附件 1:

长三角省市间富余新能源消纳互济 交易规则（试行）

第一章 总 则

第一条 为充分发挥长三角省市间电力互济作用，保障长三角地区新能源消纳，激励各省市新型储能、电动汽车充电桩及其他负荷侧可调节资源参与长三角电力市场，减少全网弃风弃光，制定本规则。

第二条 本规则依据《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）及其相关配套文件、《电力监管条例》（国务院令 第432号）、《电力市场监管办法》（国家发展改革委令 第18号）、《电力市场运行基本规则》（国家发展改革委令 第20号）、《国家发展改革委 国家能源局关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》（发改体改〔2022〕118号）、《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》（发改办运行〔2022〕475号）、《电力市场信息披露基本规则》（国能发监管〔2024〕9号）等文件及国家法规政策制定。

第三条 长三角省市间富余新能源消纳互济交易（以下简称“新能源消纳互济交易”）通过市场化方式促进富余新

能源跨省消纳。在华东电力调峰辅助服务日前市场出清后，如果调峰服务购买省市申报的调峰需求未完全成交，且新能源省内消纳无法保障时，触发启动本市场。

第四条 本规则适用于长三角区域上海、江苏、浙江、安徽、福建省间开展的新能源消纳互济交易。

第五条 新能源消纳互济交易按照新能源消纳“先省内、后跨省”的优先顺序，坚持“公开、公平、公正”原则，确保市场运作规范透明。

第六条 新能源消纳互济交易与各省市电力市场有序衔接，交易结果纳入省间联络线计划执行。现货市场运行期间，交易结果按照该省市现货市场规则执行。现货市场未运行期间，交易结果作为该省市电力调度机构安排新能源机组、新型储能、可调节负荷等主体运行计划的依据。

第七条 国家能源局华东监管局会同江苏、浙江、福建能源监管办（以下简称“华东能源监管局”、“江苏、浙江、福建能源监管办”）负责对新能源消纳互济交易实施监管。国家电网有限公司华东分部调度控制中心（以下简称“华东网调”）负责新能源消纳互济交易的运营管理，省市电力调度机构、电力交易机构参与、配合市场运营管理。

第二章 市场成员

第八条 市场成员包括市场运营机构、电网企业和经营主体。

市场运营机构指电力调度机构和电力交易机构。经营主体指新能源发电企业、新型储能、可调节负荷（电动汽车充电桩和其他负荷侧可调节资源）。其中，新型储能、可调节负荷可以独立主体参与市场，也可以聚合方式参与市场。

第九条 新能源发电企业权利与义务

- （一）按照规则参与新能源消纳互济交易。
- （二）按照省市电力调度机构分解的售电需求进行报价。
- （三）负责运行和维护新能源消纳互济交易本侧终端。
- （四）具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段。
- （五）执行市场出清结果。
- （六）法律法规等规定的其他权利与义务。

第十条 新型储能、可调节负荷权利与义务

- （一）按照自主意愿参与市场，自行承担市场风险。
- （二）新型储能根据省市电力调度机构安排的充放电曲线和核定的可购容量进行报价。可调节负荷根据基准用电功率曲线和省市电力调度机构核定的可购容量进行报价。
- （三）负责运行和维护新能源消纳互济交易本侧终端。
- （四）具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段。
- （五）执行市场出清结果。以聚合方式参与市场的，由聚合商将市场出清结果下发至聚合主体并组织执行。
- （六）法律法规等规定的其他权利与义务。

第十一条 电网企业权利与义务

(一)负责保障电网及输配电设施安全稳定运行,为经营主体提供公平的电网接入服务和输配电服务。

(二)代理暂未直接参与市场交易的工商业用户作为价格接受者参与新能源消纳互济交易。市场初期,电网企业可采用报量报价的方式参与。

(三)国家电网有限公司华东分部(以下简称“华东分部”)负责分别与买方省电网企业和卖方省电网企业结算。

(四)买方省电网企业按照现行结算关系负责与中标新型储能、可调节负荷结算。

(五)买方省电网企业负责统计可调节负荷的基准用电功率曲线,统计计算交易执行结果,评估考核经营主体交易执行情况。

(六)卖方省电网企业负责与中标新能源发电企业结算。

(七)法律法规等规定的其他权利与义务。

第十二条 电力调度机构权利与义务

(一)华东网调负责建设、运行和维护新能源消纳互济交易技术支持系统。省市电力调度机构负责建设、运行和维护本省市侧配套技术支持系统。

(二)华东网调负责按市场规则运营新能源消纳互济交易。省市电力调度机构配合华东网调运营新能源消纳互济交易。

(三)华东网调负责统计新能源消纳互济交易结果,并推

送至区域电力交易机构和省市电力调度机构。

(四)省市电力调度机构负责将新能源消纳互济交易售电需求按照相关规则分解到新能源企业。

(五)省市电力调度机构负责核定参与新能源消纳互济交易的买方可购容量。

(六)华东网调、省市电力调度机构负责调度管辖范围内电网安全校核。

(七)法律法规规定的其他权利与义务。

第十三条 电力交易机构权利与义务

(一)省级电力交易机构负责经营主体的注册和管理,并将经营主体注册信息推送至区域电力交易机构。

(二)区域电力交易机构负责出具省间交易结算依据。

(三)省级电力交易机构负责出具省内经营主体交易结算依据。

(四)负责电力市场信息披露的实施。

(五)法律法规规定的其他权利与义务。

第三章 注册、市场准入和退出

第十四条 符合准入条件的经营主体,可在所在省市电力交易机构办理市场注册。由省级电力交易机构、省市电力调度机构负责将其注册信息推送至区域电力交易机构、华东网调。注册需要提供的资料包括:身份认证、联系方式等相关支撑性材料。

第十五条 市场准入条件:

(一) 参与市场的经营主体应为接入 10 千伏及以上电压等级, 具备法人资格、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。内部核算的经营主体经法人单位授权可参与交易。

(二) 新型储能应为独立储能设施, 充电功率不小于 5 兆瓦且持续充电时间不小于 1 小时。

(三) 可调节负荷应满足单次调节电量不小于 1 兆瓦时、调节功率不小于 1 兆瓦、且调节可持续时间不小于 1 小时。

(四) 不满足独立参与条件的可调节负荷, 可以通过聚合方式参与市场, 聚合后的可调节能力参数应满足本条款(三)之要求。

(五) 以聚合方式参与市场的, 由虚拟电厂或负荷聚合商与被聚合资源主体建立代理服务关系, 并向电力调度机构传送其聚合资源的运行信息。

(六) 经营主体应具备执行市场出清结果的能力, 其生产运行信息应满足相关电力调度机构的接入要求, 可实现电力、电量数据分时计量与传输, 确保数据的准确性与可靠性。

(七) 经营主体的可调节能力相关参数应能通过所在省市电力调度机构、电力交易机构和电网企业协同开展的校核评估。

第十六条 市场退出:

（一）经营主体自完成注册之日起，至少 3 个自然月后，方可提出退出市场申请。已参与交易的经营主体，应提前至少 45 个工作日提出退出市场申请。

（二）经营主体自愿退出市场的，应妥善处理交易合同相关事宜，结清参与市场产生的费用，向市场运营机构申请自愿退市，市场运营机构自收到申请起的 5 个工作日内启动退出市场程序。退出程序完成后进行公示，公示期为 10 个工作日。公示期满无异议，经营主体自动退出市场。

（三）经营主体有下列情形之一的，应强制退出市场：

1) 存在瞒报信息、或以提供虚假申请材料等方式违法违规进入市场，且拒不整改的。

2) 严重违反市场运营规则，且拒不整改的。

3) 企业违反信用承诺且拒不整改或因信用评价降低导致不适合继续参与市场交易的。

4) 违反法律法规的其他情况。

第四章 交易方式

第十七条 新型储能参与新能源消纳互济交易是指处在非放电状态的新型储能增加充电进行购电申报。新型储能基准充电功率是所在省市电力调度机构安排的充电曲线。

第十八条 可调节负荷参与新能源消纳互济交易是指可调节负荷增加用电进行购电申报。

可调节负荷基准用电功率曲线确定原则如下，也可按照

各省市相关规定执行：

1. 工作日基准用电功率曲线：取前 5 个正常工作日相同时刻的 5 个用电功率平均值曲线，如果前 5 个正常工作日相同时刻已有调用，则剔除相应调用工作日，选取紧邻前序工作日补足。

2. 休息日基准用电功率曲线：取前一周休息日相同时刻的用电功率曲线，如果前一周休息日相同时刻已有调用，则选取前序周的休息日计算。

3. 国家法定节假日基准用电功率曲线：取上一年同一节假日相同时刻的用电功率曲线，如果上一年同一节假日相同时刻已有调用，则选取前序年份的该节假日计算。无足够历史数据的，选取本年度该节假日的前序休息日计算。

4. 基准用电功率曲线的时间颗粒度原则上应满足每日 96 点要求。

5. 虚拟电厂、负荷聚合商基准功率用电曲线以其聚合的全部可调节负荷资源的基线合计得出。

第十九条 新能源消纳互济交易经营主体范围：

（一）买方：省级电网企业、新型储能和可调节负荷。

（二）卖方：所处调峰资源不足省的新能源企业。

第二十条 买方省电网企业分段申报购电“电力-电价”曲线，新型储能分段申报增加充电的购电“电力-电价”曲线，可调节负荷分段申报超出基准用电功率曲线的购电“电

力-电价”曲线。申报电价的最小单位为1元/兆瓦时，申报电力的最小单位为1兆瓦，最多不超过10段。分段报价时须按照价格非递增方式逐段申报，申报价格下限为100元/兆瓦时。

第二十一条 卖方新能源企业申报售电“电力-电价”曲线，申报电价的最小单位为1元/兆瓦时，申报电力的最小单位为1兆瓦，最多不超过10段。分段报价时须按照价格非递减方式逐段申报。

第二十二条 新能源消纳互济交易采用统一边际电价出清机制，分96点出清：

（一）将每个时段买方申报电价从高到低排序。

（二）将每个时段卖方申报电价从低到高排序。

（三）按照买卖双方价差递减的原则依次出清，价差最大的交易对优先成交，直至价差小于零。存在多个价差相同的交易对时，成交电力按照交易申报电力比例进行分配。出清电价为最后中标买方报价和卖方报价的平均值。市场初期，暂不收取华东跨省输电费及网损。

（四）如有买方电网企业、新型储能、可调节负荷因省间联络线输送能力、局部潮流控制要求等约束不能成交的，由排序在后的电网企业、新型储能、可调节负荷递补。

第五章 交易组织

第二十三条 在华东电力调峰辅助服务日前市场出清

后，如仍无法满足相关省市日前调峰需求，新能源省内消纳无法保障时，开展新能源消纳互济交易。

第二十四条 D-1日华东电力调峰辅助服务日前市场完成出清（T时刻，下同）后，由卖方省电力调度机构确定本省在新能源消纳互济交易中电力售出总需求，并考虑安全约束，将售出总需求按照本省相关规则分解到各新能源发电企业，组织开展新能源消纳互济交易。

第二十五条 D-1日T+15分钟前，新能源发电企业依据省市电力调度机构分解的售电需求，申报售电“电力-电价”曲线。买方省电网企业、新型储能、可调节负荷申报购电“电力-电价”曲线。

第二十六条 D-1日T+30分钟前，卖方省电力调度机构对新能源企业申报的售电曲线进行合理性校验和初步安全校核，在确保其申报电力满足电网安全约束后，提交至华东网调。

买方省电力调度机构对新型储能、可调节负荷申报的购电曲线进行合理性校验和初步安全校核，在确保其申报电力满足电网安全约束后，提交至华东网调。

第二十七条 D-1日T+45分钟前，华东网调组织新能源消纳互济交易集中出清，形成考虑安全约束的出清结果，将出清结果在技术支持系统中发布。

第二十八条 D-1日T+60分钟前，华东网调将新能源消

纳互济交易结果纳入省间联络线日前计划，并下发省间联络线日前计划至各省市电力调度机构。

第二十九条 卖方省各新能源发电企业中标电力（电量）与被分解售电需求的差额部分作为卖方省分配弃风弃光指标的参考依据。

第六章 执行与结算

第三十条 市场出清结果纳入省间联络线日前计划，原则上不予调整。当中标新能源发电企业、新型储能、可调节负荷执行出清结果出现偏差时，由所在省市电力调度机构优先安排调度管辖范围内并网主体承担偏差部分。

第三十一条 新型储能、可调节负荷每 15 分钟时段的结算电量为该时段实际响应电量与中标出清电量两者中的较小值。

第三十二条 新能源消纳互济交易每 15 分钟清算、每日统计、按月结算。

第三十三条 新型储能、可调节负荷同时参与省内需求侧响应等交易的，应先扣除省内响应值，再按修正后的对应时段实际响应电量进行结算，新能源消纳互济交易实际响应电量不适用省内补贴政策。

第三十四条 新型储能、可调节负荷参与新能源消纳互济交易形成的省间交易电量，视为所在省电网企业的外购电量，不影响新型储能、可调节负荷电费结算。

第三十五条 费用结算

（一）新能源发电企业费用结算

售电收入=出清电价×中标出清电量

新能源发电企业中标出清电量优先于省内合同电量或计划电量结算。

（二）新型储能、可调节负荷费用结算

1. 用电收益=（当月电网代购价-出清价格）×结算电量

其中：当月电网代购价为电网企业每月公布的该月电网代理购电价格表中的代理购电平均价格，下同。

相关电力交易机构、电网企业营销部根据职责将上述用电收益纳入相关经营主体或电力用户结算依据或电费账单。

2. 通过聚合方式参与市场的可调节负荷，由聚合商与其约定收益分成及违约责任，并在参与市场前将相关协议报送对应市场运营机构。

（三）电网企业参与交易费用结算

电网企业参与新能源消纳互济交易形成的省间交易电量，纳入电网企业代理购电。当月电网代购价格与出清电价价差形成的差额收益资金由所在省全体工商业用户分享。

第三十六条 非电网原因造成新型储能、可调节负荷每15分钟交易时段的实际响应电量小于中标出清电量30%的，该时段费用不向该经营主体结算；实际响应电量小于中标出清电量且不小于中标出清电量30%的，该时段费用按实际响

应电量结算。结算电量与中标出清电量差额部分电量对应的差额收益资金由所在省全体工商业用户分享。

第三十七条 如发现经营主体存在虚假申报情况,从发现次日起暂停相关经营主体参与市场交易 30 天。

第三十八条 新能源消纳互济交易结果每月公示,经核对无异议后结算。

华东网调负责统计计算新能源消纳互济交易结果并及时推送至区域电力交易机构。区域电力交易机构和省级电力交易机构在每月 10 日前(节假日顺延)通过信息披露平台向所有经营主体公示。经营主体对公示结果有异议的,应在 3 个工作日内提出复核申请。华东网调在接到经营主体复核申请的 3 个工作日内,应进行核实并予以答复。

第三十九条 每月月底前,区域电力交易机构向华东能源监管局报送上月新能源消纳互济交易结算报表(没有交易无需报送)。各省级电网企业根据当地政府有关部门要求,报送上月参与新能源消纳互济交易情况。

第七章 信息披露

第四十条 电力交易机构应通过信息披露平台发布市场信息。市场信息分为日交易信息、月交易信息,交易信息包括但不限于市场买方信息、市场卖方信息、市场出清信息、市场结算信息等方面内容。每日信息在日前市场关市之后发布,月度信息在每月第 10 个工作日内发布。

第四十一条 市场卖方信息为新能源企业申报日前相应时段的售电总需求。市场买方信息为买方省核定的可购总容量。市场出清信息为日前市场出清后的出清信息，包括但不限于经营主体、中标时段、中标电力、出清价格等信息。

第四十二条 市场结算信息为所有经营主体的新能源消纳互济交易购电、售电和执行情况，包括但不限于经营主体、中标时段、中标电力、出清电价等信息。

第八章 市场监管与干预

第四十三条 华东能源监管局会同江苏、浙江、福建能源监管办对新能源消纳互济交易实施监管，可采取现场或非现场方式对本规则实施情况开展检查，对市场运营机构和经营主体违反有关规定的行为依法依规进行处理。

第四十四条 发生以下情况时，华东网调、省市电力调度机构可对市场进行干预，并将干预情况报送相应国家能源局派出机构。

（一）经营主体滥用市场力、串谋及其他违规情况导致市场秩序受到严重扰乱。

（二）新能源消纳互济交易技术支持系统发生故障，导致市场交易无法正常进行。

（三）电网发生故障、异常或不可抗力等原因造成负荷突变、电网运行方式发生重大变化，导致市场交易无法正常进行。

（四）国家能源局或者华东能源监管局作出暂停市场交

易决定。

(五) 市场发生其他严重异常情况时。

第四十五条 市场干预的主要手段(包括但不限于)

(一) 调整市场限价。

(二) 调整市场准入和退出。

(三) 暂停市场交易。

第四十六条 因市场交易、调用、统计及结算等情况发生争议时,市场成员可自行协商解决,协商无法达成一致时可提交相应国家能源局派出机构、地方政府电力管理部门调解处理,也可提交仲裁委员会仲裁或者向人民法院提起诉讼。

第九章 附 则

第四十七条 本规则由华东能源监管局负责解释。

第四十八条 本规则与国家政策、文件规定不符的,以上位文件为准。

第四十九条 华东能源监管局根据市场实际运行和电力体制改革建设情况,组织对相关标准和条款进行修改。

第五十条 本规则自发布之日起实施,有效期3年。