

电力行业政策及发展趋势——市场交易篇

黄露 王宇飞

一、中国电力市场构成

1、发展历程

2002年，国务院印发《电力体制改革方案》，我国开始对电力工业进行市场化改革。经过十余年的逐步推进，市场化改革取得了较大进展，电力市场主体日趋多元，但仍存在一定突出问题：（1）交易机制缺失、市场化定价机制尚未完全形成，造成了市场资源配置的决定性作用难以发挥，节能高效环保机组不能充分利用，弃水、弃风、弃光现象时有发生；（2）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。2015年，中共中央、国务院下发《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，标志着我国电力市场以“逐步建立以中长期交易规避风险，以现货市场发现价格，交易品种齐全、功能完善的电力市场，在全国范围内逐步形成竞争充分、开放有序、健康发展的市场体系”为目标向成熟市场化迈进。

2016年12月29日，国家发改委、国家能源局印发《电力中长期交易基本规则（暂行）》通知，计划即日起在全国范围内开展电力中长期市场交易。2017年8月28日，国家发改委、国家能源局印发《关于开展电力现货市场建设试点工作的通知》，选择南方（以广东起步）、蒙西、浙江、山西、山东、福建、四川、甘肃等8个地区作为第一批电力现货市场建设试点。目前，全国8个电力现货市场建设试点已全部启动包括单日、多日、周、双周、整月甚至多月的结算试运行工作（现货电力交易试点进展详见附件2）。

截至目前，我国电力市场交易主要包括电力中长期交易和电力现货交易，并已适度开展调频、调峰、备用等辅助服务交易以及发电权交易、可再生能源电力绿色证书交易等其他相关交易。

根据中电联统计数据，2017—2019年，中国电力市场交易（含发电权交易电量、不含抽水蓄能低谷抽水交易电量等特殊交易电量）分别为16327.3亿千瓦时、20654.0亿千瓦时和28106.9亿千瓦时，年均复合增长31.2%，占全社会用电量的比重由25.9%提升至38.9%。

2、电力市场构成要素

（1）市场成员

市场成员包括各类发电企业、电网企业、配售电企业、电力交易机构、电力调度机构、电力用户¹、储能企业等。

发电企业包括持有燃煤、燃气、水力、风力、光伏等各类发电机组的企业。点对网专线输电的发电机组（含网对网专线输电但明确配套发电机组的情况）视同为受电地区发电机组，纳入受电地区电力电量平衡，根据受电地区发电计划放开情况参与受电地区电力市场化。

表1 各类发电机组一览

大类	主要细分类别
燃煤	一般煤电、省调、调峰、热电联产、必开
燃气	

¹电力用户可为经法人单位授权的内部核算主体

水电	一般水电、抽水蓄能、海洋能
风电	集中式、分布式、独立电力系统、陆上、海上
光伏	集中式、分布式、独立电力系统、扶贫、水上漂浮
核电	气冷堆型、轻水堆型、重水堆型、快中子增殖型
生物质	农林生物质发电、生活垃圾焚烧发电、沼气发电
其他	地热能、光热

注：生物质能、地热能、海洋能发电以及分布式光伏发电项目暂时不参与市场竞争，上网电量由电网企业全额收购

资料来源：联合资信整理

电力交易机构包括地区电力交易中心和区域电力交易中心两类，我国已建成 32 个地区电力交易中心和 2 个区域电力交易中心（北京电力交易中心和广州电力交易中心）。电力交易中心主要为电网公司与当地主要发电企业、用电单位联合成立，目前电力交易中心均由电网公司控股，例如：山西电力交易中心有限公司是由国网山西省电力公司持有 70% 股权，华能国际电力股份有限公司、国家能源集团华北电力有限公司、太原钢铁（集团）有限公司、晋能电力集团有限公司、大唐山西发电有限公司和晋能控股山西电力股份有限公司各持有 5% 股权；广东电力交易中心有限责任公司是广东电网有限责任公司持有 70% 股权，广东省能源集团有限公司、华润电力（广东）销售有限公司、中国广核集团有限公司、广州发展集团股份有限公司和深圳能源集团股份有限公司各持有 5% 股权；首都电力交易中心有限公司为国网北京市电力公司独资企业。根据《关于推进电力交易机构独立规范运行的实施意见》（发改体改〔2020〕234 号）的要求，2020 年底前电网企业持股比例将降至 50% 以下，根据目前进展情况，电力交易机构独立性改革完成或将晚于预期。另外，例如中国南方电网有限责任公司已构建了南方区域统一电力交易平台，以进行跨区跨省电力交易，2020 年 9 月贵州电力交易中心有限责任公司成为首个平台试点单位。

表 2 我国地区电力交易中心列表

广东电力交易中心	广西电力交易中心	昆明电力交易中心	贵州电力交易中心	海南电力交易中心
首都电力交易中心	天津电力交易中心	冀北电力交易中心	河北电力交易中心	山西电力交易中心
山东电力交易中心	上海电力交易中心	江苏电力交易中心	浙江电力交易中心	安徽电力交易中心
福建电力交易中心	湖北电力交易中心	湖南电力交易中心	河南电力交易中心	江西电力交易中心
辽宁电力交易中心	吉林电力交易中心	黑龙江电力交易中心	蒙东电力交易中心	陕西电力交易中心
甘肃电力交易中心	青海电力交易中心	宁夏电力交易中心	新疆电力交易中心	四川电力交易中心
重庆电力交易中心	西藏电力交易中心			

资料来源：联合资信根据公开信息整理

电力调度机构主要为电网公司成立的分公司或内部非法人单位，例如广东电网有限责任公司电力调度控制中心为广东电网有限责任公司的分公司。

（2）交易品种及交易方式

电力中长期交易现阶段主要开展电能量交易，灵活开展发电权交易、合同转让交易，根据市场发展需要开展输电权、容量等交易。电力现货市场交易现阶段主要开展电能量交易、调频服务和备用服务等。电力市场交易以电能量直接交易为主，2019 年全国各电力交易中心组织开展的各类交易电量合计 28344 亿千瓦时。其中，电力直接交易（含省内及省间交易）21771.2 亿千瓦时，占 76.8%；发电权交易（含省内及省间交易）2749.8 亿千瓦时，占 9.7%。

根据交易标的物执行周期不同，中长期电能量交易包括年度（多年）电量交易、月度电

量交易、月内（多日）电量交易等针对不同交割周期的电量交易。现货电力交易包括日前电量交易、日内电量交易和实时电量交易。

年度（多年）交易的标的物为次年（多年）的电量（或者年度分时电量）。年度（多年）交易可通过双边协商或者集中交易的方式开展。对于年度交易，应当在年度电力电量预测平衡的基础上，结合检修计划，按照不低于关键通道可用输电容量的 80% 下达交易限额。

月度交易的标的物为次月电量（或者月度分时电量），条件具备的地区可组织开展针对年度内剩余月份的月度电量（或者月度分时电量）交易。月度交易可通过双边协商或者集中交易的方式开展。对于月度交易，应当在月度电力电量预测平衡的基础上，结合检修计划和发电设备利用率，按照不低于关键通道可用输电容量的 90% 下达交易限额；发电设备利用率应当结合调峰调频需求制定，并向市场主体公开设备利用率。

月内（多日）交易的标的物为月内剩余天数或者特定天数的电量（或者分时电量）。月内交易主要以集中交易方式开展。对于月度内的交易，参考月度交易的限额制定方法，按照不低于关键通道可用输电容量的 95% 下达交易限额。

日前交易的标的物为次日电量，日内交易的标的物为当日未来数小时的电量，实时交易的标的物为当日未来 15 分钟至 2 小时（时间可设置）的电量，均可通过双边协商或者集中交易的方式开展。电力现货交易规模主要受到机组约束、系统平衡约束和网络约束等限制。其中，机组约束包括机组（机组群）可调出力约束、机组爬坡速率约束、机组最小启停时间约束、机组最大启停次数约束、机组启停出力曲线约束、固定计划约束、电量约束、区域最小开机台数约束、机组（机组群）备用约束，机组（机组群）正负旋转备用和 AGC 备用设置约束、机组启停磨约束、水电机组振动区约束和环保排放限值约束等；系统平衡约束包括功率平衡约束、系统备用约束、分区备用约束和区域必开容量约束等；网络约束包括断面限额约束、单元件热稳极限约束和关键输电元件 N-1、预想故障集约束等；其他约束主要为燃料约束和环保约束等。

整体看，中长期电力交易偏重于电力系统的整体长期稳健性，电力现货交易偏重于在整体电力系统稳健的基础上发挥实时调节作用，并能更好的发现电力商品属性，实现市场化定价。

表 3 各交易品种概况

交易品种	交易标的	交易方式	交易限额	备注
年度（多年）交易	次年（多年）的电量（或者年度分时电量）	双边协商或者集中交易	不低于 80%	年度电量，并分解到月
月度交易	次月电量（或者月度分时电量）	双边协商或者集中交易	不低于 90%	可组织开展针对年度内剩余月份的月度电量（或者月度分时电量）交易
月内（多日）交易	月内剩余天数或者特定天数的电量（或者分时电量）	集中交易	不低于 95%	
日前交易	某个运行日（D 日）的电量	双边协商或者集中交易	需满足机组约束、系统平衡约束、网络约束等约束条件	由运行日提前一天（D-1 日）市场竞价出清决定
日内交易	运行日未来数小时的电量			运行日内滚动市场竞价出清决定
实时交易	运行日未来 15 分钟至 2 小时（时间可设置）的电量			

资料来源：联合资信根据相关政策整理

集中交易包括集中竞价交易、滚动撮合交易和挂牌交易三种形式。集中竞价交易指设置交易报价提交截止时间，电力交易平台汇总市场主体提交的交易申报信息，按照市场规则进行统一的市场出清，发布市场出清结果。滚动撮合交易是指在规定的交易起止时间内，市场

主体可以随时提交购电或者售电信息，电力交易平台按照时间优先、价格优先的原则进行滚动撮合成交。挂牌交易指市场主体通过电力交易平台，将需求电量或者可供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要约的申请。

（3）电价构成

电能量市场化交易（含省内和跨区跨省）价格包括脱硫、脱硝、除尘和超低排放电价。新投产发电机组的调试电量²按照调试电价政策进行结算。

市场用户的用电价格由电能量交易价格、输配电价格、辅助服务费用、政府性基金及附加等构成，即顺价方式。电力用户的基本电价、政府性基金及附加、峰谷分时电价、功率因数调整等按照电压等级和类别按实收取，上述费用均由电网企业根据国家以及省有关规定进行结算。

跨区跨省交易受电地区落地价格由电能量交易价格（送电侧）、输电价格、辅助服务费用、输电损耗构成。输电损耗原则上由买方承担，也可由市场主体协商确定承担方式。

执行峰谷电价的用户，在参加市场化交易后继续执行峰谷电价。

电网企业（含地方电网企业和配电网企业）之间结算的输配电费用，按照政府价格主管部门核定的输配电价和实际物理计量电量结算。

（4）优先电量和基数电量的确定

发电量的确定存在一定先后顺序，通常优先锁定部分电量以保障电力系统基础运行，再开展余量电量市场化交易。政府部门应当在每年 11 月底前确定并下达次年跨区跨省优先发电计划、省内优先发电计划和基数电量。对于签订市场化交易合同的机组，分配基数电量时原则上不再进行容量剔除。

跨区跨省优先发电计划原则上在上一年度的 11 月底前预测和下达总体电力电量规模和分月计划，由购售双方签订相应的购售电合同。合同需约定年度电量规模以及分月计划、送受电曲线或者确定曲线的原则、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。

省内优先发电计划原则上在每年年度双边交易开始前，对执行政府定价的电量签订厂网间年度购售电合同，约定年度电量规模以及分月计划、交易价格等。省内优先发电安排需结合电网安全、供需形势、电源结构等因素，不得将上述电量安排在指定时段内集中执行，也不得将上述电量作为调节市场自由竞争的手段。

基数电量为各地区根据非市场用户年度用电预测情况，扣除各环节优先发电电量后的电量，在燃煤（气）等发电企业中进行分配。

优先发电电量和基数电量的分月计划可由合同签订主体在月度执行前进行调整和确认，其执行偏差可通过预挂牌上下调机制（或者其他偏差处理机制）处理。

（5）可再生能源保障性收购

在煤电基数电量占比高的背景下，由于风电、光伏等可再生能源存在负荷不稳定、电网输电能力滞后，风电、光伏存在较为严重的弃风弃光情况。在《可再生能源法》颁布的基础上，国家发改委等部门印发了《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》等文件，明确了

² 处于调试期的机组，如果和其他机组共用计量点，按照机组调试期的发电量等比例拆分共用计量点的上网电量，确定调试期的上网电量

各类资源区保障性收购小时（详见附件 3-1、附件 3-2）以及无法实现保障性收购的补偿机制；明确对无补贴风电、光伏发电项目严格落实优先上网和全额保障性收购政策，且不要求此类项目参与跨区电力市场化交易。

平价上网项目和低价上网项目全额保障性收购：

对于省内结算平价上网项目和低价上网项目，电网公司按项目核准时国家规定的当地燃煤标杆上网电价与风电、光伏发电项目单位签订长期固定电价购售电合同（不少于 20 年），不要求此类项目参与电力市场化交易（就近直接交易试点和分布式市场交易除外）。

对于具备跨省跨区输电通道的地区，国家鼓励送端地区优先配置无补贴风电、光伏发电项目，接受端地区燃煤标杆上网电价（或略低）扣除输电通道的输电价格确定送端的上网电价，受端地区有关政府部门和电网企业负责落实跨省跨区输送无补贴风电、光伏发电项目的电量消纳，在送受端电网企业协商一致的基础上，与风电、光伏发电企业签订长期固定电价购售电合同（不少于 20 年），不要求此类项目参与跨区电力市场化交易。

前期含补贴项目的限额保障性收购：

为缓解部分地区限电严重问题，国家在综合考虑资源条件、电力消纳能力、限电限制及收益率保障等因素，核定了重点地区新能源发电最低保障收购年利用小时数。对比数据看，仍有部分地区无法满足最低保障收购年利用小时数（限电问题在新疆、甘肃地区仍较为严重），但整体利用小时数呈好转上升趋势。

保障性收购电量范围内，受非系统安全因素影响，非可再生能源发电挤占消纳空间和输电通道导致的可再生能源并网发电项目限发电量视为优先发电合同转让至系统内优先级较低的其他机组，由相应机组按影响大小承担对可再生能源并网发电项目的补偿费用，并做好与可再生能源调峰机组优先发电的衔接。计入补偿的限发电量最大不超过保障性收购电量与可再生能源实际发电量的差值。保障性收购电量范围内的可再生能源优先发电合同不得主动通过市场交易转让。

因并网线路故障（超出设计标准的自然灾害等不可抗力造成的故障除外）、非计划检修导致的可再生能源并网发电项目限发电量由电网企业承担补偿。

由于可再生能源资源条件造成实际发电量达不到保障发电量以及因自身设备故障、检修等原因造成的可再生能源并网发电项目发电量损失由可再生能源发电项目自行承担，不予补偿。可再生能源发电由于自身原因，造成不能履行的发电量应采用市场竞争的方式由各类机组竞价执行。

可再生能源并网发电项目保障性收购电量范围内的限电补偿费用标准按项目所在地对应的最新可再生能源上网标杆电价或核定电价执行。

此外，对超出最低利用小时保障的新能源电量部分采用“保量保价”和“保量竞价”相结合的方式，推动优先发电参与市场，不断提高跨区跨省优先发电中“保量竞价”的比例，应放尽放，实现优先发电与优先购电规模相匹配。

（6）结算方式

一般结算方式

发电企业上网电量电费由电网企业支付；电力用户向电网企业缴纳电费，并由电网企业承担电力用户侧欠费风险；售电公司按照电力交易机构出具的结算依据与电网企业进行结算。市场主体可自行约定结算方式，未与电网企业签订委托代理结算业务的，电网企业不承担欠费风险。

电力交易机构向各市场成员提供的结算依据包括以下内容：（一）实际结算电量；（二）各类交易合同（含优先发电合同、基数电量合同、市场交易合同）电量、电价和电费；（三）上下调电量、电价和电费，偏差电量、电价和电费，分摊的结算资金差额或者盈余等信息（采用发电侧预挂牌上下调偏差处理机制的地区）；（四）新机组调试电量、电价、电费；（五）接受售电公司委托出具的零售交易结算依据。

风电、光伏结算方式：

对于未核定最低保障收购年利用小时数的地区，按照当月实际上网电量以及政府批复的价格水平或者价格机制进行结算。对于核定最低保障收购年利用小时数的地区，最低保障收购年利用小时数内的电量按照政府批复的价格水平或者价格机制进行结算，超出最低保障收购年利用小时数的部分应当通过市场交易方式消纳和结算。

财政部根据电网企业和省级相关部门申请以及本年度可再生能源电价附加收入情况，按照以收定支的原则向电网企业和省级财政部门拨付补助资金。对于当年纳入国家规模管理的新增项目，需足额兑付补助资金。对于纳入补助目录的存量项目，由电网企业依照项目类型、并网时间、技术水平和相关部门确定的原则等条件，确定目录中项目的补助资金拨付顺序并向社会公开。其中，光伏扶贫、自然人分布式、参与绿证交易、自愿转为平价项目³等项目可优先兑付补助资金；光伏扶贫项目补助资金应及时兑付给县级扶贫结转账户。参与市场交易的风电、光伏电量，结算涉及中央财政补贴时，按照《可再生能源电价附加资金管理办法》（财建〔2020〕5号）等补贴管理规定执行。

（7）偏差电量及上下调电量处理机制

中长期电力市场交易规则允许发用电双方在协商一致的前提下，在合同执行一周前进行动态调整，并鼓励市场主体通过月内（多日）交易实现月度发用电计划调整，减少合同执行偏差。系统月度实际用电需求与月度发电计划存在偏差时，可通过发电侧上下调预挂牌机制进行处理，也可根据各地实际采用偏差电量次月挂牌、合同电量滚动调整等偏差处理机制。发电侧上下调预挂牌机制采用“报价不报量”方式，具有调节能力的机组均应当参与上下调报价。

发电侧上下调预挂牌机制

首先，发电机组在月度交易结束后申报上调报价（单位增发电量的售电价格）和下调报价（单位减发电量的购电价格），且在规定的月内截止日期前可修改其上下调报价。其次，电力交易机构根据上下调报价对机组调用进行排序。即按照上调报价由低到高排序形成上调机组调用排序列表，按照下调报价由高到低排序形成下调机组调用排序列表，价格相同时按照发电侧节能低碳电力调度的优先级进行排序。最后，根据电力平衡需要及前期上报信息安排上下调电量落实及结算。即月度最后七个自然日，根据电力电量平衡预测，各类合同电量的分解执行无法满足省内供需平衡时，电力调度机构参考上下调机组排序，在满足电网安全约束的前提下，预先安排机组提供上调或者下调电量、调整相应机组后续发电计划，实现供需平衡。机组提供的上调或者下调电量根据电力调度机构的实际调用量进行结算。

偏差电量次月挂牌机制

³ 对风电、光伏发电平价上网项目和低价上网项目，电网企业应确保项目所发电量全额上网，并按照可再生能源监测评价体系要求监测项目弃风、弃光状况。如存在弃风弃光情况，将限发电量核定为可转让的优先发电计划。经核定的优先发电计划可在全国范围内参加发电权交易（转让），交易价格由市场确定。鼓励平价上网项目和低价上网项目通过绿证交易获得合理收益补偿。风电、光伏发电平价上网项目和低价上网项目，可按国家可再生能源绿色电力证书管理机制和政策获得可交易的可再生能源绿色电力证书（以下简称绿证），通过出售绿证获得收益。

首先，电力调度机构确定预挂牌机组负荷率和上下调限额。即电力调度机构在保证电网安全运行的前提下，根据全网机组运行负荷率确定预挂牌机组负荷率上限和下限，并在月初公布。各机组上下调电量的限额按照负荷率上下限对应发电量与机组当月计划发电量的差额确定。其次，根据上月实发电量差额确定次月上下调电量，并累加至机组次月计划发电量。即在满足电网安全约束的前提下，将上月全网实际完成电量与全网计划发电量的差额，按照各机组上月申报的预挂牌价格(上调申报增发价格、下调申报补偿价格)排序确定机组上调、下调电量，作为月度调整电量累加至机组本月计划发电量。其中，下调电量按照机组月度集中交易电量、月度双边交易电量、年度分月双边交易电量、基数电量的顺序扣减相应合同电量。最后，根据不同类型电量和电价区别结算电费。月度发电计划执行完毕后，发电侧首先结算机组上调电量或者下调电量,其余电量按照各类合同电量结算顺序以及对应电价结算；用户侧按照当月实际用电量和合同电量加权价结算电费，实际用电量与合同电量的偏差予以考核。

偏差电量电费结算

批发交易用户（包括电力用户、售电公司）偏差电量⁴分为超用电量和少用电量，超用电量支付购电费用，少用电量获得售电收入。

- 批发交易用户偏差电量=用户实际网供电量-（各类交易合同购入电量-各类交易合同售出电量）
- 超用电量的结算价格=发电侧上调服务电量的加权平均价×U1。
- U1 为用户侧超用电量惩罚系数， $U1 \geq 1$ 。当月系统未调用上调服务时，以月度集中竞价交易最高成交价（或者统一出清价）乘以惩罚系数结算超用电量。
- 少用电量的结算价格=发电侧下调服务电量的加权平均价×U2。
- U2 为用户侧少用电量惩罚系数， $U2 \leq 1$ 。当月系统未调用下调服务时，以月度集中竞价交易最低成交价（或者统一出清价）乘以惩罚系数结算少用电量。
- 根据超用电量或者少用电量的区间范围，可设置分段的惩罚系数。
- 当售电公司所有签约用户月度实际总用量偏离售电公司月度交易计划时，售电公司承担偏差电量电费。

发电企业偏差电量指发电企业因自身原因引起的超发或者少发电量，超发电量获得售电费用，少发电量支付购电费用。

- 超发电量结算价格=发电侧下调服务电量的加权平均价×K1。
- K1 为发电侧超发电量惩罚系数， $K1 \leq 1$ 。当月系统未调用下调服务时，以月度集中竞价交易最低成交价（或者统一出清价）乘以惩罚系数结算超发电量。
- 少发电量结算价格=发电侧上调服务电量的加权平均价×K2。
- K2 为发电侧少发电量惩罚系数， $K2 \geq 1$ 。当月系统未调用上调服务时，以月度集中竞价交易最高成交价（或者统一出清价）乘以惩罚系数结算少发电量。
- 根据超发电量或者少发电量的区间范围，可设置分段的惩罚系数。

在发电企业实际上网电量基础上，扣除各类合同电量、偏差电量后，视为发电企业的上下调电量。发电企业的上下调电量，按照其申报价格结算。

二、其他相关交易

⁴电力用户拥有储能，或者电力用户参加特定时段的需求侧响应，由此产生的偏差电量，由电力用户自行承担

1. 绿色电力证书交易

(1) 概况

“绿色电力证书”（亦称可再生能源电力绿色证书，以下简称“绿证”）是指国家可再生能源信息管理中心按照国家能源局相关管理规定，依据可再生能源上网电量通过国家能源局可再生能源发电项目信息管理平台向符合资格的可再生能源发电企业颁发的具有唯一代码标识的电子凭证。认购参与人购买可再生能源绿证后，不得再次出售。绿证有效期暂定为一年考核年，在有效期内可以且仅可以出售一次，不得再次转手出售，过期自动注销。绿证作为记录计量可再生能源电力的生产、实际消纳和交易的载体，用于监测考核可再生能源电力配额指标完成情况。

可再生能源电力配额包括可再生能源电力总量配额（以下简称“总量配额”）和非水电可再生能源电力配额（以下简称“非水电配额”）。国务院能源主管部门根据各省（自治区、直辖市）可再生能源资源、国家能源规划、跨省跨区输电通道建设运行条件等因素按年度制定各省级行政区域可再生能源电力配额指标。对各省级行政区域规定的应达到的最低可再生能源比重指标为约束性指标，按超过约束性指标 10%确定激励性指标（2020 年指标详见附件 6）。

对常规水电电量核发水电绿证，对非水电可再生能源电量核发非水电绿证。水电绿证随水电交易自动转移给购电方，仅用于总量配额考核；非水电绿证依托陆上风电、光伏发电企业（不含分布式光伏发电）所生产的可再生能源发电量发放，可用于非水电配额考核和总量配额考核。北京、广州电力交易中心以及各省级区域电力交易中心在国家可再生能源信息中心完成可再生能源电力证书交易登记注册后，组织开展证书交易。

(2) 配额的分配及落实方式

各省级人民政府承担配额落实责任。各省级能源主管部门会同电力运行管理部门按年度组织制定本省级行政区域可再生能源电力配额实施方案（以下简称“配额实施方案”），报省级人民政府批准后实施。配额实施方案主要应包括：年度配额指标及配额分配、配额实施工作机制、配额履约方式、对配额义务主体的考核方式等。各省级行政区域配额实施方案对承担配额义务主体设定的配额指标可以高于国务院能源主管部门向各本区域下达的可再生能源电力配额约束性指标。

承担配额义务的市场主体可分为两类。第一类为各类直接向电力用户供电的电网企业、独立售电公司、拥有配电网运营权的售电公司（以下简称“配售电公司”）；第二类为通过电力批发市场购电的电力用户和拥有自备电厂的企业。第一类承担与其年售电量相对应的配额，第二类承担与其用电量相对应的配额；拥有燃煤自备发电机组的企业承担的配额指标应高于所在省级区域的配额指标（各省级人民政府应对行政区域内拥有自备电厂的工业企业提出消纳可再生能源电量最低指标，并进行监督管理。自备电厂承担的配额指标应高于所在区域指标，可通过与电网开展电力交易等方式完成。接入公共电网的自备电厂应接受统一调度，优先消纳可再生能源）。

各承担配额义务的市场主体以实际消纳可再生能源电量为主要方式完成配额，也可通过两种补充（替代）方式完成配额。第一，向超额完成年度配额的市场主体购买其超额消纳的可再生能源电量，由双方自主确定转让价格，已售出或已转让的消纳量不再计入自身的消纳量。第二，可自愿向电网企业认购绿证，绿证对应的可再生能源电量等量记为配额完成量。

电网企业对于经营区域内各市场主体持有的绿证进行核算。未完成配额的市场主体，须通过向所在区域电网企业购买替代证书完成配额，电网企业出售替代证书形成的资金，用于补偿经营区域可再生能源消纳费用的支出。

对于未达到配额指标的省级行政区域⁵，国务院能源主管部门暂停下达或减少该区域化石能源电源建设规模、取消该区域申请示范项目资格、取消该区域国家按区域开展的能源类示范称号等措施，按区域限批其新增高耗能工业项目。对于未完成配额指标的市场主体，核减其下一年度市场交易电量，或取消其参与下一年度电力市场交易的资格。

(3) 政策落实情况

绿证交易政策的初衷是促进清洁能源消纳利用以及降低国家财政资金的直接补贴强度（发电企业通过绿证认购交易网已售出的绿证，由电网企业按绿证对应的电量核减应发的国家补贴）。

我国绿证发展自 2017 年 7 月 1 日起正式开展，目前仍处于第一阶段，即自愿认购阶段。因缺少强制力，第一阶段中绿证发展较为缓慢，绿证核发量占可申请绿证量及绿证交易量占绿证核发量的比值均极低，体现了发电企业申请证书意愿和购买方认购意愿较差，导致设立绿证的政策初衷未能充分实现，风电和光伏发电企业收益除当地省级电网脱硫燃煤机组标杆电价外仍主要来源于补贴。

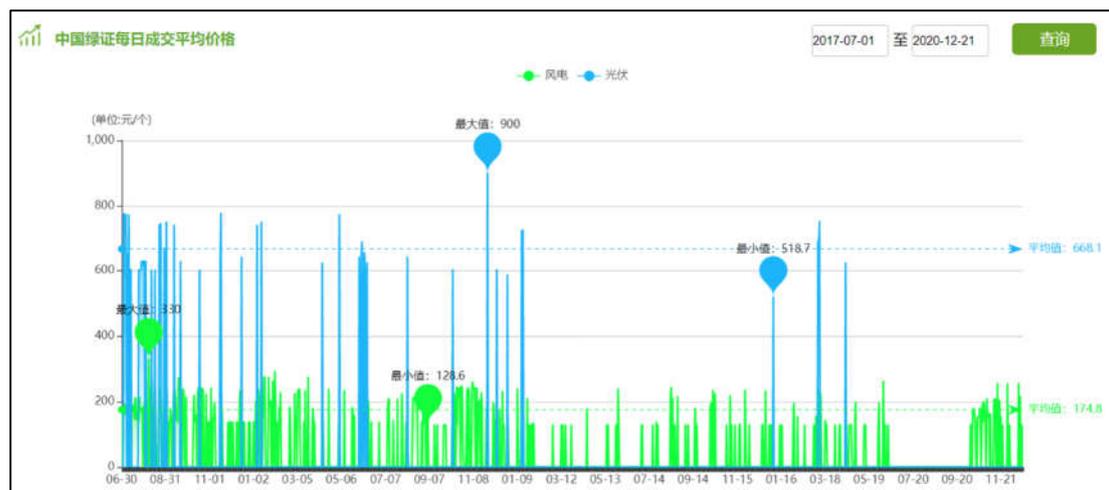
表 4 我国非水电绿证核发、交易情况（单位：个）

类型	发电量 (亿千瓦时)	发电量对应 可申请绿证量	绿证核发量 ⁶	绿证挂牌量	绿证交易量
风电	10016.30	1001630000	23686234	5736164	41353
光伏	3188.62	318862000	3845828	550409	166

注：发电量选取区间为 2017 年 7 月至 2020 年 11 月，证书核发量、挂牌量和交易量均为截至 2020 年 12 月 22 日的历史累计值；1 兆瓦时交易结算的电量一个证书的标准核发，自发自用电量按照发电量核发

资料来源：国家统计局、中国绿色电力证书认购交易平台（<http://www.greenenergy.org.cn>）

图 1 我国非水电绿证交易价格情况



注：认购价格按照不高于证书对应电量的可再生能源电价附加资金补贴金额由买卖双方自行协商或者通过竞价确定认购价格

资料来源：中国绿色电力证书认购交易平台（<http://www.greenenergy.org.cn>）

⁵各省（区、市）内消纳可再生能源电量包括本地区可再生能源发电量（不含抽水蓄能电量）

⁶卖方未申领绿证、申领绿证未挂牌出售或协议转让，以及挂牌出售未售时，卖方仍可继续享受国家可再生能源电价附加资金补贴。卖方出售绿证的行为，不影响卖方其他已经上网的电量和未来的上网电量继续享受国家可再生能源电价附加资金补贴的权利。风电、光伏发电企业出售可再生能源绿色电力证书后，相应的电量不再享受国家可再生能源电价附加资金的补贴

(4) 未来发展

随着《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》及其补充通知，自 2021 年 1 月 1 日起绿证交易将与可再生能源电力消纳直接相关，绿证交易量将大幅提升，国家财政补贴压力将大幅下降，发电企业可通过绿证交易快速便捷的获取现金流，尤其是对资金较为紧张、融资成本较高的民营企业而言可谓天降甘霖。另外根据《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》及其补充通知，政府已研究将燃煤发电企业优先发电权、优先保障企业煤炭进口等与绿证挂钩，为绿证市场交易规模的持续扩大保驾护航。

表 5 2021 年非水电绿证需求简单测算 1 (单位: 亿千瓦时、%、个、亿元)

地区	包含省、直辖市、自治区	2020 年 1-11 月全社会用电量	2020 年非水电最低消纳责任权重	折合非水电绿证数量	折合节约财政补贴
东部地区	北京、天津、河北、上海、江苏、浙江、福建、山东、广东、海南	31531	7.50	257980909.09	515.96
中部地区	山西、安徽、江西、河南、湖北、湖南	12453	10.75	146039727.27	292.08
西部地区	内蒙古、广西、重庆、四川、贵州、云南、西藏、陕西、甘肃、青海、宁夏、新疆	18972	12.00	248360727.27	496.72
东北地区	辽宁、吉林、黑龙江	3816	18.50	77013818.18	154.03
全国	--	66772	--	729395181.82	1458.79

注：2020 年非水电最低消纳责任权重选取所在地区各省、直辖市、自治区非水电最低消纳责任权重中位数；2020 年全年全社会用电量以 2020 年 1-11 月全社会用电量折算而成；假设每千瓦时可节约 0.20 元财政补贴

资料来源：中国电力企业联合会 (<https://cec.org.cn/detail/index.html?3-291247>)

表 6 2021 年非水电绿证需求简单测算 2 (单位: 亿千瓦时、%、个、亿元)

省(区、市)	2019 年全社会用电量	2020 年非水电最低消纳责任权重	折合非水电绿证数量	折合节约财政补贴
北京	1166.40	15.00	17496000	34.99
天津	878.40	14.00	12297600	24.60
河北	3856.10	12.50	48201250	96.40
山西	2261.90	16.00	36190400	72.38
内蒙古	3653.00	16.50	60274500	120.55
辽宁	2401.50	12.50	30018750	60.04
吉林	780.40	18.50	14437400	28.87
黑龙江	995.60	20.00	19912000	39.82
上海	1568.60	4.00	6274400	12.55
江苏	6264.40	7.50	46983000	93.97
浙江	4706.20	7.50	35296500	70.59
安徽	2300.70	12.50	28758750	57.52
福建	2402.30	6.00	14413800	28.83
江西	1535.70	9.00	13821300	27.64
山东	6218.70	11.00	68405700	136.81
河南	3364.20	12.50	42052500	84.11
湖北	2214.30	8.00	17714400	35.43
湖南	1864.30	9.00	16778700	33.56
广东	6695.90	4.50	30131550	60.26
广西	1907.20	7.00	13350400	26.70
海南	354.60	6.50	2304900	4.61
重庆	1160.20	3.50	4060700	8.12

四川	2635.80	6.00	15814800	31.63
贵州	1540.70	6.00	9244200	18.49
云南	1812.00	15.00	27180000	54.36
西藏	77.60	不考核	--	--
陕西	1682.80	12.00	20193600	40.39
甘肃	1288.00	16.50	21252000	42.50
青海	716.50	25.00	17912500	35.83
宁夏	1083.90	20.00	21678000	43.36
新疆	2867.60	10.50	30109800	60.22
全国	72255.40	--	742559400	1485.12

注：假设每千瓦时可节约 0.20 元财政补贴

资料来源：中国电力企业联合会（<https://cec.org.cn/detail/index.html?3-277103>）

2. 发电权交易

发电权交易（亦称替代发电交易）是指发电企业将基数电量合同、优先发电合同等合同电量（合约电量），通过电力交易机构搭建的交易平台，以双边协商、集中竞价、挂牌等市场化方式向其他发电企业进行转让的交易行为。发电权交易原则上由大容量、高参数、环保机组替代低效、高污染火电机组及关停发电机组发电⁷，由水电、风电、光伏发电、核电等清洁能源发电机组替代低效、高污染火电机组发电，不应逆向替代。在水电、风电、光伏发电、核电等清洁能源消纳空间有限的地区，鼓励清洁能源发电机组间相互替代发电，通过进一步促进跨省跨区发电权交易等方式，加大清洁能源消纳力度。发电权交易一般在省级电网范围内进行。发电权交易可以通过双边交易方式或集中交易方式进行交易；受让方上网电价=出让方政府批复电价。

2015 年 11 月 9 日，根据国家发展改革委和国家能源局关于同意云南省、贵州省开展电力体制改革综合试点的复函（发改经体〔2015〕2604 号），云南省正式获批成为全国第一批电改综合试点省份之一，随后云南省在全国率先开展了电力市场化交易，形成了省内市场、西电东送增量市场、清洁能源市场三个交易市场，拥有直接交易、集中撮合交易、挂牌交易、发电权交易四种交易模式。云南率先开展发电权交易，一方面因丰水期水电交易电价与煤电相比有极大优势，煤电与水电进行发电权交易可补充部分收益，另一方面因可实现水能充分合理利用。得益于云南的成功尝试，新疆、广西、山东、贵州等省（自治区）陆续已开展发电权交易。

中期来看，因基数电量分配与市场交易双轨运行产生的发电权交易，在市场化的不断推进和老旧机组（以火电为主）的不断关停中必将成为历史。但着眼目前，发电权交易仍可为成本控制能力略差（尤其是燃料成本）的电厂提供一定过渡期保护，其可通过向成本控制能力强、可实现规模效应的电厂转让发电指标获得收益，避免“越发越亏”的情况出现（若上网电价-变动成本>发电权售价，发电企业将更倾向于执行基数电量或中长期交易电量；若上网电价-变动成本<发电权售价，发电企业将更倾向于出售发电权）。评级工作亟需对发电企业利用现行政策进行灵活经营安排合理评价。长期来看，未来随着市场化程度的加深，发电权交易量逐渐萎缩，对于发电企业未能落实所签订购售电合同中约定电量而通过发电权交易进行转让的情况（可通过发电利用小时数进行佐证），应深入研究其发生原因。如因发电机组非正常停机等因素导致，评级结果应考虑发电企业在管理水平等方面的不足对其经营成果

⁷纳入国家小火电机组关停规划并按期或提前关停的机组在规定期限内可依据国家有关规定享受发电量指标并进行发电权交易

的不利影响。

三、结论

1. 电力市场交易形式逐步拓展、规模逐步扩大。

我国于 2017 年开始正式在全国范围推行电力市场化交易，并在交易模式、交易参与方和交易量等方面逐步放开市场。如优先开展中长期电力交易到开展现货电力交易试点、逐步开展集中式电力交易和分散式电力交易的探索与实践、逐步放开推进全电源结构参与电力市场交易，推进富余新能源跨区域省间现货交易、由电能交易拓展至发电权交易、全面放开经营性电力用户发用电计划等，带动了电量市场化交易总量的提升以及市场化电量在全社会用电量中占比的提高。根据已有政策导向，预估基数电量将逐步退出，其释放量或将由中长期电力市场交易代替，并最终实现全电力市场化，电力系统将通过中长期电力市场交易实现维稳，通过电力现货市场交易实现实时平衡。同时，全电力市场化也将对全电力系统实时调节性和整体稳定性提出更高要求，如发用电侧自身供需预测的准确性、辅助服务及时性、信息技术系统可操作性及稳定性、电网输配能力及稳定性等。

2. 多电源结构电价逐步趋同，但整体或将承压下行。

电力体制改革为了实现电力市场化，并由市场发现电力的商品属性，最终以市场供需决定电量价格。就供给侧而言，电力商品具有同质化特性，因此实质商品价值将呈现趋同趋势。市场化交易主要为电能的折价交易，且伴随市场化交易电量规模的提高，电力行业整体电价承压。可再生能源方面，由于成本下降以及补贴退出，整体电价呈逐年下降趋势，目前推行的平价上网也将进一步压低后续新增并网电站电价；煤电方面，前期为增发电量抢占市场存在一定恶性折价竞争导致火电让利明显，近年来，由于煤炭价格持续性高位震荡，煤电市场竞价呈现理性回归趋势；同时，预期长期处于偏低水平的水电电价或将有所提高。

3. 配额制下实现绿证制度将缓解国家可再生能源补贴压力，同时有利于发电企业现金回流。

2017 年 7 月起我国开始实行绿证制度，但维持在自愿认购阶段，实践中发电企业申请证书意愿和购买方认购绿证意愿均较差，绿证实际交易量极低，特别是光伏的绿证价格明显高于风电绿证价格，导致光伏绿证的成交量仅为风电绿证成交量的 0.4%。2021 年 1 月 1 日起，我国将实行强制性配额制下的绿证制度，绿证交易将与可再生能源电力消纳直接相关，将大幅增加绿证成交量。一方面，绿证价格随标杆电价结算，发电企业可通过绿证交易快速获得现金回款；另一方面，绿证将抵扣可再生能源补贴，缓解国家补贴压力。

4. 电力行业评级考察维度多元化。

受我国电力行业发展的政策历史影响，电力行业整体呈现重资产、高负债的特性，在占领市场、争取原料和市场议价能力等方面均可体现发电企业规模优势。因此，电力行业现行评级体系中，对发电企业的规模指标较为看重。但在电力市场化改革的不断深化中，市场交易标的逐步多元化，电力企业盈利方式也呈现多元化。因此，未来电力行业企业评级过程中，宜在坚持考察受评企业装机规模、机组构成、机组利用水平、燃料消耗等整体情况的基础上，增加针对受评企业下属各实际经营单位的装机规模及类型、机组正常利用水平及实际利用水平、变动成本、上网电价、市场化交易签订及履约情况等情况详细了解，以便对受评单位的

盈利模式及能力、管理水平和经营灵活性等方面进行综合评价。

附件 1 政策依据（以时间先后排序）

序号	发布日期	文件号	发布单位	文件名称
1	2008 年 3 月 17 日	电监市场（2008）15 号	国家能源局	关于印发《发电权交易监管暂行办法》的通知
2	2012 年 3 月 14 日	财建（2012）102 号	财政部、国家发改委、国家能源局	关于印发《可再生能源电价附加补助资金管理暂行办法》的通知
3	2015 年 3 月 15 日	中发（2015）9 号	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
4	2015 年 11 月 26 日	发改经体（2015）2752 号	国家发改委、国家能源局	关于印发电力体制改革配套文件的通知
5	2016 年 3 月 24 日	发改能源（2016）625 号	国家发改委	关于印发《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》的通知
6	2016 年 5 月 27 日	发改能源（2016）1150 号	国家发改委、国家能源局	关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知
7	2016 年 7 月 14 日	发改运行（2017）294 号	国家发改委、国家能源局	关于印发《可再生能源调峰机组优先发电试行办法》的通知
8	2016 年 12 月 29 日	发改能源（2016）2784 号	国家发改委、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
9	2017 年 1 月 18 日	发改能源（2017）132 号	国家发改委、财政部、国家能源局	关于试行可再生能源绿色电力证书核发及自愿认购交易制度的通知
10	2017 年 2 月 14 日	国能监管（2017）49 号	国家能源局	关于开展跨区域省间可再生能源增量现货交易试点工作的复函
11	2017 年 8 月 28 日	发改办能源（2017）1453 号	国家发改委办公厅、国家能源局综合司	关于开展电力现货市场建设试点工作的通知
12	2017 年 11 月 8 日	发改能源（2017）1942 号	国家发改委、国家能源局	关于印发《解决弃水弃风弃光问题实施方案》的通知
13	2018 年 4 月 28 日	国能发监管（2018）36 号	国家能源局	关于进一步促进发电权交易有关工作的通知
14	2018 年 11 月 8 日	国能综通法改（2018）164 号	国家能源局综合司	关于健全完善电力现货市场建设试点工作机制的通知
15	2018 年 11 月 21 日	发改办能源（2018）1518 号	国家发改委办公厅、国家能源局综合司	关于印发电力市场运营系统现货交易和现货结算功能指南（试行）的通知
16	2019 年 1 月 7 日	发改能源（2019）19 号	国家发改委、国家能源局	关于积极推进风电、光伏发电无补贴平价上网有关工作的通知
17	2019 年 5 月 10 日	发改能源（2019）807 号	国家发改委、国家能源局	关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知
18	2019 年 7 月 31 日	发改办能源规（2019）828 号	国家发改委办公厅、国家能源局综合司	印发《关于深化电力现货市场建设试点工作的意见》的通知
19	2020 年 1 月 20 日	财建（2020）4 号	财政部、国家发改委、国家能源局	关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见
20	2020 年 1 月 20 日	财建（2020）5 号	财政部、国家发改委、国家能源局	关于印发《可再生能源电价附加资金管理暂行办法》的通知
21	2020 年 2 月 18 日	发改体改（2020）234 号	国家发改委、国家能源局	印发《关于推进电力交易机构独立规范运行的实施意见》的通知
22	2020 年 3 月 26 日	发改办能源规（2020）245 号	国家发改委、国家能源局	关于做好电力现货市场试点连续试结算相关工作的通知
23	2020 年 5 月 18 日	发改能源（2020）767 号	国家发改委、国家能源局	关于印发各省级行政区域 2020 年可再生能源电力消纳责任权重的通知
24	2020 年 7 月 31 日	发改办能源（2020）588 号	国家发改委办公厅、国家能源局综合司	关于公布 2020 年风电、光伏发电平价上网项目的通知
25	2020 年 9 月 29 日	财建（2020）426 号	财政部、国家发改委、国家能源局	关于《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》有关事项的补充通知
26	2020 年 9 月 30 日	国能综通新能（2020）107 号	国家能源局综合司	关于公布光伏竞价转平价上网项目的通知
27	2020 年 11 月 25 日	发改运行（2020）1784 号	国家发改委、国家能源局	关于做好 2021 年电力中长期合同签订工作的通知

资料来源：联合资信根据公开资料整理

附件2 截至2020年7月底电力现货市场试点进程

试点	时间	结算试运行	备注
南方（以广东起步）	2019年5月15~16日	首次开展结算试运行	
	2019年6月20~23日	日结算试运行	
	2019年9月	首次月结算试运行	
	2020年8月	月结算试运行	
山东	2019年9月20~26日	首次开展连续结算试运营	
	2019年12月	按周连续结算试运营	
	2020年5月16~19日	连续结算试运营	验证了全国首个燃煤机组容量电价补偿机制，但也出现不平衡资金问题
	2020年9~12月	计划开展长期结算试运营	2020年全国最长时间的电力现货市场连续结算试运营
蒙西	2019年9月21~27日	为期一周结算试运行	
	2020年6月17~23日	连续结算试运行	采用电力现货市场与调频辅助服务市场联合运行模式，暂不开展日内市场
	2020年8月	预计连续2周结算试运行	
	2020年9月	力争实现连续30天结算试运行	
甘肃	2019年9月	首次周结算试运行	首次实现新能源全消纳
	2019年11月	周结算试运行	
	2020年4月	首次月结算试运行	全国首家完成月结算试运行的省份
	2020年8月	计划开展长周期结算试运行，且不少于2个月	
浙江	2019年9月20~26日	连续7天结算试运行	
	2020年5月12~18日	连续7天结算试运行	采用电能量和辅助服务交易统一申报方式
	2020年7月	整月结算试运行	
福建	2019年9月21~27日	连续7天结算试运行	
	2020年4月8~21日	连续14天结算试运行	
	2020年7月	整月结算试运行	
四川	2019年9月26~30日	连续调试运行和结算试运行	丰水期结算试运行
	2019年10月29~30日	连续2天试运行	
	2020年4月16~5月25日	枯水期长周期结算试运行	
山西	2019年9月1日	日结算试运行	国网区域首个开展电力现货试运行的省份
	2019年9月18~24日	连续7天结算试运行	
	2020年5月	半个月结算试运行	
	2020年9月	整月结算试运行	

注：南方（以广东起步）市场2018年8月31日首个启动现货交易试运行，蒙西市场2019年6月26日最后启动现货交易试运行；整体采用电厂报量报价，用户报量不报价模式，开展省内市场交易，其中山西省和甘肃省也开展省间市场交易
资料来源：联合资信根据公开资料整理

附件 3-1 风电重点地区最低保障收购年利用小时数核定表（单位：小时）

资源区	地区	保障性收购利用小时数	2017 年实际情况	2018 年实际情况	2019 年实际情况
I类资源区	内蒙古自治区除赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市以外其他地区	2000	2115	2254	2207
	新疆维吾尔自治区乌鲁木齐市、伊犁哈萨克族自治州、克拉玛依市、石河子市	1900	2119	2357	2414
II类资源区	内蒙古自治区赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市	1900	1987	2250	2346
	河北省张家口市	2000	2185	2218	2028
	甘肃省嘉峪关市、酒泉市	1800	1495	1792	1840
III类资源区	甘肃省除嘉峪关市、酒泉市以外其他地区	1800	1417	1723	1660
	新疆维吾尔自治区除乌鲁木齐市、伊犁哈萨克族自治州、克拉玛依市、石河子市以外其他地区	1800	1684	1897	2026
	吉林省白城市、松原市	1800	1688	2019	2188
	黑龙江省鸡西市、双鸭山市、七台河市、绥化市、伊春市，大兴安岭地区	1900	1910	2224	2374
	宁夏回族自治区	1850	1650	1888	1811
IV 类资源区	黑龙江省其他地区	1850	1907	2121	2308
	吉林省其他地区	1800	1972	2321	2398
	辽宁省	1850	2141	2264	2299
	山西省忻州市、朔州市、大同市	1900	1998	2267	1969

资料来源：国家发改委、国家能源局关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知（发改能源〔2016〕1150号）

附件 3-2 光伏发电重点地区最低保障收购年利用小时数核定表（单位：小时）

资源区	地区	保障性收购利用小时数	2017 年实际情况	2018 年实际情况	2019 年实际情况
I类资源区	宁夏	1500	1326	1376	1364
	青海海西	1500	1535	1505	1511
	甘肃嘉峪关、武威、张掖、酒泉、敦煌、金昌	1500	1118	1328	1441
	新疆哈密、塔城、阿勒泰、克拉玛依	1500	1226	1353	1473
	内蒙除赤峰、通辽、兴安盟、呼伦贝尔以外地区	1500	1636	1649	1658
II类资源区	青海除 I 类外其他地区	1450	1497	1461	1451
	甘肃除 I 类外其他地区	1400	1129	1200	1179
	新疆除 I 类外其他地区	1350	1080	1217	1154
	内蒙除赤峰、通辽、兴安盟、呼伦贝尔	1400	1545	1525	1633
	黑龙江	1300	1380	1311	1459
	吉林	1300	1542	1283	1468
	辽宁	1300	1295	1207	1350
	河北承德、张家口、唐山、秦皇岛	1400	1438	1372	1438
	山西大同、朔州、忻州	1400	1564	1355	1471
陕西榆林、延安	1300	1287	1316	1294	

资料来源：国家发改委、国家能源局关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知（发改能源〔2016〕1150号）及各年度全国可再生能源电力发展监测评价报告

附件4 特高压线路输送可再生能源电量情况（单位：亿千瓦时）

序号	产权归属	线路名称	2017年		2018年		2019年	
			年输送电量	可再生能源电量	年输送电量	可再生能源电量	年输送电量	可再生能源电量
1	国家电网	长南荆线	66	37	64	29	49	13
2	国家电网	榆横至潍坊	/	/	38	0	191	0
3	国家电网	锡盟-山东	65	0	29	0	54	0
4	国家电网	皖电东送	595	0	677	0	295	0
5	国家电网	浙福线	40	0	69	0	92	0
6	国家电网	蒙西-天津南	/	/	79	0	95	0
7	国家电网	复奉直流	324	320	307	298	302	302
8	国家电网	锦苏直流	387	385	387	369	366	366
9	国家电网	宾金直流	390	390	316	314	341	340
10	国家电网	天中直流	360	153	325	158	415	208
11	国家电网	灵绍直流	201	34	378	85	415	109
12	国家电网	祁韶直流	/	/	177	83	179	56
13	国家电网	雁淮直流	/	/	180	9	253	2
14	国家电网	锡泰直流	/	/	56	0	119	0
15	国家电网	昭沂直流	/	/	14	2	166	60
16	国家电网	鲁固直流	/	/	150	48	236	93
17	国家电网	吉泉直流	/	/	48	1	147	33
18	南方电网	楚穗直流	282	282	254	254	283	283
19	南方电网	普侨直流	298	298	253	253	217	217
20	南方电网	新东直流	1	1	181	181	271	271
--	全国	--	3008	1900	3983	2084	4485	2352

资料来源：各年度全国可再生能源电力发展监测评价报告

附件 5 清洁能源消纳目标完成情况

	2018 年		2019 年	
	目标利用率	实际利用率	目标利用率	实际利用率
一、风电				
全 国	88%	93%	90%	96%
新 疆	75%	77%	80%	86%
甘 肃	77%	81%	80%	92%
黑龙江	90%	96%	92%	99%
内 蒙 古	88%	90%	90%	93%
吉 林	85%	93%	88%	97%
河 北	94%	95%	95%	95%
二、光伏				
全 国	95%	97%	95%	98%
新 疆	85%	85%	90%	93%
甘 肃	90%	90%	90%	96%
三、水电				
全 国	95%	95%	95%	96%
四 川	90%	87%	92%	92%
云 南	90%	94%	92%	99%
广 西	95%	100%	95%	100%

资料来源：各年度全国可再生能源电力发展监测评价报告

附件6 各省（区、市）2020年可再生能源电力消纳责任权重（单位：%）

省（区、市）	总量消纳责任权重		非水电消纳责任权重	
	最低消纳责任权重	激励性消纳责任权重	最低消纳责任权重	激励性消纳责任权重
北京	15.5	16.9	15.0	16.5
天津	14.5	15.9	14.0	15.4
河北	13.0	14.4	12.5	13.8
山西	17.0	18.8	16.0	17.6
内蒙古	18.0	19.7	16.5	18.2
辽宁	15.0	16.6	12.5	13.8
吉林	24.0	26.6	18.5	20.4
黑龙江	22.0	24.4	20.0	22.0
上海	32.5	36.6	4.0	4.4
江苏	14.0	15.4	7.5	8.3
浙江	17.5	19.6	7.5	8.3
安徽	15.0	16.7	12.5	13.8
福建	19.5	21.8	6.0	6.6
江西	22.0	24.4	9.0	9.9
山东	11.5	12.6	11.0	12.1
河南	17.5	19.4	12.5	13.8
湖北	32.5	35.6	8.0	8.8
湖南	40.0	44.3	9.0	9.9
广东	28.5	32.0	4.5	5.0
广西	39.5	43.9	7.0	7.7
海南	13.5	14.9	6.5	7.2
重庆	40.0	44.5	3.5	3.9
四川	80.0	89.3	6.0	6.6
贵州	30.0	33.3	6.0	6.6
云南	80.0	89.0	15.0	16.5
西藏	不考核	不考核	不考核	不考核
陕西	17.0	18.8	12.0	13.2
甘肃	44.5	48.8	16.5	18.2
青海	63.5	70.7	25.0	27.5
宁夏	22.0	24.1	20.0	22.0
新疆	20.0	22.1	10.5	11.6

注：1、测算可再生能源发电量时，上年度年底前已投产装机按照应达到的年利用小时数测算，水电按照当地水平年份的年利用小时数下浮10%进行最低总量消纳责任权重测算；对计划新增水电装机，如有明确投产时间（主要是大型水电站工程），按预计投产时间计算年利用小时；当年新增非水电可再生能源装机按均匀投产计算，对应发电量按全年利用小时数的一半进行折算

2、激励性总量消纳责任权重为激励性非水电消纳责任权重与水电按照当地水平年份的年利用小时数发电量对应消纳责任权重之和；激励性非水电消纳责任权重按照最低非水电消纳责任权重上浮10%计算

3、整体完成消纳责任权重=（区域内生产且消纳的可再生能源电量+区域外输入的可再生能源电量+市场主体消纳净受让量之和+绿证认购量之和-免于考核电量对应的可再生能源电量）÷（区域全社会用电量-免于考核电量）。其中，按照国家规定豁免消纳责任权重考核的农业用电和专用计量的供暖电量在消纳责任权重核算公式的分子和分母中均予以扣除，免于考核电量对应的可再生能源电量等于免于考核电量乘以区域最低消纳责任权重

资料来源：国家发改委、国家能源局关于印发各省级行政区域2020年可再生能源电力消纳责任权重的通知（发改能源〔2020〕767号）