

寒冬将至，全球能源系统如何应对冲击？

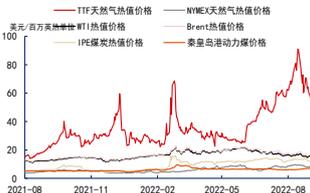
——中信期货 能源转型·月谈 第3期 会议纪要

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。



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

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

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，今年来水节奏不理想，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 1.64 欧元/MWh，两者价差 132 欧元/MWh，预计发电领域煤炭对天然气的替代效应仍将持续。目前欧洲 ARA 港口煤炭库存持续处于高位，一度压制进口采购需求，但随着重启煤电和消费旺季来临，欧洲对煤炭需求有望回升。

印度电厂煤炭库存企稳，可用天数尚可，预计对煤炭进口需求或稳中回落。今年 1-9 月，印度煤炭产量达到 6.74 亿吨，同比增长 13.60%，1-7 月进口煤 1.38 亿吨，同比增 6.80%，在积极增产和进口补充下，印尼目前电厂库存维持在 2296 万吨，同比大增 214%，目前可用天数在 10-12 天左右，处于相对安全水平。印度政府预计今年煤炭产量可能达到 9 亿吨，预计接下来冬季对进口煤需求或稳中回落。

受限煤炭供应和运输限制，美国冬季可能出现用煤紧张。9月30日，EIA公布的美国阿巴拉契亚中部煤价达到204.95美元/吨，创历史新高。虽然煤价高企，但由于美国已经处于去煤化进程，产量释放有限，今年上半年产量约2.67亿吨，同比增长近4.2%，而美国是煤炭净出口国，受高煤价引领，今年煤炭出口也在增加。这导致去年下半年以来，美国电厂煤炭库存一直处于历年来最低水平。根据美国联邦能源管理委员会预测，由于持续的铁路服务问题，今年冬天，一些地区可能会遭遇煤炭供应和运输限制，或将出现用煤紧张情况。

海外煤价上涨风险仍未解除，重点关注欧洲。尽管目前欧洲港口库存维持高位，但欧洲国家煤电利润高企，为了弥补天然气发电减量，冬季煤电发电量可能出现较大提升，将支撑煤价表现偏强。整体而言，四季度海外煤炭市场供应端难有改善预期，而旺季需求回升，全球煤价尤其高卡煤价格仍有上行可能。

（三）中国冬季煤电展望

中国煤炭价格更多取决于自身基本面，受海外影响较弱。在海外能源价格大跌过程中，中国煤价逆势上涨，主要原因是，中国煤炭相对可以自给自足，进口依存度低于7%，且在严格的政策管控下，今年多数时间国内煤价低于海外煤价，因此海外能源价格很难向国内传导。因此，中国煤价更多取决于自身基本面情况。

国内原煤产量维持高增速，但安监、疫情等扰动不可忽视。1-9月，我国生产原煤33.16亿吨，日产量1214万吨，同比增长11.2%。9月份，生产原煤3.87亿吨，同比增长12.3%，日均产量1289万吨，大幅高于市场预期。近期安监加强和疫情防控升级，港口调度数据显示疫情造成的堵点仍未消除，预计10月产量也将受影响。依照统计局口径，预计2022年全年煤炭产量将达到44亿吨以上，同比增长10%左右，重点关注产能政策是否有变动。

前三季度进口量同比下降，预计四季度维持较高到货量，但热值下降问题突出。8月以来进口倒挂修复，9月份进口煤同环比均有明显回升，9月进口煤及褐煤3304.8万吨，较上月增加359万吨，同比+12%，1-9月累计进口煤及褐煤2.01亿吨，同比下降12.7%。尽管进口量回升明显，但我们看到电厂在招标采购中更倾向于采购低热值煤种，优质高卡煤依然稀缺。

高温天气结束后，用电量快速回落，第二产业用电保持相对韧性。伴随着9月气温下滑，第三产业和居民用电同比增速快速由正转负，分别为-5%和-3%，第二产业用电量同比增2.9%，保持一定韧性，但工业企业生产经营仍面临一定困难，预计回升空间较为有限。

火电兜底保障增速明显，迎峰度冬火电日耗回升可期。9月总发电量同比下降0.4%，水电同比大幅下滑30%，火电增6%，兜底保障作用体现，同时“金九

银十”非电开工率回升带动用煤需求增加，支撑煤价上行。虽然未来非电用煤需求面临边际减弱，但冬季用电旺季临近，火电日耗存在回升预期。

供应相对缺乏弹性，结构性问题难以改善，四季度国内煤炭供需难言乐观。由于总用电量存在回升预期、水电下滑导致火电多发，我们认为需求将保持一定韧性。当前疫情扰动之下，尽管产量数字表现亮眼，但我们认为国内煤炭供应弹性仍显不足，而煤炭热值下降和流通货源结构性问题难以快速解决，煤炭供需平衡面仍难言乐观。如果“拉尼娜”寒潮引发用电负荷激增，则入炉煤热值偏低很可能导致发电负荷难以快速提升和库存的快速消耗，紧张的物流运力和匮乏的现货流动性都可能推动煤价再度上涨。

三、淡旺季交替，天然气基本面分析与展望

发言嘉宾：聂鑫妍 中信期货研究所 能源与碳中和组研究员

（一）2023 年欧盟天然气基本面相对乐观

2022 年欧盟天然气净进口或同比增加 109 亿方，2023 年同比下降 88 亿方。2021 年 EU27 天然气净进口量为 3375 亿方，其中管道气 2646 亿方，LNG729 亿方。2022 年 1-7 月 EU27 净进口天然气量为 2108 亿方，累计同比增速为 7%，其中管道气 1392 亿方，累计同比增速-10%，LNG715 亿方，累计同比增速 67%。预计 2022 年 EU27 天然气净进口量为 3484 亿方，同比增加 109 亿方；其中管道气 2209 亿方，累计同比-17%，LNG1275 亿方，累计同比 75%。2023 年合计净进口量预计约为 3396 亿方，同比下降 88 亿方，其中管道气 1985 亿方，累计同比-10%，LNG1411 亿方，累计同比+10%。

2022 年俄罗斯向欧盟供应减量主要由美国 LNG 补充。2021 年 EU27 自俄罗斯净进口天然气量为 842 亿方，其中管道气 710 亿方，LNG132 亿方；2021 年 EU27 自美国净进口天然气量为 157 亿方，均为 LNG。预计 2022 年 EU27 自俄罗斯净进口量为 587 亿方，同比下降 264 亿方，自美国净进口量为 381 亿方，同比增加 224 亿方。2023 年 EU27 自俄罗斯净进口量预计为 291 亿方，同比下降 287 亿方，自美国净进口量为 424 亿方，同比增加 44 亿方。

新增 LNG 出口资源部分缓解俄罗斯管道气供应危机。截至 2021 年全球 LNG 液化出口产能合计为 4.54 亿吨/年，约合 6177 亿立方米；2022 年已投+预期新增为 990 万吨/年，约合 135 亿立方米/年；2023 年预期新增投产 2470 万吨/年，约合 336 亿立方米/年；两年合计增量约在 471 亿立方米，可以部分缓解俄罗斯管道气供应缺口。

2023 年欧洲主要 LNG 进口国家再气化产能新增可以覆盖新增需求但产能利用率预期持续高位运行。截至目前，欧洲接收站再气化产能合计 2449 亿立方米/

年；闲置产能约合 658 亿立方米/年。其中今年以来，法国、意大利、荷兰、比利时几个主要进口国再气化产能利用率常年维持在 100%以上，主要闲置产能集中地西班牙及英国再气化产能利用率虽仅有 50%，然受制于管输能力以及库存能力，再气化产能利用率难以提升。2022 年底-2023 年间欧洲新增再气化产能合计约为 476 亿立方米，基本可以覆盖 LNG 进口增量，然当前再气化产能利用率高位情况将持续。

LNG 现货集中于亚洲及俄罗斯，转运 FOB 存在不确定性。2022 年 LNG 货物贸易量（全球除欧洲及澳大利亚）为 4370 亿立方米，2023 年增加 390 亿立方米至 4760 亿立方米。其中，2022 年现货贸易量预计 300 亿立方米，2023 年为 350 亿立方米，增量主要集中于亚洲以及俄罗斯。2022 年 FOB 合同量约为 2020 亿立方米，2023 年增加 290 亿立方米至 2310 亿立方米；当前北半球取暖需求渐起，中国已禁止 LNG 货物转卖/转运政策下，FOB 货物流动或将进一步受限。2022 年 DES 合同量为 2050 亿立方米，2023 年 DES 合同量为 2100 亿立方米，同比增加 50 亿立方米。

商业及住宅、电力及工业部门是欧盟天然气消费主力。据 2020 年数据，EU27 商业及住宅部门天然气消费占总天然气消费的比例达 35%，电力及热能部门占比达 32%，工业部门消费占比达 23%；三个部门消费合计占比达 90%。

2022 年消费减量主要集中与商业住宅及工业部门。2022 年 1-7 月天然气消费量 2223 亿立方米，同比下降 10.39%，其中电力及热能转换部门 514 亿立方米，基本持平去年同期。援引 IEA 统计 OECD 欧洲天然气消费数据显示，1-8 月商业及住宅部门天然气消费同比下降 12%，而工业部门天然气消费同比下降 15%，并且预测 2022 年全年工业消费同比下降会进一步扩充至 20%。

天然气发电量并未出现明显，预计明年随着核电回归消费同比存下降预期。追溯 2021 年至今各能源发电量我们发现煤炭在发电端更多替代了水电和核电的减量，天然气发电量年内并未出现明显下降。测算下来，2022 年假设煤炭发电量增加 15%背景下，预计天然气发电消费同比下降 1%。2023 年假设三种情况：（一）煤炭发电下降 10%，则对应天然气消费量同比下降 18%；（二）煤炭发电下降 20%，则对应天然气消费量同比下降 6%；（三）煤炭发电下降 30%，则对应天然气消费量同比上升 6%。

（二）短期美国天然气仍持续累库态势，中长期供需差可控

美国天然气供给量年内持续高位且三季度以来增速明显上行。2022 年 1-9 月美国天然气总供给量为 1055 亿立方英尺/日，同比增加 44 亿立方英尺/日，增速+4.4%；本土干天然气产量为 970.4 亿立方英尺/日，同比增加 35.2 亿立方英尺/日，增速+3.8%。贝克休斯数据显示，截至 10 月 11 日，美国天然气活跃钻机

数量为 157 个，远远高于 2020 年 3 月水平，已回升至 2019 年平均水平。

美国本土消费量同比上行。2022 年 1-9 月美国国内天然气消费量为 872.5 亿立方英尺/日，同比上升 39 亿立方英尺/日，增速+4.7%。其中商业及住宅部门消费量 217.7 亿立方英尺/日（28%），工业部门 231.2 亿立方英尺/日（30%），电力部门 336.3 亿立方英尺/日（44%），其他部门 87.3 亿立方英尺（10%）。消费增量主要来自于电力部门，二三季度美国持续的热浪推升年内天然气发电制冷需求。

外部需求旺盛叠加本土出口产能扩张刺激美国 LNG 出口持续高位。2022 年 1-9 月美国净出口量为 107 亿立方英尺/日，同比增加 12.3 亿立方英尺/日，增速+12.9%。至 2022 年年底美国运行中 LNG 液化出口产能合计可达 114.4 亿立方英尺/日，2023 年预计新增 6.8 亿立方英尺/日，2024 年新增 29.3 亿立方英尺/日，2025 年新增 13.2 亿立方英尺。今年美国快速通过两套装置 FID，2024 年开始产能进入快速扩张期。

三季度快速累库打压基本面心态。截至 10 月 14 日，美国天然气库存为 3.34 万亿立方英尺，低于去年同期 1190 亿立方英尺。近四周平均累库速度约为 1170 亿立方英尺/周，明显高于去年同期水平（920 亿立方英尺）以及近五年平均水平（700 亿立方英尺）。观测历史数据，美国仍有 1-2 周累库时长，叠加今年暖冬预期，取暖季库存水平预期相对比较健康。

（三）年内天然气供需矛盾正在逐步缓解，明年基本面预期偏乐观

短期供强需弱，欧洲天然气价格偏弱运行，关注欧盟天然气限价措施；中期来看，取暖季供应风险犹存，需求阶段性回升（取暖+低价需求回补），价格或有所反弹，但上方空间有限，警惕天气因素造成的需求超预期导致气价暂时性暴涨暴跌。

2023 年欧盟天然气基本面相对乐观。基于不同的消费情景，我们预测欧盟天然气供需差：**悲观情景下**，明年同比供增需减，欧盟天然气或超预期累库 135 亿立方米，价格重心或明显下移；**中性情景下**，明年同比供增而需求持平，全年或维持紧平衡，气价或呈现宽幅震荡；**乐观情景下**，明年同比供需双增，或出现供需缺口约 297 亿立方米，价格或保持高位偏强震荡。

短期美国天然气仍持续累库态势，中长期供需差可控。短期来看，美国天然气供强需弱态势仍持续，取暖季前仍有 1-2 周补库时间。整个取暖季维持供需双增态势，LNG 出口增量可能会进一步拉大供需差，但考虑产能上限限制增量空间、暖冬预期压制消费增量，整体基本面矛盾不大。据 IEA 数据显示，2023 年 Q1-4 季度供需差分别为-175.4/117.7/96.1/-42.6 亿立方英尺/日，同样维持供需平衡态势，基本面偏乐观。

免责声明

除非另有说明，中信期货有限公司拥有本报告的版权和/或其他相关知识产权。未经中信期货有限公司事先书面许可，任何单位或个人不得以任何方式复制、转载、引用、刊登、发表、发行、修改、翻译此报告的全部或部分材料、内容。除非另有说明，本报告中使用的所有商标、服务标记及标记均为中信期货有限公司所有或经合法授权被许可使用的商标、服务标记及标记。未经中信期货有限公司或商标所有权人的书面许可，任何单位或个人不得使用该商标、服务标记及标记。

如果在任何国家或地区管辖范围内，本报告内容或其适用与任何政府机构、监管机构、自律组织或者清算机构的法律、规则或规定内容相抵触，或者中信期货有限公司未被授权在当地提供这种信息或服务，那么本报告的内容并不意图提供给这些地区的个人或组织，任何个人或组织也不得在当地查看或使用本报告。本报告所载的内容并非适用于所有国家或地区或者适用于所有人。

此报告所载的全部内容仅作参考之用。此报告的内容不构成对任何人的投资建议，且中信期货有限公司不会因接收人收到此报告而视其为客户。

尽管本报告中所包含的信息是我们于发布之时从我们认为可靠的渠道获得，但中信期货有限公司对于本报告所载的信息、观点以及数据的准确性、可靠性、时效性以及完整性不作任何明确或隐含的保证。因此任何人不得对本报告所载的信息、观点以及数据的准确性、可靠性、时效性及完整性产生任何依赖，且中信期货有限公司不对因使用此报告及所载材料而造成的损失承担任何责任。本报告不应取代个人的独立判断。本报告仅反映编写人的不同设想、见解及分析方法。本报告所载的观点并不代表中信期货有限公司或任何其附属或联营公司的立场。

此报告中所指的投资及服务可能不适合阁下。我们建议阁下如有任何疑问应咨询独立投资顾问。此报告不构成任何投资、法律、会计或税务建议，且不担保任何投资及策略适合阁下。此报告并不构成中信期货有限公司给予阁下的任何私人咨询建议。

深圳总部

地址：深圳市福田区中心三路8号卓越时代广场（二期）北座13层1301-1305、14层

邮编：518048

电话：400-990-8826

传真：(0755) 83241191

网址：<http://www.citicsf.com>