

寒冬将至，全球能源系统如何应对冲击？

——中信期货 能源转型·月谈 第3期 会议纪要

报告要点

2022年10月24日下午，由中信期货主办、上期所支持的能源转型·月谈（第三期）在线上举行，本期会议主题聚焦探讨冬季全球能源系统可能面临的风险，邀请了来自电力、煤炭、天然气三位嘉宾为大家呈现了能源领域有特色、有价值、有深度的逻辑和观点，以下为本次会议纪要。

摘要：

在地缘冲突仍在继续、制裁风险开始兑现的当下，新的变量逐渐出现在大家的视野：冬天来临，消费复苏。北半球在进入四季度后，气温逐步步入下行通道，对应煤气电消费将出现季节性上扬，而在这个供应端格外脆弱的2022/23年取暖季，电力、煤炭以及天然气系统面临着怎样的挑战？各地区各部门又将如何应对这些挑战？本次能源转型·月谈邀请到了同能源领域的三位专家，为我们贡献相关观点。

主持人：朱子悦/张默涵 中信期货研究所 能源与碳中和组研究员

发言主题及嘉宾：

1. “双碳”目标驱动下电力能源系统的演变和挑战

发言嘉宾：李璐岑 宁波中哲物产有限公司电力研究员

2. “拉尼娜”三连击，冬季国内外煤电能否经受考验

发言嘉宾：朱子悦/张默涵 中信期货研究所 能源与碳中和组研究员

3. 淡旺季交替，天然气基本面分析与展望

发言嘉宾：朱子悦/聂鑫妍 中信期货研究所 能源与碳中和组研究员



能源与碳中和组

研究员：
朱子悦

从业资格号 F03090679
投资咨询号 Z0016871

一、“双碳”目标驱动下电力能源系统的演变和挑 战

发言嘉宾：李璐岑 宁波中哲物产有限公司电力研究员

（一）电力的生产

能源结构方面，非化石能源占比不断提升。在国内富煤贫油少气的资源禀赋的能源格局下，随着工业化的飞速发展，耗电量和原煤的生产消费量逐年大幅提高；其中最大的变化来源于一次电力对化石能源的直接替代，即核水风光等非化石能源占比的不断提升，但替代速度较为稳健，目前整体能源生产格局仍以煤电为主，占比超 60%。

发电量增速近年较为平稳。作为经济的晴雨表，工业用电量及增速代表着经济活动的景气程度；由于供给侧改革、“主动去库存”以及疫情等因素影响，2015、2019 及 2020 年出现了发电量增速较低的现象；但总体而言，近十年我国的年均增速维持在 6%以上。与发电量相匹配的装机量方面，增速同样呈逐年递增态势。

装机结构方面，去煤是十三五以来的主旋律，风光为主的新能源占比稳步提升。截止到目前我国装机量 24.4 亿千瓦，其中非化石能源占比已经达到了 48.2%。为达到“十四五”期间目标，即可再生能源发电量增量在全社会用电量增量中的占比超过 50%，风电和太阳能发电量实现翻倍，所需的新能源装机增量很高，因此，从国家到地方都在大力支持风电光伏项目的落地。

水电的整体装机情况较为乐观。截至 2021 年底，全国水电装机容量约 3.91 亿千瓦，常规水电装机 3.55 亿千瓦，《“十四五”现代能源体系规划》明确，到 2025 年，全国常规水电装机容量将达到 3.8 亿千瓦左右。按照此前的增长速度，“十四五”时期我国常规水电发电装机容量可超额完成任务。另外，在抽水蓄能装机量目标上，根据目前增长速度来看，有望实现 2025 年的 0.62 亿千瓦投产规模目标，但在 2030 年前达成 1.2 亿千瓦的目标增量尚存较大压力。

水电来水及发电特征方面稳定性较差。由于水电依赖地理资源，西南地区占据全国约 40%以上的水电装机，在金沙江、长江流域的 6 座阶梯式大型水电站均属长江电力，因此整体的调度就比较统一。然而在来水情况方面，稳定性较差，近年来水节奏不理想，汛期前来水情况较好，但主汛期来水转差；为迎峰度冬，储水挤占水电发电空间，目前水电出力较少并预计将延续。

风电的整体装机政策导向明显，近年速度有所放缓。2016 年前受政策引导风光得以发展，但是上马项目过于激进，整体电网建设没有跟上，导致弃风、

弃光率极高；直至 2020 年，叠加风光成本骤降因素，风电项目重新开始大规模上马。目前陆上风机成本在 5000 元/kw 左右；海上风电则超万元/kw，但海上风电优势在于利用小时数较高，一般在 3000 小时-4000 小时。由于新能源的核心在于降本增效，预计平价上网后风电对政策依赖度降低。预计今年全年发电装机在 58GW 左右，且集中在北方。利用率方面，2021 年，全国风电平均利用率 96.9%，风电设备利用小时数达 2232 小时；在利用小时数较高的地区中，福建达 2836 小时、蒙西达 2626 小时、云南达 2618 小时。

风电项目经济性较差，目前无法实现平价上网。进入 2022 年以来，中央财政不再施行补贴，风电进入平价上网状态；但风电自身项目经济性较差，项目在竞标过程中自主上报的上网价格相应成为地方招标的重要因素，如某大型电企在福建的项目，招标单价不到 0.2 元/度，定价无法实现盈利，后续项目已经撤回；目前来看，项目需依赖自身内生动力推进。

光伏发电装机的政策导向特征同样明显，但项目经济性较好。2013-2018 年受抢装潮影响，大批项目上马；直至 2018 年的“531 新政”后，由于暂不安排一切需要补贴的普通光伏电站，光伏项目的装机踩刹车；因此 2019 年后光伏装机速度放缓。但由于光伏项目已经达到平价上网的盈亏临界点，项目发展可以依靠自驱力推进，尤其是分布式光伏。2022 年 1-6 月光伏累计新增装机 30.88GW，同比增长 137.4%；预计今年新增光伏装机 90-100GW 左右，由于今年没有政策到期导致的抢装需求，预计光伏装机季节性特征及四季度爆发式装机量增速可能不会有之前那么夸张。

核电项目可靠性高，但今年检修较多。《“十四五”现代能源体系规划》明确，到 2025 年，全国核电运行装机容量达到 7000 万千瓦左右。目前国内以沿海核为主，安全性高但开发的资源有限。总体来看，核电的优势在于稳定，除检修外的其余时间都可以做到满功率运行，利用小时数可接近 8000 小时；2021 年，核电利用小时数 7802 小时，创近十年来第三高。今年情况特殊，由于检修较多，核电出力增速大幅放缓。

火电装机增速放缓，角色逐渐转变为调峰。近几年受双碳影响，火电的装机增速在十三五期间开始逐步下降，其中煤电的新增装机量大幅下降。为配套新型用电系统，火电逐渐转变为以灵活供应改造为主的供电方式。但在今年夏天异常高温带来的极端用电需求下，火电的顶峰作用仍无法替代。预计到 2024 年仍有 1.6 亿千瓦的装机增量以保障极端用电需求下的用电安全和稳定。火电未来的发展由卖发电量转变为卖调峰服务，类似于储能项目，起到熨平发电曲线峰谷作用。因此，大力发展火电的灵活改造，目的是让火电项目有更大的调峰能力，这不仅仅是指调峰范围，还有调峰的爬坡速度。

（二）电力的输配

在电力输配格局方面，应与用电量进行匹配，长期规划精细度尚需提升。由于用电量逐年提升，因此，跨区域输配电发展速度也应保持一致的增速，否则将导致区域性的用电紧张；如华东地区全年接近三分之一的用电量都来自于省间送电，若出现水电等供给问题，将出现用电紧张，其夏天电价甚至达 8 元-10 元/度，；另外受水电的依赖性及省间送电协议不灵活影响，近年来川渝地区用电量增速较快，而相应的今年川渝地区也出现了更为明显的用电紧张问题，以远程调配为主的发电机组如白鹤滩机组无法满足灵活用电需求，输配电统筹规划精细度尚需提升。在十四五大型能源基地规划方面，目前，首个 100GW 风光大基地已经基本开工，第二个 100GW 目前还在陆续招标；“十四五”规划和 2035 年远景纲要中提出，未来我国将形成九大集风光（水火）储于一体的大型清洁能源基地以及五大海上风电基地；电源端的大力发展相应需要等额配套电网跟进，否则就会出现类似 2015 年弃风光率超过 15% 的情况。

在电力输配规划方面，根据相关预测，2025 年跨区电力流将达 2.4 亿千瓦，主要包括西北外送、西南外送等；对应以风光为主的新能源和以水资源为主的水电跨区输送。至 2035 年，跨区跨省电力输送能力预计将继续增大 50%，体现了西电东送等电力输配通道的发展蓝图。

（三）电力市场改革

在改革进程方面，呈现三阶段的改革特征。首先，在 20 世纪 80 年代，为解决缺电问题，第三方被允许投资发电项目；1997 年及 2002 年出现市场配置资源趋势，尤其是 2002 年的第一次电改，发电侧与输电网出现剥离，国网、南网、省级电网公司相继成立；2015 年的第二轮电改解决了售电侧的市场定价问题，售电侧出现放开趋势；而在 2021 年 10 月，为解决传导机制问题，新一轮电改应运而生，决定了未来电力中长期、现货、辅助服务市场一体化设计的运行模式。随着改革进程加快，目前电力市场化交易电量逐年提升；截止 2021 年，市场化交易电量达 45%，而预计今年市场化交易电量将超全社会用电量的 60%；从交易类型来看，市场化交易电量以省内交易为主，占比在全部市场化交易电量的 80% 左右。

在电力市场类型方面，电力市场体系中各类市场的划分有不同的维度。从交易范围来看，电力市场可分为省内交易、省间交易；从交易品种维度，电力市场划分为电能量市场、容量市场、辅助服务市场和输电权市场；从时间维度，电力市场又可以划分为电力现货市场和中长期市场。其中，电力现货市场和中长期市场的划分以交易电力确认的时间为划分依据，中长期交易不仅包括年度、月度、旬度等分时段交易，也包括 D+2、D+3、D+4 等分时段交易，即对应地将未

来某一天的用电量拆解到 24h 的不同时段来提前交易用电曲线；而现货交易主要指实时交易和 D+1 日前交易，主要指接近电力消纳的时间节点，其颗粒度也相对更为精细，划分区间通常在 15 分钟为一个区间；目前，我国现货试点主要有两批，首批的八省中广东、山西、山东已实现连续运行。

在价格形成机制方面，集中交易模式体现市场化交易的特征。目前，交易形式主要可分为双边协商交易及集中交易两种模式，其中集中竞价应用领域较广，尤其是日前、实时交易，只采用集中竞价方式。对于现货市场而言，集中竞价以边际出清为核心，买卖双方根据供需进行报价，双方排序并进行匹配后以边际价格作为系统报价进行出清；直观来说，若光伏电厂以较低价格进行报价而火电以高价进行报价，若成交的边际价格在较高火电水平，最终光伏发电也将按照高报价水平进行结算。目前来看，山西等地新能源市场电力价格平均较低，体现了电力现货市场灵活反映价格信号的作用。但目前现货市场上用户侧还只作为价格的接收方不进行报价，因此会有较低的价格上限。而北京的省间电力现货交易允许双方进行报价，价格上限较高，造成高电价现象。

在改革形式方面，目前改革以过渡形态，即国网代理购电为主。国网作为电力中间商参与电力市场交易，并形成月度的代理购电价格；通过上网电价、输配电价与附加费用的叠加，形成最终的销售电价；所形成的代理购电价格与之前的目录电价在月度波动方面区别较大，其每月都随着供需紧张情况而发生调整；目前，受电煤价格较高影响，国网代理购电较燃煤标杆价有所上浮。

在现货市场方面，多地已开展现货市场试点改革。电力现货市场主要可开展日前、日内、实时的电能量交易，通过竞争形成分时市场出清价格，并配套开展备用、调频等辅助服务交易，构成未来规划的电力现货市场的雏形。由于现货市场能够很好地反映供需关系的调整及改变，目前作为改革的重点，全国已确定两批共 14 个地区作为现货市场试点，包括广东、蒙西、浙江、山西、山东、福建、四川、甘肃等；而江西引入大量新能源项目，也将在省级开展现货市场交易。

在改革目标方面，现货市场将逐步放开。中长期电力市场占市场化交易电量的主体部分，虽然目前电力现货市场占比不超过 10%，空间较小，但未来参考欧洲等发达国家发展模式，未来随着电力市场化的逐渐放开，有望承担 30%左右的用电需求；同时，受用电侧对电价稳定性的期望影响，中长期电力市场也有望发展为电力期货等交易品种。

（四）区域电力平衡

电力平衡与电量平衡方面，电力系统运行需要电力的实时平衡。由于电力是“瞬时量”，电力平衡用以预测一个区域内的可用装机能否满足电力尖峰负荷

需求；例如在新能源装机占比较高的环境下，考虑新能源完全出不上力的极端情况，无法达到平均出力水平，因此用电负荷与可控机组可调出力的差值应尽可能大于新能源平均发电功率。电力平衡的关键要求是：顶峰容量（可用装机容量）=装机容量×（1-受阻系数）。其中，火电机组可靠性较高，受阻系数在8%左右；而水电季节性明显，丰季受阻系数10%，枯季受阻系数40%；核电受阻系数为0；而风电和光伏可靠性较差，受阻系数较高。另外，还需考虑机组备用率，即主要考虑各类电源装机的检修、故障停机等因素选取的备用系数，一般而言备用率在10%-15%。

最大负荷增长率方面，最高用电负荷增长率较社会用电增长率总是偏高。近几年受工业生产中电气替代化占比提高及居民用电习惯改变，趋势更为明显。今年的拉尼娜现象可能加剧冬季的温度波动，预计可能出现冬季的用电高峰。

结论：目前，华东地区用电可靠性逐年减弱低，甚至今年将接近临界平衡点。预计华东地区今年迎峰度冬面临的压力是近几年来最强的一次，主要原因在于：1）拉尼娜年冬季寒潮出现的潜在威胁加剧了供暖耗电的需求；2）缺少优质高卡煤带来的火电出力整体不足引发的供电端紧缺；3）传统化石能源替代速度加快，电力系统稳定性受到挑战。预计华东地区今年冬季最高用电负荷可能超过2021年初的3.2亿千瓦，达3.4-3.5亿千瓦。**相应的解决办法如下：**1）解决电力无法长期存储的问题，大力发展储能技术；2）通过需求侧响应，或以电力现货市场价值发现的手段，修正电价分布曲线，引导市场主体矫正用电方式，自觉自发做到削峰填谷降低峰值负荷。

二、“拉尼娜”三连击，冬季国内外煤电能否经受考验

发言嘉宾：张默涵 中信期货研究所 能源与碳中和组研究员

（一）“拉尼娜”影响下，我国冬季仍可能遭遇严寒天气

“拉尼娜”影响下，我国冬季冷空气频繁。一般而言，“拉尼娜”对我国冬季影响为，（1）南方地区的水汽输送会减弱，江南、华南等地降水可能较常年同期偏少；（2）拉尼娜可能对中高纬地区的大气环流有一定强迫作用，导致影响我国的冷空气频繁，势力偏强。据国家气候中心最新预测，赤道中东太平洋拉尼娜事件在进一步持续，预计会延续到2022/23年冬季。

全球变暖背景下，1986年之后拉尼娜事件暖冬频率增加，今冬我国仍可能遭遇严寒天气。拉尼娜事件对我国冬季气候的影响有年代际差异。据国家气候中心统计，1951年至今发生了15次拉尼娜事件，1986年以前拉尼娜事件的当年

我国冬季均为冷冬，但在全球变暖的背景下，1986 年以后拉尼娜事件当年出现暖冬的频率增加。但 2022 年全球气候变化异常，夏季、秋季我国均出现了极端性气候模式转变，今冬遭遇极端严寒的可能性依然较高。

极寒不等于冷冬/暖冬。气象学定义的“极寒”为“极度寒冷天气”，而冷冬，暖冬的判断要利用冬季三个月的平均值来进行判断，因此即使暖冬也有可能出现极寒天气。

11 月全球多地气温偏高，但远期预测结果尚未明确，12 月欧洲可能爆发寒流。从目前 NOAA 和 ECWMF 等机构预测看，11 月欧洲、北美、南亚气温仍高于平均水平，大洋洲和南亚降雨偏多，可能影响煤炭生产和出口。欧洲中期天气预报中心预计 12 月可能爆发寒流，需要引起重视。

（二）海外国家冬季煤电展望

海外能源价格大跌，煤炭表现相对抗跌，且较其他能源仍有一定性价比。6 月开始，海外原油价格见顶回落，截至上周，WTI 原油已经较 6 月高点下滑近 30%；8 月下旬，TTF 天然气价格开启大幅下滑，较 8 月下旬高点已经下跌逾 60%，欧洲煤炭价格与天然气的联动性较为紧密，IPE 煤炭价格自 8 月中旬下跌仅 29%，而中国秦皇岛到港煤炭价格则自 8 月初开始一路上涨。目前按单位热值来看，欧洲天然气>原油>欧洲煤炭>国内煤炭>美国天然气，煤炭较其他能源仍有一定性价比。

欧洲发电量承压下行，煤电增发，填补其他发电缺口。能源危机和高企的化石能源价格压制欧洲国家用电需求，同时，炎热干旱天气导致水电大幅下降，核电的持续检修也影响核电出力，而煤炭发电量逆势增加，今年截止目前，欧洲煤电同比增加近 8%左右，一定程度上填补了气电、水电、核电的缺口。

欧洲火电相较气电仍有较高利润空间，预计煤炭替代效应持续，煤电进口需求有望回升。虽然电价大幅下降压低了火电利润，但相比气电仍有较高利润空间，截至 10 月 20 日，德国七日平均火电利润收于 133 欧元/MWh，而气电利润仅 44 欧元/MWh，而此前曾达 100 欧元/MWh，预计发电领域煤炭对天然气的替代

预览已结束，完整报告链接和二维码如下：

https://www.yunbaogao.cn/report/index/report?reportId=1_48066

