内部资料

注意保存

天然气发电与分布式能源

2019 年 12 月

总第 88 期

江苏省天然气发电及分布式能源工程研究中心

【政策法规及解读】

- 江苏省发展改革委关于明确天然气发电上网电价有关事项的通知
- 浙江调整天然气发电机组上网电价：9F、6F 机组调整为每千瓦时 0.626 元
- 《哈尔滨市天然气利用规划》正式印发
- 湖北省发展改革委关于印发《湖北省天然气管道输配定价成本监审办法》的通知

【项目动态】

- 国核自仪 300MW 级 F 级重型燃气轮机控制系统硬件平台工程样机通过专家评审
- 重庆市 2 个天然气分布式能源项目获核准
- 2×400MW！黄埔燃气电厂项目 1 号机组具备商运条件
- 广东揭阳揭东燃气热电项目开工
- 荆门高新区天然气多联供能源项目 1 号燃机发电机首次并网
- 中国能建江苏电建一公司中标镇江丹阳燃机热电联产项目建筑安装工程施工
- 468MW+745MW！闵行电厂开建国内首台 H 级燃机电站
- 华电广州增城燃气冷热电三联供工程倒送电一次成功
- 2×60MW！江门燃机电站项目 1 号机组定子就位
- 2×670MW！国内首个双套 H 级机组项目倒送电一次成功
- 2×460MW！海南文昌燃气发电工程 1 号燃机点火成功
- 华能临港燃机连续三年实现机组“零非停”

【天然气动态】

✧ 天然气供应动态

- 到 2025 年生物天然气年产量超 100 亿立方米

✧ 天然气消费动态

- 2019 年 11 月份天然气运行简况
- 预计 2019 年全国天然气消费量 3025 亿立方米

✧ 天然气管道建设

- 释放页岩气产能 中国石化南川-涪陵天然气管道顺利投产
- 中俄东线天然气管道正式通气 西线建设提上议事日程

✧ 中国天然气月度生产、消费和进口量走势图

【技术点滴】

- 基于大数据的燃气-蒸汽联合循环发电机组远程能效诊断系统

【政策法规及解读】

江苏省发展改革委关于明确天然气发电上网电价有关事项的通知

江苏省发展和改革委员会文件

苏发改价格发〔2019〕1241号

省发展改革委关于明确天然气发电上网电价有关事项的通知

省电力公司：

为保持天然气发电运营平稳，根据《省物价局关于完善天然气发电上网电价管理的通知》（苏价工〔2018〕162号）精神，经商有关部门，现就天然气发电上网电价有关事项明确如下：

对2019年1-3月、11-12月天然气发电电量电价临时上调，上调标准（含税）为：调峰机组0.081元/千瓦时；热电联产40万级机组0.072元/千瓦时，20万级机组0.077元/千瓦时，10万级机组0.075元/千瓦时；楼宇式分布式机组0.075元/千瓦时。

— 1 —

浙江调整天然气发电机组上网电价：9F、6F 机组调整为每千瓦时 0.626 元

浙江省发展改革委近日发布关于调整天然气发电机组上网电价的通知，浙发改价格〔2019〕491 号，详情如下：

各有关燃气发电企业，省电力公司：

根据《浙江省发展改革委关于调整天然气门站价格的通知》（浙发改价格〔2019〕484 号）精神，经研究，现将天然气发电机组上网电价调整有关事项通知如下：一、自 2019 年 11 月 1 日起，9F、6F 天然气发电机组电量电价调整为每千瓦时 0.626 元，9E、6B 机组调整为每千瓦时 0.686 元；容量电价暂不作调整。各发电企业具体电价水平详见附件。二、未涉及事项，仍按原规定执行。执行中遇到的问题，请及时报告。附件：浙江省天然气发电企业上网电价表。

浙江省发展和改革委员会

2019 年 12 月 4 日

附件

浙江省天然气发电企业上网电价表

单位：万千瓦、元/千瓦•年、元/千瓦时（含

序号	电厂名称	装机容量	机组类型	容量电价	电量电价
1	杭州华电半山发电有限公司（一期）	117	9F	470	0.626
2	杭州华电半山发电有限公司（抢建）	124.5	9F	360	0.626
3	浙江国华余姚燃气发电有限责任公司	78.76	9F	360	0.626
4	浙江浙能镇海天然气发电有限责任公司	78.92	9F	360	0.626
5	浙江浙能电力股份有限公司萧山发电厂	80.49	9F	360	0.626
6	浙江浙能电力股份有限公司萧山发电厂（抢建）	42.12	9F	360	0.626
7	浙江浙能镇海联合发电有限公司	34.4	9E	360	0.686
8	浙江浙能金华燃机发电有限责任公司	18.625	9E	360	0.686

9	温州燃机发电有限公司	34.2	9E	360	0.686
10	浙江大唐国际绍兴江滨热电有限责任公司	90.4	9F	360	0.626
11	浙江浙能长兴天然气热电有限公司	86.98	9F	360	0.626
12	浙江浙能常山天然气热电有限责任公司	45.8	9F	360	0.626
13	浙江浙能镇海燃气热电有限责任公司	68.1	9F	360	0.626
14	华能桐乡燃机热电有限责任公司	45.84	9E	360	0.686
15	浙江大唐国际江山新城热电有限责任公司	24	6F	680	0.626
16	杭州华电下沙热电有限公司	24.6	6F	680	0.626
17	华电浙江龙游热电有限公司	40.5	9E	360	0.686
18	杭州华电江东热电有限公司	96.05	9F	360	0.626
19	国电湖州南浔天然气热电有限公司	23.2	6F	680	0.626
20	衢州普星燃机热电有限公司	23	6F	680	0.626
21	琥珀（安吉）燃机热电有限公司	15.8	6F+H25	680	0.626
22	杭州琥珀蓝天天然气发电有限公司	11.2	6B	470	0.686
23	浙江琥珀德能天然气发电有限公司	11.2	6B	470	0.686
24	浙江琥珀京兴天然气发电有限公司	7.5	6B	470	0.686
25	宁波科丰燃机热电有限公司	11.076	6B	470	0.686
26	绿源天然气电力有限公司	10.1	6B	470	0.686
27	宁波热电股份有限公司	5.462	6B	470	0.686

《哈尔滨市天然气利用规划》正式印发

日前，从哈尔滨市发改委获悉，《哈尔滨市天然气利用规划》（以下简称《规划》）正式印发，《规划》分析了哈市天然气利用现状和需求，把握俄气进入哈市的重大机遇，重点在城镇、工业、热电、交通等领域扩大天然气利用规模，到2020年，哈市天然气利用规模达12.6亿立方米，重点推动城市商业区以及中央大街、太阳岛景区等旅游区天然气规划管网建设，天然气汽车重点发展公交、出租、长途重卡，以及环卫、景点等作业和摆渡车辆等。

目标展望

到2020年，哈市天然气利用规模达12.6亿立方米，占能源消费总量比例为3.7%。到2025年，天然气利用规模达27.1亿立方米，占能源消费总量比例为7%。到2030年，天然气利用规模达35亿立方米，占能源消费总量比例为8%。

A气源有哪些？

未来哈市天然气气源主要有三个

据哈尔滨市发改委能源交通处工作人员介绍，未来哈市天然气气源主要有三个：

一是大庆油田气（徐深气田和涝洲油田天然气）：近期仍将保持现有供气能力（约7亿立方米），随着俄气供应能力的增加，未来大庆油田气供应哈尔滨的气量可能逐步减少（与俄气东线天然气通过庆哈线混输送往哈尔滨），该气源主要供应哈尔滨市建成区江南、江北以及阿城、双城2区。

二是中俄东线管道天然气：通过明水-哈尔滨、大庆-哈尔滨两条管线供应，年输送能力100亿立方米（含大庆油田气），主要供应哈尔滨市辖的9个区。其中，明水-哈尔滨管线主要供应市域江北地区，并通过呼兰站向巴彦、宾县、木兰、通河供气；大庆-哈尔滨管线主要供应建成区江南地区和双城、阿城2区。东线管道天然气黑龙江省首年下载量约为3亿立方米，近期优先供应哈尔滨，供应能力充足。

三是中俄远东管道天然气：年输气能力100亿立方米，供应依兰、方正、延寿、尚志、五常等五县（市）区域。

中石油昆仑气电公司负责向哈尔滨各区县（市）天然气输送主线管网规划建设，包括大庆至哈尔滨管道（2019年底建成）、明水至哈尔滨管道（2020年建成）、远东管道（2023年建成）、呼兰-巴彦-木兰-通河管道（2023年建成）、巴彦-宾县管道（2023年建成）。

在天然气管网建设方面，加强与中石油昆仑气电对接与协作，在规划阶段做好哈尔滨市主线管网和分输站选址，并积极推进规划进度；在项目建设阶段做好配套与服务，积极跟进主线管网工程进度，保证哈尔滨市内供气主线管网设施与中俄东线天然气管道、中俄远东天然气管道主干线同步投产。加快推进市内各区县（市）城市燃气管网与配套设施的规划和建设，提前布局天然气利用项目，确保供暖、分布式能源、工业燃料等重点利用项目，以及重点园区、县城城区等重点区域管网在供气主线进入后能立即投产。

B 气用在哪？燃煤锅炉改造交通清洁取暖等

哈市天然气利用的重点区域为市内建成区、哈尔滨新区（松北、利民开发区、平房区）、主要产业园区、县城城区等；主要利用领域包括燃煤锅炉改造、燃气热电联产、分布式能源、交通、清洁取暖和工业燃料等。

天然气利用方向：主要为新增需求和“煤改气”改造，新增重点为燃气热电联产、天然气分布式、天然气调峰发电和多能互补示范项目；改造项目重点包括燃煤供暖锅炉改造和工业锅炉改造。

天然气利用策略：推动城市燃气企业开发工业、商业、公共建筑等领域大用户；跟踪装备、食品、石化、医药、建材、旅游等大型产业天然气用户，做好项目对接和客户服务。积极引入或引导本地发电、供暖企业发展热电联产项目。推动区域调峰燃气项目建设，增强天然气调峰能力。

C 如何推动天然气利用？

老旧小区液化气炉具置换天然气炉具

城镇燃气：

对符合天然气管道敷设条件的新建住宅小区等确保燃气管网同步建设；对集中供暖不能覆盖的住户，大力推广燃气壁挂炉；到 2020 年市中心城区建成区居民气化率达到 90%；到 2025 年，建成区基本实现居民天然气管网全覆盖，哈尔滨新区基本实现居民天然气管网全覆盖，县城城区居民气化率达到 40%以上；到 2035 年县城城区居民气化率达到 85%。

围绕新建建筑、宾馆酒店、商业街、风情街、游乐场、旅游景区、福利院、养老院以及医养结合机构等区域，加快实现天然气管网敷设，重点推动城市商业区以及中央大街、太阳岛景区等旅游区天然气规划管网建设。2025 年前，全市主要商区、街区、部分景区实现天然气管网覆盖。加快推动县城公商服业天然气推广，餐饮、宾馆、学校、医院、办公楼以及独立供暖建筑，大力发展天然气分布式能源、分户式燃气壁挂炉。

鼓励城市燃气企业、天然气炉具生产企业在城乡结合部、城中村、老旧小区、商业街道等区域，在管网敷设的同时实施小型燃煤锅炉、液化气炉具等置换天然气炉具（以旧换新），或天然气炉具折扣销售，或入户减免、赠送等。在双城区、阿城区、各县（市）等结合特色小镇、新农村各建设一个天然气“下乡”示范项目。

新建/扩建园区、园区新增工业项目地块确保天然气管网同步建设，已有园区尽快实现管道天然气全覆盖。2023 年前，全市各园区内天然气管网覆盖率达到 90%以上。加快推进商贸园、物流园、园区公共建筑、办公楼供暖和用气改造，确保 2025 年实现天然气管网全部覆盖。

交通运输：

在主城区和市属各县（市）联合推动 CNG（压缩天然气）在公交车、出租车领域的应用；全市范围内市政环卫、景区摆渡车等逐步淘汰燃油车辆，改用天然气车或电动车。保证安全的前提下，允许私家车在保障安全的前提下改用 CNG。推动长途客运、城际客运

车辆改用 CNG。鼓励在物流领域应用 LNG（液化天然气）货车，以降低物流成本。积极推动 LNG 加注站建设，重点在物流园区、高速加油站建设 LNG 加注站。在松花江上运输和作业船舶推广使用天然气作为燃料。

加快车用 CNG 母站和 LNG 加注站建设，到 2025 年全市新增 2-3 处 CNG 母站，在江南、江北各建成一座汽车 LNG 加注站。利用现有加油站建设油气合建站，新建加油站周边无加气设施的全部建成油气合建站。在高速公路、国道省道沿线、矿区、物流集中区、旅游区、公路客运中心等，鼓励发展 CNG 加气站、LNG 加气站、油气合建站、油气电合建站等。根据实际情况，利用符合建设规划的公交场站建设气电合建站，在满足公交能源需求的条件下，面向社会开放经营；支持具备场地等条件的加油站增加加气功能。2025 年前在松花江上建设 1 座船用 LNG 加注站。

该《规划》实施过程中，将根据实际情况对规划进行适时调整、补充。

湖北省发展改革委关于印发《湖北省天然气管道输配定价成本监审办法》的通知

各市、州、直管市、神农架林区发展改革委：

为了加强天然气管道输配成本监管，规范成本监审行为，提高政府价格决策科学性，促进天然气行业持续健康发展，省发展改革委重新修订了《湖北省天然气管道输配定价成本监审办法》，现予印发，请遵照执行。

湖北省发展和改革委员会

2019 年 12 月 30 日

湖北省天然气管道输配定价成本监审办法

第一章 总 则

第一条 为了加强天然气管道输配成本监管，规范成本监审行为，提高政府价格决策科学性，促进天然气行业持续健康发展，根据《中华人民共和国价格法》《政府制定价格成本监审办法》《天然气管道运输定价成本监审办法(试行)》和《湖北省天然气短途管道运输和配气价格管理办法》等规定，结合我省实际，制定本办法。

第二条 本办法适用于本省行政区域内各级发展改革部门对天然气管道输配企业实施的定价成本监审。

本办法所称天然气管道，是指天然气省内短途输气管道和城镇配气管网。

第三条 本办法所称天然气管道输配定价成本监审，是指发展改革部门按照成本监审有关规定审核企业成本，核定天然气管道输配定价成本的行为。

第四条 各级发展改革部门负责本级定价权限范围内的天然气管道输配定价成本监审，对成本监审结论负责。

第五条 天然气管道输配定价成本监审，应当遵循合法性、相关性、合理性原则。

第六条 核定天然气管道输配定价成本，应当以企业监审期间经会计师事务所或者审计部门审计的年度财务报告和手续齐备的原

始凭证及账册，以及其他完整有效的会计、统计等相关资料为基础。

天然气管道输配企业应当按照要求提供成本监审所需资料，对所提供成本资料的真实性、合法性、完整性负责。

第二章　定价成本构成

第七条 天然气管道输配定价成本，由折旧及摊销费和运行维护费构成。

第八条 折旧及摊销费，指与天然气管道输配经营相关的固定资产原值、无形资产原值按照规定的折旧和摊销年限计提的费用，包括销售、管理费用中的折旧及摊销费。

第九条 运行维护费，指维持天然气管道正常运行所发生的费用，包括直接输配气成本、销售费用、管理费用。

(一)直接输配气成本，指企业为用户提供输配气服务直接发生的费用，包括材料费、燃料动力费、修理费、职工薪酬、输配气损耗，以及其他相关费用(指企业按照法律、法规规定实际缴纳或者提取的合理费用，包括安全生产费、青苗补偿费、水土保持费等)。

(二)销售费用，指企业在销售过程中发生的费用，包括销售部门职工薪酬、资料费、包装费、保险费、广告费、租赁费、物料消耗、低值易耗品摊销等，不含折旧及摊销费。

(三)管理费用，指企业为组织和管理天然气输配气服务发生的费用，包括包括管理部门职工薪酬、修理费、水电费、租赁费、差旅费、会议费、办公费、税金(包括房产税、车船使用税、土地使用税、印花税等)、业务招待费、出国经费、物料消耗、低值易耗

品摊销等及其他管理费用，不含折旧及摊销费。

第十条 建筑区划内按照法律、法规规定由配气企业承担的运行维护成本计入配气定价成本。

第十一条 下列费用不得计入定价成本：

(一)不符合有关法律、法规、财务制度和国家统一的会计制度，以及价格监管制度等规定的费用；

(二)与输配气业务无关的费用；

(三)虽与输配气业务有关，但按照有关规定应当由政府补助、政策优惠、社会无偿捐赠等予以补偿的费用；

(四)固定资产盘亏、毁损、闲置和出售的净损失；

(五)向上级公司或管理部门上交的利润性质的管理费用、代上级公司或管理部门缴纳的各项费用、向出资人支付的利润分成，以及对附属单位的补助支出等；

(六)滞纳金、违约金、罚款；

(七)捐赠、赞助、公益广告、公益宣传费用；

(八)企业过度购置固定资产所增加的支出(折旧、修理费、借款利息等)；

(九)其他不合理支出。

第三章 定价成本核定

第十二条 固定资产原值按照历史成本核定。

(一)管输企业固定资产。根据经有权限的行业投资主管部门认定的符合规划的线路、输气设备以及其他与输气业务相关的资产核

定。以下固定资产不计入定价成本：

1.未经有权限的行业投资主管部门审批建设的短途管输资产；

2.政府无偿投入、政府补助、社会无偿投入形成的资产；

3.储气库、液化天然气接收站资产；

4.未投入实际使用的资产；

5.不能提供固定资产价值有效证明的资产；

6.无偿接收的资产；

7.资产评估增值部分；

8.管输企业的辅业、多种经营的资产。

(二)配气企业固定资产，指配气企业投入、与配气业务相关的可计提收益的资产，包括市政管网、市政管网到建筑区划红线外的管网资产、建筑区划内产权属于燃气企业的管网资产、管网区域内自建自用的储气设施资产，以及其他设备设施等相关资产。以下固定资产不计入定价成本：

1.建筑区划内业主共有和专有资产以及政府无偿投入、政府补助和社会无偿投入形成的资产；

2.无偿接收的资产；

3.未投入实际使用的资产；

4.不能提供固定资产价值有效证明的资产；

5.资产评估增值部分；

6.向用户收取费用形成的资产。

第十三条 固定资产折旧费，按照成本监审核定的监审最后一年

末固定资产原值、规定的折旧年限，采用年限平均法核定。

折旧年限根据固定资产的性质、实际使用情况等因素确定，不得低于以下折旧年限:管道固定资产折旧年限30年，通用设备及设施折旧年限12年，房屋、建筑物折旧年限30年。其他固定资产折旧年限按有关财务制度规定核算。

管道固定资产残值率按0%核定，其他固定资产残值率一般按5%核定。已计提完折旧仍在使用的固定资产，不再计提折旧费。

第十四条 实行特许经营的,固定资产折旧年限按照不同情况分别处理:

(一)特许经营期满后资产无偿移交的，折旧年限最高不超过特许经营期;

(二)特许经营期满后资产有偿转让的，按照本办法第十三条规定确定折旧年限。

第十五条 计入定价成本的摊销费,按照成本监审核定的监审期间最后一年末无形资产原值、规定的摊销年限，采用直线摊销法核定。评估增值部分不计入无形资产原值。特许经营权费用原则上不计入定价成本，政府规定允许计入的，按照特许经营年限分摊;没有特许经营年限的，按照30年分摊。

无形资产的摊销年限，有法律、法规规定或者合同约定的，从其规定或约定;没有规定或者约定的，计算机软件按5年摊销，其他按30年摊销。

第十六条 运行维护费各构成项目核定方法如下:

(一)材料费、燃料动力费。按照剔除不合理因素后的监审期平均值核定。

(二)修理费。按照剔除不合理因素后的监审期平均值核定，最高不超过固定资产原值的2.5%。

(三)输配气损耗费。按照企业监审期间最后一年损耗气量乘以平均终端销售价格核定。

短途管输输气损耗率:新建管道不超过1%，运行3年及以上的管道不超过0.2%。

配气供销差率(含损耗率)，按照新建管网4.5%、运行3年及以上的3.5%确定。实际供销差率超过规定差率的，超出部分由燃气企业承担;低于规定差率的，降低的损耗由燃气企业和用户共享，即供销差率=实际供销差率+(规定供销差率-实际供销差率)÷2。

(四)职工薪酬。按照成本监审核定的监审期间最后一年职工平均工资与职工人数核定。职工平均工资原则上据实核定，但不得超过统计部门公布的当地该行业职工平均工资水平。职工人数按照实际在岗职工人数核定，政府有关部门或者行业有明确规定的，不得超过其规定人数。由政府有关部门进行工资管理的，职工工资总额上限为按照其工资管理规定核定的数值。

因解除与职工的劳动关系给予的补偿，按照一定年限分摊计入定价成本。

工会经费、职工教育经费、职工福利费、社会保险费(包含补充医疗和补充养老保险)、住房公积金，审核计算基数原则上按照

经营者实缴基数核定，但不得超过核定的工资总额和当地政府规定的基数，计算比例按照不超过国家或者当地政府统一规定的比例确定。

第十七条 销售费用、管理费用。按照剔除不合理因素后的监审期平均值核定，其中剔除不合理因素后的差旅费、会议费、业务招待费、办公费、出国经费等非生产性支出，按照不超过前一年度水平分别核定。

第十八条 其他相关费用。按照剔除不合理因素后的监审期平均值核定，应符合行业公允水平。涉及内部关联交易的费用，可以进行延伸审核，企业应当提供内部关联交易资料，包括内部关联交易对象、计价方法、交易价格和金额，关联交易事项的相关情况，与关联方的关系等;说明关联交易的合理性及依据，提供延伸审核所需资料。

第十九条 短途管输、配气业务和其他业务的共用成本，按照固定资产原值比例、收入比例、人员比例或者其他合理的方法进行分摊。

第二十条 企业获得的与短途管输、配气经营活动有关的政府无偿投入、政府补助和社会无偿投入，用于购买固定资产的，其折旧不计入定价成本，但后续支出可以计入;用于补助专门项目的，直接冲减该项费用;未明确规定专项用途的，冲减总成本。

第二十一条 管输企业定价成本，按照核定的总成本除以监审期间最后一年总周转量计算确定。计算公式如下:

定价总成本=折旧及摊销费+运行维护费-应冲减成本的收入

单位定价成本=定价总成本÷总周转量

或单位定价成本=定价总成本÷总运输气量

总周转量=∑单条管道周转量

单条管道周转量=管道运输气量×运输距离

管道运输气量=购进气量+期初库存量-期末库存量

管道负荷率=管道运输气量÷管道设计输气能力

管道运输气量核定原则:管道负荷率低于60%的,按照可行性研究报告设计输气能力的60%计算确定;管道负荷率高于60%的,按照实际运输气量确定。

第二十二条 配气企业定价成本,按照核定的成本总额除以监审期间最后一年配送气量计算确定。计算公式如下:

定价总成本=折旧及摊销费+运行维护费-应冲减成本的收入净值

单位定价成本=定价总成本÷配送气量

配送气量=购进气量+期初库存量-期末库存量

配送气量核定原则:配气管网负荷率低于60%的,按照可行性研究报告设计能力的60%计算确定;配气管网负荷率高于60%的,按照实际配送气量确定。

第四章 附则

第二十三条 本办法由湖北省发展和改革委员会负责解释。

第二十四条 本办法自印发之日起施行,有效期5年。原湖北省

物价局发布的《湖北省天然气短途管道运输和配气成本监审办法(试行)》(鄂价成〔2017〕168号)同时废止。

【项目动态】

国核自仪300MW级F级重型燃气轮机控制系统硬件平台工程样机通过专家评审

2019年12月31日,由国核自仪研制的300MW级F级重型燃气轮机控制系统硬件平台工程样机通过了由中国联合重燃组织的专家评审,标志着国核自仪已具备燃气轮机控制系统平台工程供货能力。

重型燃气轮机控制系统平台研制是“两机”重大专项的重要组成部分,作为“中枢神经系统”的燃气轮机控制系统平台对燃气轮机发电机组的安全、稳定、经济、环保运行起着至关重要的作用。国核自仪与中国联合重燃、上海成套院密切协同,顺利完成了系统模块式架构、全网型三冗余模块化I/O硬件、燃机专用伺服卡和保护卡、高性能双冗余控制器、高可靠保护系统等的研发制造,完成了工程样机集成,并通过了第三方监造见证测试和第三方型式鉴定试验,平台关键性能指标达到国际先进水平,部分性能优于进口同类产品。燃机控制系统硬件平台工程样机通过专家评审,标志着国内覆盖300MW级F级重型燃气轮机控制系统和保护系统的研制取得突破性进展,这将打破重型燃气轮机控制系统平台长期依赖进口的局面,为“两机”重大专项的成功奠定了基础。

重庆市2个天然气分布式能源项目获核准

重庆市发改委近日核准了2个天然气分布式能源项目，分别是：忠县三一绿建天然气分布式能源项目、万州医药产业园天然气分布式能源项目。详情如下：

重庆市发展和改革委员会关于忠县三一绿建天然气分布式能源项目核准的批复

华润电力投资有限公司西南分公司：

报来《关于申请三一绿建天然气分布式智慧能源项目核准的请示》（润电西南〔2019〕72号）及有关材料收悉。经研究，现就该项目核准事项批复如下：

一、为满足企业自身能源需求，实现能源梯级利用，促进节能减排，依据《行政许可法》、《企业投资项目核准和备案管理条例》，同意建设忠县三一绿建天然气分布式能源项目（项目唯一编码：2019—500233—44—02—098950）。

项目法人为华润电力投资有限公司西南分公司。

二、项目建设地点：重庆市忠县乌杨镇三一绿建厂区内。

三、项目建设内容及规模：新建天然气分布式能源站，建设3台5050千瓦燃气轮机发电机组、3台9.47吨/小时单压余热锅炉、2台10吨/小时燃气锅炉（调峰锅炉）、1台200万大卡热水型溴化锂机组燃气锅炉，以及其它主辅设备。

项目并网不上网，直接向用户供电，不足部分从公用电网补充，不征收系统备用容量费，按相关规定缴纳电力基金及附加。

四、项目总投资为16865万元，其中项目资本金5616万元，占比33%，资金来源为业主自筹。

重庆市发展和改革委员会

2019年12月30日

重庆市发展和改革委员会关于万州医药产业园天然气分布式能源项目核准的批复

中广核新能源投资（深圳）有限公司重庆分公司：

报来《关于万州医药产业园综合能源项目核准的请示》（中广核新能渝函〔2019〕1号）及有关材料收悉。经研究，现就该项目核准事项批复如下：

一、为满足企业自身能源需求，实现能源梯级利用，促进节能减排，依据《行政许可法》、《企业投资项目核准和备案管理条例》，同意建设万州医药产业园天然气分布式能源项目（项目唯一编码：2019—500101—44—03—102149）。

项目业主为中广核新能源投资（深圳）有限公司重庆分公司。

二、项目建设地点：万州区高峰镇厚捷医药产业园内。

三、项目建设内容及规模：新建天然气分布式能源站，建设2台600千瓦燃气内燃机组、1台2400千瓦和1台350千瓦燃气真空热水锅炉、2台3吨/小时燃气蒸汽锅炉、2台2700千瓦和1台2200千瓦离心式冷水机组、2台800千瓦和2台700千瓦烟气热水型溴化锂机组，以及其它主辅设备。

项目并网不上网，直接向用户供电，不足部分从公用电网补充，

不征收系统备用容量费，按相关规定缴纳电力基金及附加。

四、项目总投资为6006万元，其中项目资本金1802万元，占比30%。

重庆市发展和改革委员会

2019年12月30日

2×400MW！黄埔燃气电厂项目1号机组具备商运条件

来源：微信公众号“中国能建广东火电”

1月5日，由中国能建南方建投广东火电承建的广州黄埔电厂2台400兆瓦热电联产工程项目1号机组顺利通过168小时满负荷试运行，标志着该机组具备移交生产、投入商业运行的条件。

黄埔电厂天然气热电联产工程位于广州市黄埔区电厂东路原煤场区域，工程计划建设2台400兆瓦级燃气-蒸汽联合循环热电联产机组，采用清洁、环保、高效的天然气作为燃料，机型采用技术最先进、成熟、高可靠性的“一拖一”燃气—蒸汽联合循环F级改进型机组。

广东火电负责该项目1号、2号机组主体建筑、安装工程。项目投产后，预计年发电量约44亿度，可实现资源循环利用，有利于优化和调整广州的能源结构。

广东揭阳揭东燃气热电项目开工

来源：微信公众号“中国能建广东火电”

12月30日,由中国能建南方建投广东火电参建的国家电投广

东揭阳揭东 2 台 100 兆瓦燃气-蒸汽联合循环发电供热机组项目主厂房第一罐混凝土浇筑，标志该项目正式开工。

该项目位于广东揭东经济开发区新型工业园内，本期工程建设 2 台 100 兆瓦级燃气-蒸汽联合循环发电供热机组，并配套建设蒸汽供热管网工程。该项目建成后，将对缓解当地电网负荷中心区域电网供应紧张局面，提高供电安全可靠性，提高清洁能源比例，推动地方产业转型升级，发展绿色低碳经济有着积极作用。广东火电负责该项目 2 号机组建筑安装施工。

荆门高新区天然气多联供能源项目 1 号燃机发电机首次并网

2019 年 12 月 26 日 21 时 18 分，湖北分公司首个燃机项目荆门高新区天然气多联供能源项目 1 号燃机发电机首次并网成功，1 号主变压器正式向电网输送电能。

该项目是湖北省重点建设项目、集团公司天然气多联供示范项目，规划建设 4 台 77MW 燃气-蒸汽联合循环机组，一期计划投资约 10 亿元人民币，规划建设 2 台 77MW 蒸汽-燃气联合循环机组，预计机组年利用小时数 5201 小时，机组年发电量 8.01 亿千瓦时，年供热量 188.96 万吉焦。

中国能建江苏电建一公司中标镇江丹阳燃机热电联产项目建筑安装工程施工

近日，中国能建江苏电建一公司中标丹阳华海电力有限公司燃机热电联产项目。

丹阳华海电力燃机热电联产项目位于江苏省镇江丹阳市开发区精密产业园，工程建设两台100兆瓦级燃气—蒸汽联合循环热电联产机组，江苏电建一公司承担该项目主体工程的建筑安装工程施工。该项目为江苏电建一公司2019年度中标的第四个6F级燃机工程，项目建成后可满足镇江丹阳市开发区用热需求，促进燃煤小热电整合关停，具有良好的经济效益和社会效益。

468MW+745MW！闵行电厂开建国内首台H级燃机电站

12月28日，上海浦江之滨，江风徐徐。上海电力闵行电厂礼炮齐鸣、机械轰鸣，闵行电厂燃气-蒸汽联合循环发电机组示范工程（下称闵行燃机示范工程）现场顺利浇筑主厂房第一罐混凝土，这标志着全国首台H级燃机电站进入全面施工阶段，这也是全球首套GT36-S5型H级燃机电站。

该示范工程是上海市重大工程，位于上海市西南郊闵行工业区，是为响应国家“上大压小”政策，在原闵行发电厂拆除关停的燃煤机组上新建。本期工程建设1套468兆瓦（F级）和1套745兆瓦（H级）燃气-蒸汽联合循环发电机组，总装机容量约120万千瓦。其中H级燃机为上海电气-Ansaldo（安萨尔多）全球首台套H级重型燃机（GT36-S5），采用当前最先进的燃气轮机技术，整套机组采用一拖一分轴布置，出力是国内主流燃机的一倍，机组效率逾62%，各项指标位居世界前列。整个示范工程计划于2021年8月投产F级燃机，2022年2月底投产H级燃机。

据介绍，H 级燃气轮机是目前世界上燃烧温度最高、单体功率最大以及效率最高的燃气轮机。闵行燃机示范工程安装的全球首台套 GT36-S5 型 H 级燃气轮机是上海电气和安萨尔多在 GT36-S6 60 赫兹机型基础上联合开发的首套 50 赫兹 H 级联合循环机组，燃机、汽机、发电机和余热锅炉等设备，都属首次开发和匹配，机组各项技术具有先进性和创新性。

华电广州增城燃气冷热电三联供工程倒送电一次成功

12 月 16 日 1 时 26 分，由中国能建西南院设计、广东火电承建的华电广州增城燃气冷热电三联供工程倒送电一次成功，为后续分部调试、投产的顺利推进打好基础。

该工程位于广州市增城区新塘镇银沙工业园，处于广东电网负荷中心地区及珠三角东岸经济带黄金走廊之内，实施冷热电三联供，采用世界先进的 9H 级燃气机机，组成两套“一拖一”多轴燃气-蒸汽联合循环供热机组，相比常规机组节能高效、运行灵活、环保减排、可靠性高，是我国新一代先进高效环保型联合循环机组的主要发展方向。广东火电负责该项目 1 号机建筑安装工程及 2 号机厂前区建筑工程。

2×60MW！江门燃机电站项目 1 号机组定子就位

12 月 16 日，由中国能建广东院总承包、安徽电建二公司承建的中电江门高新区 2×60 兆瓦级燃机电站项目 1 号机组发电机定子顺利就位。

该发电机为室外布置空冷发电机，定子重 120 吨。安徽电建二公司江门项目部超前策划，精心编制施工方案，认真做好施工准备，对现场条件反复检查确认，吊装过程有条不紊，燃机发电机定子成功就位，为后续安装工作创造了良好条件。

项目建成后，将以集中供热替代小锅炉热源，有效改善环境质量，显著提高区域能源综合利用效率。

2×670MW！国内首个双套 H 级机组项目倒送电一次成功

12 月 16 日 1 时 26 分，国内首个双套 H 级机组项目——华电广州增城燃气冷热电三联供工程（2×670MW）厂用电系统倒送电一次成功，标志着该工程全面进入试运行阶段。

据悉，该工程自开工建设以来，坚持以“数字化国优金奖工程”为目标，狠抓工程“四大控制”，高定位、高起点、高标准推进工程建设，建成后将持续不断为粤港澳大湾区发展提供清洁能源。

2×460MW！海南文昌燃气发电工程 1 号燃机点火成功

12 月 16 日，中国能建广东火电承建的海南文昌燃气发电工程项目 1 号机组燃机、汽轮机转速顺利达到额定转速 3000 转/分钟，并成功定速，各主要运行参数符合设计要求，机组运行稳定，标志着项目 1 号机组汽机冲转、燃机首次点火成功。

海南文昌燃气-蒸汽联合循环电厂工程位于文昌市东路镇，规划建设 4 台 9F 级一拖一单轴改进型燃气-蒸汽联合循环机组，分两期建设。项目建成后，不仅将进一步满足海南省的电力供应，还可

承担电网调峰功能，确保电网安全稳定运行，同时可优化文昌市产业结构，为经济社会循环发展注入新的活力、增添新的生机。

华能临港燃机连续三年实现机组“零非停”

截至 2020 年 1 月 1 日，华能华北分公司天津临港燃机连续三年实现机组“零非停”，累计安全运行达到 1204 天。

临港燃机始终坚持“安全第一、预防为主、综合治理”安全生产方针，狠抓责任落实，严格执行两票三制，强化隐患排查，持续加强人员技能培训，确保机组长周期安全稳定运行。

【天然气动态】

✧ 天然气供应动态

到 2025 年生物天然气年产量超 100 亿立方米

人民网 2019-12-23

国家发展改革委等有关部门近日印发《关于促进生物天然气产业化发展的指导意见》（以下简称《指导意见》）。《指导意见》提出，到 2025 年，生物天然气年产量超过 100 亿立方米；到 2030 年，生物天然气年产量超过 200 亿立方米。

根据《中国天然气发展报告（2019）》，2018 年浙江、河北、河南、陕西四省的天然气消费规模首次超百亿立方米；2007—2018 年，我国天然气进口量年均增长达 107.9 亿立方米。

✧ 天然气消费动态

2019 年 11 月份天然气运行简况

国家发改委网站 2019-12-31

11 月份天然气产量 150.5 亿立方米，同比增长 8%；天然气进口量 123.8 亿立方米，同比下降 0.5%；天然气表观消费量 272.2 亿立方米，同比增长 4.1%。

1-11 月份，天然气产量 1573.3 亿立方米，同比增长 10%；天然气进口量 1191.7 亿立方米，同比增长 7.4%；天然气表观消费量 2735 亿立方米，同比增长 9%。

预计 2019 年全国天然气消费量 3025 亿立方米

界面新闻 2019-12-19

预计 2019 年全国天然气消费量 3025 亿立方米，同比增长约 251 亿立方米，增速约为 9.0%，低于 2018 年 405 亿立方米的增量，远高于煤炭、石油等其他化石能源消费增速。

其中，城燃用气贡献了需求增量的近五成。预计 2019 年国内城燃用气消费需求达到 1195 亿立方米，增量约为 113 亿立方米，占总增量的 45%。

工业用气贡献需求增量的三成以上。2019 年，国内工业用气总体需求约为 1000 亿立方米，同比增长 9.4%，贡献了全年需求增量的 34%。

✧ 天然气管道建设

释放页岩气产能 中国石化南川-涪陵天然气管道顺利投产

中国产业经济信息网 2019-12-19

12 月 17 日，中国石化天然气分公司南川-涪陵天然气管道全面投产，计划日外输页岩气 260 万方，将有效释放重庆南川地区平桥、江东、白马等区块页岩气产能，并通过与涪陵-王场输气管道、川气东送管道的联通，源源不断地将页岩气输往华中、华东等地，为长江经济带发展提供清洁能源。

南川—涪陵天然气管道是中国石化川渝地区页岩气资源外输的重要干线通道工程，起点为重庆市南川输气站，终点为重庆市涪陵增压站，全长 65 公里，年输气能力 40 亿方。据悉，中国石化还将继续推进威远-南川管道建设，为进一步扩大国内陆上气生产规模奠定外输通道基础。

中俄东线天然气管道正式通气 西线建设提上议事日程

新浪财经 2019-12-03

西伯利亚凛冽的寒冬，阻挡不了中俄在能源领域的合作热情。

当地时间 12 月 2 日，随着中俄领导人共同发出的“供气”和“接气”指令，经过 5 年建设，横跨中俄两国的能源大动脉——中俄东线天然气管道（即“西伯利亚力量”）正式投产通气。

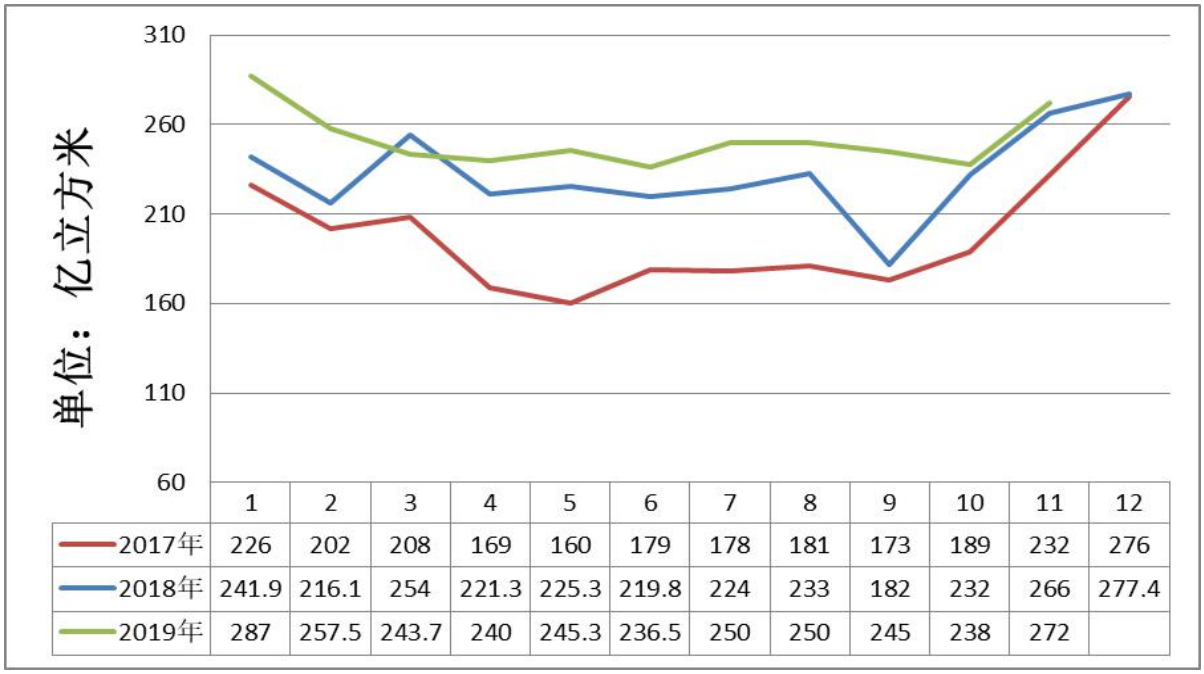
中俄东线天然气管道起自俄罗斯东西伯利亚，由布拉戈维申斯克（Blagoveshchensk）进入中国黑龙江省黑河。俄罗斯境内管道全长约 3000 公里，中国境内段新建管道 3371 公里。在中国境内，

管道途经黑龙江、吉林、内蒙古、辽宁、河北、天津、山东、江苏、上海 9 个省区市。

2014 年 5 月，俄罗斯天然气工业股份公司（Gazprom，下称“俄气”）与中石油天然气集团公司（下称“中石油”）签署了为期 30 年的东线供气合同，约定俄方每年通过“西伯利亚力量”管道向中方供应 380 亿立方米天然气。

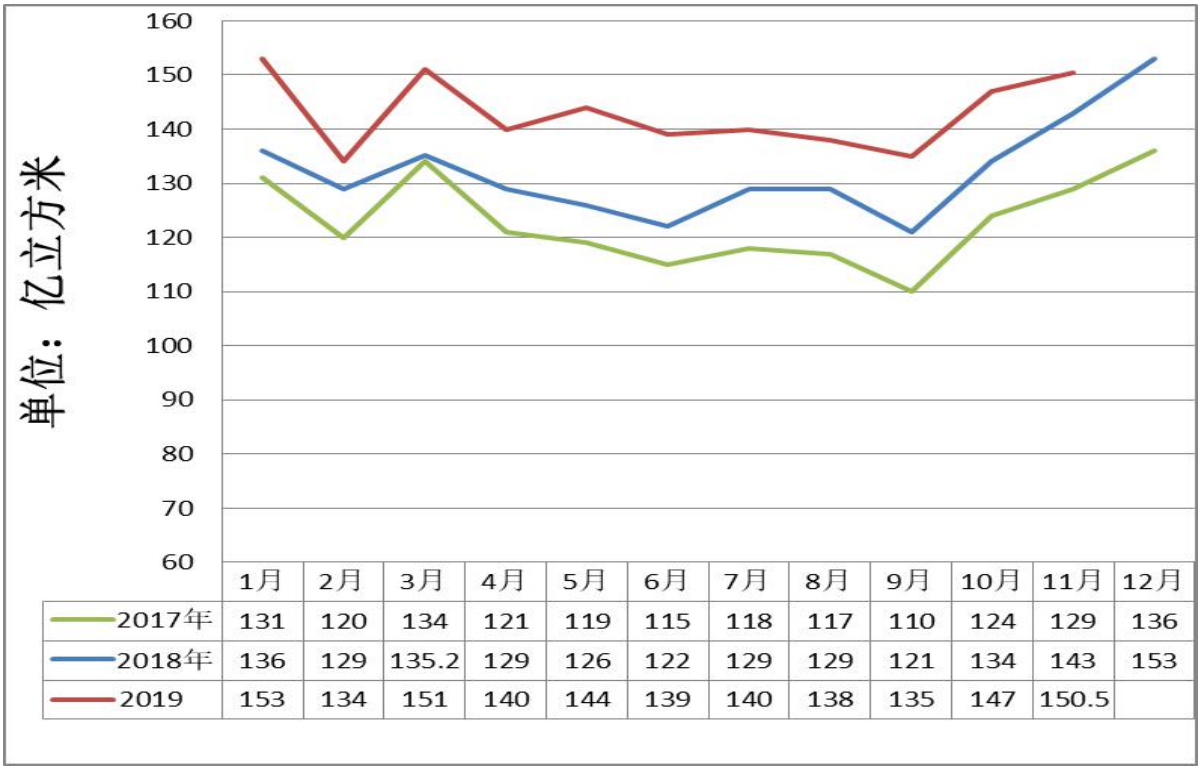
据中石油网站消息，本次投产通气的北段工程，第一年将引进天然气 50 亿立方米，待中段、南段全线贯通后，这条联通俄罗斯西伯利亚与中国长三角地区的天然气管道预计未来 30 年内能向中国提供总量超过 1 万亿立方米的天然气。

中国天然气月度生产、消费和进口量走势图



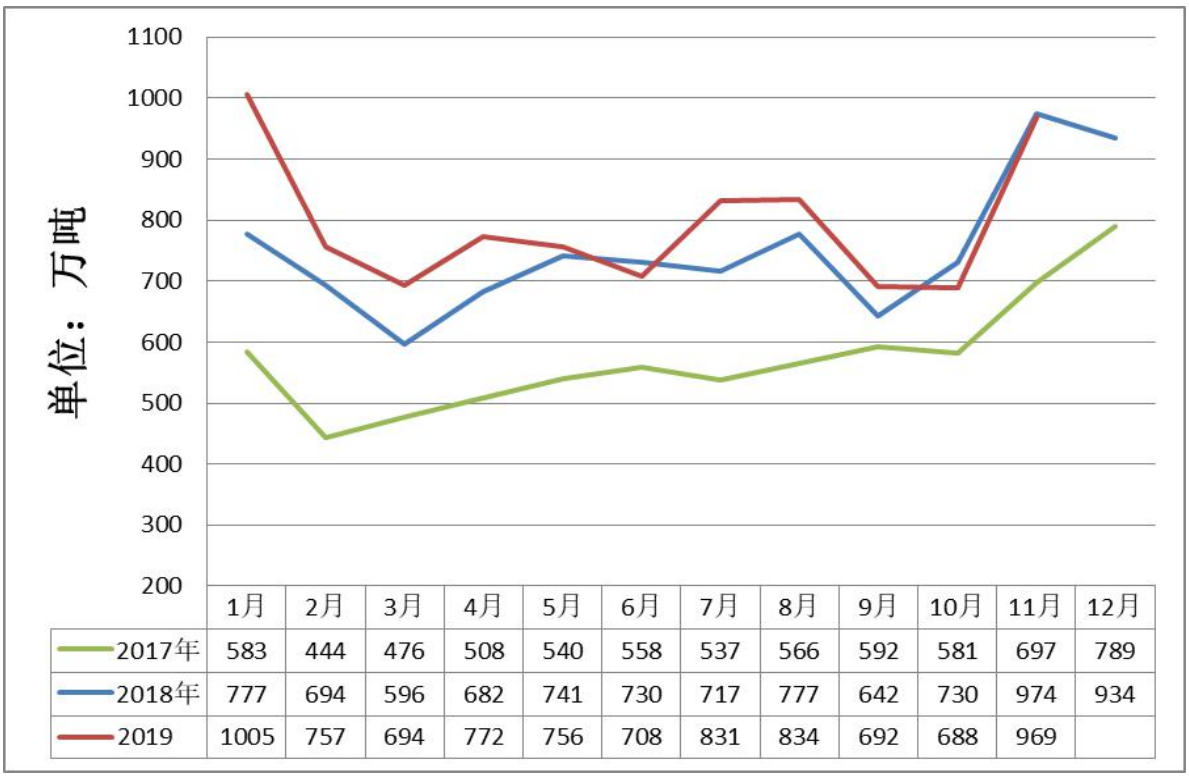
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2017年	226	202	208	169	160	179	178	181	173	189	232	276
2018年	241.9	216.1	254	221.3	225.3	219.8	224	233	182	232	266	277.4
2019年	287	257.5	243.7	240	245.3	236.5	250	250	245	238	272	

图1 中国天然气月度消费量走势图（数据来源：国家统计局）



	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
2017年	131	120	134	121	119	115	118	117	110	124	129	136
2018年	136	129	135.2	129	126	122	129	129	121	134	143	153
2019	153	134	151	140	144	139	140	138	135	147	150.5	

图2 中国天然气月度产量走势图（数据来源：国家统计局）



	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
2017年	583	444	476	508	540	558	537	566	592	581	697	789
2018年	777	694	596	682	741	730	717	777	642	730	974	934
2019	1005	757	694	772	756	708	831	834	692	688	969	

图3 中国天然气月度进口量走势图（数据来源：海关总署）

【技术点滴】

基于大数据的燃气-蒸汽联合循环发电机组远程能效诊断系统

*选自《华电技术》第38卷第9期的《基于大数据的燃气-蒸汽联合循环发电机组远程能效诊断系统》，作者徐婷婷、黎石竹、雷娇娇、朱亚迪

1、引言

目前，国内对燃气-蒸汽联合循环发电机组进行能效评价时，主要参考机组额定工况的设计参数或根据机组运行经验，但实际运行中机组经常处于非额定工况，有的是因为运行参数偏离了当前运行最佳值，有的是由于设备老化、存在缺陷，无法有效评价机组的能效水平和能量损失。我国燃气轮机发电机组主要靠引进国外产品，对机组的掌握相对国内燃煤机组少，缺乏对热力系统的全面诊断和优化，尤其缺乏对热力系统局部变化经济性的定量分析研究。

对于燃气-蒸汽联合循环发电机组，现阶段的理论研究满足不了工业需求，需要对机组运行边界条件变化、主辅机设备老化情况和机组启停情况进行远程在线跟踪，通过大数据挖掘技术开展最佳运行值判定以及能效诊断分析，评价和优化机组运行的经济性、安全性。

2、系统建设内容

在工业化和信息化不断加速融合的大背景下，为实现燃气-蒸汽联合循环机组“运行监管、节能对标、管理降耗”的目标，需在远程节能监督系统前沿理论和关键技术的基础上搭建“基于大数

据的燃气-蒸汽联合循环发电机组远程监控信息平台”。通过采集燃气发电机组原始运行参数，构建后台数据积累和需求结构模型，进行燃料消耗评价、设备状态实时监测、机组性能评价与诊断、统计对比管理、节能分析报表生成等各项远程能效诊断和信息增值服务，为燃气发电机组的节能运行提供理论基础和技术保障，最终达到降低企业发电成本、提高整体经济效益的目标。

燃气-蒸汽联合循环发电机组远程能效诊断系统利用现有的PI实时数据库服务器和Oracle关系数据库，进行数据的存储与传输；配置应用服务器与Web服务器，分别进行数据计算、分析和应用，以及信息的Web发布和远程访问，所有服务器都通过防火墙与外网进行隔离。对防火墙进行配置后，终端用户可以浏览器/服务器（B/S）方式安全访问。

系统采用基于B/S架构的3层设计。终端服务层通过浏览器提供给用户，通过IIS服务器提供应用逻辑解析，采用SQLServer数据库存储关系型数据。数据采集器采用客户机/服务器（C/S）架构，从实时服务器采集数据送入关系型数据库和通过WebServ-ice送入集团平台。系统采用IIS服务器+.Net搭建Web框架，实现所有事务的核心功能。

平台融合工程热力学、人工智能和计算机软件科学等领域的知识，以安全性和经济性为主线，以发电企业实时数据库为应用核心，以面向服务的体系结构（SOA）为软件架构，以WebService应用服

务为开发路线，实现燃气-蒸汽联合循环机组的远程性能监测与节能诊断。

3、系统功能

3.1 数据采集

在充分调研分析发电企业燃料成分及检测仪表精度的基础上，根据经济性能指标正/反平衡计算需要，在生产现场选择合理的测点，安装或更换高精度温度、压力、流量等测量仪表，获得高精度运行数据。接收和存储厂站侧上传的实时数据和关系数据，如分散控制系统（DCS）、辅控系统、电量系统等实时性要求比较高的生产实时数据，以及作为实时数据系统完善和补充的燃料、配置参数等关系型数据。

3.2 数据信息的整合与分析

对现场采集到的多频、异源、异构数据进行整合与分析，剔除原始数据中的过失误差和随机误差，补全不完备数据并进行校正，最终形成高效率的数据支撑系统。

由于电力生产企业生产过程中广泛使用DCS，可编程逻辑控制器（PLC）等，数据样本中的过失误差一般由随机干扰和检测仪表异常引起，误差幅度较大，可采用限幅的方法消除误差：根据实际生产工艺要求确定温度、压力、流量、阀门开度等实时数据的变化范围，然后利用最大、最小值限幅方法剔除不在此区域的数据样本。

考虑到生产过程的动态特性，对这种动态过程的数据协调拟采用 3σ准则、扩展 Kalman 滤波、小波分析等方法，消除过程噪声和系统动态行为引入检测数据中的随机误差。

考虑到直接删除不完备信息数据记录会导致数据样本不能覆盖整个工况区间，影响数据样本的客观性和完整性，从实用性的角度出发，结合数据统计分析和属性取值关联程度这两方面的优势，采用属性取值相关性较好的部分统计分析方法补齐不完备的数据信息。

3.3 数据判稳

发电机组生产过程是典型的变工况过程，在稳态-过渡态-稳态的状态下不断交替运行，因此，只有机组稳定工况时的运行参数才能反映机组的实际情况。在对生产过程数据进行了过失误差消除、随机误差数据协调、不完整数据缺失补全等预处理后，以除氧器进口凝结水流量、主蒸汽压力、燃气轮机负荷、汽轮机负荷 4 个参数共同作为检测机组稳态工况的依据。判断机组处于稳态工况的条件是：在一个计算周期内（如 10min），上述 4 个参数的稳定指标均在规定阈值范围内。

3.4 机组运行状况在线监视

如图 1 所示，通过深入挖掘机组运行数据信息，以工艺流程的形式展现各机组的设备运行状况和生产过程参数信息，实现燃气轮机侧、余热锅炉侧、汽轮机侧和设备厂用电的监视，使管理人员能及时了解机组运行的经济性，同时指导现场操作人员在线了解机组

的运行情况，提高机组运行水平，为企业的节能高效运行提供良好的监测手段。

图 1 燃气发电机组运行监视及参数趋势分析

3.5 性能指标的实时

在线计算基于运行数据的统计分析，参考 ASMEPTC22—2005《燃气轮机性能试验规程》、GB/T18929—2002《联合循环发电装置验收试验》、ASMEPTC6．2—2011《联合循环电站汽轮机性能试验规程》和 ASMEPTC4．4—2008《燃气轮机余热锅炉性能试验规程》，建立燃气-蒸汽联合循环发电机组运行经济性能实时计算分析模型，进行机组发电气耗、燃气轮机效率、锅炉效率、汽轮机热耗率等经济性能指标和凝汽器端差、凝汽器真空度等设备性能指标的在线计算。

3.6 数据挖掘分析

如图 2 所示，基于发电气耗等经济性能指标的实时计算值，获得机组运行性能的时空分布曲线。选定机组运行情况（基本负荷、

非基本负荷），统计筛选出符合条件的运行工况，并给出燃气轮机有功功率最小值、最大值，供使用者限定燃气轮机额定负荷定义值。在此基础上，统计 100%，90%，80%额定负荷等工况下的机组运行性能指标，实现机组运行性能的时空分布曲线分析。

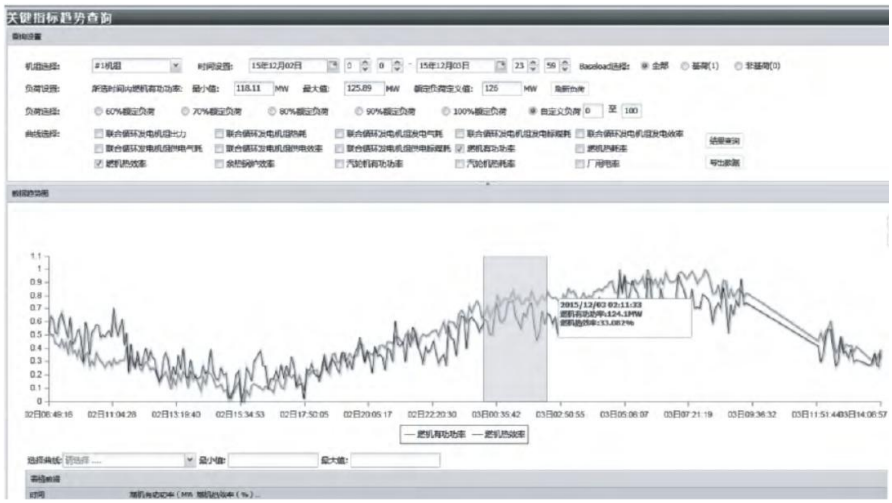


图 2 燃气发电机组指标挖掘———运行性能时空分布

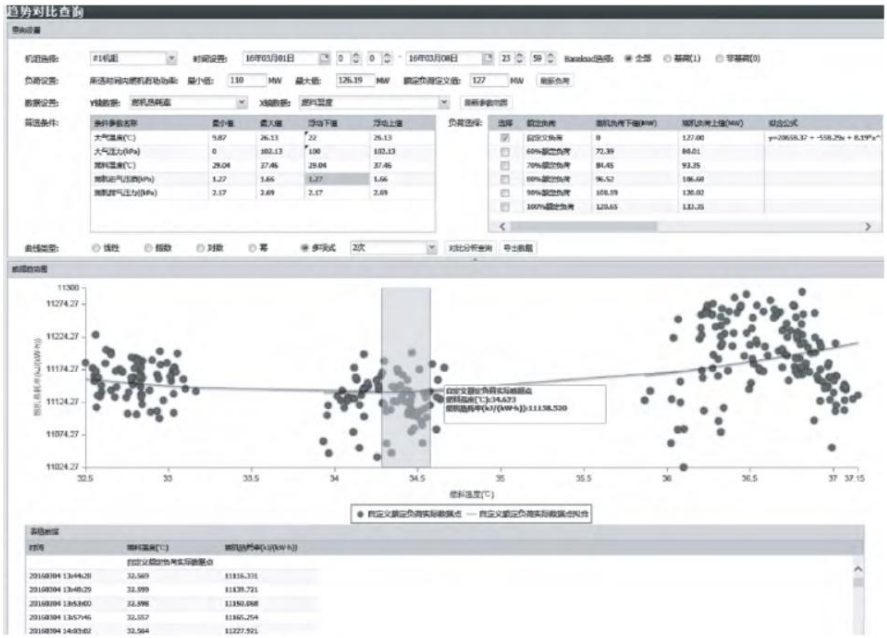


图 3 燃气发电机组指标挖掘———最佳运行效率区域

如图 3 所示，对不同时期单台机组经济性能指标进行统计对比分析，获得机组最佳运行效率区域，制订可操作的节能优化策略。使用者选择能效指标和对比参数后，根据给出的影响因素浮动范围，配置分析条件进行数据筛选，从而实现纵向对比分析。

3.7 机组耗差分析

如图 4 所示，利用关联规则、粗糙集、案例推理、决策树等数据挖掘方法，研究机组最优运行工况所对应的基准值优化选取方法；基于热力学第一定律，采用曲线拟合法、等效热降法、基本公式法、小偏差方法来确定不同参数变化对燃气轮机效率、锅炉效率、发电气耗/煤耗的影响（即获得不同参数的耗差因子）；根据机组当前运行参数偏离最优基准值的情况，结合耗差因子进行机组耗差分析，将经济指标劣化值分解到可控运行参数和主辅机设备侧，获得可能的节能降耗点，为机组节能优化运行提供决策依据。

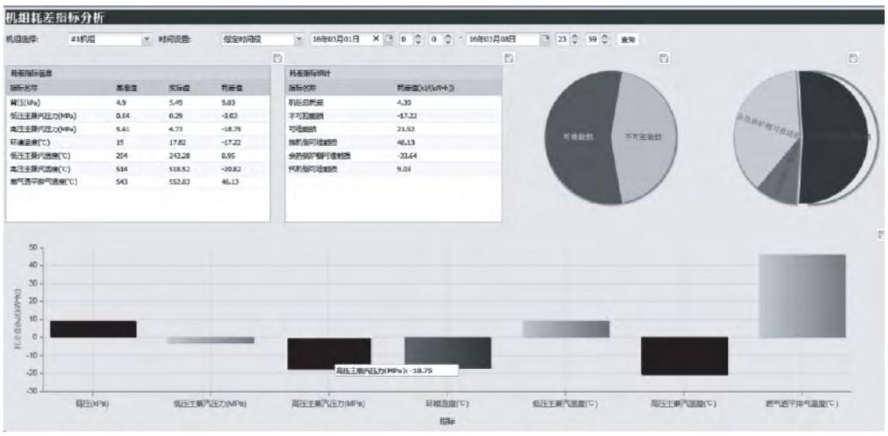


图 4 燃气发电机组耗差分析

3.8 机组对标管理

基于参数和指标的数据查询和趋势分析、关键参数相互关系的对比分析和曲线拟合，进行不同时期单台机组经济性能指标纵向对

比分析，通过机组对标管理获得机组运行性能的时空分布曲线，形成机组能效诊断月报，克服机组“最优运行经济指标天花板”问题，为发电企业实现精细化管理、制订可操作的节能优化策略提供有效的技术支撑。

4、结束语

本文介绍的基于大数据的燃气-蒸汽联合循环发电机组远程监控信息平台成功应用于某燃气电厂，为发电企业生产运营人员和管理决策人员提供了月度指标信息、主要参数和经济指标实时监控、指标和参数趋势查询、性能统计对比分析、能耗指标分析、节能报表生成等各项智能技术支持服务。从不同的角度提供观察、分析发电机组性能的方法和手段，形成各种趋势、数据、报表等统计资料，有效提升发电企业智能化的运行监管、节能对标、降耗管理水平，促进了我国集团级电力生产设备智能管理的发展。

主　　办：江苏省天然气发电及分布式能源工程研究中心
联 系 人：王文飞
联系方式：025-89620915　GD_GTInst@163.com
编稿时间：2020 年 1 月