能源外送交易。

第二十五条日前现货交易按日组织，每个工作日组织次日96个时段(00:15～24:00，15分钟为一个时段)的日前交易。节假日前，根据节日期间调度计划工作需要，可集中组织节日期间的多日交易。

第二十六条日内现货交易按五个交易段(0:15-8：00、8:15-12：00、12:15-16：00、16:15-20：00、20:15-24：00)组织。

第二十七条可再生能源发电企业应根据弃水弃风弃光电能界定标准，根据其富余发电能力，直接在各省跨区域现货交易系统中报价。

第二十八条受端市场主体可直接向省调报价或直接在各省跨区域现货交易系统中报价。

第二十九条日前现货交易买方、卖方分别申报每一时段(15分钟)的“电力-电价”曲线，申报电价的最小单位是10元/兆瓦时，电力的最小单位是1兆瓦。卖方申报上网电价，买方申报落地电价。

第三十条日内现货交易买方、卖方提前一天申报次日日内交易报价，只申报价格，电力在日内申报，申报电价的最小单位是10元/兆瓦时，电力的最小单位是1兆瓦。市场初期日内交易可以不报价，采取日前出清电价，日内每一时段(15分钟为一个时段)的交易电价为对应时段的日前交易出清电价，若无对应日前交易出清电价，则采用距该时段最近的前侧时段日前交易出清电价。日内现货交易买方、卖方在日内仅申报交易意向电力。

第三十一条按照最优交易路径(输电费用最低)确定唯一的输电电价。

第三十二条买方按照交易路径承担输电电价和线损折价，输电电价和线损率按政府价格主管部门核定标准或备案标准执行。

第三十三条跨区域现货交易送端交易关口设在送端换流站换流变交流侧，受端交易关口设在受端换流站换流变交流侧。涉及省间交流联络线的现货交易关口与中长期交易关口设置保持一致。

第三十四条相关电网公司与发电企业的交易关口在双方产权分界点处。

第三十五条将买方申报的“电力-电价”曲线按照可能的最优交易路径、输电电价和通道线损率，分别折算到送端交易关口。

第三十六条跨区域现货交易采用考虑通道安全约束的集中竞价出清机制，按时段出清：

(1)按照高低匹配的方式，将卖方报价按照从低到高排序，将按照可能的交易路径折算到送端的买方报价按照从高到低的顺序排序，报价最低的卖方和报价最高的买方优先成交，按照买卖双方报价价差递减的原则依次出清。存在价差相同的多个交易对时，买卖方的成交电力按照交易申报电力比例进行分配。

(2)达成的交易从买卖双方申报交易量中扣除，剩余的买方申报量再按可能的交易路径将“电力-电价”折算到送端，与卖方剩余申报量进行价差配对。

(3)若买卖双方之间的输电通道达到输电能力限值，视为相关买卖双方交易结束，与通道相对应的卖方、买方报价从报价序列中删除，但仍可以向其他区域市场主体买卖电。

(4)市场依次出清，直至买方或卖方申报电量全部成交，或买卖双方价差为负，或输电通道无可用空间，交易结束。每个送端省最后一笔成交电量买卖双方报价的平均值为系统边际电价，该省全部成交电量按照系统边际电价结算。

第三十七条送端省调根据预计划对可再生能源发电企业申报的发电能力进行安全校核，保证发电企业申报的交易电力意向满足电网安全约束。

第三十八条受端省调根据预计划对申报购电意向进行安全校核，保证联络线关口受入电力满足电网安全运行要求。

第三十九条市场出清过程中，闭环考虑跨区域通道的可用输电能力，市场出清结果满足跨区域通道的输送能力要求。

第四十条跨区域现货交易集中出清后，各级调度机构按照各自调管范围，对包含电力现货交易出清结果的日前、日内发电计划进行安全校核，并形成正式交易结果。

第四章日前现货交易组织流程

第四十一条工作日09:30前，国家电力调度控制中心根据跨区域通道年度、月度交易电力曲线，制定下发跨区域通道次日96点预计划。

第四十二条工作日10:00前，各调控分中心根据跨区域日前预计划曲线、省间年度、月度交易电力曲线，以及直调电源发电电力曲线，制定下发省间联络线关口次日96点预计划。

第四十三条工作日10:00前，可再生能源发电企业向送端省调申报次日96点发电能力。

第四十四条工作日10:30前，送端省调根据次日系统负荷预测、可再生能源发电能力预测、省间联络线计划等信息，按照发电计划编制规则和可再生能源富余电量界定标准，兼顾电力平衡、保障供热和可再生能源消纳需求，合理安排火电机组开机方式，编制下发网内机组日前预计划，确定可再生能源发电企业次日参与跨省区日前电量交易的电力曲线。

第四十五条工作日11:00前，相应调度机构发布以下信息：

(1)次日可能的交易路径;

(2)次日跨区域、跨省通道可用输电能力;

(3)次日各省的负荷预测值。

第四十六条工作日11:30前，送端省调组织省内可再生能源发电企业完成日前现货交易报价。省调对电厂报价进行合理性校验和初步安全校核，确保发电企业申报的外送电量需求满足省

内电网安全约束，整合成全省可再生能源外送总报价曲线，提交至国家电力调度控制中心。

第四十七条工作日11:30前，受端省调申报“电力-电价”购电曲线，并对申报购电电量进行合理性校验和初步安全校核，保证电网能够安全可靠受入。

第四十八条工作日12:00前，相关调控分中心对申报购售电电量进行区域内主网初步安全校核，保证电网能够承载申报的电能交易。

第四十九条工作日14:00前，国家电力调度控制中心组织跨区域现货交易集中出清，形成考虑通道安全约束和交易品种的联合出清结果，将出清结果纳入跨区域通道日前计划，下发相应调度机构。

第五十条工作日15:00前，国调下发跨区域通道日前计划，各调控分中心编制省间联络线计划，经安全校核后下发各省调。

第五十一条工作日16:00前，送端省调接受上级调度机构日前计划和跨省区日前现货交易出清结果编制电厂次日发

电计划并下发执行。

第五十二条工作日16:00前，受端省调根据上级调度机构下发的联络线关口计划，将跨省区日前现货交易成交电力曲线纳入省内平衡，编制省内机组发电计划，经安全校核后下发执行。

第五十三条工作日16:30前，各级调度中心根据规定要求，公布交易出清结果。

第五章日内现货交易组织流程

第六章第五十四条相应调度机构应发布并及时更新以下信息：

(1)跨区域通道可用输电能力;

(2)区域内跨省等重要通道可用输电能力;

(3)受端省可再生能源接纳能力。

(4)安全校核的结果及其原因。

第五十五条T-60分钟前(交易时段起始时刻为T，下同)，送端省调根据省内可再生能源发电企业申报，商相关调控分中心后向国调申报交易时段内的交易意愿电力曲线，包括电力、时段、送出跨区域通道等，进行合理性校验和初步安全校核，保证电网能够安全可靠送出。受端省调申报相应跨区域通道交易时段内的交易意愿电力曲线，包括电力、时段等，进行合理性校验和初步安全校核，保证电网能够安全可靠受入。

第五十六条T-30分钟前，国家电力调度控制中心组织日内交易集中出清，形成考虑通道安全约束和交易品种的联合出清结果，交易结果纳入跨区域通道计划下发。

第五十七条T-15分钟前，各调控分中心根据跨区域通道交易结果，经安全校核后形成省间联络线关口计划下发。

第五十八条T时刻之前，送端省调根据跨省区日内调整交易结果，修改发电计划并下发;受端省调根据省间联络线关口计划，相应调整省内机组发电计划并下发。

第六章交易执行和偏差调整

第五十九条在跨区域通道能力充足时，按照以下次序安排跨区域通道日内计划(优先级由高到低排序)：

(1)可再生能源跨区域中长期交易曲线;

(2)直流配套火电计划曲线;

(3)火电跨区域中长期交易曲线(非配套);

(4)可再生能源跨区域日前现货交易曲线;

(5)可再生能源跨区域日内现货交易曲线。

当跨区域通道达到稳定限额，送端火电、水电已经降至最小技术出力，仍有可再生能源外送需求时，优先调减直流配套火电计划，同步调减配套火电计划，直至减至配套火电现有开机方式下的最小技术出力，调减电量后期滚动调整。同时，组织可再生能源跨区域现货交易。

第六十条跨区域现货交易计划在送受端电网内优先执行，交易达成后原则上不随送端电网可再生能源本地消纳空间变化和可再生能源发电能力变化而调整。

第六十一条日内当省内可再生能源消纳空间比日前预计增加时，按照日前计划比例、考虑可再生能源电站实际发电能力，调用可再生能源电站增加出力，直至达到本省全部可再生能源电站的最大发电能力。在每日交易清算时，增发

电量计入月度计划、月内滚动调整，日前现货交易电量不变。

第六十二条日内当省内可再生能源消纳空间比日前预计减少时，按照日前计划比例调减可再生能源电站出力，直至日前初始计划减至零、仅剩现货交易成分。在每日交易清算时，调减电量计入月度计划、月内滚动调整，现货交易电量不变。

第六十三条当参与电力现货交易的可再生能源电站(电站A)的实际发电能力小于日前总发电计划、大于现货交易电力，少发电力由其它可再生能源电站(电站B)按照日前计划比例增加出力补足，直至达到本省全部可再生能源电站的最大发电能力。在每日交易清算时，电站A和电站B的减发、增发电量分别计入月度计划、月内滚动调整，现货交易电量不变。

第六十四条当参与电力现货交易的可再生能源电站(电站A)的实际发电能力小于现货交易电力，少发电力由其它可再生能源电站(电站B)按照日前计划比例增加出力补足，直至达到本省全部可再生能源电站的最大发电能力。少发部分相当于电站A按照标杆电价购买电站B帮其发电：

a.电站A与送端电网企业的结算电费=日前交易电量×日前价格+日内交易电量×日内价格-减发电量×标杆电价

b.电站B与送端电网企业的结算电费=增发电量×标杆电价

c.送端电网企业和受端购电主体的结算电量费用=日前交易电量×日前价格+日内交易电量×日内价格

第六十五条若送端省内可再生能源电站全部达到最大发电能力，需要调用火电机组增加出力满足省内平衡时，若省内可再生能源总发电能力大于可再生能源日前现货交易，维持省间联

络线计划不变，增加省内火电机组出力;若省内可再生能源总发电能力小于可再生能源电力现货交易，送端省调申请调减跨区域通道计划中的可再生能源电力现货交易成分。

第六十六条当跨区域通道故障等原因造成输电能力下降，或者受端电网原因需要调减跨区域通道计划时，国家电力调度控制中心需要统筹送端可再生能源外送、受端电力平衡等因素，按照以下原则修改跨区域通道计划：

(1)优先调减直流配套火电计划成分，同步调减配套火电计划，直至减至配套火电现有开机方式下的最小技术出力，调减电量后期滚动调整。

(2)其次按照可再生能源日内交易、日前交易的次序依次调减跨区域通道计划。送端省调分别按照日内和日前交易成交电力占比，调减可再生能源电站发电计划。可再生能源跨区域日前和日内交易电量直接调减。

(3)再次调减火电跨区域中长期交易成分，调减电量在交易周期内滚动调整。

(4)最后调减可再生能源跨区域中长期交易，调减电量月内滚动平衡。

第六十七条当火电外送中长期计划和交易占用其他省份可再生能源外送通道时，若此时输电通道受阻，按照可再生能源优先原则，可以滚动调整火电外送中长期计划和交易曲线，调减

电量在交易(计划)周期内滚动平衡。

第七章合同管理

第六十八条跨区域现货交易合同以市场主体在报价前签订的电子承诺书和包含交易结果的电子交易单为依据，不再签订纸质合同。

第六十九条调度机构将签订的电子承诺书和电子交易单提供给交易机构，作为交易结算的依据。

第七十条市场主体在电力现货交易报价前，应在系统中签订电子承诺书。

第七十一条电子承诺书内容包括买卖双方的权利与义务、不可抗力、争议解决、调整和违约、特别约定等。

第七十二条电子交易单内容包括：交易主体、交易时间、交易电量、交易电力、交易价格、输电通道、输电价格、交易计量、等交易信息。

第七十三条参与电力现货交易的买卖双方必须办理经过国家认可的数字证书，并在数字证书中包含经过扫描的合同专用章图片文件，对电子交易单进行加密处理。

第七十四条不可抗力相关条款：因不可抗力导致市场交易结果不能正常执行的，相关方可免除或延迟履行其义务。

因国家政策、法律法规变更或电力市场发生较大变化，导致售电方或购电方不能完成合同义务，各方应本着公平合理的原则尽快协商解决。

第七十五条以下事项属于不可抗力，免于承担违约责任：

(1)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。

(2)因电网安全约束、电网和外送发电企业出现重大设备事故及政府有关部门实施水库调度造成的少送、少受、少输电量，免除违约责任。

第八章交易结算

第七十六条跨区域现货交易结算采用日清月结方式，调度机构每日将次日日前交易结果、前一日日内交易结果和交易实际执行情况等信息提供交易机构。

第七十七条跨区域通道实际输送电量和计划电量的偏差纳入中长期交易计划滚动调整。

第七十八条根据跨省区联络线输电价格和线损率，分别折算出受端出清边际价格和送端现货交易电量。各类费用计算方法如下：

(1)各省参与跨省区现货交易电厂的上网电费计算公式为：

上网电费=现货交易电量(送端)×出清电价(送端)。

(2)受端电网跨区域通道落地侧购电费用计算公式为：购电费用=现货交易电量(受端)×折算后出清电价(受端，含输电电价和线损折价)。

第九章信息发布

第七十九条按照信息保密要求和公开范围，电力现货交易系统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：

(1)公众信息指电力监管机构批准下达后，通过电力现货交易系统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。

(2)公开信息指所有市场主体均可获得的信息，例如跨区域跨省输电价格、跨区域跨省输电线损率、交易限价、出清价格、成交电量等。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。

(3)私有信息指只有特定的市场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、各市场主体的各类交易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、结算信息等。应采取必要措施来保证市场主体可以按时获得私有信息，并保证市场范围内私有信息的保密性。

(4)交换信息是电力交易机构、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。只

有电力交易机构、电力调度机构有权获得交换信息。

第八十条按照信息的内容和主要用途，电力现货交易系统上的市场信息可分为交易信息和市场运营信息两大类。

(1)交易信息是指电力交易产生的信息，包括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。

(2)市场运营信息是指按照市场运营规则，定期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。

第八十一条跨区域现货交易采用信息分级发布机制。国家电力调度控制中心负责向各级调度发布，省调负责向发电企业、电力用户等市场主体发布，发布的信息应真实、准确、及时、完整，送受电地区信息发布内容相同。

第八十二条市场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。

第八十三条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信息，由有关电力调度机构审核批准后提供。

第八十四条私有信息具有保密性，未经能源监管机构批准，市场主体和电力交易机构、电力调度机构不得向其他市场主体透露私有信息。

第八十五条电力交易、调度机构不得向其他市场主体透露交换信息。

第八十六条公开信息、私有信息和交换信息具有保密性，未经电力监管机构批准，市场主体不得向公众透露这三类信息。

第八十七条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。

第八十八条以下属于例外情况：

(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。

第十章附则

第八十九条本规则由国家电力调度控制中心会同北京电力交易中心进行解释。

第九十条本办法自发布之日起施行，有效期1年。

原文地址：http://www.china-nengyuan.com/news/112953.html