

西方主要国家火电技术发展近况及动向

乐永卓 (东方锅炉厂)

〔提要〕 本文概述了美、英、西德等国近两年来火电技术发展状况，并阐明了现代火电机组发展方向——全力提高机组热效率的途径与清洁燃煤的发电方式，展示了现在世界火电技术发展的新水平与新阶段。

主题词 火力发电 西方国家 发展 科技情报

一 日 本^{〔1〕}

日本到1987年底公用业装机容量达162 474MW，其中火电99 689MW（占61.3%），水电35 904MW（占21.5%），核电27 881MW（占17.2%）。1987年投运了6台共3521MW火电机组。其中除一台是蒸燃联合循环机组外，其余都是采用变压运行的本生

锅炉机组，用以提高机组的启停性能与带部分负荷时的热效率，从而取得较高的经济性与机动性。

火电燃料的组成见表1。燃用液化天然气（LNG）及煤的机组增加，燃油机组大量减少，若燃油机组与燃LNG及煤的机组相比较，其发电量的比例比其机组容量比例小得多，这说明燃油机组利用率在降低。

表 1 日本火电燃料的组成

	按机组容量划分%		按发电量划分%	
	1986年	1985年	1986年	1985年
煤	11.9	10.7	16	15.9
LNG	29.8	29.6	36.8	36.2
地热	0.2	0.2	0.3	0.4
油、石油液化气	58.1	59.5	40.4	41
其它燃气	—	—	6.5	6.5

到1987年底投建的主要火电机组有：燃煤机组3台计2300MW；燃气机组12台计9020MW；燃油机组3台计1100MW，总共18台计12 420mW，燃气火电中联合循环机组有富津电厂2号系列等7台机组。

日本自备电业装机能力到1987年初达到15 269MW。

日本对提高火电机组的热效率一直是不遗余力的。近十余年来成功地采取了许多提高热效率的有效措施，例如开发高效率的汽机叶片，提高机组部分负荷时热效率的变压运行方式，以及提高综合效率的DSS运行方式等。但是，就日本近两年火电技术发展而言，还有以下更明显的动向。

收稿日期：1989—06—30

1. 烧液化气联合循环机组的崛起与煤气化联合循环技术的起步^{[1][2][3][4]}

为了进一步有效利用能源,提高机组热效率,降低运行成本,以及为了适应昼夜用电负荷大幅度的变化,日本近两年来大力发展热效率高,负荷调节能力强的LNG、LPG(液化石油气)的蒸燃联合循环方式的发电机组。自1980年初世界上目前最大的联合循环装置——东新潟的1090MW机组投运后,富津的1000MW,四日市的560MW、新大分的690MW和870MW及七尾大田的550MW等机组相继投建或投运。这些机组的建成使日本成为当前世界上联合循环机组投运容量最大、数量最多的国家。

东新潟和富津两电厂机组发电端的热效率(高位发热量)高达约44%,通常运行时达42~43%。据报导富津联合循环机组又进行了改进,热效率最高可达47%。由于联合循环机组的优势,现东京电力公司决定在横滨电厂附近投建一座容量为1200MW的LNG联合循环机组的电厂^[4]。

为适应联合循环机组的发展,日本加速了高温燃气轮机的开发。有些自备电厂正研制透平入口温度1250℃以上的燃气轮机,并致力于电厂实机使用。前不久日本还宣布:输出功率为100MW、入口温度为1400℃的高温燃气轮机试验装置已于1988年试运成功。据称,所组成的再热联合循环机组发电效率可高达55%。为开发此燃气轮机,研制了先进的镍基合金耐热叶片与分层燃烧室,进行了1400℃下的运行试验,提高输出功率的蒸汽喷入试验,以及叶片的蒸汽冷却试验等^[3]。

煤气化联合循环发电机组,不仅热效率高于一一般燃煤机组,而且在汽化过程可进行脱硫,是一种使煤净化的燃烧方式。该燃煤发电方式为煤电技术开辟了新的领域,使燃煤机组在经济上、技术上及环保上达到更高

的水平,有可能成为下一世纪主要的火电技术之一。

煤的气化炉有固定床、转炉、流化床及喷射流化床等形式。从煤的特性来看,流化床及喷射流化床的适应性好,适合于各种煤的气化。流化床适合于灰熔点高的煤,而喷射流化床适用于易固化的煤^[6]。

日本煤气技术开发工作的主导是日本电力中央研究所。其主要研究项目有:煤的气化技术、干式煤气净化技术、煤气燃气轮机技术及有关电站成套设备技术。为此1983年投运了一台煤处理量2t/D的增压二级喷射流化床试验装置、模拟气化炉内的混流状态,脱硫采用蜂巢式固定床,除尘采用多孔过滤器。在燃气轮机方面重点研究燃料的改质装置(用过热蒸汽将煤气分解为甲烷与碳酸气)及陶瓷燃烧器与陶瓷静叶。

与此同时,该所与日本九大电力公司、电源开发公司组成了煤气化联合循环发电技术研究组织。该组织于1987年6月在勿来电厂投建日本第一台12.5MW煤气化联合循环发电中间试验装置。并将进行气化炉、煤气精制及燃气轮机试运行等试验项目。该试验装置的气化炉每天可处理200t劣质煤。气化炉及燃气轮机均采用了一些尖端技术来高效地生产清洁能源,例如不是采用欧美国家常用的氧气来进行煤粉气化,而是利用空气来气化,增加了技术的难度。

在此基础上日本各电力公司将进行250MW级的煤气化联合循环机组的研制工作。

2. 超超临界压力(USC)技术实用化^{[7][8]}

日本从1981年开始了超超临界技术的应用研究,现已取得重大进展。从理论研究、基础试验、到中间工业试验,发展到目前的商业性的实机运行。

对于燃料贫乏的日本来说,提高火力机组的热效率尤为重要,而采用超超临界参数

则是达到此目的的有效方式。因为主蒸汽压力从24.12MPa提高到30.98及34.51MPa时,电厂热效率可分别提高1%及1.4%。1000MW级燃煤机组蒸汽参数,从24.12MPa、538/566℃提高到34.31MPa、620/595/595℃时,电厂热效率可从41.79%增至44.08%。

日本超超临界技术的开发将划分为三个阶段:现行机组的参数水平是24.12MPa、538/566℃;发展第一阶段是30.98MPa、538~566/566/566℃的两次再热机组,目前基本实现;第二阶段是汽温再提高27℃,即30.98MPa、593/593/593~566℃;第三阶段是通过新材料、新结构的开发,使蒸汽参数达到34.51MPa、650/593/593℃,预计此目标可在90年代中后期实现。

日本超超临界机组发展的过程是:

世界上第一台250MW燃煤的中间试验机组,由日本电源开发公司于1982年投建,1987年试运行,电站热效率可达44.5%。1988年底世界上首台采用超超临界的实用化机组——川越电厂700MW机组开始试运行,于1989年7月正式投入商业运行,第二台机组计划在1990年7月投运。

该机组是目前世界上容量最大,热效率最高,USC两次中间再热机组,其蒸汽参数为30.98MPa,566/566/566℃。其热效率可达41.7%,比同容量的超临界压力机组(39.6%)约高5%。机组锅炉出力为2150t/h,是MHI所生产的燃LNG的变压运行直流炉。机组按带中间负荷设计,最低负荷按额定出力的10%设计,允许有较大的负荷变化率。机组采用大型计算机进行数字式协调控制,其自控系统为分级分散式控制,可控性好,自动化程度高。机组在电网发生事故之后,仍能带4%负荷,维持电厂用电单独运行。

此外,日本各公司正在进行1000MW级超超临界燃煤机组的可行性研究,拟将这

档参数用于燃煤机组。

二、美国及西欧^{[1][6][7][8][9]}

1986年前后国际市场上原油价格暴跌,以及美元兑率急剧变化对世界经济及各国能源政策都深有影响,西方各国电力需求增长大多是徘徊不前,拟定的投建机组不断被推迟。

美国近年来经济好转使其电力需求略有增长,电力增长率1986年度为2.1%,1987年度达3.5%。1987年度美国投运的煤电机组5台计3639MW,核电机组7台计7494MW,水电机组3台计204MW,共15台机组总计11337MW。迄此美国电力总装机容量达720450MW,其组成为:火电66%,核电14%,水电12%,燃气轮机发电7%。规划自1987年起10年内投运约150台机组,计47994MW,其中1989年前投运54台机组,计23000MW,其后7年内投运100台机组计25000MW。近年来,由于对天然气燃用规定放宽,燃料价格下浮,投建周期缩短,投资的冒险性减少之缘故,使蒸燃联合机组(主要指燃气轮机装备)的订货有日趋增多的倾向。

西欧1986年度电力增长率是:英国3.2%,法国4.8%,意大利2.1%,而西德反而减少0.1%。1987年度英、意随经济好转,略有增加,但西德、法国仍徘徊不前。

西欧电源的主力是煤电,其比例较高:英国占61.8%,西德占54.1%,丹麦占93.5%,尤其是西德褐煤发电高达20.6%。而法国、比利时历来致力于核电的发展,其比例分别高达69.8%及67.2%的荷兰天然气发电比例占57.1%,为西欧之首。

纵观美国及西欧近两年火电技术的发展,有以下明显的特点。

1. 美国大力发展清洁燃煤火电技术并致力于实用化^{[1][6]}

美国对煤利用技术的开发现已进入第二阶段——实用化阶段。^{[1][14]}

第一阶段以开发煤的清洁燃烧技术为主,有9个项目。美国能源部为此投资约为4亿美元。第二阶段计划利用第一阶段所开发的煤利用新技术,投建新机组,并对旧机组进行技术改造,以提高出力。同时确立燃煤机组经济的环保技术(如流化床锅炉炉内除硫除硝技术),以使烧煤机组达到新的环保规定要求。

煤的利用新技术有:新的煤气化装置、流化床、喷射流化床及水煤浆、油煤浆等。这都是当前世界上煤电技术发展的高级阶段。

美国在煤气化方面积极推行三大项目:

①加利福尼亚州的冷水电厂煤处理量1000t/D的喷射流化床气化装置,并配有一台100MW的试验机组。②道伍化学公司在路易斯安那州投建了一台煤处理量2400~3000t/D喷射流化床气化装置,替换了原有蒸燃联合循环机组的燃料,可发电160~200MW。③壳牌石油公司计划在1987年底在得克萨斯州投运一台煤处理量250~400t/D的喷射流化床气化装置。煤粉除湿后送入该气化装置内,在1400~1800℃及2.75MPa条件下使煤粉气化为以H₂及CO为主的煤气。

为减少投资风险,美国一些公司在投建机组时普遍采用机型阶段变化方式,先投建烧天然气或油的燃气轮机发电机组,待煤气化技术完全成熟,则后建立煤气装置,以煤气代替旧燃料。

美国在循环流化床燃烧技术开发上虽起步较晚,但有后来居上之势。美国首台实用性的循环流化床锅炉发电机组于1985年建成,为Pyropower公司所研制,出力420t/h,蒸汽参数540°, 10.4MPa,是目前世界最大

的循环流化床发电机组之一。现在为巴基斯坦拉克拉电厂美国F&W与东方锅炉厂合作开发3台220t/h的50MW常压流化床锅炉发电机组。

美国5年前就把延长服役的老机组寿命作为重要的课题着手研究。现在美国火电机组平均服役年龄是18年,到1995年就高达约25年。1/4燃煤机组及1/2燃油、气机组的服役期已过30年。只有通过技术改造才能提高机组的性能与可靠性,以及达到日趋严格的环保规定。老机组技改投资少,每千瓦需要200~300美元,则可争取延长寿命20余年,而新建机组投资每千瓦高达1500~2000美元。

为此美国最大电力公司——田纳西流域管理局(TVA)进行了重大的尝试,从1988年起开始把12台共17000MW大容量燃煤机组,技术改造为混烧20%垃圾的试验研究。使旧机组得到了改造,又能有效地利用了工业废弃物,保护了环境,其意义是重大的。

西欧计划投建的新机组极少,美国现把出力660MW蒸汽参数为16MPa、540/540℃(或565/565℃)的机组作为节能的标准机组,力求机组的经济性。90年代拟建的新机组计划将采用出力900MW,蒸汽参数18~24MPa,565/565~600/600℃两次再热的大容量高温高压机组。为此,现在正积极开展这方面的试验研究工作。

2. 瑞士BBC公司加速蒸燃联合循环机组的发展^[9]

在开发蒸燃联合循环发电技术方面,瑞士勃朗鲍威利(BBC)公司取得令人瞩目的成绩。近30年来该公司销售联合循环机组约50套,总容量达5000MW,具有代表性的机组有:①装机容量1200MW的土耳其Traky电站。该电站由4套300MW联合循环机组组成。每套由2台100MW燃气轮机与1台100MW

汽机所组成。②美国密歇根州Midland 电站, 装机1370MW, 1990年建成后将是世界上最大的联合循环电站, BBC公司提供了12台燃气轮机。③荷兰Pequsiz电站发电 225MW, 供热185MW, 燃气轮机组功率达 150MW, 效率达50%, 是世界上最大容量的燃气轮机组, 1989年调试。BBC公司认为联合循环机组有以下优点: ①投建联合循环电厂每千瓦的投资比传统燃煤电站低40~50%, ②热效率一般高达44~50%, 在热电联供情况下可高至87%, ③污染物排放量少, 冷却水用量小, ④自动化程度高, 负荷适应性好, ⑤安装周期短, 燃气轮机组一年发电, 联合循环机组一年半建成, ⑥对电厂扩建与燃料变更有较大的灵活性: 先建一台燃油的单循环燃气轮机发电机组, 再扩建蒸汽发电机组, 组成联合循环发电机组, 最后再扩建煤气化装置, 燃用合成煤气, 换掉燃油。

3. 联邦德国循环流化燃烧技术处于世界领先地位^{[10][11][12]}

联邦德国现在与将来电力供应的主力是煤电与核电, 天然气及重油的比重日渐减少。计划在1990年发电总装机容量达113140 MW。大部分机组参数采用 25MPa、560/560 °C或 540/540 °C。联合循环发电技术有所发展。不过采用的是高温燃气轮机与常压流化床锅炉相结合的方式, 如 1982年投运的230 MW燃气轮机排气助燃的联合循环流化床发电机组, 获得了流化床燃烧劣质煤的良好效果, 提高了整个机组的热效率。

值得一提的是, 联邦德国的流化燃烧技术, 其发展速度、类型以及所取得的成就均处于世界目前的领先地位。

流化床燃烧锅炉发电机组由于具有显著的优点: 强化燃烧、能烧劣质煤, 炉内除 SO_2 及 NO_x 。故从60年代一出现就显示其强大的生命力。目前流化床燃烧分为: 常压流化床, 即鼓泡床、加压流化床, 以及常压循环流化床。

循环流化燃烧是从60年代中期发展起来的低污染燃烧技术。近几年来在容量上、类型上获得迅速的发展, 它克服了鼓泡床锅炉扬析份额高, 燃烧与脱硫效率低及大型化困难的缺点, 也避免了煤粉炉炉外脱硫脱硝装置昂贵的投资。在环保、劣质煤的利用及三废处理上具有强大生命力, 把煤电技术在水平上与经济上推向新的高度。不少专家预言: 有可能将取代下一世纪的传统煤粉炉发电技术。

联邦德国对循环流化燃烧技术的开发主角是鲁奇与拔伯葛公司。

(1) 鲁奇循环流化燃烧技术开发近况及特点

流化燃烧技术的工业性开发是该公司1968年作为氧气铝焙烧设备而研制的, 至今已有多台电站用大型鲁奇型循环流化床锅炉投运(见表2), 成为世界循环流化燃烧技术开发的主导公司之一。现该公司声称, 他们已具有设计与制造 1000t/h 级循环流化床电站锅炉的能力。

鲁奇型流化床锅炉的特点是, 运行中较粗的煤粉被高速烟气流(4.6~9m/s)携带, 在燃烧室内形成约 850 °C 的流化床, 炉膛出口温度近于床温。并设有外置式低速流化床换热器, 利用循环物料的高温加热蒸汽。颗粒的循环倍率较大(约20), 易使锅炉大型化, 高效率化。烧各种燃料时, 燃烧效率达 99%, 锅炉效率达 92% 以上。当 Ca/s 比为 1.5 时, 脱硫为 92~99%。 NO_x 排放量降到 100~250PPm。

西德的杜伊斯堡电厂流化床锅炉机组是目前世界上最大的鲁奇型循环流化床锅炉机组, 由该公司与西德拔伯葛公司合作开发。单机的电功率为95.8MW。其它参数见表2。床内燃烧温度 850 °C, 流化速度 6~8m/s, Ca/s 比为 1.4~1.5, 配有高温电气除尘器。该流化床锅炉发电机组不仅燃烧效率高(92.4%), 还可烧各种煤, 甚至可烧非煤

表 2 鲁奇公司近年投运的主要循环流化床锅炉装置

安装电厂 (国名)	蒸发量 t/h	汽压 MPa	汽温 °C	燃 料	投运年份	备 注
VAW, Lünen (西德)	115	64.7	482	烟 煤	1982	
Duisburg I (西德)	270	145.1	535/535	烟 煤	1985	与西德BW 合作 开发电功率为 95.8MW
Elensburg I (西德)	150	93.1	535	烟 煤	1985	
Scott paper Co (美国)	295	96.1	510	次 烟 煤	1986	
New Brunswick Chatham (加拿大)	95	59.8	482	油 负 岩	1986	与美国 CE 合作 开发
Lone Energy (美国)	68	104.9	510	褐 煤	1987	同 上
Lever Kusen (西德)	141	151	567	次 烟 煤	1987	
West wood Energy Proper Lies (美国)	123	63.7	482	无 烟 煤	1987	同 上

的固体燃料。SO_x及NO_x排放量很低，分别为75及21PPm，粉尘为10mg/Nm³。负荷变化范围广，25%负荷时还可稳定运行，负荷变化速率为2~5%/分。无需埋管，消除了埋管磨损问题。灰渣属碱性，综合利用性能好。因此该公司计划在该电厂建造第2台500 t/h的鲁奇型循环流化床锅炉发电机组。

(2) 联邦德国拔伯葛公司循环流化燃烧技术开发近况及特点^[10]

该公司70年代中期开始对流化床技术开发，至今已有总装机热功率900MW装置的运行经验。最近又拟定投建电功率为330MW的大型加压流化床发电验证机组，预计1995年投入试运行。此型锅炉由燃气透平所驱动的压力机供风(风压16bar)，锅炉所产生

的燃气经高温集尘器净化后驱动燃气透平。

此外，近年来拔伯葛公司在开发流化床方面取得显著的成绩，成功地研制了Circofluid型循环流化床装置(见表3)。该装置是一种低循环倍率的高膨胀湍流床，其流化速度较低，控制在3.5~5.5m/s内。整个流化床锅炉采用包复受热面，省煤器、过热器都置于炉膛内，故炉膛烟温可降到400℃，改善了旋风分离器与回料装置的工作条件，其设计燃烧效率为99%，Ca/s比为1.5~2时，脱硫效率达85~90%。这种类型的流化床装置的受热面布置与现在传统的煤粉炉接近，价格比其它的流化床更便宜，故更容易为人们所接受，具有更广阔的前途。

表 3 西德拔伯葛公司各类型主要的流化床锅炉装置

电厂名称 (国名)	类 型	台数	单机出力MW (热功率)	蒸发量 t/h	汽压 MPa	汽温 °C	燃 料	投运 年代	注
Dusseldorf (西德)	AFBC	1	35	50	1.7	400	烟 煤	1979	
Grimethore (英国)	PFBC	1	80	80	3	440	烟 煤	1980	
Malmö (瑞典)	PFBC	1	15	11.5	10	530	烟 煤	1982	
Cebu (菲律宾)	AFBC	2	137	160	6.3	485	烟 褐 煤 煤	1982	为当时世界上 最大的鼓泡床
Hessen (西德)	PFBC	1	830 (相当电功 率330MW)	700	19	540	烟 煤	1995	
Friedrichsfeld(西德)	Circofluid	1	2.0	—	—	—	烟 褐 煤 煤 特种燃料	1985	首台试验机组
offen bach (西德)	"	2	80	110.7	11.5	535	烟 煤	1988	
Saarbrücken (西德)	"	1	100	125	11.4	535	烟 煤 特种燃料	1988	
Köln (西德)	"	1	40	52	8.6	525	褐 煤	1990	
Rheinberg (西德)	"	1	47.6	65	11.8	525	烟 煤	1991 1990	

(下转36页)

结束语

1. 高温水、汽水两用系统可以同时供应蒸汽和热水而不需设换热器；它又可单独供应蒸汽或热水，即可满水按热水锅炉的供热系统运行，又可按锅筒蒸汽定压系统运行。

2. 上述几种运行方式可以任意切换，通过阀门操作使之从一种运行方式转变为另一种运行方式。

3. 汽水两用系统供应的蒸汽和热水比率可以任意改变，其供水温度可在低于相应蒸汽压力下的饱和温度20℃以下任意调节。

4. 汽水两用系统的运行压力并不要求太高，也可与一般低温水采暖系统配合。

参考文献

- [1] 工厂热水采暖编辑组编. 工厂热水采暖. 国防工业出版社, 1974
- [2] 董珊, 凌人滨. SHW_{3,60}-10/160-H(A)型汽水两用锅炉的设计与运行. 热能动力工程, 1989, 4(3)
- [3] 哈尔滨建筑工程学院供热通风教研室. 编蒸汽锅筒定压高温热水供热系统. 建筑技术通讯 (暖通空调——季刊), 1978, (1)
- [4] 哈尔滨建筑工程学院, 天津大学, 西安冶金建筑学院, 太原工业大学编. 供热工程. 第二版. 1985年12月
- [5] 周祖毅编. 高温水供热与采暖. 第二版. 中国建筑工业出版社, 1985年8月

Deisgn and Operation of High-temperature Water and Steam-Water Dual System

Dong Shan, Ling Renbin, Ding Liqun

(Harbin Architectural Engineering Institute)

Abstract

In this paper a breif description is given of the design and operation of a high-temperature water and steam-water dual system for the SHW_{3,60}-10/160H (A II) boiler. The first steam water dual system operating normally for the first time in China in accordance with design conditions, it has providenda a successful experience for the further development of such heat supply techniques.

Key Words: boiler, steam, hot water, dual system

(上接56页)

注: PFBC——加压流化床

AFBC——常压流化床

CAFBC——常压循环流化床

参 考 文 献

- [1] 日本机械学会志 (日). 1988, (837):116~120
- [2] 热能动力工程. 1988, (3): 51~56
- [3] Modern Power Systems (英). 1988, 7
- [4] 电气译论 (日). 1988, (8)

- [5] 燃料学会志 (日). 1987, (7)
- [6] 电力情报. 1988, (4)
- [7] 火电与核电. 1988, 9
- [8] 热能动力工程. 1987, (5): 35~36
- [9] Power News (英). 1988, (1)
- [10] 国外沸腾燃烧锅炉文集. 东方锅炉厂, 1989, 2
- [11] 三菱重工技报 (日). 1987, (5)
- [12] 电力技术. 1987, (2)
- [13] 中电报导. 1988, (4)
- [14] 日本机械学会志. 1988, (839): 31~35