

第八篇

电力燃料管理

第一章 电力燃料管理概述

火力发电是将燃料的热能转换成蒸汽动能,通过汽轮机驱动发电机产生电能。因此,连续不断的供应发电所需的燃料,是电力生产工艺中的第一道工序,燃料费用占火力发电运行成本的 70% ~ 80%。尽管燃料费用中很多是固定项目,但可变部分也占较大的比例,加强可变部分的管理将直接影响到火电厂的经济效益;所以,燃料管理又是电力企业经营管理的重要组成部分。通常,燃料称为一次能源,电力为二次能源,但是它们各有不同的生产活动和规律,电力燃料部门在燃料的计划编制、流向安排、订货分配以及运输、调度、计量、检质等方面,在一、二次能源的生产和运输部门之间起着必不可少的协调、统筹和连接的纽带、桥梁作用。

第一节 电力燃料管理的主要内容和范围

一、电力燃料管理的主要内容

电力燃料管理的主要内容是从编制燃料需用计划开始,直到混配后送入炉内为止。它包括编制计划、订货采购、调运调度、计量检质、统计分析、结算承付以及储存保管、混配入炉。因此,电力燃料管理是一个系统工程,它既涉及到上层建筑——煤、铁、交、电等部、委、局,又密切地联系了基层企业——路、矿、港、航等公司、厂、矿。在电力系统内部,它涉及到发电生产的计划安排、运行调度和生产技术、财务结算部门,还关系到省煤节

电、环境保护等部门。

电力燃料管理部门,无论是公司或总公司、处(科),有别于商业、物资系统的燃料公司。电力燃料管理部门的主要职能是确保安全、经济发供电,兼顾经营,它本身是用户,更多着眼于使用;其他燃料公司本身不是用户,主要是搞经营盈利,更多着眼于销售。职能和着眼点不同,管理的内容和侧重点必然不一样。例如,对煤质化验的重视程度和作品内容,电力燃料管理部门都超过其他燃料公司。

电力燃料管理有别于物资管理。燃料是火力发电的原材料,电力生产的特点是产、供、销同时完成,因此要求电力燃料供应必须连续不断地满足电厂锅炉所需的适烧对路的燃料。所以,对电力生产来说,其他物资的供应是后勤保障,而燃料则是直接参与热电交换,是生产工艺的第一道工序。电力燃料管理也有别于生产管理。电力燃料管理部门是电力企业的一个职能部门,它代表企业就有关燃料方面的业务,对外开展工作,对内做出决策并监督执行。发电厂的燃料车间(分场)则是负责燃料的接卸、制备、输送任务和设备维护管理的生产部门;同样,发电厂的化学车间(分场)也是个生产部门,例如对燃料的采、制、化,化学车间(分场)是操作执行者,何时何地,对哪一批燃料进行采、制、化,须根据职能部门的意见来实施。

二、电力燃料管理的范围

所有的公司或职能部门,其职责、范围都是有限的。电力燃料管理的职责范围,如上所述是到燃料入炉为止,入炉后的燃烧操作及省煤节电、清渣除尘等主要是生产、技术和环保部门的职责范围。

但是,燃料管理是一个系统工程,在完成自身的岗位职责时,不可避免地涉及到其他工作。例如,燃料计划的编制和执行情况与发电、用电计划密切相关,燃料费用又是发电成本的主要构成,因此,编制和考核发电、用电的计划,编制成本计划、分析成本、进行经济活动分析等,燃料管理人员都要参与;又如,燃料入炉前如果燃料管理人员对燃料的品种、品质以及混煤配掺等管理不严、把握不牢,入炉燃烧就有困难,节能也无从谈起;再如,新电厂选址、煤场设计、设计煤种及校核煤种的选定等等,虽然是计划、基建部门的事,但也少不了燃料管理人员的事先参与。

第二节 燃料采制化在电力燃料管理中的作用

如上所述 ,与其他燃料公司不同的是 ,电力燃料管理部门(公司、处、科)本身是用户。因此 ,燃料的采制化对电力燃料管理部门而言 ,不是一个附属机构 ,而是电力燃料管理的一个有机组成部分。

首先 ,在市场经济的条件下 ,燃料的产、供部门与用户实行按质论价 ,燃料质量的差异与价格的高低密切相关 ,而且电力燃料的耗用量大 ,同样属于适用范围内的燃料 ,因质量的差异而造成的价格高低 ,总金额差别很大 ,直接影响到电力企业的经济效益 ;质量低劣或不适用的燃料入炉 ,则会对电力企业的安全生产造成威胁 ,带来巨大的、直接的和间接的经济损失。因此 ,对燃料采制化 ,严把质量关 ,就电力企业而言 ,是选购燃料和燃料进入电力企业的第一个关口。

同时 ,也如上所述 ,电站锅炉是按选定的煤种设计、布置的 ,要使电站锅炉安全的、高效率的运行 ,必须提供与设计煤种相符或同一类级的煤种。因此 ,对炉前燃料的采制化 ,进行质量监督是完全必要的 ,也可以说是电力燃料管理的最后一道工序 ,最后一个关口。

由此可见 ,燃料的采制化 ,贯穿于电力燃料管理的始和终。另外 ,众所周知 ,燃料的质量指标 ,如挥发分、发热量、灰分等 ,都具有可加成性 ,这为我们将不同质量、不同价格价值的燃料 ,按一定的比例混合配制成既经济又适用的入炉燃料提供了广阔的空间。在混合配制过程中 ,燃料的采制化又贯穿始终 ,不可或缺。

第三节 动力用煤与发电用煤

一、动力用煤

动力用煤是煤的用途分类之一 ,泛指通过燃烧的方式将煤的热能转化为动力的所有煤种。包括船舶用煤、机车用煤、锅炉用煤等等。

就消耗量而言 ,动力用煤是煤的最主要用途。由于任何煤种的煤都包含可燃成分 ,

燃烧放热反应又比较容易实现 ,因此一般都认为“ 对动力用煤的质量要求 ,比其他任何用煤都低 ”。其实 ,这种说法和认识有失偏颇 ,是不正确的。既然是按用途分类 ,那么必然就有用途的效率和用户的效益问题。动力用煤是将煤的热能转化为蒸汽动力 ,这里就有一个热效率问题 ;“ 任何煤都可烧 ”,但热效率高低相差很大 ;用户的效益问题则主要是经济效益 ,另外还有社会效益如社会总能耗和环境保护等。

因此 ,评价煤质必须结合用途。不同的用途 ,对煤的质量要求不同。

评价煤质又必须结合用户 ,不同的用户 ,对煤的质量有不同的要求 ,即使是同一用途 ,例如锅炉用煤 (在动力用煤中占据的数量比例最大) ,因锅炉有电站锅炉、工业锅炉以及生活、采暖锅炉的区别 ,它们对煤质的要求也各不相同 ;即使是同一种锅炉 ,例如数量最多的工业锅炉 ,也因容量不同、采用的燃烧方式不同 ,对煤质的要求也不尽相同。

因此 ,说“ 动力用煤的质量要求 ,比其他任何用煤都低 ”的观点是错误的。用途不同 ,对某些煤质指标的要求也不同 ,例如对煤的胶质层厚度 $Y(\text{mm})$,动力用煤的要求最低 ,但对煤的着火特性 $V(\%) - Q(\text{MJ/kg})$,动力用煤的要求就比其他任何用煤都高。另外 ,评价动力用煤的质量优劣 ,也没有绝对的、统一的标准 ,而只能是相对的 ,归纳成大类又有一定变动范围的标准。

工业锅炉数量众多 ,工业锅炉用煤是动力用煤的“ 大户 ”;工业锅炉分布最广 ,用户遍及全国。因此 ,工业锅炉燃用的煤种 ,按代表性煤种设计 ,见 8 - 1 - 1 表。从该表可见 ,烧各种煤的锅炉都有 ,这就是所谓的“ 锅炉对煤种的适应性比较强 ,从褐煤到无烟煤甚至矸石、石煤都可烧用 ”。但是 ,对某一台锅炉来说 ,却并不能烧任何煤种 ,如果烧用的不是设计煤种 ,最直接的后果就是锅炉的热效率及用户的经济效益下降 ,而种类和级别相差悬殊的煤更是无法烧用或造成事故、威胁安全。

表 8 - 1 - 1 工业锅炉燃料分类表

序 号	燃 料 类 别		挥发分 $V_{\text{daf}}(\%)$	水 分 $M_{\text{ar}}(\%)$	灰 分 $A_{\text{ar}}(\%)$	发热量 $Q_{\text{ar,net}}(\text{MJ/kg})$
1	石 煤	I 类			> 50	5.436
		II 类			> 50	5.436 ~ 8.363
		III 类			> 50	> 8.363
2	煤矸石				> 50	6.272 ~ 10.454
3	褐 煤		> 40	> 20	> 20	8.363 ~ 14.636
4	无烟煤	I 类	5 ~ 10	< 10	> 25	14.636 ~ 20.908
		II 类	< 50	< 10	< 25	> 20.908
		III 类	5 ~ 10	< 10	< 25	> 20.908

序 号	燃 料 类 别		挥发分 $V_{daf}(\%)$	水 分 $M_{ar}(\%)$	灰 分 $A_{ar}(\%)$	发热量 $Q_{ar,net}(\text{MJ/kg})$
5	贫 煤		10 ~ 20	< 10	< 30	> 18.817
6	烟 煤	I 类	≥ 20	7 ~ 15	> 40	10.454 ~ 15.472
		II 类	≥ 20	7 ~ 15	25 ~ 40	15.472 ~ 19.654
		III 类	≥ 20	7 ~ 15	< 25	> 19.654
7	油母页岩			10 ~ 20	> 60	< 6.272
8	甘蔗渣		≥ 40	≥ 40	≤ 2	6.272 ~ 10.454
9	燃料油					40.562 ~ 43.070
10	天然气					3.345 ~ 3.763(MJ/m^3)

二、发电用煤

电站锅炉的数量比工业锅炉少 ,但单台锅炉的容量远大于工业锅炉 耗用煤量很多 ,全国发电用煤总量也比工业锅炉用煤总量多 ,分布相对集中。因此 ,电站锅炉多是在确定使用煤炭的产地后 根据产地的煤炭资源或国家优化配置的煤炭资源 ,指定某煤种(或指定的矿点、煤种牌号)进行计算、设计的。因此 ,就某一台锅炉而言 ,电站锅炉比按代表性煤种设计的工业锅炉 ,其煤种的通用性差、局限性大 ;而且 ,由于发电生产的特殊性和社会性 ,电站锅炉运行的安全性、连续性要求也比工业锅炉的用户高 ,由此对煤质特性的要求也比较严格 ;另外 ,电站锅炉多是大容量、高参数的锅炉 ,燃料在炉内逗留的时间很短 ,燃烧温度很高 ,所以对煤的着火燃烧特性($V_{daf} - Q_{net,ar}$)及煤灰的熔融特性(ST)等指标 ,很敏感 ,要求也高 ,单台锅炉的容量越大 ,参数越高 ,要求越高。

表 8-1-2 为发电煤粉锅炉燃料分类表。由表可见 ,发电用煤按着火燃烧特性分为五大类 ,每一大类再按不同的灰分、水分和硫分进行细分 ,从理论上来说多达 60 种。

表 8-1-2 发电煤粉锅炉燃料分类表

类 别		煤质着火特性		灰 分 $A_{ar}(\%)$	水 分 $M_{ar}(\%)$	硫 分 $S_{t,d2}(\%)$	灰分软化温度 ST(℃)
		$V_{daf}(\%)$	$Q_{net,ar}(\text{MJ/kg})$				
无烟煤		$V_1 > 6.5 \sim 10$	> 20.91	$A \leq 24$ $A_2 > 24 \sim 34$ $A_3 > 34 \sim 46$	$M_{ar1} \leq 8$ $M_{ar2} > 8 \sim 12$	$S_{t,d1} \leq 1.0$ $S_{t,d2} > 1 \sim 3$	ST > 1350℃
半烟煤		$V_2 > 10 \sim 19$	> 18.40				
烟煤	I 类	$V_3 > 19 \sim 27$	> 16.31				
	II 类	$V_4 > 27 \sim 40$	> 15.47				
褐 煤		$V_5 > 40$	> 11.70		$M_{t1} \leq 22$ $M_{t2} > 22 \sim 40$		不 限

第二章 煤炭订货与采购

第一节 煤炭订货

煤炭是我国最主要的一次能源,涉及国民经济各部门。煤炭从开采到送达用户,需要煤炭、铁路、交通各单位的共同协作和用户的配合。因此,迄今为止,我国的煤炭一直采用集中订货的方式,即每年一次召开全国煤炭订货会,根据国家下达的煤炭分配计划和调拨方案,供、运、需三方在订货会上协商、调整,随后由产煤省和煤矿安排分矿、分品种、分供货时间的供应方案,在与用户协商取得一致后签订供货合同。合同签订后,由各煤矿提出月度的到站及收货单位明细表和要车计划,报送有关铁路局、港务局安排运输计划、组织运输。订货程序如图 8-2-1 所示。

随着经济体制的改革和市场经济的发展,通过这种一次性的全国集中订货的煤炭份额逐步减少,从过去的 100% 演变到目前的 60% ~ 70%。但是仍然起着主渠道的作用。由于全国集中订货便于国家对煤炭资源的配置和运力的安排以及宏观调控。产、运、需各方人员相对集中一地也便于协商、协调。因此这种订货方式,在相当一段时间里还将保持。尤其对于消耗煤量巨大的电力企业来说,通过这种订货方式,一次性地就可获得基本的保证,在供需矛盾突出的情况下,其作用尤其明显。

但是,这种订货方式有其不尽合理的地方。例如,有些供方不愿走的流向,走了,需方不想要的煤,给了;会议前期平衡计划时间较长,后期订货匆促,未尽事宜多;在供不应求的情况下,市场价高于计划价,供方执行计划的积极性低,合同兑现情况差;在供大于

求的情况下 ,国家计划指导价高于市场价 ,用户落实计划的积极性不高 ,等等。

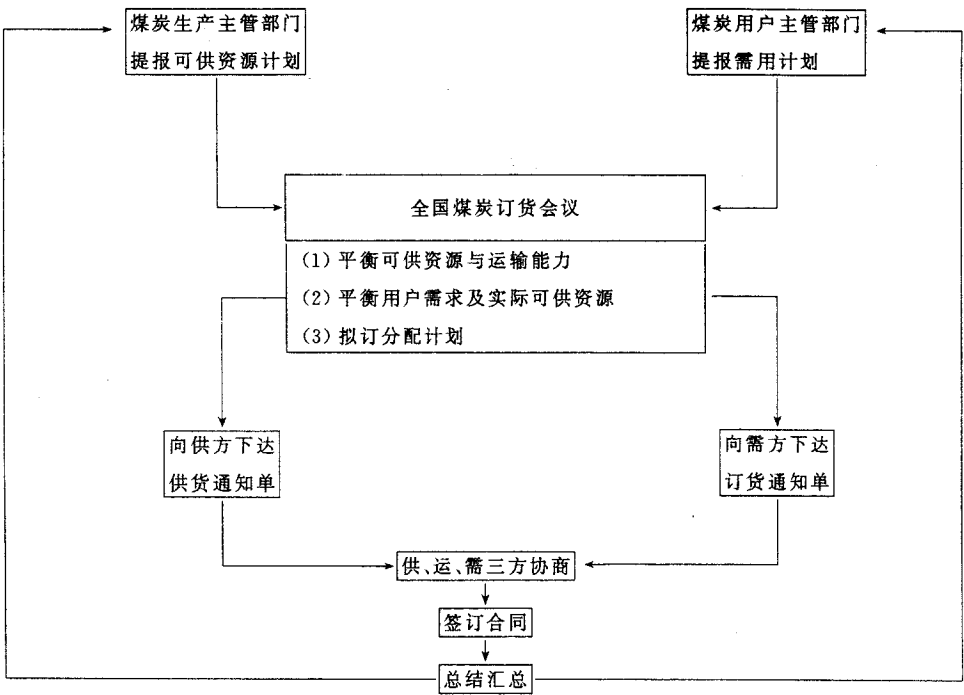


图 8 - 2 - 1 全国集中订货程序示意图

第二节 市场采购

如上所述 ,随着经济体制改革的深入 ,市场经济逐渐发育、完善 ,电力燃料也逐步进入市场 ,电力企业所需煤炭的市场采购份额不断增加 ,目前已达总需用量的 30% ~ 40% ,还有进一步增大的趋势。

市场采购自由度大 ,选择性多 ,价格随行就市。但由于目前我国的市场机制还不够完善 ,以及其他一些因素 ,市场采购的风险较大 ,保证性也差一些。

过去 ,发电用煤全部由国家统配 ,订货会后 ,执行中遇到这样那样的问题时 ,通过向上级汇报 ,依靠政府的行政干预解决。进入市场后 ,行政干预少了甚至没有了 ,作为“ 重中之重 ”的电煤 ,与其他用户基本上处于同等地位、同一起跑线 ,一切按市场的规律和法则来运作。因此 ,对电力燃料工作人员来说 ,必须了解市场、熟悉市场法则和法律 ,掌握

市场的脉搏 ,同时 ,也要注重自身的形象和信誉 ,与煤炭的供、运各方协调、协商 ,以及运用价格杠杆来确保电煤的供应。

应该说 ,根据我国的国情和目前市场经济的完善程度 ,在一段时间里 ,保持 30% ~ 40% 的市场采购份额是比较恰当的。这样 ,既有 60% ~ 70% 的统一订货作发电需用的基本保证 ,又有足够的空间可供择优选购价低、质优或适用或掺配需要的矿点、煤种。

第三节 比质比价

为择优选购燃料 ,降低进价成本 ,在订货、采购时做好比质比价工作是十分必要的。比质比价必须先编制燃料比质比价分析表 ,从中选择最优方案。编制分析表需要大量的计算 ,可借助电子计算机来完成。

燃料比质比价表编制方法和程序如下：

第一步 根据煤炭产地、品种、质量、计划平均单价(包括运费、运杂费)和混配比例 ,计算出标准煤平均单价。并编制初始煤种比质比价分析表。

第二步 ,对初始煤种比质比价分析表进行最佳检查。首先检查是否满足锅炉设计对煤质的要求。其次比较哪个方案最佳。

一、列表比较法

为了说明问题 ,加深理解 ,以表 8 - 2 - 1 所示 ,介绍编制燃料比质比价分析表的方法。该例子的原设计值为 : $Q_{ar,net}$ 22.50 ~ 25.50MJ/kg ; V_{daf} 22.00% ~ 25.00%。

表 8 - 2 - 1 燃料品种比质比价分析表

方案	煤 种		煤 质		平均 单价 (元/t)	混配比 例(%)	混配后煤质		混配后煤 质折算单 价(元/t)	备注
	产地	品种	$Q_{net,ar}$ (MJ/kg)	V_{daf} (%)			$Q_{net,ar}$ (MJ/kg)	V_{daf} (%)		
甲	A	混 末	26.34	27.7	59.02	40	24.48	25.21	65.06	
	B	混 煤	22.58	23.4	49.33	50				
	C	混 煤	26.50	24.3	61.30	10				
乙	A	混 末	26.34	27.7	59.02	30	23.33	23.29	59.58	
	B	混 煤	22.58	23.4	49.33	40				
	D	混 煤	20.51	17.9	31.35	30				

方案	煤 种		煤 质		平均 单价 (元/t)	混配比 例(%)	混配后煤质		混配后煤 质折算单 价(元/t)	备注
	产地	品种	$Q_{\text{net,ar}}$ (MJ/kg)	V_{daf} (%)			$Q_{\text{net,ar}}$ (MJ/kg)	V_{daf} (%)		
丙	A	混 末	26.34	27.7	59.02	40				
	B	混 煤	22.58	23.4	49.33	30	23.70	23.70	59.79	
	D	混 煤	20.51	17.9	31.35	30				

从表 8-1-2 所列情况分析 ,甲、乙、丙三个方案都符合锅炉设计要求的煤质标准。但煤种差价和混配后标煤单价各异。若从混配后标煤单价来看 ,乙方案最优 ,丙方案次之 ,甲方案最差。经过分析决定乙方案为采购订货中争取达到的目标。

二、比质比价数学模型

(一)混合后平均收到基低位发热量(X_Q)

$$X_Q = (Q_A P_1 + Q_B P_2 + \dots + Q_n P_n) \times 10^{-2} \quad (\text{MJ/kg}) \quad (8 - 2 - 1)$$

式中 $Q_A、\dots、Q_n$ ——各煤种的平均低位发热量 ,MJ/kg ;

$P_1、\dots、P_n$ ——各煤种混合比例 ,%。

(二)混合后平均干燥无灰基挥发分(X_V)

$$X_V = (V_A P_1 + V_B P_2 + \dots + V_n P_n) \times 10^{-2} \quad (\%) \quad (8 - 2 - 2)$$

式中 $V_A、\dots、V_n$ ——各煤种的平均干燥无灰基挥发分 ,%。

(三)天然煤平均单价(T_g)

$$T_g = T_A P_1 + T_B P_2 + \dots + T_n P_n \quad (\text{元} / \text{t}) \quad (8 - 2 - 3)$$

式中 $T_A、\dots、T_n$ ——各煤种天然煤平均单价 ,元/t。

(四)标准煤平均单价(B_g)

$$B_g = \frac{29.27}{X_Q} \quad (\text{元} / \text{t}) \quad (8 - 2 - 4)$$

三、使用计算机进行比质比价的方法

在实际进行比质比价分析中 ,考察的煤种较多 ,每一煤种又有若干参数要进行分析 ,因此人工分析计算量较大 ,且容易出差错。由于计算繁琐 ,实际不可能进行任意次比较分析 ,以取得最佳的匹配值 ,而直接影响到燃料成本的降低。为此 ,可以借助计算机来帮助我们分析。

示意性程序的编制思路如下：

在进行比较分析时,假设各品种煤的参数(Q 、 V 等)固定不变。在进行一次方案比较时,选定不同的产地、品种、及混配比例作为可变因素考虑,将每个选定品种的煤参数与给定的比例进行计算即得到结果。根据数据的性质,可以设计成两个数据库:燃煤分析固定参数数据库(RFXK.DBF)和混配比例参数数据库(BL.DBF)。RFXK.DBF用于存放煤的产地、品种、热值、挥发分、平均单价;BL.DBF用于存放混配比例(HPBL)。可以在比较分析之前先将所有可能的数据输入到RFXK.DBF中,以供在分析时选用,BL.DBF则用于存放每次比较时选定的各品种煤的混配比例。为了使各混配比例与相对应的煤参烧能够一一对应,在两库之中都建立代码(DM)字段,这样在程序中通过建立两库的关联,即可实现在计算、打印时从RFXK.DBF中选出所需要的参数。

比较分析后,即可打印本次比较结果,每一次的比较方案以双横线“=”区分。

第四节 合 同

无论是全国煤炭订货会上订货还是市场采购,均应签订正式的合同。过去订货会签订的“合同”,仅有数量、流向、到站,无其他任何质量标准,也没有其他供需双方的责、权、利条款,显然已不适应现在市场经济的发展。现行订货会上增加一条“按煤炭送货办法执行”的做法也不符合《中华人民共和国合同法》的规定。《中华人民共和国合同法》自1999年10月1日起施行,签订煤炭购销合同应该按此办理。《合同法》第九章(买卖合同)第十七章(运输合同)的内容实际上已经涵盖了《煤炭送货办法》的全部条款。

签订煤炭购销合同基本内容应包括：

(1)供货单位

是指负责供应燃料的企业名,如 $\times\times$ 矿务局, $\times\times$ 燃料公司。

(2)收货单位

是指负责收货的企业名,如 $\times\times$ 发电厂、 $\times\times$ 电力局。

(3)到站

是指燃料运到的地点。由铁路运输的,到站填写车站名,如南星桥、郑州北。如果是水陆联运,到站填写站名和到达港,如秦皇岛中转上海。

(4)矿别品种

是指商品煤的生产单位和品种,如填写××矿混煤、末煤、粉煤、……。

(5)数量

如指令性计划,要按上级分配计划指标数量签订合同;如指导性计划,上级有分配指标的按分配指标数量签订合同,如上级没有分配指标,或市场采购的,则由供需双方商定数量签订合同。

(6)计量单位

按国家规定,煤炭计量单位为t。

(7)交货方式

交货方式有两种,一种是送货或代运,一种是需方自提。主管部门有规定的,按规定执行;没有规定的,供需双方商定。

(8)交货期限

计划分配的燃料,一般有供货周期的规定。在签订合同时,按季按月交货。《煤炭送货办法》中规定:对大户均衡发运,对小户定旬发运。

(9)品种质量标准

商品煤的质量标准在签订合同中应明确规定。凡是国家有质量标准的,要按标准签订合同,国家无质量标准的,按主管部门的质量标准,或按供需双方协商标准签订合同。

(10)数量、质量验收

是指发电燃料到站进厂后,需方按合同规定的质量标准,对每批燃料数量和质量进行验收。在合同中应明确验收地点、时间、方法,以及发生问题的处理方法和双方应负的责任等。

(11)燃料价格

发电燃料单价,是承付款款的依据,合同中应明确规定燃料品种的单价。凡是国家物价局有统一订价的燃料,按国家规定执行;没有统一订价的燃料,由供需双方协商定价,在合同中明确下来。

(12)结算方式

是指燃料价款的承付方式。在合同中应当明确结算时间、结算银行、帐号和结算单位。发电燃料货款结算,过去主要采用托收承付办法。1994年中国人民银行提出对煤炭、电力、冶金、化工和铁路的货款结算推行商业汇票。

(13)合同附则和签署

附则一般规定合同的有效期限,合同份数及送发单位,未尽事宜的处理和合同变更修改办法等。签署,主要是说明:双方企业名称,企业代表姓名,并加盖公章和代表人签

字,以示合同生效。

第五节 煤炭送货办法

1965年由当时的煤炭工业部执笔经国务院签发颁行的《煤炭送货办法》,是迄今为止我国唯一的煤炭送货的行政法规。随着煤炭产运需情况的发展、变化,有关煤炭送货的煤、铁、交、电各方都认为已不适应目前煤炭送货的实际。因此于1986年仍由煤炭工业部牵头,与铁路、交通及电力各部多次研究,酝酿《煤炭送货办法》修订草稿,报国务院审批。最终因各方意见不一,没有结果。新办法未出台则仍按老办法执行,因此《煤炭送货办法》作为行政法规,有关煤炭的产、运、需各方仍在“按此执行”。实际执行时,因各方均知该办法需修改,故经协商可变通执行。

如,超载罚款按《办法》规定,铁路罚用户。电力部曾于1986年酝酿修订草稿时提议“应由煤矿承付”,现实际执行变通为“用户先向铁路承付再向煤矿收取”。

又如《办法》规定“煤炭的质量,以煤矿的化验和测定结果为准”,如用户有异议,“应将煤矿保存的该批煤炭的证明煤样,交由双方同意的化验机构进行复验。复验结果,双方均不得再提出异议”。这从某种意义上可以说否定了用户对煤质的监督和按质论价的可能性。现在实际执行的煤质验收办法变通为双方共同采制化;在买方市场的形势下,更进一步,出现了以用户的化验结果为准的情况。这些做法,如果供需形势变化了,就难以执行。而不管是什么样的供需形势,一旦诉诸法律,则必定是按《办法》的规定,“以煤矿的化验和测定结果为准”。

再如,对煤炭铁路运输损耗标准,《办法》规定不论距离长短,均为“1.2%”。酝酿修订草稿期间,煤炭部门经与铁路研究后修改为“0~500km按1.2%,每增加500km,增0.3%,至1500km以上一律按2.0%执行”。电力部门作为用户的代表,经多次,大批量的实测统计,提议改为“0~200km按0.6%,201~1000km为1.0%,1001~1500km为1.2%,1500km以上为1.5%,但煤炭、铁路方面有异议,最终仍维持原《办法》规定的不论距离,一律按1.2%计算”。

如上所述《煤炭送货办法》迄今仍是有关煤炭送货方面的行政法规,而且煤炭市场的供需情况经常在变化。因此,从事电力燃料工作的各级、各岗位的工作人员都应熟悉、掌握。但在签订煤炭订货、采购合同时,不能简单的只签上“按《煤炭送货办法》执

行”一句话,而应按上面所讲填写详细的条款,以免执行时产生矛盾或处于被动的境地。

全国人大常委法制委关于《中华人民共和国合同法》的说明指出:“过去制订的行政法规,凡是与合同法规定不符的,要加以修改,有些要废除,但需要一个过渡期,以便做好衔接工作。”

第三章 煤炭计量与检质

第一节 数量验收

煤的数量验收 ,根据运输工具的不同 ,分为对火车、船舶两种运输工具来煤的验收。

一、火车运输计量

目前火车运煤计量普遍采用轨道衡。虽然因条件限制 ,尚有部分电厂未安装轨道衡而仍以尺检测比重换算的办法进行数量验收 ,并获得煤矿、铁路的认可。但这种办法 ,既繁琐又有较大的误差 ,故只能作为临时措施。因此 ,本文只讲述轨道衡计量。

轨道衡计量须注意以下几个方面的问题 :

(1)收煤单位所用之轨道衡 ,必须有半年以内的衡检合格证。

(2)车皮自重以标记自重为准。如水洗煤和水采煤 ,过轨道衡以后 ,收煤单位还必须按照《煤炭送货办法》实施细则的第三条规定 ,煤车在过轨道衡后 ,从该煤车上采取煤样化验全水分 ,然后再将轨道衡测量出的到站煤实际质量 ,按公式(8 - 3 - 1)折算成含规定水分的到站煤质量 :

$$G_{dz} = G_{sj} = \frac{100 - M_{sj}}{100 - M_{j1}} \quad (8 - 3 - 1)$$

式中 G_{dz} ——含规定水分的到站煤质量 t ;

G_{sj} ——轨道衡测量出的到站煤实际质量 t ;

M_{sj} ——到站煤实际全水分, % ;

M_{jl} ——规定全水分上限(洗混、末、粉煤为计量水分), %。

上列公式中 G_{dz} 按《煤炭送货办法》规定的含义为“含规定水分的到站煤质量”, 实际执行中, 对“规定水分”理解不一, 有的改为“矿方化验”, 有的则明确为“计价水分”。

(3) 轨道衡分动态和静态两种。车辆动态过衡与静态过衡其称量出来的质量是有误差的。动态过衡时车辆通过的速度越快, 误差越大, 这是因为质量与速度有关。相对而言, 静态过衡比动态过衡准确, 慢速过衡比快速过衡准确。但是, 当动态过衡的速度缓慢时, 这种“速度误差”很小, 可以忽略不计。因此, 动态轨道衡都有限速规定, 在实际操作时必须严格控制。

(4) 另外, 衡器都是有公差的。由于煤矿与电厂之间的供煤量大, 有时由公差引起的累计误差也是比较大的。因此, 对轨道衡的维修管理是十分重要的, 并且必须定期检衡, 力求把公差控制在最小的范围内。

对公差引起的累计误差, 供需双方有矛盾时, 如一方的衡器无半年内的检衡合格证, 应以有合格证的一方计量为准; 如双方都有合格证的, 则以双方衡器公差的平均值作为计量的基准。

按以上方法验收的结果, 如与原发质量(收煤款的质量)相比, 多于原发质量的部分, 即为涨吨量; 少于原发质量的部分, 即为亏吨量。涨吨量, 由用煤单位补交价款和运费; 亏吨量由煤矿退回价款和运费。《煤炭送货办法》虽未对铁路运输的商务记录作具体规定, 但用户可以根据铁路的《货运规则》要求铁路: 煤车到站应与用户办理交接手续, 凡是发生亏吨或涨吨的煤车, 车站均应在当日内编制记录, 交用户转交煤矿, 作为涨、亏吨处理的主要依据之一, 因为无此记录, 有时供需双方争执难定。

二、船舶运煤计量

船舶运煤计量不能用轨道衡, 也不是用量线的方法计算。船舶运煤可以用码头电子皮带秤检斤, 但一般都是用察看水尺来换算载重。

表示吃水的标记叫做水尺。船舶的装货数量可以从吃水水尺多少来计量。水尺数标刻在船头、船尾及船中、左、右侧船壳上。目前通用的水尺有公制和英制两种。

读取吃水时, 看水面与数字相切的位置。例如: 水面刚在“0.4”字体的下边缘时, 则吃水是 0.4m; 当水面淹没“0.4”字体的一半时, 则吃水是 0.45m; 当水面刚淹没“0.4”字体的上边缘时, 则吃水是 0.5m。

按水尺计算载重量, 必须察看船舶的首左、首右、中左、中右、尾左、尾右共六面的水

尺取其平均数。

计算公式：

$$T = \frac{T_1 + T_2 + T_5 + T_6 + 2(T_3 + T_4)}{8} \quad (8-3-2)$$

式中 T ——平均水尺；

$T_1 \sim T_6$ ——首、中、尾的左、右六面水尺，其中 T_3 和 T_4 为船中左、右水尺。

察看六面水尺，取平均值来查对载煤质量，一般是比较正确的。但是，当船只发生纵倾，首尾吃水差较大的时候，因为船首船尾形状不对称，用首尾平均吃水查得的排水量，与实际排水量就有些误差了。在这种情况下，可向船方借用该船的静水力曲线图，以纵倾排水量修正曲线（或称纵倾 1cm 排水量变化曲线）来修正，即

$$\text{实际排水量} = \Delta_0 + \Delta \quad (8-3-3)$$

式中 Δ_0 ——根据首尾平均吃水查得的排水量，t；

Δ ——排水量的总修正量，为首尾吃水差 \times 每厘米纵倾修正量。

运煤的船舶大小不一，构造各异，但是各种船舶的装载质量都可以用水尺计量方法求得。由于每种船的结构具体情况不一样，电厂可向航运部门索取每种船只的载重标尺（水尺表），并按照船只水尺表上水尺高低所核定的装载质量进行验收。

（一）海轮运煤的水尺计量验收

交通部门规定：对整船散装货物，水运部门可根据物资单位的要求提供船舶水尺计量的吨数，作为发货单位确定的装载质量。

海轮装运的煤炭吨数较大，为正确计量验收，要求每船编制水尺计量鉴定表。

例如，某轮由连云港装运烟煤到长江下游某电厂码头，当时为夏季，连云港海水密度为 1.023，电厂码头淡水密度为 1.005。装载前先察看空载时的六面水尺，得出平均吃水为 3.05m，换算成海水吃水为 3.04m，从船舶水尺表上查得当时空船总质量为 940t，并换算出船存燃料、淡水、压仓水及常数的质量。装载后再察看满载时的六面水尺，得出平均吃水为 6.91m，换算成海水吃水为 6.90m，并从船舶水尺表上查得总载量为 6230t。这时，船存燃料、淡水、压仓水及常数的质量已变为 530t。因此，该航次船载煤量为 6230 - 530 = 5700t。

经船港双方共同鉴定，确认本航次承运煤炭为 5700t。

（二）拖驳运煤的水尺计量验收

拖驳在外港装煤时，由于外港的风浪大，水尺反映往往不准，进入内港到电厂码头靠泊风浪小，水尺较准确，所以也要和海轮一样，既要“看”重载水尺，也要“看”空载水尺，以

进一步核对起驳交接单上的空载水尺是否相符。拖驳虽比海轮小,但水尺差错也直接影响到计量的准确性。例如,长江航运局装载量为 1550t 的甲板驳,平均水尺相差 0.01m,煤炭质量就差 8t,占总载质量的 0.52%,相差 0.03m,则为 1.53%,已经超过水运煤的最大自然减量了。

有的内河拖驳虽有水尺计量装置,但多次验收发觉不准,可以通过码头磅秤过磅或者卡车过磅的办法,对船的装载量进行鉴定。如果发现水尺计量与过磅质量有差距,可与航运部门联系,要求调整。

有些吨位较小的内河拖驳,仅划有重载水线而无水尺计量装置。对这类船只可以根据航运部门核定的载重量,以看水线的方法进行验收。但是,这种方法只能达到基本准确。有时也可以抽查过磅进行校核,发现船方核定的载重量与过磅重量有差距时,可向船方提出,要求调整该船的载重量及索赔。一般说来,这种船的载重量估算的居多,给电厂的计量验收带来困难。原电力工业部《关于燃料管理若干问题的规定》要求按船的吃水深度计量来煤的发电厂,在上煤码头上安装皮带磅秤,改用皮带磅秤计量或以此检验船舶水尺载重量。

无论是海轮还是拖驳运煤,到厂验收必须认真察看卸净后的空载水尺。因为船舶的重载吃水是随着空载吃水的变化而变化的。空载吃水不变,重载吃水才是固定的;如果重载吃水正常,而空载吃水却发生变化,必然导致装载量的增减。实际上,船舶长期营运后的空载水尺与出厂时的空载水尺往往发生差异,这是因为船体自重发生了变化了。如果验收资料证明空载吃水与船方提供的载重标尺不符,可要求船方修正,或者厂、船双方协商,按下列公式调整净载重量。即,实际净载重量 = 载重平均水尺换算后的吨位 - (实际空载水尺吨位与出厂空载水尺吨位之差)。还有一种情况,就是没有舱盖的分节驳或其他小船,航运中遇到较大的水浪或下雨,舱内容易进水却又不易排出,船到厂检水尺时往往超过船舶交接单水尺数据。如果按实测水尺计算载重量,显然是不符合实际情况的。这时,可在船内取煤样化验煤炭的全水分,与该煤种级别的全水分上限作比较,并计算其超水分部分的质量,从水尺换算质量内予以扣除。另外,卸完煤炭后驳船内如果还有积水,可视同实际“零”位水尺,进行折算后一并予以扣除,即为实际载重量。

关于船存燃料、淡水、压仓水和常数也是变化的。一般情况下,这些数字由船方提供,电厂可以进行复核。

第二节 质量验收

煤的质量验收包括内在质量和外在质量两部分的验收。外在质量验收,主要是严防煤中夹杂雷管、铁器、炮线、柴草、木块、泥土、砂石等混入煤场。一般情况,发现这些杂物,拣出剔除,情况严重的,则需做好现场记录,并通报供煤单位,要求采取措施,情况特别严重的,则可通知供煤单位来人共同处理,或采取暂停发煤的措施。经过近几年的整顿,这种情况很少发生。因此,煤的质量验收,一般意义上仅指对煤的内在质量的验收。

对进厂煤的质量验收,主要是对矿方供煤进行质量监督和按质计价。因涉及电力企业以外的单位和煤款的结算承付,所以采制化必须按国家有关规定执行,无论是怎样、制样以及化验,严格按国际要求操作,而不能自定企业标准,更不能随心所欲。当然,在某些特定的情况下,供需双方共同商定具体操作的标准,或者简化操作,共同遵守。

第三节 入炉煤的计量与检质

入炉煤的计量、检质与进厂煤的计量、检质不同,入炉煤的计量、检质不涉及电力企业以外的单位,因此执行的不一定是国家标准而可以是企业标准。

一、入炉煤计量

入炉煤计量采用电子皮带秤。

电子皮带秤的允许误差为 0.5%,在运行状态下,往往误差就更大。一个年耗煤 200 万 t 的电厂,就按皮带秤允差 0.5% 计算,年终盈亏 $\pm 10000\text{t}$ 。应当说这是在允许范围内的年误差量,但是 10000t 煤会引起煤帐收、支、存不平衡。为了防止年终出现大盈大亏现象,按部颁《燃料管理条例》规定,每月调整一次由于皮带秤允差而引起的月误差量。其调整方法如下。

根据静态秤(允差 0.1%)称取实物,校验电子皮带秤,以静态秤称量为准,调整电子皮带秤在运行状态下的正负误差值。可按下式计算:

$$T_{rl} = T_{jl} \times \frac{R_1 + R_2}{2} \quad (8-3-4)$$

式中 T_{rl} ——入炉天然煤实际耗用量, t;

T_{jl} ——计量装置(皮带秤)计量的数量, t;

R_1 ——计量装置(皮带秤)校验前误差值, $\pm\%$;

R_2 ——计量装置(皮带秤)校验后误差值, $\pm\%$ 。

另外,由于煤中的水分变化,引起煤的质量变化。为了消除由此而影响计量的准确性,可按如下公式调整:

$$T_{yh} = B'_{yh} \frac{100 - M_{rl,ar}}{100 - M_{jc,ar}} \quad (8-3-5)$$

式中 T_{yh} ——月耗用天然煤量, t;

$M_{rl,ar}$ ——当月入炉煤平均收到基水分, %;

$M_{jc,ar}$ ——当月进厂煤平均收到基水分, %;

B'_{yh} ——月耗用入炉煤量, t。

例如,某电厂某月进厂煤为 15 万 t,平均收到基水分为 10%,入炉煤为 12.1 万 t,平均收到基水分为 8%,收到基低位发热量为 20910kJ/kg。按式(8-3-5),则得月耗用天然煤量为:

$$T_{yh} = 12.1 \frac{100 - 8}{100 - 10} = 12.3688 \text{ 万 t}$$

如果不调水分差,入炉煤 12.1 万 t,直接进帐,这样帐面实际支出(耗用)12.1 万 t 煤量比调水分差后的 12.3688 万 t 少支出煤量 2688t,会造成库存煤量虚增,当月末盘煤时,就会出现盘亏。

但是,由于调整了入炉天然煤的水分差,必然引起入炉煤低位发热量的变化。为此,必须按(8-3-6)公式调整入炉煤的低位发热量,即

$$Q_{net,t} = \frac{B_{yh} \times 29.27}{T_{yt}} \quad (8-3-6)$$

式中 $Q_{net,t}$ ——调整水分差后入炉煤的月平均收到基低位发热量 $\times 10^3$ MJ/kg;

B_{yh} ——调整后的月发电耗用标准煤量, t;

T_{yt} ——调整水分差后天然煤耗用量, t。

入炉煤正确计量的目的主要是为了正确统计消耗的煤量并以此计算出每发电 1kW·h 所需的天然煤量。一般说来,如果坚持每月定期实物校验调整电子皮带秤的误差,同时调整水分变化引起的煤的质量误差,应该说,计量是正确、可信的。无需再以煤场存煤量

的大量“盘盈”、“盘亏”来适合以反平衡方法计算求得的天然煤耗率。

二、入炉煤检质

入炉煤检质的主要目的是监督入炉煤的质量、供运行操作参考并据此计算发电标准煤耗。因此,入炉煤检测的项目与进厂煤(商品煤)的检测项目不一样。还由于各厂烧用的煤种不同,燃烧操作需要掌握的煤质指标也不完全一样,因此各厂对入炉煤检测的项目和要求也不尽相同。

原能源部颁行的《燃料检验工作全面质量管理准则》规定,入炉煤检测应采取原煤样。因为经磨制后的煤粉中已混和制备煤粉时掺入的干燥剂(热空气)的热量。实际测定也证明了原煤样与粉煤样的 $Q_{\text{net, ar}}$ 有一定的差距,原煤样更具代表性。

入炉煤应安装机械采样装置,装置的技术标准须符合部颁《火电厂入炉煤机械采样装置技术标准》的规定,并经常注意维修、调整,特别是刮板装置一定要符合标准。

第四章 煤种混配和掺烧

众所周知,电站锅炉是按特定的煤种进行设计的,因此投入运行后只能烧用设计煤种或与设计煤种的煤质属于同一类级的煤。而实际上,由于煤炭产、运、需多方面的原因,现行火电厂进的煤往往是质量差异较大的多种煤种。因此,必须将多种煤混和配制成锅炉适用的煤入炉烧用,才能保证锅炉安全、经济、高效率的运行。

另外,燃料费用占火电厂生产成本的比重高达 70% ~ 80%,随着市场经济的发展,煤炭市场的开放,电厂有可能在保证锅炉安全、经济运行的基础上,同时选用几个煤种搭配燃烧,以降低燃料费用。

还有,随着电网容量的增加,供用电矛盾缓解,电网的调峰任务日趋繁重,要求大量机组较长时间在 30% ~ 50% 低负荷下运行,为保证低负荷下稳定燃烧,也需要调制煤质。而煤质指标,如挥发分、发热量、灰分、水分、硫分等具有可加成性。这就为混配、掺烧提供了广阔的空间。

第一节 配比的约束条件

假定有几种煤,各种煤的配比为 X_1 、 X_2 、 X_3 、 X_4 、...、 X_n 。则首先必须满足下列两个约束条件,即

$$X_1 + X_2 + X_3 + X_4 + \dots + X_n = 1 \quad (8-4-1)$$

$$X_1 \geq 0, X_2 \geq 0, X_3 \geq 0, \dots, X_n \geq 0 \quad (8-4-2)$$

一、挥发分 V 的配比

如上所述,对于具体一台锅炉,挥发分不能小于某个低限 $V_{daf,min}$,以维持低负荷燃烧的稳定,挥发分也不能高于某个上限 $V_{daf,max}$,以防止燃烧器喷口烧坏或其它事故。由此,构成了两个约束条件:

$$X_1 V_1 + X_2 V_2 + X_3 V_3 + \dots + X_n V_n \geq V_{daf,min} \quad (8-4-3)$$

$$X_1 V_1 + X_2 V_2 + X_3 V_3 + \dots + X_n V_n \leq V_{daf,max} \quad (8-4-4)$$

二、发热量 Q 的配比

一般说来如果煤的灰熔点较高的话,发热量宜高不宜低。入炉煤发热量技术低限值主要根据燃烧的稳定性而制定的。因此,构成的约束条件为:

$$X_1 Q_{net,ar1} + X_2 Q_{net,ar2} + X_3 Q_{net,ar3} + \dots + X_n Q_{net,arn} \geq Q_{net,arm} \quad (8-4-5)$$

三、灰分 A 的配比

煤中的灰分含量越低越好。折算灰分所要求的约束条件为非线性约束条件,需转换成线性。可同时用发热量和下式两个线性约束条件来替代:

$$X_1 A_{ar1} + X_2 A_{ar2} + X_3 A_{ar3} + \dots + X_n A_{arn} \leq A_{arm} \quad (8-4-6)$$

四、水分 M 的配比

煤的水分含量也是越低越好。收到基水分不应超过上限值 M_{arm} ,则约束条件为:

$$X_1 M_{ar1} + X_2 M_{ar2} + X_3 M_{ar3} + \dots + X_n M_{arn} \leq M_{arm} \quad (8-4-7)$$

五、硫分 S 的配比

煤的折算硫分 S_z 越大,酸露点越高。硫分的配比主要考虑降低入炉煤的酸露点,使烟气中的硫酸蒸汽不致于在尾部受热面上凝结。同样,可同时用发热量和下式两个线性约束条件去替代折算硫分的非线性约束条件:

$$X_1 S_{tar1} + X_2 S_{tar2} + X_3 S_{tar3} + \dots + X_n S_{tarn} \leq S_{tarm} \quad (8-4-8)$$

六、灰熔点 ST 的配比

灰的熔融特性对锅炉运行影响很大。固态排渣煤炉在燃烧灰熔点比较低的煤时,将

会产生结渣。液态排渣燃烧灰熔点较高的煤时,又不能顺利排渣。

为了保证炉膛出口对流受热面不至结渣,需要控制炉膛出口烟气温度低于灰分变形温度 DT 以下 $50 \sim 100^{\circ}\text{C}$ 。当 $ST > 1350^{\circ}\text{C}$ 时,炉膛结渣可能性较少。

由于灰熔点的混配比是非线性关系,为了得到线性约束条件,将进行下列转换。灰分组成中含有 SiO_2 和 Al_2O_3 越多,灰熔点愈高。含有 Na_2O 、 CaO 、 Fe_2O_3 越多则灰熔点愈低。

煤炭科学研究院推荐采用下列近似公式:

$$ST = 26\text{Al}_2\text{O}_3 + 10(\text{SiO}_2 + \text{TiO}_2) + 7(\text{CaO} + \text{MgO}) + 8(\text{Fe}_2\text{O}_3 + \text{Na}_2\text{O} + \text{K}_2\text{O}) \quad (^{\circ}\text{C}) \quad (8-4-9)$$

由于灰分与煤的配比是线性关系,则 ST 的下限为 ST_m 时,约束条件为:

$$26 \sum_{i=1}^n X_i(\text{Al}_2\text{O}_3) + 10 \sum_{i=1}^n X_i(\text{SiO}_2 + \text{TiO}_2) + 7 \sum_{i=1}^n X_i(\text{CaO} + \text{MgO}) + 8 \sum_{i=1}^n X_i(\text{Fe}_2\text{O}_3 + \text{Na}_2\text{O} + \text{K}_2\text{O}) > ST_m \quad (8-4-10)$$

以上全面地分析了煤种混配时可能出现的所有约束条件。对于某一个电厂,可根据具体情况,选择其中的一部分作为约束条件。

第二节 配比的计算方法

在要求达到一个约束条件,且只有两种煤混配时,配比可采用下列简单计算方法:

两种煤混配时,具有两个配比 x_1 和 x_2 未知量,需要建立两次方程才能求解。首先,按公式 (8-4-11) 可知:

$$x_1 + x_2 = 1 \quad (8-4-11)$$

然后根据配煤要求,选出约束条件。如要求配煤挥发分不低于 $V_{\text{daf},\text{min}}$,按式 (8-4-12) 测:

$$x_1 V_1 + x_2 V_2 \geq V_{\text{daf},\text{min}} \quad (8-4-12)$$

考虑到混煤的不均匀性和其它实际情况,取一个富裕量 D ,则上式转换成下列方程:

$$x_1 V_1 + x_2 V_2 = D + V_{\text{daf},\text{min}} = V \quad (8-4-13)$$

式中 V ——混配后干燥无灰基挥发分含量。

根据方程 (8-4-11) 和 (8-4-13) 可得解：

$$x_2 = \frac{V - V_1}{V_2 - V_1} \tag{8-4-14}$$

$$x_2 = 1 - x_1 \tag{8-4-15}$$

如要求配煤后低位发热量达到 $Q_{ar,net}$,公式 (8-4-14) 可改写成

$$x_1 = \frac{Q_{ar,net} - Q_{ar2,net}}{Q_{ar1,net} - Q_{ar2,net}} \tag{8-4-16}$$

当有三种煤混配时 ,则有配比 x_1 、 x_2 和 x_3 三个未知量 ,需要三个联立方程才能求解。除了公式 (8-4-1) 之外 ,必须根据配煤要求 ,选择两个约束条件转换成方程式 ,才可联立求解。如果实际只有一个配煤要求约束条件 ,则需要按具体情况补充一个条件。如 ,可根据煤价首先确定一种煤的配比 ,或根据煤的货源情况确定一种煤的配比 ,等等。

第三节 配煤均匀度的测定

多种煤混和配制后须测定配煤的均匀度。其中 A_{ar} 、 M_{ar} 、 V_{daf} 、 $Q_{ar,net}$ 等分析值 ,以哪一些分析值作为依据 ,取决于混煤要求的约束条件以哪一种为主。

对于煤粉炉 ,一般在锅炉右侧或左侧给煤机上采样。每个子样采集时间间隔为 3min ,每小时共采子样 20 个 ,然后将 20 个子样混合 ,制成一个分析试样。8 小时可得到 8 个试样。分别测定 A_{ar} 、 M_{ar} 、 V_{daf} 或 $Q_{net,ar}$ 。可以认为这四个分析值的平均值代表全体的真实值 ,记为 \bar{A}_{ar} 、 \bar{M}_{ar} 、 \bar{V}_{daf} 、 $\bar{Q}_{net,ar}$ 。则标准误差可写为：

$$\sigma_1 = \pm \sqrt{\frac{\sum (A_{ar} - \bar{A}_{ar})^2}{n}} \tag{8-4-17}$$

$$\sigma_2 = \pm \sqrt{\frac{\sum (M_{ar} - \bar{M}_{ar})^2}{n}} \tag{8-4-18}$$

$$\sigma_3 = \pm \sqrt{\frac{\sum (V_{daf} - \bar{v}_{daf})^2}{n}} \tag{8-4-19}$$

$$\sigma_4 = \pm \sqrt{\frac{\sum (Q_{net,ar} - \bar{Q}_{net,ar})^2}{n}} \tag{8-4-20}$$

式中 n ——试样份数。

因此 配煤均匀度被定义为：

$$M = \frac{n - n'}{n} \times 100\% \quad (8-4-21)$$

式中 n' ——煤样误差超过标准误差的试样个数。

第五章 动力煤的贮存和煤质管理

煤炭是大宗的产品,在我国 1998 年的 12 亿 t 左右的煤炭产量中,有近 10 亿 t 作为动力煤,其供应量之大,使用面之广是其他物资所不及的。煤炭是我国的主要能源,既是生产资料,又是生活资料,既要面对各行各业,又要面对千家万户,而煤的产地与用煤企业往往相距甚远,如我国煤炭资源多分布在山西、陕西、内蒙、新疆、河南、贵州及黑龙江等西部和北部地区,而我国经济发达,煤炭消耗量较大的东部沿海七省(辽宁、河北、山东、江苏、浙江、福建和广东)和京津沪三市,煤炭资源和产量相对比较少,许多高耗能产业和人口集中地区远离煤炭产地,这就必然形成“北煤南运”和“西煤东运”的局面。因此做好煤炭的调运和供应工作就是一项与国民经济的发展和人民生活密切相关的大事。

从煤矿把煤炭送到用户使用,就要经过加工、运输、贮存、分配和销售等环节。对动力煤来说煤炭贮存和运输就是重要环节。从矿山到使用地点,任何原料的生产都涉及到在运输途中的许多地点贮存该原料的问题,煤炭也不例外,随着电厂和工业部门用煤量的不断增加,大量的煤炭要通过火车、轮船、驳船和汽车或其它运输方式如管道输送等运到不同地区和不同用户,这就需要在一种运输方式和另一种运输方式之间或同一种运输方式对不同用户之间的转运点上设置不同规模的贮煤和装卸设施,以应付不同运输方式的进度计划和满足用户对煤炭供应的需要。煤的贮存是在煤炭运销过程中提供一个缓冲的场地,以适应两个衔接部门之间在煤炭处理速率上发生短期起伏变化的需要,使大量煤炭在平均设计处理的速率下运行,从而均衡地满足用户的需要。

在以煤为主要燃料的火力发电厂或其他以煤为动力燃料的工厂和民用燃料供应公司中,有服务于两个目的的贮存类型,即暂时的贮存和固定的贮存。暂时的贮存是指立即可以运到重新起用燃烧装置的主要设备作用的范围以内,或者使之靠重力自己流到主

要贮煤设备内,例如在燃煤电厂中指供锅炉用煤起着缓冲和备用的煤堆或煤仓,以利于燃烧过程工况的调节,其贮存时间大约可供 8~16h 的耗煤量;固定的贮存就需要第二级的或辅助的设备才能重新起用,在燃煤电厂中通常是指可供大约 60d 耗煤量的压实的煤堆,对供应一般动力燃料或民用燃料的燃料公司则需根据煤源的远近、品种的不同、耗煤量的大小和交通运输等具体情况设计不同规模的压实煤堆,其最低保证存煤量亦应在 60d 或更长一些时间。为了保护环境和防止煤的损耗变质,煤堆要压实密封和防止风吹雨淋。

本章所述动力煤的贮存主要是煤的固定贮存,这类贮煤场大部分设在大型火力发电厂,动力用煤耗量较大的大型企业,外贸港口转运煤场,各省、市、县的燃料(煤炭)公司的贮煤场和煤矿自备的落地煤贮存煤场。

第一节 我国动力煤贮存现状

我国动力煤贮存主要有煤矿、港口、燃料公司和大型燃煤电厂四种类型贮煤场,其现状如下:

一、矿区贮煤场

大同矿务局是我国目前最大的动力煤生产基地,也是主要的煤炭输出地区之一,煤炭运销全国 24 个省、市、区,1997 年产煤炭约 3400 万 t,每天生产量低峰时期 5~6 万 t,高峰生产约 11 万 t 以上,煤炭贮存和铁路交通运输是困扰着煤矿经济发展的主要因素之一,局所属 14 个煤矿普遍存在着贮煤场地小。落地煤量大的煤场只有 10 万 t 贮煤能力,小贮煤场只有 3~4 万 t 贮量,仅可以贮存几天的煤炭生产量,以缓解火车车皮紧张等问题。由于大同煤易自燃,1990 年仅自燃损失就达当年总产量的 0.5%~1%,直接经济损失上千万元。加上风吹雨淋等自然损耗,损失就更大。

煤峪口矿是大同矿务局的一个中型煤矿,从一定程度上代表着局动力煤生产和管理水平,年产煤 220 万 t 以上。煤炭从井下经皮带输送机送往贮存能力为 10 万 t 的贮煤场,也可以直接进入煤仓装火车外运,由于煤场占地仅约 800m²,周围又没有用于煤堆翻垛的空地,故一般情况下,煤是从井下容积为 800t 的煤仓直接装车,经精度为 0.2%轨道衡计量外运,每次装车 20 节,装车速度平均每五分钟一节。目前由于煤炭市场疲软,供

过于求,在煤矿落地煤场贮存呈饱和的情况下,根据销售量和车皮运输能力进行生产,而堆存在煤场的 10 万 t 煤则听任风刮、雨水冲刷而自然消耗,或由于自燃而损失。目前的煤矿贮煤场存煤时间少则几个月,长则 2 年有余。而没有任何防风、防雨和防自燃措施,这在煤矿是普遍现象。

二、港口贮煤场

秦皇岛港担负着北煤南运和对外出口煤炭的重任,有深水煤炭专用泊位 13 个,可停最大吨位 7.5 万 t 船舶。港务局下属四个装卸公司直接担负着煤炭装卸任务,其中,第一装卸公司煤场面积约 24 万 m^2 ,最大堆存量 150 万 t,共有卸车、装船生产线各六条,最大卸车效率为 3600t/h,最大装船效率为 6000t/h。第三装卸公司煤炭堆存处有 26 块场地,最大堆存量为 50 万 t,主要设备有螺旋卸车机、大型堆取料机、装船机、皮带运输机等。第六装卸公司是“煤三期工程”的直接使用单位,此工程是与大秦铁路相配套的专业化码头,公司煤场面积约 25 万 m^2 ,最大堆存量 170 万 t,煤炭装卸工艺先进,具有完整的电子程控系统,全部操作由电脑集中控制,煤场卸煤采用二台“串联三翻双定位翻车机”,一次三车,每台卸车能力为 4800t/h,可以原车直接装船作业,亦可翻车堆取料装船作业,装船采用二台大型装船机,每台装船机的最大通过能力设计为 7 500t/h,实际为 6000 ~ 6500t/h,最大装船效率为 12000t/h。第七装卸公司是“煤四期工程”的使用和管理者,主要依托大秦铁路将来自山西、内蒙、陕西等地煤炭运往华东、华南等地和日本、韩国、东南亚和欧洲等;“煤四期工程”拥有 3.5 万 t 泊位两个,10 万 t 泊位一个,设计年通过能力为 3000 万 t,以后将增加到 4000 万 t,全部设备配有先进的计算机管理网络,技术水平和现代化程度堪称世界一流,煤炭堆存场地面积约 35 万 m^2 ,可堆存煤炭 230 万 t。

秦皇岛港总计煤炭贮存面积约 80 万 m^2 以上,堆存量达数百万 t,可保证无船时正常接煤车,无车时正常装船。据 1994 年统计,港年吞吐煤炭约 6 300 万 t,其中销往国内煤炭 4 700 万 t,出口煤炭 1600 万 t,内销煤炭主要流向上海、广东、福建、江苏、浙江等省、市,外贸出口为东南亚(日本、南韩为主)西欧、北美等地。

港口煤炭贮存场地分布在港区,东临渤海湾,内陆是三条铁路的交汇点,铁路和航运极为方便,煤场以露天形式布置,为保证煤炭质量,减少煤炭贮存损失,除设有完善的商品检验设备,除铁、除尘和除杂设备外,还配备了水浇式灭火、动力推土机、漏斗车等进行边捣、边浇水清场灭火,当自燃熄火后及时发运,以防发生二次自燃;三是边取煤边浇水灭火、边装船,并严禁止将火种带上船。

在防止煤炭自燃方面,港区采取了一系列有效措施,取得了行之有效的良好结果。

首先对进港前煤车的监督检查,防止已自燃的煤进入港内,坚持煤炭先运进港先发走的原则,缩短进港煤堆存周期和准确垛量堆存,避免超负荷堆存。此外对易燃煤种做好堆存记录,并分垛堆存,进行重点管理、定期清场,防止老煤底造成自燃。加强堆场巡视,发现热垛现象及时处理和缩短煤场存煤周期,控制煤垛温度升高。

港区在科学管理动力煤贮煤场方面作了许多工作,取得了显著的成绩,但还存在不少问题,例如:

(1)目前因雨水等造成的污水排放是通过深沟直接排到海里,定期清理深沟里的沉积粉煤,大量的污水对大海造成了严重的污染。

(2)应完善煤炭进出港口的计量工作。现在煤炭进港车皮计量方法是每一季度抽查一次,每年4次,每次抽查一个季度中某月实际进煤量的10%,此种抽查计量方法的偶然性很多,它受气候、煤种来源等多种因素的影响,然而出煤装船是以吃水深度根据船的排水量进行计量的,这种船舶水尺计量方法,其允许误差为 $\pm 5\%$,尽管这是当今国际贸易中通用的方法,但我们认为应配以电子皮带秤等其它计量工具作为辅助手段,以提高装煤量的精确性。按照 $\pm 5\%$ 误差范围,一艘5万t级货轮,其装煤误差可达几百t以上。

三、燃料公司贮煤场

上海是我国工业生产的主要基地之一,也是动力煤消耗大区,煤源全部来自煤炭基地调拨,由于它临濒东海,黄浦江直穿上海市,水路运输极为方便,故船舶运输为该市煤炭进出的主要手段。上海不仅是动力煤主要消耗地区之一,也是运往浙江、福建等地的煤炭中转地。

上海总计约有17个大型贮煤场,总贮存能力可达130~150万t左右,煤场大多分布在黄浦江沿岸,分别归上海港务局、上海煤炭装卸公司、上海市燃料总公司管辖。上海煤场分布分散,管理上不仅要考虑到动力煤贮存中所共有的问题,同时还得考虑煤场品种的设置数,充分合理利用现有堆煤场地和空间,以减轻用户增加运输费用,并缓解市区交通拥挤的现象。

上海煤炭装卸公司是上海动力用煤进出的主要装卸公司,有13个千吨级以上泊位,可同时靠泊七艘万吨级海轮,码头分布在黄浦江两岸,公司有效煤炭贮存面积22.6万 m^2 ,最大贮煤场堆存量为84万t。

该公司进煤普遍采用链斗式卸船机、16t带斗门机,出煤采用装船机,以及煤场用斗轮堆取料机、堆扒机,同时采用精度达0.5%的电子皮带秤作计量之用。公司在管理上对日进煤10万t、贮存长达十几天的煤堆组织起护煤组对动力煤场进行防自燃监督保护,

发现测孔温度过高就进行翻垛处理,或翻垛后及时装车、船外运,避免了煤的自然发生,取得了良好的效果。

上海各煤场由于其特定的条件,分布在市区四周,刮风时粉煤飞扬对周围环境污染严重。再则煤堆场地小,十分拥挤,原有设施陈旧落后,雨水和防尘降水等污水普遍不经处理便排入黄浦江,严重污染了黄浦江水源。上海的动力煤贮煤设施与上海的工业生产发展极不相称,仅有个别煤场如一号码头经改造后增设了污水处理厂,配有加压水泵、取水泵、贮水池,生产污水经处理后循环使用,增设了一座有效容积为 1884m^3 的储煤仓,改善了贮煤场的环境卫生和形象。

四、大型火力发电厂贮煤场

唐山陡河发电厂是华北地区的主力电厂,现有装机容量 1550MW ,其中 125MW 机组二台, 250MW 机组二台和 200MW 机组四台,平均每天煤耗 2万 t ,每度电标煤耗 367g 。该厂煤场占地约 $7\sim 8\text{万 m}^2$,总贮煤能力 20万 t ,开滦煤和山西省的动力煤分别占其用煤的 $1/3$ 和 $2/3$ 。

电厂所处地理位置较好,铁路运输十分方便,又临近煤矿,故煤场最低库存量仅要求 7万 t ,也即三天半的用煤量。电厂以铁路运输方式进煤,煤场内设有二台大型翻车机,每台小时进煤量 1500t ,二台同时作业,最大通过能力为 3000t/h ,同时煤场还设有堆煤机、皮带运输机、进煤计量轨道摆秤等设备。

由于电厂煤场总贮量较小,用煤周期较短,故一般情况下不存在煤的自然问题,在解决煤炭降尘方面,采取常用的喷水降尘,由此产生的污水及雨水通过排水沟流入沉淀池,粉煤沉淀,定期外排。煤炭堆存在露天,不可避免地受到雨水冲淋和大风引起的煤尘飞扬产生的损失,此损失估计为 0.95% ,每年直接损失煤炭 $3000\sim 3500\text{t}$,折合人民币约几十万元。

第二节 动力用煤贮存中的问题

一、动力用煤贮存中的损失

根据有关专家估计,在我国煤炭贮存过程中,因风吹损失,雨水冲刷损失,自燃损失

及保管不善造成的损失,每年达 3000 万 t 以上,造成直接经济损失几十亿元。

煤炭储存中的损失,有如下几类:

(一) 自燃损失

据山西大同矿务局提供的资料,贮煤场的自燃损失率约为 0.5% ~ 1%。若我国年产生动力用煤为 10 亿 t,全国动力煤贮煤量取动力煤产量的 50%,则每年自燃损失煤炭近 250 ~ 500 万 t。

(二) 贮煤过程的热量损失

据专家研究,在煤贮存期间,煤的发热量将会减低,对于高变质程度煤,每年大约损失发热量 1%,对低变质动力煤,发热量损失更大。一些研究者又发现,在第一年内,冬季贮存的煤,其热量损失为 1.4%,夏季贮存的煤,发热量损失为 2.1%。另外,据第四届欧洲煤炭利用会议提供的数据称:新西兰贮煤过程中,在煤堆压实的情况下,热量损失在 0.1% ~ 4%,而松散的煤堆其热量损失,一般为 5% ~ 10%,最高可达 15%。我国目前还未见有此类数据发表。

若按上述数据折算,其热量损失率取作 1%,则我国全年动力由于煤贮存而损失的热量折合煤炭至少在 500 万 t 以上。

(三) 煤尘飞扬损失

此项损失是指为了贮存而进行长距离运输中,由于使用无篷火车皮及汽车,因风吹引起的飞扬损失。这项损失与气象条件,煤的水分含量,车皮构造,车皮装满程度,列车行驶速度和运距等因素有关。据有关资料介绍,运距为 1609km(1000 英里)的组合整体列车,风吹损失估计为所运煤炭的 1%。相应地,美国提供的资料显示为 2.2%。现在我国每年动力用煤经火车运输量估计在 6 亿 t 左右,若每 t 平均运距按 500km 计算,风力造成的飞扬损失也至少 300 万 t 以上。

(四) 露天煤场雨水冲刷损失

(五) 其他损失。

指装卸过程,运输过程的漏损,利用过程的损失,及由于管理不善造成的损失等。

由于以上几种损失,每年在贮煤过程中损失的煤炭达 3 000 万 t 以上。

二、动力用煤贮存中造成环境污染

贮煤场的污染,主要包括:

(一) 露天或煤棚煤的粉尘飞扬

我国贮煤场大部分都是露天煤场,在靠近居民点的煤场,由于煤粉的飞扬造成的粉

尘污染,既影响大气质量,危害居民身体健康,又影响周围农作物的生长。因此造成与居民的纠纷事件日增。

(二) 贮煤场污水排放

此类污水,主要是指人工造成的。例如,露天贮煤时所用的降尘洒水,煤堆自燃灭火洒水,各种运输皮带的防止粘连洒水,洗皮带水,冲洗煤堆地坪用水以及季节性雨水的排放等。在这些排放水中,因煤中有的成分(包括极少量的有毒成分)被溶出,或排水中混有微粒煤的粉尘。因此,排入江河湖海,都会造成污染,且随着煤场贮煤量的增大而加剧。随着人们对环境污染问题的日益重视,由于贮存煤炭造成的环境污染,也受到各方面的关注。

三、煤堆的自燃

煤堆的自燃是基于当煤堆中煤在堆存时产生的各种复杂的化学反应所生成的热量速率大于煤堆本身热量散失速率时,煤的氧化作用加剧而造成煤的自燃,贮煤场中煤的自燃造成的损失相当巨大,并且带来火灾和安全等问题,已引起有关部门的重视。

四、管理不善

动力煤的贮存也是一项系统的管理工程,其中既有技术管理也有业务方面的管理,对这方面的管理工作往往被人所忽视,一般认为贮存煤炭只要有场地和空间即可,对在贮煤过程中如何充分利用有效时间空间,保证贮存的煤炭在贮、装、运过程中周转快,利用率高,损耗小,费用省,保安全则注意不够,有的没有健全的为贮煤管理要求的煤炭进出库手续,交接办法、验收和检查制度,有的对用户要求的主要煤质指标不清楚,没有做好按不同煤种进行分堆贮存管理,有的对贮煤的技术管理不重视而造成煤的自燃、飞扬损失、计量损失等,以上由于管理不善甚至管理混乱造成的贮煤损失也是十分巨大的。

第三节 动力煤的贮存方式

由于动力煤的贮存一般多采用较简易的方式,但又因其易自燃和可能对环境造成的污染,因而还需根据具体情况采取一些必要的措施保证安全和防止损耗,在选择动力煤的贮存系统时应遵循以下基本准则。

(1) 要最优化地使用土地, 务求使单位面积达到最大的贮煤量, 并使贮煤符合环境保护的要求;

(2) 要使运输工具能最方便地接近贮存的煤;

(3) 能用最小的工作量使存煤重新使用或运往使用地点;

(4) 能保持贮煤的均匀性和质量, 使所存贮的煤能在较长时间内性质不致发生较大变化;

(5) 要有必要的防自燃等消防措施和设施, 以及防风、洒水、排水设施;

(6) 贮煤费用(包括场地及设施的投资费用和运行费用)要求最低、最经济。

根据以上准则, 现有的贮煤形式一般有三类:

一、露天煤堆方式

是使用最普遍的一种动力煤贮存方式, 其特点是投资少, 设施简单, 技术成熟, 堆放不同煤种有较高的灵活性, 可利用土地的大小、形状和承重条件决定贮煤的高度和数量, 其缺点是堆煤效率低, 煤场占地大。如煤堆平整土地时, 表土层必须剥离, 下面铺设一层碎石块以形成稳固的地基, 在适当位置上要设置排水系统, 煤堆下面不能有各种管道通过。煤堆形式有多种多样, 有斜坡形、圆锥形、圆弧形、方块形、单长条形和双长条型等见图 8-5-1, 可因地制宜采用不同的煤堆形式, 煤堆角度一般在 40° 左右, 大型贮煤场通常采用堆料机、装载机或高架输送机机械等设备, 见图 8-5-2。暂时性的贮煤多采用斜坡形、圆弧形或锥形煤堆, 这类煤堆堆放或重新使用方便, 占地面积较少, 采用机械设备也较简单, 甚至载重汽车或堆土机都可利用。较固定的煤堆多采用方块形或长条形, 要求堆放整齐, 高度适宜, 应根据煤的类别分堆存放, 煤堆高度一般不超过 3m, 以免造成防自燃的困难或煤堆发生自燃难于处理, 长条形煤堆的窄边应当面对主导风向以减少扬尘和氧化作用。采用露天煤堆, 贮煤量可从数百 t 到数万 t 甚至更多, 大型煤堆在进煤时除进行分层压实外, 煤堆表面还要求使用化学品或沥青砂胶喷洒, 干后形成一层表皮而与空气隔绝以防止变质造成损耗和污染环境。

从煤矿到燃煤电厂、工业用户或燃料公司的运输环节中, 各装卸点的煤堆容积可参照采用以下一些指标。

(1) 装船或卸船。根据港口限定的吃水深度要求, 煤堆容积为预定船舶最大装载量的 1.5~2.5 倍。

(2) 列车装车或卸车。煤堆容积为列车最大装载量的 1.5~2.0 倍, 我国大秦线的长大运煤专用列车的装载量约为 8 000~10 000t。

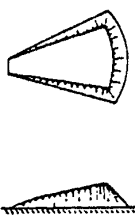
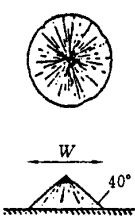
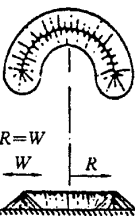
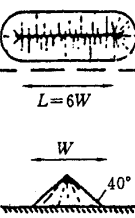
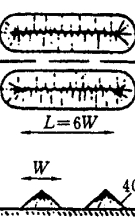
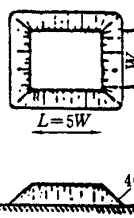
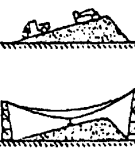
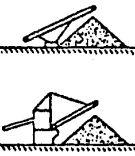
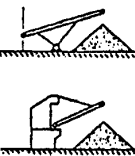
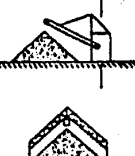
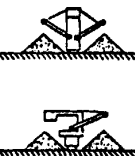
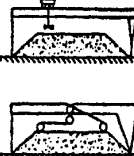
	斜坡形	圆锥形	圆弧形	单长条形	双长条型	方块形
煤堆形状						
设备类型						

图 8-5-1 常见露天煤堆形状

W—宽度 ;L—长度 ;R—半径

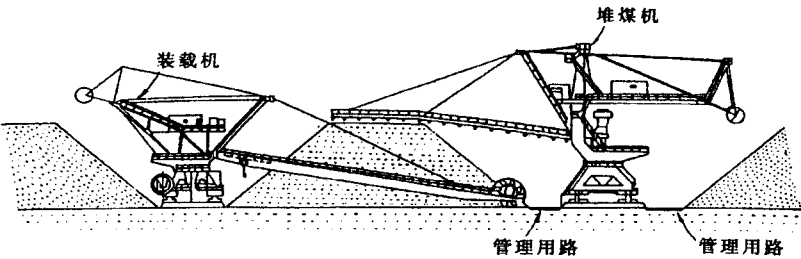


图 8-5-2 露天煤堆贮煤方式及主要设备

- (3) 驳船装船。煤堆容积为每周运输量的 1.5~2 倍。
- (4) 驳船卸船。煤堆容积为 2~3 个作业班的卸货量。
- (5) 载重汽车装车或卸车。煤堆容积通常为每天的运输量。
- (6) 地面运输机运输。煤堆容积为 1.5~2 天的供煤量。
- (7) 燃煤电厂。固定贮存煤堆容量为电厂 2~3 个月的消耗量 ,暂时性的贮煤量取决于电厂负荷的变动情况。

二、筒仓方式

为了提高贮煤效率和利于实现贮煤的自动化 ,常常把煤贮存在圆筒煤仓或其它形式

煤仓内作为露天堆煤的一种补充形式,这种贮煤形式较露天煤堆贮煤方式要贵,而且贮存量受煤仓的容积所限,贮煤量一般较小,通常作为暂时性或过渡性存煤使用,平底的大直径圆筒式煤仓应有多个出口,以保证煤能通过重力自流达到最大的暂时贮存量;高度对直径的比值为2或3的煤仓一般都具有适宜角度的锥形底,通过单一出口供重力自流,煤即从煤仓中流出。筒仓方式贮煤设施见图8-5-3。贮存煤的圆筒仓可用混凝土或钢材建造,断面一般呈圆形,设置单一的或多个的出煤锥形体,以不锈钢为衬里的锥形体具有更多的优点,既可避免悬料又能防止腐蚀。圆筒煤仓或其它形式煤仓的建造需要精心设计和施工,应考虑地面以下的情况,打好地基,以控制不均匀的偏心装载和不均匀的偏心卸出现象。圆筒煤仓和其他形式煤仓具有许多优点,因其设施是密封的,它可以控制煤粉的飞扬和煤中水分含量,并能防风防雨,从而使贮存设施更能符合环保的要求。圆筒煤仓还可通过几个单元同时向单一的重新起用的运输机系统供煤,贮煤效率高,煤场有效利用率比露天煤堆高,动力煤如需进行配煤,圆筒煤仓的优点就更突出。圆筒煤仓或其他形式的煤仓式贮煤的主要问题是基础工程大,设备投资大,因而初期投资高,特别是在松软土地上建造煤仓基础工程费用就更高,另外因其是密封式贮煤,虽然煤炭不易自燃,但一旦发生煤的自燃,则处理更为困难,因此必须加强管理。

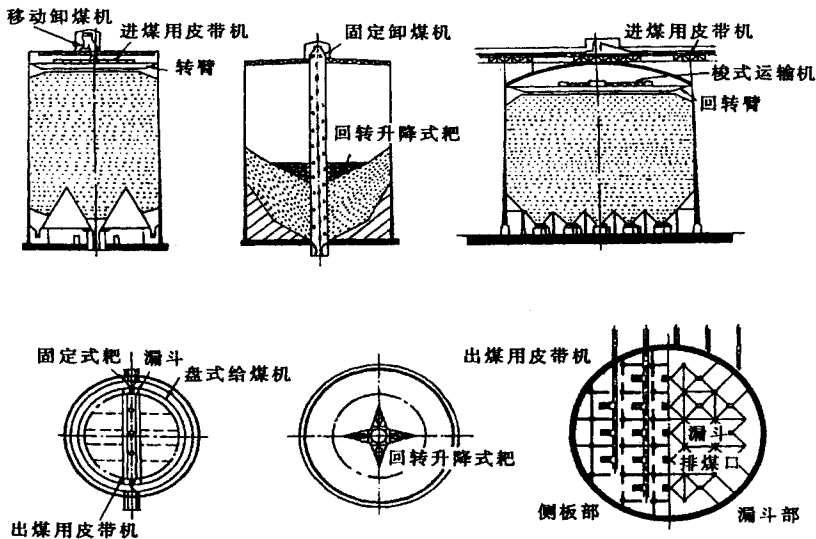


图8-5-3 筒仓方式贮煤示意图

三、厂房式和槽式贮煤

近年来由于环保要求日益提高,对接近人口密集地区贮煤场的露天煤堆,因煤尘和污水的污染,居民意见较大,但全部取消露天煤堆,因投资太大,一时难于实现,因而出现了一种介于堆场贮煤和筒仓式贮煤之间的厂房式贮煤方式,该贮煤方式是设计一个大型的 A - 型屋架结构,安装在 V - 型的带有水泥或钢板衬里的地槽上,见图 8 - 5 - 4A 和 B。煤的堆积是采用高架运输机和安装在屋顶结构脊顶的卸料装置,煤的运出和重新使用是通过在这结构下部地槽内的出煤皮带或自动旋转的给煤机,通过皮带走廊将煤运出厂房。另外几种厂房式或槽式贮煤方式见图 8 - 5 - 4(C ~ F),这些贮煤方式的特点是煤尘飞扬不太严重,污水排放比煤堆少,有利于环境保护,问题是建厂费用较高,但比筒仓式贮煤方式要低。出于经济和技术上的考虑,这种厂房的结构跨度和长度不宜太大太长,因而限制了贮煤的规模。在安全上,厂房式贮煤方式,由于在室内工作,为保证作业人员安全,贮煤厂内要有大型的除尘和通风设备。

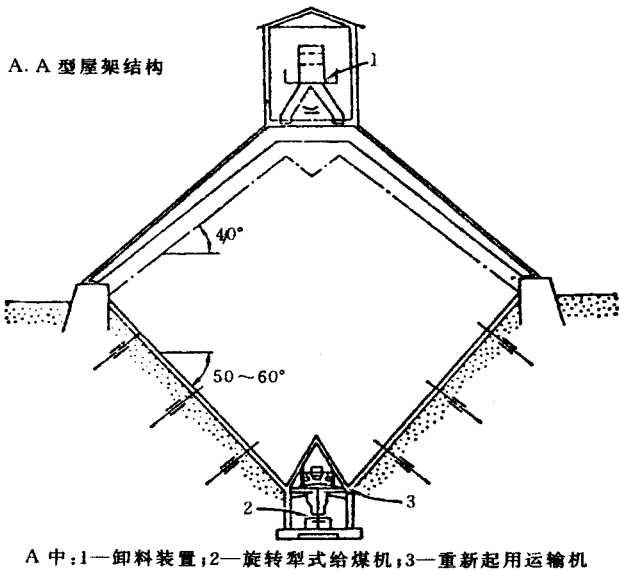
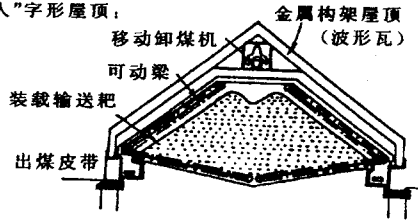


图 8 - 5 - 4 A、B 厂房式贮煤方式之一

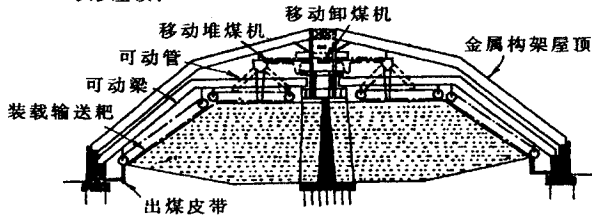
A 中:1—卸料装置 2—旋转型式给煤机 3—重新起用输送机

B. “人”字形屋顶：

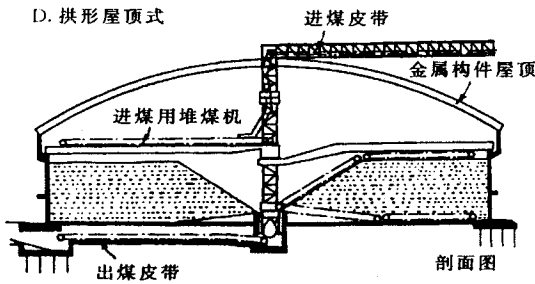


续图 8-5-4

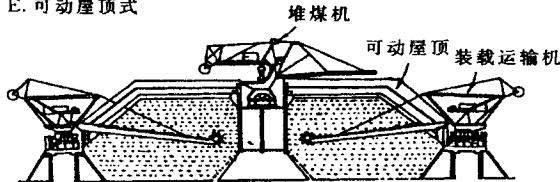
C. 弓形屋顶：



D. 拱形屋顶式



E. 可动屋顶式



F. 槽仓式：

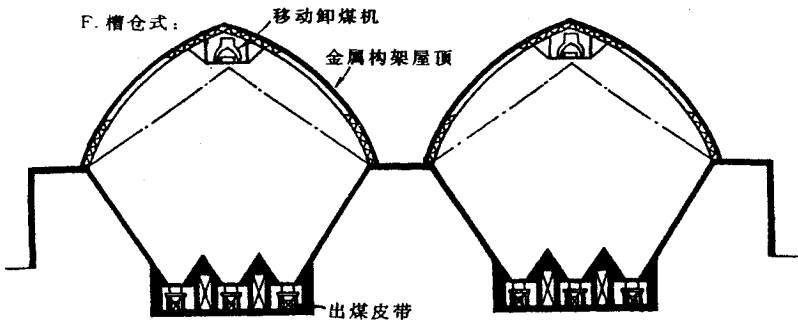


图 8-5-4C~F 厂房式或槽式贮煤

以上介绍了几种不同的贮煤方式 ,它们各有其特点 ,综合起来 ,各种贮煤方式的比较见表 8 - 5 - 1。

表 8 - 5 - 1 各种贮煤方式特点比较

贮煤方式	防止煤尘飞扬	防煤尘爆炸	防自燃发火	排水处理规模	贮煤效率	初期投资	自动化
露天式	难	易	易	大	低	小	难
筒仓式	易	难	难	小	高	大	易
厂房式	较易	较难	较难	较小	中	中	较易

第四节 动力煤贮存的质量管理

煤的贮存管理主要包括业务管理和技术管理。煤的贮存业务管理主要指煤炭贮存期间 ,根据物资贮存的要求而建立的一些必要的制度、手续和规定 ,目的是为了提_高贮存效率 ,保证安全、减少损耗、降低成本从而提高贮煤场的经济效益和保证供应。如煤的进_出库的手续、交接办法、验收和检查制度、煤堆或煤仓的按品种或质量的分堆管理措施、标记、盘点及保管等这些在各贮煤场都建有系统的管理办法 ,本章不予详述。

在本章中主要是围绕煤的质量而进行的技术管理。贮存大量煤炭的露天煤堆、煤仓或厂房式的煤堆 ,首先应该根据煤的类别、品种和粒度组成进行设计 ,贮煤场应尽量避免贮存原煤 ,这是由于原煤易产生粒度离析现象 ,自燃危险较大并且易产生煤尘的飞扬。如贮煤场必须贮存原煤 ,则应限制煤堆的贮煤量。为了减少煤炭堆积过程中粒度离析现象 ,在堆煤时应采取分层堆积的办法 ,每层厚度约 0.5m ,并用堆土机等可移动设备 ,将每层煤压实后 ,再继续堆煤 ,对某些需长期贮存的煤炭 ,有时还应在煤堆不同部位预先设置通风和测温系统 ,尽量减少和及时发现煤堆自燃的危险。在煤炭贮存期间 ,煤的质量缓慢地发生变化 ,如煤的发热量和结焦性都有所降低 ,动力煤每年将损失热量约 1% ,在对动力煤贮存的技术和质量_{管理上}主要应考虑以下三个问题。

一、煤的自燃

动力煤贮存中 ,影响煤质的最主要因素是煤的自燃。煤在堆放时 ,堆积的煤与空气接触 ,被空气氧化而放出热量 ,当这部分热量不能及时散失而在煤堆中积蓄起来就会使

煤堆内部温度升高,当煤堆温度升高后,又会进一步加快煤的氧化过程,而此时放出的热量就更多,研究表明,温度每增加 $8 \sim 10^{\circ}\text{C}$,煤的氧化速率就会加快一倍,煤堆在有空气存在的情况下,煤堆内温度逐渐升高,煤质发生变化,当煤堆内部温度达到煤的着火点时煤就会燃烧,这就是煤的自燃。

对煤的自燃机理的研究国内外已做过大量的研究工作,煤中有机物主要是由碳、氢、氮、硫和氧组成,低煤阶煤中碳含量较低而氧含量高,高煤阶煤则相反,氢和氮的含量变化不大,硫的存在形式除煤中的有机硫外还有无机硫,包括黄铁矿硫和硫酸盐硫。这些成分中易氧化的成分主要为碳和硫。当煤中易氧化的成分与空气中氧发生复杂的反应所产生的热量速率超过煤堆热量散失的速率时,煤堆内温度逐步升高达到一定程度煤即自燃。导致煤堆自燃各步骤情况概括如下:

(1) 当温度为 $15 \sim 30^{\circ}\text{C}$ 时,年轻烟煤和褐煤就开始氧化,随着温度升高,氧化速率加快;

(2) 温度每升高 $8 \sim 10^{\circ}\text{C}$ 时,氧化速率加快 1 倍,这就进一步导致温度的升高,在温度达到 $100 \sim 138^{\circ}\text{C}$ 时,氧化过程就相当快,在煤堆温度超过 77°C 以后,煤堆在 3 天内即可能发生自燃;

(3) 在温度达到 138°C 时,放出 CO_2 、 CO 和水蒸汽;

(4) 当温度达到 232°C 时,煤的氧化过程激烈进行,二氧化碳和水的释放速率增加很快,此时煤的自燃很快就要发生;

(5) 在温度达到 350°C 煤的着火点时,煤就会发生自燃。煤中各种硫化物会加速煤堆自燃的作用。

一般认为煤堆内部温度在 50°C 以下时,煤的氧化进程缓慢,因此,煤堆的贮存温度以不超过 $50 \sim 65^{\circ}\text{C}$ 贮存为宜。但如果在煤堆中通风条件良好,煤在氧化过程中发生的热量能及时散失,即使温度稍高些,自燃现象也不会发生。

造成煤堆自然的因素很多,既有内部因素,也有外部因素。内部因素主要为煤的变质程度、煤岩显微组分、粒度组成、水分和黄铁矿含量,这些与煤堆内温度的升高密切相关。一般情况下,变质程度较高的煤或称高煤阶煤,如贫瘦煤、贫煤和无烟煤等,长期贮存时,煤虽受氧化,但只能使煤质降低而较少发生自然现象,而变质程度较低的褐煤、不粘煤、弱粘煤和长焰煤等随着煤的变质降低,氧化较快,就易自燃,煤的氧化主要在煤的表面进行,煤的粒度越小,表面积越大,其自燃趋势也越大,特别是小粒度煤中夹杂一些其他粒度的原煤,又增加了煤粒间的孔隙,自燃机会就更大,煤中水分的高低是决定煤堆温度上升的重要因素,煤中水分的蒸发潜热和煤的氧化热的平衡决定了煤堆温度的升高,当温升达到 $80 \sim 90^{\circ}\text{C}$ 时趋于平衡,如煤中水分高,这一平衡可维持较长时间,如煤的

外在水分较少而煤种为褐煤时,则此平衡维持时间较短,有可能在 10 ~ 20 天就会自燃。煤堆自燃的外部因素主要有煤堆的形状、高低、堆积条件、杂物情况、风向和风力等都对煤堆与空气接触情况及温度升高有影响,如煤堆中空气量不足,氧化反应就不能继续进行,如空气量远远超过煤炭氧化的需要量,空气就会把煤氧化产生的热量带走使氧化反应减慢,为了防止煤堆的风筒效应常将煤堆铲子或压实,以减少煤的自热而防止了自燃,煤堆中如混有木屑、油毡或纸等易燃杂物,不仅影响煤堆压实效果,而且提供了促进自燃的易燃物。为了防止煤堆自燃,根据煤的自燃机理及多年贮煤的实践,提出以下措施。

(1)在贮煤区域内,应清除所有易着火的可燃杂物,如木片、纸张、油毡、浸过油的破布和易燃化学品等;

(2)贮煤场地应当干燥并有坚固的地面,不应堆存炉渣、干煤粉或其他多孔物质,地坪应当有一定坡度,以利于排水;

(3)应当避免来自地下的蒸汽管线、热水管道、下水道或其他热源的热量,尽量不要在向阳的地面上贮煤;

(4)因空气是从煤堆底部进入煤层并向上循环,应使空气能在煤堆上自由流通,以利于使煤氧化生成的热量较易散失,但最好是将煤堆分层压实,使空气不能循环;

(5)锥形煤堆易于自燃,因较大的煤块往往落在锥体周围的外面,这就为中部煤粉提供了“风筒效应”,这类煤堆只能做暂时贮煤使用,长期贮煤不宜采用锥形煤堆;

(6)要用测温装置定期对煤堆内的温度进行检测,测温点应在煤堆高度的中部,每 4 ~ 5m 应设置一个测温点,且当煤堆内部温度超过 60℃ 后就要采取洒水或将煤堆打开予以冷却降温;

(7)对粒级煤在贮存前可在表面用重质油处理以减少对氧和水分的吸收,如有条件也可在煤堆边坡喷洒一薄层沥青;

(8)对筒仓式存煤可向仓内送入惰性气体,以隔断氧的来源;

(9)在煤堆表面喷洒用于隔离煤与空气的阻燃剂;

(10)对长期贮煤一个最理想的办法是将煤存放在港湾等不流动的水中,就不会氧化、变质或自燃。

二、煤的防尘

煤尘就是能被风吹起的小粒煤粉,煤在贮装运过程中防止煤尘的飞扬是贮煤场质量管理中重要问题,它不但造成煤的损失,也对环境造成较大污染,特别在居民区附近,这问题尤为突出,易产生煤尘飞扬的环节主要有:从火车或卸煤机向煤堆或煤仓落煤时,堆

煤机堆煤时 ,用铲车或轮斗取料机出煤时以及贮煤因时间较长表面干燥而产生的大量粉尘等。

风力对露天煤堆的扬尘影响是明显的 ,对于动力煤贮煤场的固定贮存煤堆一般采用辗压、加防尘罩和喷撒防尘剂把煤堆表面密封即可防止煤尘飞扬 ,采用厂房式在室内贮煤则更为有效。但对暂时贮存的煤堆可采取洒水的方法 ,在煤堆表面保持一定的表面水分就可防止风力扬起煤尘。

(一)各种防尘方法的比较

为了防止煤尘飞扬 ,可采用的方法很多 ,表 8－5－2 列出各种防尘方法及其优缺点。

表 8－5－2 各种防尘方法比较

防尘方法	说 明	优 点	缺 点	成 本
辗压法	该法的主要目的不仅防尘 ,并能防自燃发火。用推土机等将煤堆压实 ,防煤尘飞扬	不仅防尘 ,亦可有效地防自然发火	防尘效果一般 ,不同煤种的辗压程度不一样	费用要比自然堆积时高一些 ,辗压最好与堆煤时间同时进行 ,以最大限度地降低成本
洒水法	是最常用的一种防尘方法。主要在卸煤和贮煤时 ,向煤堆喷雾洒水	易实施 ,对大部分煤的效果很好。对暂时贮煤是最简单有效方法	增加煤水分 ,对粉煤防尘较困难	如已有洒水设备 ,则成本较低
防尘剂法	在单靠洒水没有明显效果时采用。防尘剂有渗透型和覆膜型两种 ,前者主要用于作业时防尘 ,后者用于煤堆长期贮存防尘	容易实施。渗透型可瞬时降尘 ,覆膜型可用于固定贮煤堆防尘	用于贮煤堆时 ,渗透型的持续性差 ,覆膜型在煤堆出现裂隙时会失去效果	费用要比洒水时高一些 ,估计吨煤增加几元
防尘罩法	用于煤堆防尘 ,整个煤堆用塑料膜或网状罩覆盖	防尘效果好 ,亦可用来控制煤的水分	增加日常作业量 ,大风时难实施	因覆盖材料费和作业费等 ,使成本增高
集尘法	在产生煤尘地方安装集尘器 ,回收煤尘。主要用于建筑物内皮带输送机转载溜槽等局部集尘	集尘效果好 ,亦可改善作业环境	限于局部场地使用 ,难于实现大范围集尘	因设备需经常维修和投资较大 ,使成本增高
室内贮煤	室内贮煤 ,可防煤尘产生 ,蓬式结构 ,有简易的 ,也有较复杂的	可完全防止煤尘向室外飞扬	影响室内的作业环境	要增加设施的建设投资。因地形条件 ,有时亦可降低投资

(二)防尘剂的使用

固定贮煤的煤场因贮煤时间较长,将煤堆表面密封起来十分重要,许多种化学防尘剂已经研制出来,主要分两种类型,一种是渗透型,另一种是覆膜型,但它们都是基于同一原理,即将化学防尘剂喷洒在煤堆表面上,使之形成一层坚硬的表层薄膜,使风力不能将煤尘扬起。

有关防尘剂作用的机理示于图 8-5-5,可以看出,这两种防尘剂都有使煤与煤(渗透型)或煤层(覆膜型)凝聚在一起消除可被扬起的小粒煤作用。其中重要的一点是,防尘剂水溶液与煤之间的润湿性必须好,即选择防尘剂时,必须首先考虑煤与防尘剂水溶液的润湿性,才能使防尘剂发挥应起的作用。

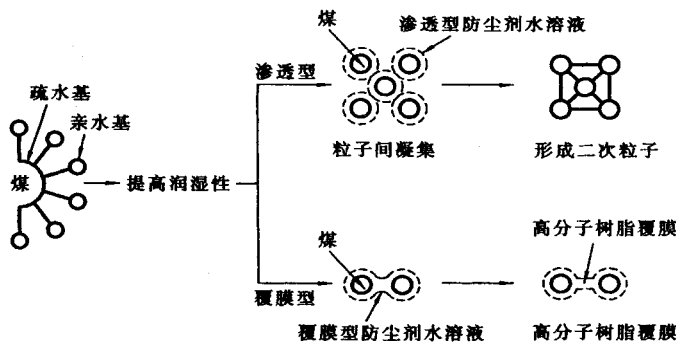


图 8-5-5 防尘剂的作用机理

防尘剂的种类与特点见表 8-5-3。

表 8-5-3 防尘剂种类与特点

种类	说 明	优 点	缺 点
渗透型	这种防尘剂,主要由 PEC 系和其他表面活性剂组成,将防尘剂水溶液渗透于煤或煤粒间,主要靠水分的增加来降尘。 将 0.1%~0.5% 的稀释水溶液洒到输送中的煤里	(1) 有速效性可瞬时降尘; (2) 使用方便; (3) 安全性好	(1) 效果的持续性差,不能用于长期贮煤; (2) 会产生一些泡沫。
覆膜型	将 PVA 等树脂与渗透型防尘剂类似的表面活性剂混合,洒在煤堆表面,并使其干燥,利用树脂膜在煤堆表面形成的覆膜,抑制煤尘	(1) 降尘的持续性好,适于长期贮煤堆使用; (2) 安全性好。	(1) 没有速效性; (2) 煤堆出现裂隙时,将失去作用; (3) 施工操作较困难

三、煤堆水分管理

为了防止煤堆自燃及煤尘飞扬而导致的环境污染和煤质变坏,最常用的方法是向煤堆洒水,向煤堆上洒水有利于防尘和降低煤堆温度而防止煤堆自燃。但向煤堆洒水以后,煤的水分过高,在煤的装、运过程中常出现粘着和堵塞现象,在高寒地区还易结块而造成装卸困难。对电厂等煤粉锅炉来说,将含水过多的煤进入磨煤机前还要进行干燥,从而导致动力消耗的增加和热效率的降低,因此煤堆水分管理也是贮煤场煤质管理中一项重要的内容。

(一) 煤堆水分管理系统

露天煤场的水分管理系统如图 8-5-6 所示。该系统由具有以下功能的部分组成。

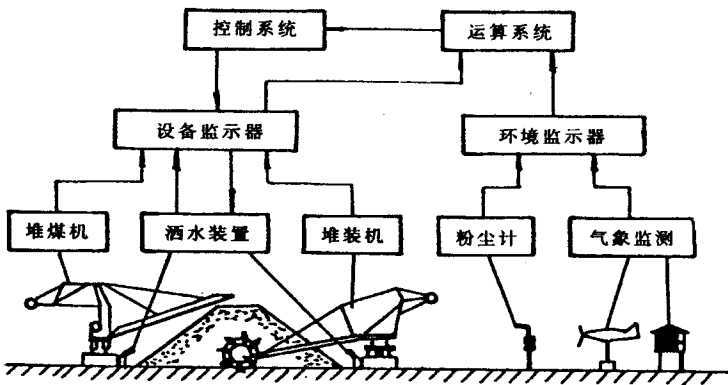
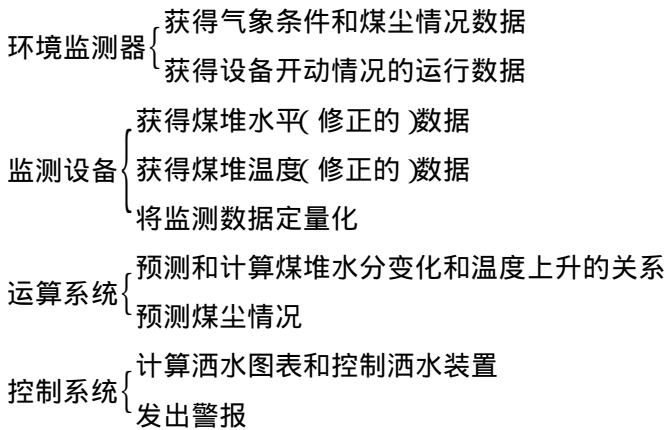


图 8-5-6 煤堆水分管理系统

在煤场设施运行的同时,能根据测出的煤堆水分情况控制洒水装置。

煤堆水分变化由两种情况决定 :一是洒水或降雨后的水分增加 ;二是自然干燥后水分降低。

从监测设备获得煤堆水分的和温度数据 ,与环境监测器获得的粉尘和气象资料结合 ,通过运算系统预测煤水分变化和温度上升的关系以及煤尘情况。如果煤尘或温度超标 ,则通过控制系统洒水 ,使煤堆表面水分维持在最佳防尘和防火水平。

(二)煤堆的最佳管理水分

1. 防尘的最佳水分

煤堆表面的煤尘飞扬(扬尘),只有在风速超过某极限值(开始扬尘风速)时才会发生。如图 8-5-7 所示 ,扬尘开始风速 ,取决于煤堆表面水分粒度组成中细末的多少。

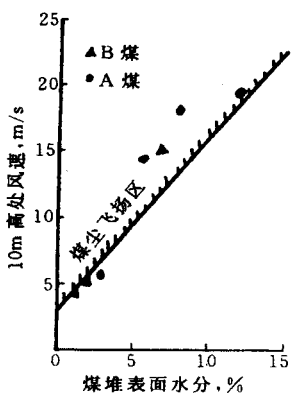


图 8-5-7 开始扬尘风速与煤堆表面水分关系

因此 ,为做到完全防尘 ,煤堆表面水分必须高于式 (1) 求出的某风速下的值 ,即 :

$$M_{sc} = 0.77 \cdot (U - 3) + M_b \tag{1}$$

式中 U ——风速 ,m/s ;
 M_{sc} ——为防止风速为 U 时煤尘飞扬的煤堆表面水分 ,% ;
 M_b ——煤种的补正值(普通煤种为 0)

由式 (2) 可以求出将煤堆表面水分加湿到 M_{sc} 时需要的洒水量 ,即 :

$$H_M = 10(M_{sc} - M_M^{+\alpha-\gamma} \cdot M_{sn})/\beta \tag{2}$$

式中 H_M ——必要的洒水量 ,mm ;
 M_{sn} ——洒水前煤堆的表面水分 ,% ;
 M_M ——贮存煤种的饱和含水率 ,% ;
 α ——关于煤种实验特性的实验常数 ,% ;

β ——洒水效果的实验常数；
 γ ——原有水分的实验常数。

煤尘发生 ,仅从煤堆表面开始。因此 ,只对煤堆表面水分进行管理 ,而与煤堆内在水分无关。

但是 ,由于风速经常变化 ,很难完全预测。因此 ,实际应用时 ,例如 ,假设现在的风速可持续几小时 ,根据煤堆表面水分的变化 ,利用式(2)计算出表面水分低于 M_{sc} 时必要的洒水量 ,以进行洒水控制。

2. 防煤堆温度上升的最佳水分

煤堆的温度上升 ,与其水分几乎无关。因此 ,对温度控制 ,初期升温阶段的洒水几乎没有效果。通常的水分管理 ,不像防尘洒水时起的作用大。

从煤堆温度升到危险温度(约 90℃)的上升趋势看 ,为实现温度控制而向煤堆洒水 ,只能视为延长达到自燃发火的时间。

一般煤种的煤中水分与水分蒸发时间关系示例列入表 8 - 5 - 4。也就是说 ,如煤堆内水分保持在 8% ~ 10% 左右 ,煤堆温度达到危险程度后还有 10d 左右的余地。在这段时间 ,应将这部分煤出库或进行倒堆作业。

表 8 - 5 - 4 煤中水分与保持一定温度时间的关系

煤水分 ,%	4	6	8	10	12	14
水分蒸发时间 ,h	115	173	230	288	346	403

3. 煤炭搬运等处理时的最佳水分煤粘着在运煤皮带上 ,并从回程皮带上落下来 ,会成为二次煤尘发生源。其粘着量如超过 0.1% ,对皮带机清洗和维修都带来问题。

煤发生粘着 ,与其含水量关系密切。其典型煤种的实验结果示于图 8 - 5 - 8。该图表示皮带机在一定温度下运煤时 ,皮带机上的粘着量与其水分的关系。可以看出 ,当煤中水分超过某极限时 ,粘煤量急剧增加。这里有一个临界水分值。

由图 8 - 5 - 8 结果看 ,常温条件下 ,煤的临界水分为 8% ~ 9%。如煤堆水分低于该值 ,对煤的搬、运等影响不大。

4. 洒水注意事项

用洒水设备进行煤堆水分管理时 ,应注意以下几点：

- (1)煤堆表面水分 煤堆表面水分干得很快 ,如洒水量过多 ,超过其饱和含水率 ,煤堆上面会形成水流 ,降低洒水效率。为此 ,每次洒水量要小于 2mm ,且洒水间隔要短。
- (2)煤堆内部水分 煤堆表面洒水时 ,向内部的渗透量小 ,且内部水分干燥缓慢。因

此 如煤堆要长时间存放 堆煤前 应使其水分加到 8% 左右 ,如向煤堆洒水 ,洒水时间应长些 ,且洒水量为 10mm/h 左右 ,以煤堆表面不形成水流为限。

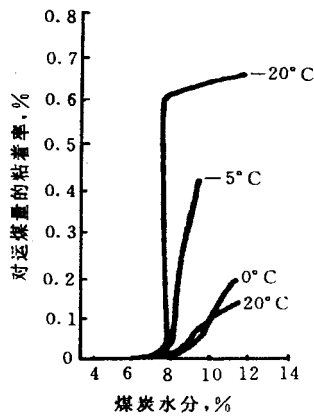


图 8-5-8 皮带机上粘煤率与水分关系

总之 动力煤贮煤场的煤质管理是实现煤炭有效利用中一个不能忽视的重要环节 ,做好贮煤场的煤质管理工作 ,对节约煤炭和改善贮煤场周围的环境都有十分重要的意义。

第六章 燃料统计与核算

第一节 燃料统计的任务与指标

电力燃料统计的基本任务是 :准确、及时、全面、系统地搜集、整理和分析研究一段时期内有关电力燃料经济活动的统计资料 ,为国家制订国民经济计划 ,为电力企业编制计划 ,为电力企业组织经济活动 ,提高企业经济效益 ,加强科学管理服务 ;为开展燃料专业竞赛、考评提供资料。

任何统计工作都离不开统计指标 ,所以科学地设置统计指标就成为统计研究的中心课题。电力燃料统计指标的设置如下。

一、矿方供应量指标

矿方供应量是指电力企业在报告期内实际收到供方所供应的燃料数量。通过核算矿方供应量 ,可以检查企业所需燃料实际到货情况 ,考核燃料对电力生产的保证程度。

矿方供应量包括 :全国订货合同到货 ,国家增拨到货 ,地方供应合同到货 ,企业自购合同到货 ,来料加工到货 ,市场采购及其它各种渠道收入的燃料总数量。另外 ,针对各种不同用途 ,还需作进一步分组。例如 ,当考核完成国家计划电量所需燃料资源的保证程度时 ,应以统配电煤和非统配电煤进行分组 ;当检查合同到货情况时 ,应以全国订货、地方合同、企业自购、来料加工等进行分组 ;当分析燃料成本时 ,按指令、指导、定向及市场价格体系进行分组 ;当反映燃料到厂验收情况时 ,则按矿务局及其管理体系进行分组。

二、燃料消耗量指标

消耗量是指发电(供热)生产过程中消耗燃料的数量和燃料运输及贮备过程中的损耗。可分为生产性消耗和非生产性消耗指标。

生产性消耗指标包括：

- (1)发电、供热正常运行(包括热备用、并机、并炉)耗用的燃料。
- (2)机组小修、临时检修、事故处理后启动用燃料。
- (3)在生产过程中的其它损失。

非生产性消耗指标(计入其它消耗)包括：

- (1)发电机调相运行耗用的燃料。
- (2)生产厂房防冻、卸煤解冻、卸油上油加热使用的燃料。
- (3)机炉大修或更新改造后,从点火到带荷前所耗用的燃料。
- (4)热效率试验或其它试验期间,由于调整操作频繁,超过该机组前五天的正常平均煤耗燃料。
- (5)基建、技改、大修等工程施工所耗用的燃料。
- (6)自备机车、船舶耗用的燃料。
- (7)企业综合利用以及其它非生产耗用的燃料。

从上述燃料消耗计算范围可以看出,生产燃料消耗量与非生产燃料消耗量是两个不同的指标。生产燃料消耗量是计算产品单耗的基础,反映产品消耗水平和考核产品消耗定额执行情况,非生产燃料消耗量则是为了核算企业消耗燃料的总量,作为编制供应计划,研究燃料使用方向的依据。

三、燃料库存量指标

燃料库存量是指电厂在报告期初或报告期末实际结存的燃料数量,它反映电厂燃料的实际储备情况。库存量按照‘谁保管谁填报’的原则进行统计。凡属下列情况,不论来源如何均应计入燃料库存量：

- (1)电厂各煤场的自有燃料。
- (2)外单位来料加工的燃料尚未消耗的部分。
- (3)自外单位调入的燃料。
- (4)委托外单位代本电厂保管的燃料。
- (5)清查出的帐外燃料。

凡属下列情况 ,均不计入燃料库存量 :

- (1)已借出的燃料。
- (2)错发到电厂来的燃料。
- (3)代外单位保管的燃料。
- (4)已亏损、丢失的燃料。
- (5)在途中的燃料。

期末盘点库存 ,出现帐面与实物不相符的情况时 ,不论盘盈或盘亏 ,也不论盘亏数量是否已报上级主管机关批准 ,都应以盘点后的实有数量记入库存量。“盘盈或盘亏”是指合理的衡差和储备损益 ,如因其他原因造成帐物不符时 ,应加以说明。

电厂燃料是大宗散装物品 ,往往是露天存放 ,或煤棚存放 ,水分增减变化很大 ,因而天然煤在收、耗、存过程中 ,存在进厂煤与入炉煤的水分差。由此 ,必然引起煤的质量差和热值差 ,如不及时调整 ,最终反映到煤场存煤量不合理的大盈大亏。为此 ,应按照有关规定对水分差进行月度调整 ,以便真实地反映库存状况。

四、进厂煤发热量与入炉煤发热量的差值

进厂煤发热量是煤炭采购验收入库的一个质量指标 ,属外部商业往来的范畴。入炉煤发热量是厂内计算煤耗的依据 ,属厂内考核技术经济指标的范围。但是 ,两个发热量又是紧密相连的 ,从某种程度来说应该是一致的 ,而实际确有很大的差距 ,究其原因有下面几点 :

- (1)进厂煤水分与入炉煤水分不一致 ,水分差影响热值差。
- (2)进厂煤在火车顶部采样 ,入炉煤在煤流中采样 ,不同的采样方式 ,加上制样、化验都会出现系统误差。
- (3)贮存保管的热量损失。

因此 ,进厂煤与入炉煤发热量差这个指标 ,可以用来衡量该单位的燃料管理水平。

五、煤炭等级差、发热量差与质价不符率 ,单价差与质价不符总金额

这几个指标都是反映煤质情况的。

等级差 ,是指电厂化验的该矿各批煤炭平均发热量(或灰分)所对应的等级 ,与矿方的各批煤炭平均发热量(或灰分)所对应的等级相比较的差值。

发热量差 ,是指电厂化验的该矿各批煤炭平均发热量(或灰分、水分) ,与矿方化验的各批煤平均发热量(或灰分、水分)比较的差值。

由于等级差和发热量差均采用平均数,因此存在着正误差与负误差的抵消问题,同时也含有国标允许误差在内。所以,只能说是反映双方化验室的一般误差。不能以这两个指标来判定质价符与不符。

要判断质价是否相符,还必须对每一批煤进行对比判别。其中,在允许误差范围内的和优于计价煤质的都应视为质价相符。所谓质价不符,仅指某批煤炭经电厂化验与矿方化验对照,其误差超过国标规定允许误差范围的,才计算质价不符。

质价不符率是各批质价不符煤量之和与经过检验的该矿全部煤量之比。计算公式为:

$$P_{df} = \frac{B_{df}}{B_{ji}} \times 100 \quad (8-6-1)$$

式中 P_{df} ——质价不符率, %;

B_{df} ——经检验质价不符的煤量, t;

B_{ji} ——经检验的总煤量, t。

质价不符总金额,是指各批质价不符煤,矿方托收的煤价款,与电厂检验结果计算出的应付矿方煤价款之差额。

单价差,是指该矿质价不符煤炭的平均单价差额。其计算公式为:

$$C_{le} = \frac{C_{kk} - C_{ak}}{B_{zl}} \quad (8-6-2)$$

式中 C_{le} ——单价差额, 元/t;

C_{kk} ——矿发各批量煤款合计金额, 元;

C_{ak} ——电厂按质计价各批量应付煤款金额, 元;

B_{zl} ——矿发煤各批量总重量, t。

第二节 燃料统计分析

一、利用统计相对数分析

利用统计相对数分析,即是两个相互联系的指标进行对比。

(一) 计划完成情况相对数

计算公式为

$$G_s = \frac{Z_f}{G_f} \tag{8-6-3}$$

式中 G_s ——计划完成情况相对数, % ;
 Z_f ——实际完成数 ;
 G_f ——计划完成数。

例如 :某厂 × 月计划到货 15 万 t ,其中国家分配合同煤 10 万 t ,地方供煤 4 万 t ,自购煤 1 万 t。到月末实际到货合计煤量为 13 万 t ,其中国家分配合同煤到货 8.8 万 t ,地方供煤 3.7 万 t ,自购煤 1 万 t。计划完成情况相对数分析 ,见表 8-6-1。

表 8-6-1 某厂 × 月煤炭到货计划完成情况(万 t)

项目	计划	实际	完成计划(%)
合计	15	13.5	90
国家分配(合同)煤	10	8.8	88
地方供煤	4	3.7	92.5
自购煤	1	1	100

(二)结构相对数

结构相对数 ,是部分与全体的对比。它反映各个部分在全体中的比重 ,说明现象的结构或全体中某一类现象的普遍程度。结构相对数用百分数来表示。计算公式为 :

$$J_s = \frac{C_k}{C_c} \tag{8-6-4}$$

式中 J_s ——结构相对数, % ;
 C_k ——各组(部分)数量 ;
 C_c ——总体数量。

如上例用结构相对数分析 ,可看出谁完成计划不好对整体影响的程度。从表 8-6-2 分析本月到货未完成计划的是国家分配(合同)煤和地方供煤 ,其中国家分配合同未完成占欠供的 80% ,因此 ,对国家分配合同煤要抓紧催交。

表 8-6-2 某厂 × 月煤炭到货计划完成情况分析表(万 t)

项目	计划(合同)	实际	欠供	欠供(%)
合计	15	13.5	1.5	—
国家分配(合同)煤	10	8.8	1.2	80

项目	计划(合同)	实际	欠供	欠供(%)
地方供煤	4	3.7	0.3	20
自购煤	1	1	—	—

(三) 动态相对数

动态相对数是同类指标在不同时期的对比,以报告期的数值与基期数值相比。动态相对数可以说明现象在时间上的发展变化。以及发展变化的方向。计算公式为:

$$D_s = \frac{D_1}{D_2} \tag{8-6-5}$$

式中 D_s ——动态相对数,%;
 D_1 ——报告期数值;
 D_2 ——基期数值。

例如,某厂上年度进厂原煤平均单价 98 元/t,两者对比得出相对数 110%,即本年度进厂原煤单价是上年的 1.1 倍。这个 110%或 1.1 倍,就是动态相对数。它说明本年度进厂原煤单价比上年上涨,其上涨速度是 110%或 1.1 倍。

二、利用标志变异度进行分析

平均数是将各单位的某一数量标志的差异抽象化,反映总体单位在该标志上的一般水平。所以,它是代表性的指标。但是,在一定的条件下,在同质总体的各单位之间,可以没有本质上的差别而有数量上的差别。因此,在研究平均数的时候,还必须进一步研究在计算平均数时被抽象化了的差异,究竟达到什么程度。把这种差异程度与平均数结合起来看,就能使我们的认识更深入、更全面。

例如,有一堆煤炭,两个化验室都在这堆煤上采 7 个子样化验灰分,其化验结果见表 8-6-3。

表 8-6-3 灰分采样化验结果

化验室	各测定值灰分, %	平均灰分(%)
甲	18 18.5 19 20 21 21.5 22	20
乙	16 18 16 20 22 22 26	20

这两个化验室的化验结果平均都是 20%,但是,甲化验室各次化验结果与平均数比较接近,而乙化验室各次化验结果与平均数差异很大。乙化验室的平均数显然没有甲化

验室的平均数代表性好。表示标志变异度有如下两种方法。

(一) 均方差

均方差的计算方法是 ,用每一个变量与平均数的平均离差来确定其变异程度。首先算

出各变量与平均数的离差 ,把各离差平方 ,再求它们的算术平均数 ,最后将其开方。计算

公式为：

$$S = \sqrt{\frac{\sum (x - \bar{x})^2}{n}} \tag{8-6-6}$$

式中 S——均方差；

n——项数。

按表 8-6-3 所列数据为例 ,计算均方差的结果列于表 8-6-4 中。

表 8-6-4 均方差计算

甲化验室			乙化验室		
灰分	变量与平均数的离差	离差平方	灰分	变量与平均数的离差	离差平方
18	- 2	4	16	- 4	16
18.5	- 1.5	2.25	18	- 2	4
19	- 1	1	16	- 4	16
20	0	0	20	0	0
21	1	1	22	2	4
21.5	1.5	2.25	22	2	4
22	2	4	26	6	36
合计	0	14.5	合计	0	80

甲化验室均方差 $S = \sqrt{\frac{14.5}{7}} = 1.44$ (灰分%)

乙化验室均方差 $S = \sqrt{\frac{80}{7}} = 3.38$ (灰分%)

计算结果表明乙化验室均方差(3.38)比甲化验室均方差(1.44)大 ,所以 ,甲化验室的代表性大。

(二) 标志变异系数

均方差是有单位的名数 ,它的单位与变量的单位是一致的 ,在计算过程中 ,可以看到

均方差不仅标志变异程度的影响 ,而且还受变量及平均数大小的影响。所以 ,对于两个具有不同水平的总体 ,就不宜直接通过均方差来比较标志变异程度的大小。如果要把两个总体的均方差进行比较 ,必须计算一个均方差与平均数对比的相对数 ,这个相对数就叫作标志变异系数。用 V 表示 ,即

$$V = \frac{S}{x} \times 100\% \qquad (8-6-7)$$

例如 ,某电厂由两个铁路分局供煤 ,某月两分局发出煤车情况见表 8-6-5。分析两分局发车均衡情况。

表 8-6-5 两分局发出煤车情况

日期	甲铁路分局			乙铁路分局		
	发车数	变量与平均数离差	离差平方	发车数	变量与平均数离差	离差平方
1	20	- 20	400	100	- 20	400
2	224	- 16	256	104	- 16	256
3	-	- 40	1600	80	- 40	1600
4	10	- 30	900	90	- 30	900
5	40	0	0	120	0	0
6	45	5	25	125	5	25
7	50	10	100	130	10	100
8	60	20	400	140	20	400
9	70	30	900	150	30	900
10	81	41	1681	161	41	1681
合计	40	0	6262	120	0	6262

甲铁路分局的均方差

$$S_{\text{甲}} = \sqrt{\frac{6262}{10}} = 25 \text{ (车)}$$

乙铁路分局的均方差

$$S_{\text{乙}} = \sqrt{\frac{6262}{10}} = 25 \text{ (车)}$$

两个铁路分局的均方差都是 25 车 ,但不能由此认为两个铁路分局发车不均衡程度是一样的。必须结合日常平均发车量 ,计算两个铁路分局的标志变异系数 ,来观察比较。

甲铁路分局标志变异系数 :

$$V_{\text{甲}} = \frac{25}{40} \times 100\% = 62.5\%$$

乙铁路分局标志变异系数：

$$V_Z = \frac{25}{120} \times 100\% = 20.8\%$$

由此明显地看出,甲铁路分局由于日均量小,虽均方差为 25 车,但标志变异系数为 62.5%,说明发车很不均衡;乙铁路分局虽然均方差也是 25 车,但由于日均量大,其标志变异系数只有 20.8%,说明发车是比较均衡的。

燃料统计分析结果,应根据分析的目的和内容采用因事制宜,灵活多样的形式,及时提供给有关领导和部门,使其最大限度地发挥作用。

第三节 业务核算的任务和内容

燃料业务核算的任务是：

- (1) 正确、及时地记录各种燃料的收入、发出及结存量和质量的情况。
- (2) 准确反映、计算燃料消耗定额执行情况,减少燃料消耗,防止浪费。
- (3) 审核燃料购运费用,减少不必要的损失。
- (4) 正确计算购入燃料和耗用燃料的实际成本。

(5) 利用掌握的资料,经常分析研究燃料业务信息,以便各级燃料管理人员能把注意力集中到关键问题上,并为领导和有关部门研究决策提供资料。

燃料业务核算不同于燃料成本核算。业务核算的内容,可以根据管理工作上的实际需要,从不同角度组成许多体系,对燃料业务活动进行记录、审定、计算和分析。

燃料业务核算,是对燃料收、耗、存业务活动过程,依照国家法律、条例、政策、规定和标准,以签订的合同、协议为准绳,进行检查、鉴别和审定,并对发生的具体业务问题,作出正确的处理。其具体实施,要按照合法、合理、真实三原则进行。

一、合法

是否合法应从几个方面分析：

- (1) 提供的票据、凭证是否齐全。
- (2) 票据、凭证是否符合有关规定。
- (3) 是否符合合同协议规定。

二、合理

是否合理应从下面几个方面衡量：

- (1) 所定价格是否符合有关规定或合同规定。
- (2) 运费、杂费的计算是否符合规章或合同规定。
- (3) 其它附加及收费是否有依据(文件或合同、约定)。

三、真实

是否真实 ,应从以下几个方面看：

(1) 提供数据(包括外部和内部)是否准确真实。有的数据可以一目了然地判断 ,如一个火车皮 ,一般不超 65t ,发现记录 70t 以上 ,显然是不真实的 ;有的数据则需作比较 ,例如某矿所提供煤炭其热值总是在 20MJ/kg 左右 ,突然提供热值为 25MJ/kg 的煤炭 ,那么这个数据就要核实 ,是否发生煤层变化或有其它特殊情况 ,或者是不真实的数据 ,等等。

(2) 反映情况是否真实。如 ,绕道运输收费 ,是否真的绕了道 ,电铁附加费是否走了电铁线路 ,等等。

(3) 数字计算有无错误。

(4) 到厂验收后 ,质价是否相符 ,数量是否亏吨。

第四节 核算的方法

一、数量的核算

数量核算包含两个方面 :一是核对燃料是否到厂 ;二是核对到厂燃料是否足量。

(一) 核对数量

燃料调度或现场办理入厂煤的人员 ,接入煤车后 ,必须检查车辆施封状态 ,验收后填写接卸记录(如发现有异状的连同商务记录) ,交燃料核算部门。记录格式见表 8-6-6。燃料核算部门接到矿方托收承付结算凭证后 ,应即与接卸车记录逐车核对 ,经审核无误后登记托收承付台账 ,并填制如表 8-6-7 所示的燃料验收凭证 ,连同发票送财务部门入账并承付贷款。如有下列情形则应另制凭证：

表 8-6-6 ××电厂接卸车记录

班次： 年 月 日

调到时间： 时 分

来煤矿别： 煤种：

卸完时间： 时 分

序号	车号	标记载重(t)	货票号	托收号	备 注

核对： 验收：

注 ①托收号栏供核算人员核对托收用 ,验收人员不填；

② 中转港同样可用此接卸记录。

表 8-6-7 电厂燃料验收单

年 月 日 第 号

供货单位	品种	规格	项目	数量	单位	单价	托收总价									注
							千	百	十	万	千	百	十	元	角	

- (1)托收已到 ,煤未到 ,但煤款到期已承付的 ,月末填制在途凭证 ,送交财务 ,并登记在途账卡。
- (2)如下月煤到了 ,则填制燃料验收凭证 ,并填制冲在途凭证交财务入帐。
- (3)煤炭已收到 ,但月末托收仍未到的 ,则填制暂估收料凭证交财务部门入帐。
- (4)下月或次月托收到了 ,仍按正常验收填制验收凭证 ,同时按暂估价填制冲暂估凭证 ,交财务列帐。

(5)需经中转换装才能到厂的燃料 ,按以下办法核算：

①付款。电厂财务部门收到燃料托收承付结算凭证和铁路货票发票帐单等 ,应立即转燃料核算部门审核 ,燃料核算部门及时审核并将意见和有关原始单据返回财务部门 ,财务部门再经审核无误后 ,作付款凭证一式两份 ,并将其中一份连同货票抽出编号 ,代替在途明细卡。

②中转收料。中转站收到燃料或装船发运均需每天向燃料核算部门报送日报(或运单) ,燃料核算部门收到中转港(站)报送的燃料收发日报(或运单)后 ,应及时同财务部门在途明细卡进行核对 ,并填列如表 8-6-8 所示的到港(站)燃料明细表送财务部门入

帐。

如燃料已到中转港(站),托收结算凭证和铁路货票、发票或帐单未到的燃料,月末比照上述(3)(4)暂估入帐的办法处理。

③中转发料。燃料核算部门收到中转港报送的燃料收发日报,应与到厂码头的燃煤验收汇总表逐项核对,对已到厂验收的燃料,填制验收凭证,交财务部门,据以编制转帐凭证。

表 8-6-8 ××港(站)收到燃料明细表
年 月 日

供应单位名称	托收号	运单号	吨位(t)	承付金额(元)	注

注 承付金额是指财务在途燃料明细卡与本批燃料对应部分所承付的金额。

为了简化手续,一般可在月末一次办理。

(二)核对到厂燃料是否足量

先核对托收货款的发票数量与所附铁路货票的数量是否一致。如果不一致,是属计算错误,如是一致的,再核对到厂验收数量,分别核算合理途耗、途损、亏吨。

煤炭的运输损耗在国家规定范围内的为合理途耗。

在运输中发生异状(被盗、漏损或事故),则按异状实际状况分别计量,列为途损(即途中损失),途损必需有商务记录。

矿方在装载时由于疏忽或其他原因,有时会出现少装,这属于亏吨(亏吨=原发质量—到厂质量—合理途耗)。

(1)火车运输到厂的数量验收。应当注意运煤货车是敞车,途中遇雨雪或暴晒,煤中含水分有很大变化。因此,燃料核算部门在接到如表 8-6-9 所示的过衡记录单后,对到厂煤过衡质量还必须按照下式进行折算成含规定水分的到厂质量。

$$B_{dz} = B_{sj} \frac{100 - M_{sj}}{100 - M_{jl}}$$

(8-6-8)

- 式中
- B_{dz} ——含规定水分的到厂重量,t;

B_{sj} ——衡量出的到厂煤实际重量,t;

M_{sj} ——到厂实际水分,%;

M_{jl} ——规定全水分上限(洗混、末、粉煤按计量水分),%。

表 8－6－9 × × 电厂过衡记录

发煤矿别：煤种：年 月 日

序号	车号	货票质量(t)	过衡质量(t)	折算质量(t)	规定途耗(t)	盈(+) 亏(-)(t)

审核：过衡人：

含规定水分的到厂质量(即折算质量)与原发煤量(货票质量)相比,到厂煤实际质量多于原发质量的部分,即为盈吨量;到厂煤实际质量比原发质量短少部分,在规定合理途耗内的为途耗,超过合理途耗部分,即为亏吨。数量核算完后,填写如表 8－6－10 所示的燃燃料验收单。

表 8－6－10 燃料验收单

供应单位	品种	规格	项目	数量	单位	单价	托收总价						备 注				
							千	百	十	万	千	百	十	元	角	分	

审核：制表

(2)水陆联运到厂验收是使用码头皮带秤计量(同过衡计量相同),或验收船舶水尺,验收船舶水尺按表 8－6－11 填写。

表 8－6－11 整船(驳)装载煤水尺计量监定表

年 月	监定	淡咸 水度 (t/m³)	水尺(m)					总载 重量(t)	船存					总载 重量(t)	监定签证	
			船舷	首	中	尾	平均		燃料	t	水	t	常数		港方	船方
月	装载		左右													
月	装载		左右													
月	装载		左右													
月	装载		左右													

批注：核 对：验 收：

二、采购费用核算

燃料采购费,是指从采购燃料到进厂的整个阶段所支出的费用。其中有,煤价及附

加费、运费及附加费、到厂费用及其它费用等。

(一) 煤炭计价的审核

煤炭计价审核主要依据质量验收结果和计价的有关规定,同所签订的合同比照进行审核。一般的审核项目如下:

(1) 品种审核。要检查收款的品种与到厂的品种是否相符,到厂品种与订货品种是否相符。

(2) 煤种审核。现行的《中国煤炭分类方案》及其分群的比价率,煤种之间相差是很大的,但是在区别两煤种的边界是靠着的,因此对有些矿务局其煤炭赋存处于边界状态的,应特别注意,否则就会蒙受损失。

(3) 灰分审核。①首先审核矿方提供化验单灰分的基准是否属干燥基灰分(A_d)。②该灰分所套等级基价是否符合。③矿方化验与到厂化验的灰分比较是否在规定允许误差范围内等。

(4) 水分审核。水分以矿方化验为依据,因为煤炭敞车运输途中水分会有变化,所以不能用到厂化验数。核算时注意有两种情况:一种是煤矿已按化验结果的水分按计价办法调整煤价,属于这种的只需核对其计算是否正确;如果水分超过产品目录而矿方未调整煤价的,则应向矿方索赔多计的煤款,或由矿方补煤。补煤时应注意不能“超一补一”,因为所补煤炭也是含有水分的。正确的方法应该是按下式计算:

$$B_{bl} = B_{gl} \left(1 - \frac{100 - M_{sj}}{100 - M_{jl}} \right) \quad (8-6-9)$$

式中 B_{bl} ——补发煤炭的质量, t;

B_{gl} ——供应煤炭的质量, t。

(5) 硫分审核。因为硫分比价规定小于 3% 的为 100%,所以许多含硫高的煤矿,在定质量规格及出厂价格时,有人为地将硫分定在 3% 以下,争取硫分比价能按 100% 计算。因此,应对高硫含量的煤矿,如义马、澄合、蒲白、水城以及四川沿江的煤炭,到厂后监测含硫,凡超过《煤炭产品质量规格及出厂价格》目录规定的含硫量的,要按比价重新计价,扣回多收煤款。

(6) 限下率审核。是指块煤含末率,一般由现场验收入员目测,如发现末煤很多,超过 15% 则需过筛,求出块煤限下率的比率,即采用该品种规格规定的下限尺寸的筛子过筛后按下式计算:

$$X_x = B_{xg} / B_{xc} \quad (8-6-10)$$

式中 X_x ——限下率, %;

B_{xc} ——全部过筛煤炭质量 t ;

B_{sg} ——规定筛孔筛下物质量 t ;

根据实际限下率,查产品目录,按照限下率比价表的比价重新计算价格。

(7)煤价外附加费的审核。除了以上审核煤价构成外,还需核查煤价外附加费。主要审核两点:一是有无批准文件;二是发出批准文件的单位是否具备国家赋予的权限。

(二)运价及附加费的审核

(1)铁路运输。铁路运输对不同货物实行不同的运价,整车运输各类货物归为 10 个运价号,煤炭归类改变了多次,从 1990 年 3 月起从 5 号运价调整到 7 号运价率,铁路对运输里程实行区段运价,在区段中 100km 作为起码区段;1990 年 3 月以后又相继出台了铁路建设基金按全程公里计算与电力附加费(按所经电气化铁路路段里程计算)等加价,往往容易搞错。因此,对于铁路运输的计价也要认真加以审核。

在充分理解铁路货物运价有关文件后,列出计算式。例如,从某一发站到某一站铁路综合运价公式:

综合单价 = 7 号运价率(查表) + 铁路建设基金(运输全程 \times 加价率) + 电力附加费(有关区段里程 \times 电气化征收标准)

还有专列运输、半快运、绕道运输和经由临时营业线等,都需根据文件及其规定列出计算公式进行审核。

(2)水路运输。煤炭水运有专门规定。以长江水路煤炭运输为例,其价格组成如下:

①航运基价。按照航道宽度、水流缓急等分别计算不同航段基本价格。长江上、中、下游基价分别为 3.55 分/($t \cdot km$)、2.45 分/($t \cdot km$)、2.2 分/($t \cdot km$)。

②运价计费里程。按区间计算,长江为 10km 一个区间,不足 10km 进为 10km 计算。

③停泊基价。每次航运起停装卸,计算一次停泊基价,煤炭为 5 元/ t 。

④货物分类运价等级系数。自 1993 年 7 月起煤炭运价调为五级,系数为 1.340。

⑤加价。1993 年 4 月 15 日起长江轮船总公司煤炭运价上浮 20%。

⑥货物附加费。交通部所属企业承运的货物,按运输里程征收每吨公里 5 厘的货运附加费。

⑦港口建设费。对外开放口岸由发货港口征收港口建设费。长江港口收费标准:南京、镇江、张家港、南通、上海等港按每吨 5 元计征,重庆、城陵矶、武汉、黄石、九江、安庆、铜陵、芜湖、马鞍山、江阴、高港等港按每吨 2.5 元计征。

同样,在充分理解有关文件后,列出计算式。例如,长江水路运费计价公式为:

运费 = (计费里程 \times 航行基价 + 停泊基价) \times 运价等级系数 \times 加价 + 货物附加费 +

港口建设费。

(3) 汽车运费的审核。汽车运输距离短,国家不作统一规定运价,由地方(省、市)物价部门核定。一般都是比较清楚的,容易错的地方是运输距离,因为运煤公路多数不是国家标准公路,没有明确的里程标志。因此,最好能对每个运煤矿点实施里程实测,便于查对核实。

(4) 杂费审核。杂费是指运价及附加费以外的其它收费,项目繁多,有专用线费、运费利息、短途集运费、货场租费、装卸作业费、服务费等,核算时按以下原则进行。

① 凡国家或主管部门有规定的要按国家规定执行。例如专用线费,《煤炭质量规格及出厂价格》目录中有明确规定。“矿场火车上交货的每吨公里 0.14 元,路矿交接线交货的每吨公里 0.23 元。”矿方不能任意收取,或任意提高。

② 地方规定的,必须按物价管理权限,由当地物价部门批准。

③ 订货合同有明确条款约定的按合同规定。

④ 无依据文件的按实际情况协商。

(三) 到厂费用审核

到厂费用一般包括取送车费、卸车作业费、过衡费、卸车延期罚款、损坏车辆赔偿费等。这些费用多采取同城托收无承付的付款方式。往往容易忽略审核,认为款已付了,凭单据报销。经验告诉我们,这里也往往存在错算、多收或无理收费现象。因此,也应该认真核算,要按铁道部规定收费。要及时交涉索回。

(1) 取送车费、过衡费,要按铁道部规定收费。由企业取送车、过衡的也必须参照铁道部规定收费,属于自定价格的要交涉,求得合理解决。

(2) 卸车费。凡在铁路公共场所内装卸煤炭(不论使用机械或人力)均按照铁道部规定的费率计算,其它场地装卸作业按当地物价部门规定费率计算。

(3) 损坏车辆赔偿费。尽量注意爱护车辆不受损坏,发生损坏时要求现场人员明确损坏程度,按照铁道部损坏车辆赔偿有关价目表支付。

(4) 卸车延时罚款。必须签订卸车协议,明确责任,对于一些不属电厂责任的要据理力争,防止统包的做法。

三、燃料耗用的核算

电厂购入的燃料,主要用于发电、供热,部分用于其它方面。正确分清各方面消耗量,对于企业管理、经济核算都具有重要意义。

发电煤耗指标直接反映一个电厂的设备状况和运行水平,同时也反映一个电厂的技

术管理和经营管理水平,它是一个综合性的考核指标。而入炉燃料量的确定是关系到正确计算煤耗和燃料成本的关键。为了科学地、准确地确定入炉燃料量,应处理好以下几个问题。

(一) 计算误差的调整

准确的计量手段是确定入炉燃料量的前提。因此,对计量设备必须经常维护和校验、调整。另外,每天积累的入炉煤量到月度终了,都要进行一次计量误差的调整,计量误差调整方法有以下几种:

(1) 上次校验时误差率合格,下次校验前发现误差率不合格,需按公式(8-6-10)调整煤量。

$$B_{dl} = B_{lj} \times \frac{J_{dl}}{2} \quad t \quad (8-6-11)$$

式中 B_{dl} ——应调整的煤量 t ;

B_{lj} ——两次校验之间的入炉煤量 t ;

J_{dl} ——下次校验前的误差率, %。

(2) 上次校验时误差率不合格,下次校验前发现误差率扩大或缩小时,需按公式(8-6-12)调整煤量。

$$B_{dl} = B_{lj} \times \frac{J_{sl} + J_{xl}}{2} \quad (8-6-12)$$

式中 J_{sl} ——上次校验时误差率, %;

J_{xl} ——下次校验时误差率, %。

(3) 上次校后计量设备有一定误差(在规定范围内),下一次校验前检查误差没有变化,则按此误差调整这一段时间的入炉煤量。

(4) 在运行中计量设备失灵,无法计量,则此段时间的上煤量按前五天的平均标准煤耗率,根据发电量(供热量)推算入炉煤量。

全月各段时间入炉煤量调整好后,核定本月经过计量误差调整后的入炉天然煤消耗量时,需按公式(8-6-13)计算:

$$B_{ydl} = \sum B_{rli} - \sum B_{dli} \quad (8-6-13)$$

式中 B_{ydl} ——全月份计量误差调整后的入炉天然煤量 t ;

B_{rli} ——本月每日入炉的天然煤量的总和 t ;

B_{dli} ——全月各段时间调整的天然煤量的总和 t 。

(二) 天然煤水分差调整

天然煤在运输、贮存、耗用过程中,水分在不断地变化,而水分的变化引起煤的重量

变化。由于水分是在不断地变化,所以需要选择一个基础水分进行调整。因为煤矿发煤是以计价水分计算重量而收取煤款的,到厂计量验收也是按照计价水分为基准进行数量验收,同时以此基准填制验收凭证,财务、统计、燃管已经统一,那么在耗用上也应该采用计价水分作为入炉煤水分差调整的基准。据此,按公式(8-6-14)调整水分差影响的煤量。

$$B_{\text{dl}} = B_{\text{ycl}} \left(1 - \frac{100 - M_{\text{rl}}}{100 - M_{\text{ii}}} \right) \tag{8-6-14}$$

式中 B_{dl} ——水分差影响应调整的煤量,t;
 M_{rl} ——入炉煤平均收到基水分,%;
 M_{ii} ——矿方发煤计价平均收到基水分,%。

入炉煤的热值是在原入炉煤水分的基础上测试出来的,调整计量误差后的入炉煤水分,必然引起入炉煤低位发热量的变化。为此必须调整入炉煤低位发热量。计算公式为:

$$Q_{\text{net,at}} = \frac{b_{\text{fa}} \times 29.27}{B_{\text{fa}}} \text{ MJ/kg} \tag{8-6-15}$$

式中 b_{fa} ——计算误差调整后的发电标准煤量,t;
 B_{fa} ——水分差调整后的发电天然煤量,t。

(三)消耗燃料的用途及品种

入炉燃料一般是用于发电、供热的,但是也有一部分用于其它方面,例如,大修或更新改造后从点火到带负荷所耗用的燃料,做试验耗用的燃料等。这些不属于发电(供热)燃料成本开支范围,但又通过入炉燃烧的,应该剔出另填燃料领用单。余下部分为发电、供热所耗用。发电和供热这两块的划分,目前多采用耗热量比例法,即由计划部门计算供热量同全厂总热量比例,消耗燃料按此比例计算供热耗用燃料量。然后全部发电、供热耗用燃料总量减去供热耗用量即为发电耗用燃料量。据此,编制全月耗用燃料分配表。

关于消耗品种,由于往锅炉送煤时不易分清品种,因此需到月终核定。核定的原则是:上月库存各品种煤加本月进厂各品种煤,减去月末库存各品种煤,即为本月消耗各品种煤。如果总量同核定耗用总量有出入时,以占比例最大的品种进行调整。

第七章 煤炭价格计算和货款结算

不同种类和品种的煤炭,它们的用途不一样,因而经济价值也有很大的差异。因此,对不同种类、不同品种和不同质量的煤炭,在按质论价的原则下,根据其使用价值制订出不同的价格。

动力用煤主要是利用煤的热值,因此我国自1987年起试行按发热量计价。但是按灰分计价的方法并未全部停止执行,还有些地区有的矿点执行协议价再按灰分、挥发分或发热量的高低,加价或扣减,主要依据供需双方的合同(或协议)。

第一节 煤炭按灰分计价办法

精煤出厂价(元/t) = 灰分品种基价 × 灰分比价 × 水分比价 × 硫分比价 × 地区比价。

其他煤炭产品出厂价(元/t) = 灰分基价 × 灰分比价 × 煤种比价 × 品种比价 × 水分比价 × 硫分比价 × 块煤限下率比价 × 地区比价。

式中灰分基价,除炼焦精煤外,其他煤炭产品灰分基价均以二十级原煤(A_d 为23.01%~24%)灰分基价为100%。

灰分比价,除炼焦精煤外,其他煤炭产品从一级的 A_d 为4.01%~5%到三十六级的 A_d 为39.01%~40%,等级间隔一级为1%,37级 A_d 为41.01%~43%为2%,38级、39级为3%,39级以上为非正常产品,不按上列公式计算,价格由局、矿自定。

煤种比价,我国现行煤分类中的十四大类煤共分成九个群进行计价。焦煤和肥煤主

要用于炼焦 ,比价最高 ,分别为 125 %和 120 % ,褐煤最低为 83 %。

品种比价 ,各品种商品煤的比价率 ,随其加工深度和使用价值而异 ,精煤最高 ,中煤、煤泥最低、原煤为 100 %。

水分比价 ,按照各煤种和品种的含水量不同 ,分为四类 :

(1)长焰煤、1/2 中黏煤、弱黏煤、不黏煤、气煤、气肥煤和 1/3 焦煤类的原煤、混煤、粉煤、末煤、块煤及各群煤(褐煤除外)的洗原煤、水采原煤、洗混煤、洗末煤、洗粉煤、中煤为一类。这一类煤的水分间隔范围 5 % ~ 8 %的比价为 100 %。

(2)焦煤、肥煤、瘦煤、贫煤、贫瘦煤、无烟煤等煤种的原煤、混煤、末煤、粉煤和各种块煤 ,其水分间隔范围 4 % ~ 5 %的比价为 100 %。

(3)褐煤类各品种煤 ,其水分间隔范围 20 % ~ 23 %的比价为 100 %。

(4)精煤的水分间隔范围 10 % ~ 12 %的比价为 100 %。

硫分比价 ,除炼焦精煤外其他产品煤 $S_{t,d} < 3\%$ 的为 100 % ,在 3.01 % ~ 5 %的为 97 % ,在 5.01 % ~ 7 %的为 94 % , $> 7\%$ 的为 91 %。

块煤限下率比价 ,每个等级块煤限下率的间隔为 3 % ,15 % ~ 18 %的比价为 100 %。

地区比价 ,地区差价增加系数及其比价 ,见表 8 - 7 - 1。

表 8 - 7 - 1 地区差价增加系数及其比价

统配煤矿所在省、市、区	地区差价增加系数 %	地区比价 %	备 注
新疆、甘肃、陕西、宁夏、内蒙西部、山西	无	100	1. 江西安源矿筛洗煤在现价基础上加 5 % 2. 统配矿煤价及地区差价另有规定
北京、河北、贵州	10	110	
四川	20	120	
吉林、内蒙东部	23	123	
山东、河南、安徽、黑龙江	25	125	
江苏、辽宁、江西	30	130	

第二节 动力用煤按发热量计价方案

一、发热量单价 a

以灰分计价中 20 级原煤(A_d 23.01 % ~ 24 %)各地区的价格 ,对应收到基低位发热量

20.91MJ/kg ,即可求得各地区的 a 值。

二、收到基低位发热量($Q_{\text{net,ar}}$)

以实测为准 ,小数点后取两位。计价取发热量编号中间值 ,小数点后取三位。

三、发热量比价 K_r

参照灰分计价 ,发热量从 9.51 ~ 29.5MJ/kg 划分为 40 个区号 ,间隔为 0.5MJ/kg ,以 $Q_{\text{net,ar}}$ 值 20.51 ~ 21MJ/kg 的比价为 100%。发热量每增加 0.5MJ/kg ,比价增加 1.2%。发热量每降低 0.5MJ/kg ,比价降低 0.6%。发热量比价为：

$$1 + \frac{\text{实用发热量中间值} - \text{标准比价发热量中间值}}{0.5(\text{发热量编号间隔})} \times \text{发热量比值}$$

注 :发热量比值 :发热量编号 21 的发热量比价 100%。编号大于 21 ,发热量每增加 0.5MJ/kg ,价格升高 1.2% ,编号小于 21 的发热量每降低 0.5MJ/kg ,价格降低 0.6%。

四、挥发分比价 K_v

挥发分(V_{daf})划分为五个等级 ,挥发分小于 20% ,比价 90% ,挥发分 20.01% ~ 28% ,比价 100% ,挥发分 28.01% ~ 37% ,比价 110% ,挥发分大于 37% ,比价 120% ,褐煤挥发分比价 125%。

五、品种比价 K_p

与灰分计价的品种比价相同。

六、硫分比价 K_s

硫分($S_{\text{t,d}}$)划分为八个等级 ,以干基全硫 2.01% ~ 3% 的比价为 100%) , $S_{\text{t,d}} > 1\%$ 时 ,间隔 1% ,比值 1:1.5 ; $S_{\text{t,d}} < 1\%$ 时 ,间隔 0.5% ,比值 1:3。详见表 8-7-2。

表 8-7-2 硫分比价(%)

$S_{\text{t,d}}$	> 0.5	0.51 ~ 1	1.01 ~ 2	2.01 ~ 3	3.01 ~ 4	4.01 ~ 5	5.01 ~ 6	> 6
K_s	104.5	103	101.5	100	98.5	97	95.5	94

七、块煤限下率比价 K_x

如表 8-7-3 所示 ,限下率划分为十个等级 ,间隔 3% ,比值 1:0.5 ,以限下率

15.01% ~ 18% 的比价为 100%。

表 8-7-3 块煤限下率比价

限下率	≤3	3.01 ~ 6	6.01 ~ 9	9.01 ~ 12	12.01 ~ 15	15.01 ~ 18	18.01 ~ 21	21.01 ~ 24	24.01 ~ 27	27.01 ~ 30
$K_x(\%)$	107.5	106	104.5	103	101.5	100	98.5	97	95.5	94

八、灰分系数 K_a

以收到基灰分(A_{ar})为计算基础,划分为九个等级。灰分小于 40% 的间隔为 5%,灰分不大于 5%,系数为 1,灰分 5.01% ~ 25%,系数由 0.99 按 0.02 递减,灰分 25.01% ~ 40%,系数由 0.93 起按 0.01 递减,灰分大于 40%,系数为 0.89,详见表 8-7-4。

表 8-7-4 灰分系数

$A_{ar}(\%)$	≤5	5.01 ~ 10	10.01 ~ 15	15.01 ~ 20	20.01 ~ 25	25.01 ~ 30	30.01 ~ 35	35.01 ~ 40	> 40
$K_x(\%)$	1	0.99	0.97	0.95	0.93	0.92	0.91	0.90	0.89

九、地区比价

与灰分计价的地区比价相同。

第三节 随行就市的协议价

除上述两种煤炭价格基本计算方法外,随着煤炭进入市场,很多情况下,煤炭的供需双方签订合同时,签订的多是随行就市的协议价。

煤价放开以后,统配矿的协议价由《最新煤炭价格汇编》规定的基本价和供需双方随市场情况协商的上浮价组成。基本价随不同灰分等级或不同发热量等级而不同,上浮价也应该随基本价的不同而不同,按照按质论价原则,上浮价不能固定不变,合理的上浮价必须以上浮系数来体现。例如,基本价 65.4 元/t,协商上浮系数为 0.63,则协议价为 $65.4 \times (1 + 0.63) = 106.6$ 元/t。

地方矿没有国家规定的基本价,协议价由供需双方按照相邻统配矿同质同价的原则协商议价。

协议价与交货地点有关,不同的交货地点交货价格不同:

一、火车运输 发站车上交货价

统配矿为:基本价 $\times(1 + \text{上浮系数})$,价外另收国家规定的矿区运杂费;地方矿与相邻统配矿同质同价,一般不再收矿区运杂费。汽车运输矿场交货价与此相同。

二、火车运输 到站车上交货价

含发站车上交货价和国家规定的矿区运杂费和国家规定的铁路运费。

三、汽车运输 到厂交货价

含矿场交货价和省及地物价部门核定的汽车运费。

四、水陆联运 中转港船上交货价

含到站车上交货价以及交通部门规定的该中转港区运杂费和国家规定的相关运耗。

五、水陆联运 到达港船上交货价

含中转港船上交货价和国家规定的海(河)航运费。

六、水陆联运 到厂交货价

含到达港船上交货价及锚地至电厂码头拖运费与相关港杂费。

第四节 货款结算

煤的货款结算,根据中国人民银行规定实行商业汇票结算方式。

一、商业汇票的含义和种类

商业汇票是经付款人承诺付款的票据,具有较高的信用,有利于销货单位按期收回货款,凭商业汇票可以向银行申请贴现,有利于企业单位及时取得资金,实行商业汇票是

建立和完善社会主义市场经济的一项重要措施。商业汇票结算有两种方式。

(一) 购货单位签发的汇票

由购货单位签发,经本单位承兑后交销货单位,于到期日向收款人或背书人支付款项的票据。购货单位和银行对已承兑汇票,负有到期无条件付款的责任,不得以交易纠纷和本身承兑的责任拒付票款。对于持票人用欺骗手段取得票据行使权利时,承兑人对其可以抗辩。但对经背书转让汇票的其他债权人行使权利时,承兑人对其不得提出抗辩。

由于有到期无条件付款责任,此种结算方式适用于以下交易。

(1) 验货付款。签发到期可长可短,由双方商定。

(2) 对于交货量不大,交通不便或距离远的供货单位,采取按供货进度一次签发若干张不同期限的汇票,供方未按进度供货,按违约处理,到期汇票金额视作定金加倍索回。

(二) 供货单位签发的汇票

由供货单位签发,购货单位承兑后,交供货单位承诺,到期日向收款人或背书人支付款项。

此种结算方式适用于以下交易。

(1) 联系密切,系电厂燃料的主要供货单位,双方资信较高,可采取由矿方在煤炭发运后,按照实际发运数量价款签发商业汇票。汇票到期日可短些(一般按矿方发货后到实际收到货款的时间,作为汇票到期日,应在签订合同时写明)。

(2) 矿方可保证分旬均衡发运,可按月度合同数量及价款,签发若干张分期商业汇票,交付款方一次承兑,月度终了后结算。

(3) 矿方为推销产品,愿意延期收回销货款争取用户,以签发较长期限到期日的商业汇票。

二、商业汇票使用范围和原则

根据中国人民银行规定,在煤、炭、电力、冶金、化工和铁路行业的国营企业单位与其行业内、五个行业间以及其他行业的企业单位的货货结算,推行使用商业汇票。

五个行业的企业单位货款结算使用商业汇票,必须根据《经济合同法》与购货的企业单位签订经济合同。并在合同中明确使用商业承兑汇票或银行承兑汇票方式。

三、商业汇票的使用方法

五个行业的企业单位进行商品交易的款项结算,可以根据对方的资信状况与其商定

使用商业承兑汇票或银行汇票。

商业承兑汇票由销货单位签发的 ,应交购货单位承兑 ;由购货单位签发的 ,应经本单位办理承兑后将商业承兑汇票交给销货单位。银行承兑汇票无论是由销货单位签发 ,还是由购货单位签发 ,都应由购货单位持汇票和购销合同向其开户银行申请承兑。

如属分期付款 ,应一次签发若干张不同期限的汇票 ,也可按照供货进度分次签发汇票。

第八章 动力煤优质化工程及综合评价

第一节 动力煤优质化发展需求

鉴于我国动力煤生产、加工、运输、燃烧利用的现状,实施动力煤优质化,提高动力煤质量,实现动力煤的高效、洁净燃烧,是符合国家能源政策、能源建设总体方针,适应市场经济发展现实需求的。

对动力煤优质化产品的需求是实施动力煤加工的最基本动力和依据,其影响因素有以下几点:

(1)动力煤质量。动力煤质量是确定其加工需求的首要因素,如含矸高的动力煤有通过洗选脱矸降灰的需求;高硫煤有脱硫固硫的加工需求。

(2)燃煤装备的需求。不同燃煤装备对燃料煤的性质或状态有不同要求,如层燃锅炉需要燃用煤粒度在一定范围级配的粒煤或型煤,单煤质量与装备设计参数不符合时需进行配煤。

(3)提高燃煤效率、减少污染排放的需求。在许多情况下,动力煤加工是为了满足用户提高燃煤效率、减少污染物排放的目的,并以此降低用户的燃煤成本、提高经济效益或满足当地环保的要求。

本节内容从全国动力煤质量现状和动力煤分领域燃用的情况、以及市场可能形成的需求,分析发展各种加工技术工程化的需求。

一、动力煤洗选发展需求

动力煤洗选可分为以排矸为主要目的的洗选和以脱硫为主要目的的洗选,从现有动力煤洗选加工的情况分析,目前,入洗原煤的质量有很大区别,出口煤对煤质要求严格,即使原煤灰分并不高,也需要进行入洗加工;有的特殊用途的煤、如高炉喷吹、化工原料煤等,尽管煤质较好也需要入洗后才能达到要求。但在许多情况下,由于价格成本等因素,有的原煤尽管质量差,含灰较高,却照样不入洗直接送到用户。

1999 年动力煤入洗总量约 8879 万 t,入洗比例约 9%,选煤厂利用率仅 56%,产品以出口、化工用煤为主;出口,煤灰分控制在 6% ~ 12%,化工用无烟块煤灰分在 12% ~ 15%,喷吹煤 12% 以下,电厂用煤 20% ~ 24%。洗选厂利用率低的原因有市场问题,也有洗煤厂技术或原料方面的问题。

发展动力煤洗选的基本拉动力是市场,从宏观的形势分析,凡是含矸较高,又有显著排矸效果的煤都应洗选排矸,以减少运力浪费,提高用户效率;具体分析动力煤洗选受到多种因素影响,最主要的还是市场的需求。

从减少动力煤含矸量考虑,如果灰分在 20% 以上的煤需洗选排矸,则 60% 的动力煤应予入洗;如含硫 1% 以上的煤需洗选脱硫,则入洗比例为 30%。

2000 年我国出口煤炭 5885 万 t,2001 年达到 8590 万 t,其中 80% 以上为动力煤。今后随着煤炭出口量的增加,也是入洗量增大的主要推动力。

煤炭排矸洗选和脱硫洗选有重叠的作用,同时决定是否入洗与煤的洗选排矸性或可脱硫性有关,有的煤炭尽管灰分、硫分并不特别高,但考虑出口的需求,也需要入洗以调整质量。综合以上多种因素的影响,动力煤洗选需求量大约应占到动力煤总量的 50% ~ 60%。如 2005 煤炭消费总量达到 11.5 亿 ~ 12 亿 t/a,其中约 85% 为动力煤,入洗比例达到 70%,则需洗选加工量为 4.9 亿 ~ 5.1 亿 t/a。目前全国动力煤洗选能力为 1.6 亿 t/a,按 85% 的开工率估算,需新建的动力煤洗选加工能力为 3.3 亿 ~ 3.5 亿 t/a。

二、动力煤筛分加工

不同的燃烧器和燃烧方式对煤的粒度有不同的要求。层燃锅炉、窑炉和化工气化用原料煤往往要求煤的粒度较大;电站粉煤锅炉则要求末煤或粉煤。筛分加工就是针对这种不同用户的不同需求,对原煤进行以粒度分级为主要目的的一种加工方法。筛分加工往往与手工挑拣结合,可以去掉大块的矸石。

目前,作化肥原料的无烟煤和部分烟煤占筛分加工的主要部分,但针对中、小型锅炉

及窑炉提供筛分煤的很少 ;有的矿区进行筛选主要是分出大块或中块煤专销专用 ,对小块煤筛分加工发展较快 ,1998 年全国有筛选加工生产线 276 条 ,如结合配煤加工进行筛选 ,加工量的市场需求潜力很大。

三、动力配煤工程发展需求

动力配煤技术应用或工程发展需求潜力很大 ,一种(或一批)由煤矿生产的商品煤可能经历不止一次的配煤加工。

资料显示 2000 年我国配煤生产线总数约 250 条 配煤量约 2000 万 t ,至 2005 年预计将达到 7000 万 t/a。 目前全国配煤生产能力估算有 2000 万 t/a 以上 ,需新增生产能力大约为 5000 万 t/a。

四、型煤加工工程发展需求

动力煤型煤主要指民用型煤、锅炉型煤和窑炉型煤。民用型煤“九五”初期曾达到 5600 万 t/a ,近年来随着城市燃料结构的改变 ,产量降低。

当筛分加工不能满足锅炉、窑炉的用煤要求时 ,应对末煤进行成型加工。2005 年预计锅炉用煤约 3.8 亿 t/a ,如通过筛分可解决小粒煤供应 50% ,则型煤加工需求量为 1.9 亿 t/a ,预计届时生产能力将达到 8400 万 t/a。

目前型煤加工市场的问题主要是经济效益问题 ,如东部某大城市建成的 15 万 t/a 型煤厂由于市场问题而不能投入正常生产 ,型煤集中加工成本较高 ,运输有一定要求 ,因此炉前成型应是主要发展方向。

工业锅炉改造为高效粉煤锅炉是今后技术进步的方向 ,因此可减缓对锅炉型煤的需求。

五、水煤浆制浆工程发展需求

本节水煤浆制浆工程发展以市场需求为基准 ,水煤浆市场以代油燃烧为主。国内各行业用燃料油总量约 4000 万 t/a ;“十五”期间全国节油规划量为 1.500 万 t/a ,采用技术有水煤浆燃烧 ,粉煤燃烧 ,或其他燃料替代等。

代油燃烧节油量占总节油 90% 以上 ,若水煤浆代油占代油燃烧的 60% ,21 水煤浆代 11 燃料油 ,2005 年需制浆能力 1000 万 t/a ,目前全国制浆能力约 251 万 t/a ,则水煤浆制浆能力发展需求约为 749 万 t/a。

实际上 ,除经济方面的原因外 ,考虑冬季运浆的防冻、专用车辆准备及储存等问题 ,

应该是减少水煤浆成品由制浆厂到用户间的距离。在目前的实用状态下 ,用户自行制浆的发展也较快 ,因此水煤浆的运输如果不是以专用管道实现 ,则可接受的运输距离很小 ,在发展水煤浆制浆能力时须注意到与用户距离的影响。

第二节 动力煤优质化工程不同加工途径技术经济比较

一、建设投资的比较

以加工吨原料煤的投资为基准比较 ,以得到吨产品的投资为基准比较 ,设 G_1 为原料煤量(t) , C_2 为产品量(t) ,则有关系 :

洗选 : $G_{11} \times B_1 = G_{12}$, B_1 为选选煤加工收率(%) ;

配煤 : $G_{21} = G_{22}$;

型煤 : $G_{31}(1 + B_3) = G_{32}$, B_3 为型煤中粘结剂含率(%) ;

水煤浆 : $G_{41}(1 + B_4) = G_{42}$, B_4 为制浆外加水(%) ;

筛分 : $G_{51} \times B_5 = G_{52}$, B_5 为筛分块煤收率 ;

表 8 - 8 - 1 为动力煤加工技术投资比较结果。

表 8 - 8 - 1 加工技术投资比较 元/t

	洗选	配煤	型煤	水煤浆	筛分
以加工每吨原料煤为基准	40 ~ 60	40	50 ~ 100	270	10 ~ 15
以得到每吨产品为基准	50 ~ 75	40	47 ~ 94	200	20 ~ 30

注 : B_1 取 0.8 , B_3 取 6% , B_4 取 35% , B_5 取 50%。

筛分投入考虑与洗选、配煤、型煤等加工技术配合 ,也可单独加工 ,型煤为集中成型。

二、加工费用的比较

以加工吨原料煤为基准比较 ,以得到吨产品为基准比较 ,加工成本包括运行费用和年均化投资两项 ;

运行费用包括 :

(1)水、电、汽、燃料费用 ,元/t ;

- (2)工资费用 元/t；
- (3)车间费用 元/t；
- (4)销售费用 元/t；
- (5)税收、利息及其他附加费等。

年均化投资可按下式计算：

$$F = F_0 \left(\frac{i}{1 - (1 + i)^{-n}} \right)$$

式中 i——贴现率；
F₀——初投资(元)；
n——折旧年限。

每吨原料或产品的均化投资为 F/G。

上述各种费用之和为加工费用。表 8-8-2 为加工费用的举例估算表 ,加工每吨原料煤分别为 洗选 12 元/t、配煤 10 元/t、型煤 30~60 元/t、水煤浆 100 元/t ,筛分 5 元/t。

表 8-8-2 加工费用比较表 元/t

	洗选	配煤	型煤	水煤浆	筛分
以加工吨煤为基准	12	10	30~60	112~119	5
以得到吨产品为基准	15	10	32~64	75~80	10

注 筛分加工以 50% 收率计算 ,粉煤价格与原料煤相同。

三、用户效益的分析

用户在不改变或基本不改变燃煤装备及其他辅助装备的情况下 ,燃用加工后产品与燃用未经加工原煤可获得的效益包括如下几方面：

- (1)节能——用户使用加工产品 ,效率提高 ,用量减少 ,获得节煤效益 ,到达用户的燃料煤减少 ,节省运输及中间费用。
- (2)运行——用户使用加工产品 ,减少厂内运输、排灰、粉碎加工等方面的消耗 ,节省运行费用。
- (3)环保——用户燃用加工产品减少二氧化硫、粉尘等排放 ,节省排污交费获得效益。

另外 ,应考虑用户燃用加工后的产品每吨需比原来使用未加工的原煤要多付出的价格差。

以下以燃煤电厂用煤和锅炉(包括窑炉)用煤情况为例对用户的效益进行分析。

(一) 燃煤电站燃烧洗选煤的效益分析

1. 节能效益

燃用 1t 洗选煤相当于燃烧 1.15 ~ 1.25t 原煤,取 1.20t/t,一般洗选厂建设在产地或矿区,燃料煤经运输到达用户,运输距离远近相差很大,以山西煤炭运至山东为例,运距约 700km,煤运费约 80 元/t(包括短途倒运等)结合表 8-8-2 的数据,考虑选煤厂利润 8 元/t 原料煤,精煤到电厂价格 310 元/t,原煤到厂价格 230 元/t。二种燃料代替后节能、减运、价格等方面的差值 $310 - 230 \times 1.2 = 34$ 元/t,即燃用洗选煤电厂多付出 34 元/t。

2. 运行效益

工厂节电 0.9 元/t 洗选煤、减少排渣费用 0.8 元/t,减少设备护费 0.8 元/t,节油费 9 元/t(该费用由于锅炉、煤质等影响有很大差别,9 元/t 是根据本书“动力煤洗选”一节提供的案例数据核算的),厂内其他运费减少约 8 元/t,运行效益总计约 19.3 元/t。

3. 环保效益

原煤硫分为 2.1%,洗选煤为 1.2%,每吨洗选煤可减排二氧化硫 23.8kg,按排污交费 0.8 ~ 1.2/kg 计,工厂少交费用 19 ~ 28 元/t 洗选煤。

4. 综合效益

上述几个费用相加,电厂每燃烧 1t 洗选煤可获得效益 4.3 ~ 13.3 元/t。若 1 年燃煤 100 万,则电厂获效益约在 430 万 ~ 1330 万元。同时,洗选厂加工每吨原料煤获利润 8 元,加工 125 万 t 原煤可获利 1000 万元。

由上述分析可见,电站燃用洗精煤的效益与下列因素有关:

- (1) 原煤价格越低,洗选煤和原煤之间的差价越小,有利于提高效益;
- (2) 运输距离越远或运费升高,燃用洗选煤越有效益;
- (3) 煤质在洗后质量提高越显著,工厂操作效益越明显,电厂管理、核算越细,效益越明确;
- (4) 洗选后硫分降低越显著、排污收费额越高,直接效益越明显。

如果考虑二氧化硫污染损失减少,粉尘、灰渣污染损失减少等因素,综合效益则更为显著。

(二) 燃煤电站燃用配煤的效益分析

1. 节能效益

一般燃用动力配煤有 5% 左右的节能效益,即 1t 配煤相当 1.05t 原煤,配煤厂可建设于运煤集散地或电厂附近,因此节煤引起的运输效益情况而定,但至少对工厂的短途运输或厂内运输有一定效益。结合表 8-8-2 的数据,考虑配煤场的加工利润,配合煤到

厂价格约为 255 元/t,原煤到厂 230 元/t,2 种煤的价格及费用差为 $255 - 230 \times 1.05 = 13.5$ 元/t,即燃料费多付 13.5 元/t。

2. 运行效益

燃用配煤后,电站锅炉效率提高、稳燃节油、运行效率改善,大致可有约 15 ~ 20 元/t 的运行效益。

3. 环保效益

如在配合中加入固硫剂,由于脱硫剂和固硫效果的数据不定,在此分析中暂不计入该效益。

综合上述分析,电站燃用 1t 配合煤,在经济上约有 1.5 ~ 6.5 元的效益,同时节煤约 0.05t。按年消耗 100 万 t 配煤,则效益总值在 150 万 ~ 650 万元。

电厂燃用动力配煤多为厂内运行,内部核算,从技术、经济、运行等方面都是值得发展的,独立的配煤工程向全社会(包括电厂)提供质量稳定、均质的燃料煤,其综合效益是非常显著的,用户也从节煤和运行改善方面获得效益。

(三) 燃油电站改烧水煤浆的效益分析

1. 燃料费用

如按制浆厂与电站分设,距离 150km,制浆厂利润按 10 元/t 计,运费(包括短途倒运、输备等)约 80 元/t,则到厂价格约 300 元/t。如按 2.2t 水煤浆代替 1.0t 燃料油,燃料油到厂价按 1450 元/t 计算,则两种燃料的费用相差 $1450 - 300 \times 2.2 = 798$ 元。

2. 运行费用

与燃油比较,燃烧水煤浆需投资进行改造,包括除尘装备等;运行中电消耗、除尘费用等都有增长,特别是喷嘴、炉内有关磨损件等部分的维护或更换费用都有增加(该方面的数据较少,本书第七篇第九章第三节水煤浆一节中白扬河电厂燃用水煤浆与燃油的单位发电变动成本中出现水煤浆的操作费用(25.4 元/MW·h)低于燃油(36.8 元/MW·h);与一般分析或操作结果不同)。

另外,还应考虑改造费用的折旧。

3. 环保效益

燃烧水煤浆与燃油相比,排放二氧化硫和粉尘的量都有变化。二氧化硫排放量与燃料油中含硫、煤中含硫有关,粉尘取决于除尘净化系统的效率和水平。国内目前燃料油平均含硫约 2%,其二氧化硫排放与含硫 1.2% 的煤相当。

由于燃料费用的差别很大,使燃料水煤浆与燃油相比,发电成本有很大降低,如白扬河电厂的单位发电变动成本差值为 180 元/MW·h;水煤浆制备厂也应有较好的经济效

益。

在市场经济条件下,利润转移是常发生的情况,加之运输方面的影响,制浆生产一般均向用户或用户地区转移。但如果燃烧水煤浆与直接燃煤发电竞价上网,则对前者有新的经济压力。

(四)层燃锅炉、窑炉燃烧筛选煤的经济效益分析

大量层燃锅炉、窑炉是目前煤炭消费的一大主体,每年燃掉的煤大约在3亿t以上,绝大多数燃煤均为混煤,块度不匀,粉煤率高,影响燃烧效率提高,易造成环境污染。

层燃锅炉或窑炉除对煤质有各种要求外,粒度是其质量的重要指标之一,一般要求粒度在一定范围,粉煤含量有一上限,最好按粒度有一定级配。对动力煤实现筛分加工是满足层燃用煤的最基本、有效的加工方法。

1. 燃料费用

原煤经筛分后,筛下末煤价格仍按原料煤计算,加工费用计入颗粒煤部分,因此颗粒产品的价格(元/t)如表8-8-2所列。考虑筛分加工的利润按5元/t计,吨煤运费80元/t,节煤率约在15%,即1t加工颗粒煤的入厂价为 $180 + 80 + 5 = 265$ 元/t;可代替1.15t原煤,则相应原煤入厂价为 $(150 + 80) \times 1.15 = 264.5$ 元/t,二者相差0.5元,即燃用1t加工颗粒煤用户多付出0.5元/t。

2. 运行费用

厂内运杂费每吨按2元计,可节约 $2 \times 0.15 = 0.3$ 元/t;灰渣处理费减少 $10 \times 0.15 = 1.5$ 元/t;粉尘排放处理费减少及设备检修费减少1元/t,合计为2.8元/t。

按保守计算,每燃烧1t筛分煤,用户至少有效益2.3元/t,若按年消费10万t煤计算,则至少获得效益2.3万元,t同时筛分厂有50万元的利润,年节煤约在1.5万t。

四、综合效益比较

表8-8-3为几种动力煤加工的综合效益比较,几种加工途径均有较好的经济效益,筛分加工和配煤加工还有明显的节煤效果,燃烧水煤浆代替燃油可减少燃油消耗。

表8-8-3的数据都是在一定的设定条件下计算的,实际情况下当煤价、运距、工厂运行水平、煤质有较大变化时,计算结果会有较大的变化,具体分析当依具体情况而定。

表 8-8-3 动力煤加工综合效益比较举例

类别	电站燃烧 洗选煤	电站燃烧 动力配煤	电站代油燃 烧水煤浆	层燃锅炉、窑 炉燃烧筛选煤
燃煤量/(万 t·a ⁻¹)	100	100	100*	100**

类别	电站燃烧 洗选煤	电站燃烧 动力配煤	电站代油燃 烧水煤浆	层燃锅炉、窑 炉燃烧筛选煤
用户效益(万元·a ⁻¹)	430 ~ 1330	150 ~ 650	约 3000	230
加工厂效益(万元·a ⁻¹)	1000	500	1000	500
节煤(万 t·a ⁻¹)		5	45(万 t 油)	15

* 100 万 t 水煤浆；
* * 1000 万 t 筛分块煤。

第三节 动力煤优质化工程

一、基本概念及工程总体思路

(一)动力煤优质化工程的概念

动力煤优质化工程是指以燃煤用户的煤质需求和经济效益为出发点 ,以高效燃煤、减少有害物排放为目的 ,以市场分析和技术、经济分析为基础 ,为用户提供符合国家煤炭质量标准的动力煤产品 ,全面提高动力煤综合质量 ,提高我国能源消费水平 ,形成煤炭开发、加工销售、配送一体化体系 ,建立适应市场经济运行的煤炭产、供、销新格局 ,实现煤炭工业可持续发展。

(二)提出动力煤优质化工程的原因

煤炭加工技术可全面提高和改善煤炭质量 ,提高燃烧效率 ,降低灰分 ,减少污染。对比国外经验 ,结合我国煤炭环境差、燃煤效率低等现实 ,有关专家认为国家有必要立刻启动并实施动力煤优质化工程 ,对我国动力煤进行全面加工 ,解决目前煤炭生产、加工、供应、消费中存在的如下一系列问题：

- (1)目前绝大多数动力煤未经加工就进入市场 ,含矸量高(平均灰分 24% ,灰分大于 20%的占总量的 60% 以上) ,造成运力浪费及锅炉燃煤效率低下 ,且污染严重。
- (2)供煤质量(发热量、挥发分、灰熔融性、水分、粒度等)与用户燃煤装备设计要求不符 ,煤质不均匀、多变 ,供求不对路 ,不仅降低锅炉热效率 ,而且造成设备严重磨损 ,排烟、排渣污染环境严重 ,是我国整体能源利用效率低于世界平均水平的重要原因之一。
- (3)煤炭的生产、加工与燃煤用户需求脱节 ,煤炭生产和加工技术粗放 ,销售的中间

环节多,市场信息不能及时反馈给生产与加工部门,造成商品煤质量、品种与用户的需求脱节,使煤炭生产、加工部门经济效益低下或亏损,煤炭用户的经济效益同样受到影响。

(4)动力煤产、供、销、用的粗放状态,在很大程度上造成能源利用效率的低下和环境的恶化,使我国能源供应和利用技术低水平重复,与现代化技术水平的提高和社会、经济的发展极不相称。改变长期以来动力煤生产、供应及消费的落后状态,已成为全面提高我国能源效率水平,解决能源、环境矛盾,促进经济、社会可持续发展的重要内容。

(5)出于环境保护的压力,目前许多城市和地区采取了大量限制燃煤,以油、气、电取代煤的作法。在现行能源供给和消费条件尚不具备大规模变化的条件下采取这一作法,不符合我国以煤为主的能源资源赋存、生产和消费客观背景,会造成煤炭生产、销售困难,油气供应紧缺、价格上涨,影响到我国多年以来形成的能源供应和工业生产体系,存在潜在的能源安全隐患。

(三)动力煤优质化工程的总体框架

(1)动力煤优质化工程通过对动力煤的综合加工,实现动力煤全部加工后上市,向用户提供符合质量标准的动力煤产品,全面提高动力煤质量,提高我国煤炭燃烧总体水平,降低污染物排放。

(2)动力煤优质化工程的启动和发展与市场紧密相关,按市场经济机制运行。煤炭行业为启动和实施该工程的主体行业,大型国有煤炭生产企业为单元工程的业主或承担者,行业燃煤用户为相关用户及受益者。

(3)建立若干动力煤优质化单元工程,发展先进的煤炭加工技术,以煤炭加工产业的发展带动包括煤加工装备制造、产品配送业、售后服务、科技及工程服务业等综合发展,形成产业链。最终形成煤炭开发、生产相结合,加工、销售、配送一体化的供应体系。改变目前煤炭产、供、销、用的粗放经营和运行状态。

(4)动力煤优质化工程以相关法规、政策、标准为保障,法规、政策、标准的修订及制定等为工程的重要内容之一。

(5)总体工程分宣传启动、典型示范、推广、成熟运作四个阶段,预计需15年时间。

单元动力煤优质化工程结构见图8-8-1。

单元工程由营销管理、动力煤的综合加工和配送与服务三个运行模块组成。

营销管理作为单元工程的中枢,按现代化市场管理模式对动力煤的加工配送进行调度和管理,包括联系煤炭产、供企业,用户及单元内各个运行环节,市场调查分析,制定发展规划与计划,指导外部原料进入或产品输出等等。

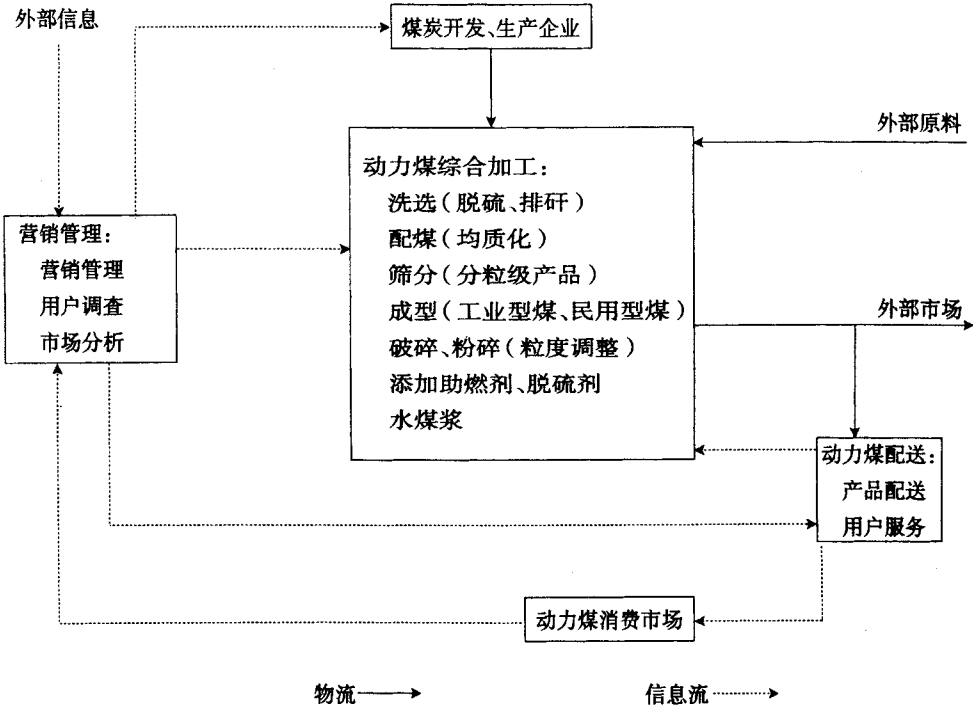


图 8-8-1 单元动力煤优质化工程结构

动力煤综合加工以有效利用原料煤资源、满足各种用户需求为原则,按照营销管理部门的信息与指令,合理利用各种加工技术,以最优方案为用户提供符合质量的煤炭产品。

配送部门负责加工产品的输送和用户售后服务并及时将用户信息和要求反馈到营销及加工部门。

二、动力煤加工技术选择原则

- (1)符合国家节约能源、合理利用煤炭资源的总体能源政策方针；
- (2)符合环境保护、可持续发展的总体方向；
- (3)遵循市场经济规律；
- (4)有利于煤炭行业产业结构、产品结构调整；
- (5)选择成熟、有效的技术途径；
- (6)成本最小化、效益最大化。

三、动力煤优质化系统

动力煤优质化系统的基本出发点和特点是充分满足用户对煤炭质量的需要,向用户提供符合用煤设备要求的煤炭产品,将煤炭洗选、筛分、配煤、型煤和水煤浆技术全部置于同一个优化命题之下,由系统自动优选。无论是煤炭产品结构优化,还是煤炭综合加工方案优化,其基础都是原料煤资源、工艺流程和市场需求,优化目标都是最大经济效益,优化结果是最佳加工方案和最佳产品结构。

动力煤优质化的基本思路是首先进行单种煤优质化,在单种煤优质化后仍不能满足需要或为了争取更大的经济效益时应进行多种煤或多种煤的多个品种配合优化。对于生产单种煤或煤质相近的矿区首先应考虑筛分和洗选技术,其产品应是粒度、灰分、挥发分、硫分等主要指标都满足用户要求的动力煤。如不能满足要求则应进一步考虑自配煤和生产型煤及水煤浆出售。对生产多种煤或煤质相差较大的矿区、煤炭集散地或大型用户可进一步考虑多种煤配煤或生产配煤型煤和配煤水煤浆来满足用户需求。在考虑上述技术时应以成本最小化和效益最大化为原则并需针对不同用户优化组合,使其满足洁净、高效的燃煤要求。当多种加工方案都能满足用户需求时,应以获得最大经济效益为原则,摒弃无效益或效益低下的方案。

为了使动力煤优质化系统有较强的应用性,也就是无论对单种煤还是多种煤或多种煤的多个品种系统都能适用,拟将该系统分解为七个子系统(七个模块),各子系统既能相互独立,又能相互联系,各有独立的输入、输出和运行机制,可独立完成所属范围内的功能操作。通过相互联系,各模块又能有机配合完成整个系统的优化。这七个功能模块分别为基础数据模块、洗选优化模块、筛分优化模块、配煤优化模块、型煤优化模块、水煤浆优化模块和整体优化模块。优质化系统的整体框架如图8-8-2所示。

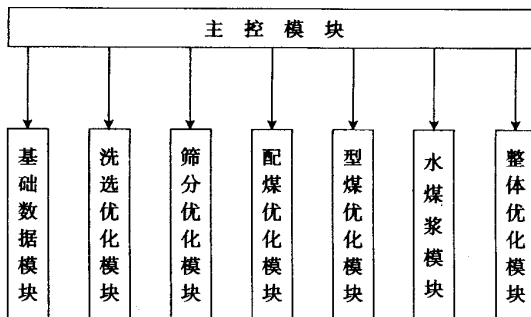


图 8-8-2 优质化系统的整体框架

各模块可通过主控模块导入 ,独立运行 ,完成相应的功能操作。如独立的洗煤厂可启动洗选优化模块 ,配煤场可启动配煤优化模块。较大的矿区、煤炭集散地或大型用户可启动整体优化模块。现将主要模块简要介绍如下。

优质化系统的整体框架

基础数据模块的主要功能是接受原煤性质、产品指标、浮沉、筛分、成型、成浆等原始数据 ,并对数据进行处理。主要是为各优化模块准备数据。该模块另一功能为对原料煤进行洗选、筛分、成型、成浆性能进行评估。各优质化技术对煤质的适应性按技术分类有不同的分析方法 ,如洗选中有易选、中等可选、较难选、难选、极难选 5 个档次 ;型煤有易成型、中等成型、成型差 3 个档次等。如煤质难以加工或加工后意义不大(如含颗粒率很低 ,不宜筛分) ,尽可能不用此技术。表 8-8-4、表 8-8-5、表 8-8-6 分别为煤的可选性、脱硫率及成浆性分类。

表 8-8-4 原煤可选性分类

$\delta \pm 0.1$ 含量/%	< 10	10 ~ 20	20 ~ 30	30 ~ 40	> 40
分类	易选	中等可选	较难选	难选	极难选

表 8-8-5 煤脱硫率分类

脱硫率/%	< 30	30 ~ 40	40 ~ 50	50 ~ 60	> 60
分类	难脱硫	较难脱硫	较易脱硫	易脱硫	极易脱硫

表 8-8-6 煤成浆性分类

指标 D	< 4	4 ~ 7	7 ~ 10	> 10
成浆性	易	中等	难	很难
可制浆浓度	> 72	72 ~ 68	68 ~ 65	< 65

注 : $D = 7.5 + 0.5 M_{ad} - 0.05HGI$, M_{ad} 、 HGI 分别为空气干燥煤水分和哈氏可磨指数。

洗选优化模块的主要技术问题是生产系统的模拟、数学模型及求解方法的选择、最佳产品结构的可行性和稳定性分析。洗选工艺包括水选、重介选、干选、浮选、脱硫、破碎等。洗选数学模型为：

假设某洗选厂要洗选出 n 个产品 , μ 为选出的优化结构总数 , W_{ij} 、 A_{ij} 、 S_{ij} 、 Q_{ij} 和 P_{ij} 分别为第 i 个优化结构第 j 个产品的数量、灰分、硫分、热值和售价 ,且 W_{ij} 、 W_{ij} ; A_{ij} 、 A_{ij} ; S_{ij} 和 Q_{ij} 、 Q_{ij} 分别为第 j 产品的数量、灰分、硫分、热值的上、下限 ,则洗选优化的约束条件

可归纳为：

$W_{ij} \leq W_{ij} \leq W_{ij}$ (第 i 个优化结构第 j 个产品的数量不大于第 j 产品数量的上限也不小于下限)

$A_{ij} \leq A_{ij} \leq A_{ij}$ (第 i 个优化结构第 j 个产品的灰分不大于第 j 产品灰分上限也不小于下限)

$S_{ij} \leq S_{ij} \leq S_{ij}$ (第 i 个优化结构第 j 个产品的硫分不大于第 j 产品硫分上限也不小于下限)

$Q_{ij} \leq Q_{ij} \leq Q_{ij}$ (第 i 个优化结构第 j 个产品的热值不大于第 j 产品热值的上限也不小于下限)

目标函数为： $\sum_{j=1}^n = \text{Max}$ (追求效益最佳)

从洗选产品结构优化的数学模型可以看出,在一个洗选优化命题中同时存在着若干个经济效益和产品数量、质量不等的优化结构。从诸多极值点中选取最佳点时,既要经济效益最好,又要主导产品质量稳定。

配煤的实质就是将若干个质量不同的原料煤或若干个原料煤经洗选后得到的若干个品种为达到某种质量要求而配成的一种或几种商品煤。假设有 n 种单煤 ($i = 1, 2, \dots, n$) 某单煤经筛分、洗选后有 m 个品种 ($j = 1, 2, \dots, m$) 若第 i 种单煤的第 j 个品种的第 k 个技术指标 ($k = 1, 2, \dots, p$) 为 T_{ijk} 如果适应某一用户的第 k 个技术指标上限为 A_k , 下限为 B_k 并且假设第 i 种单煤的第 j 个品种在最终的优化产品中的配比为 X_{ij} 则动力配煤的约束条件可归纳为：

$B_k \leq \sum_{i=1}^n T_{ijk} X_{ij} \leq A_k$ (n 种单煤第 j 个品种配制的第 k 个技术指标不大于用户技术指标的上限也不小于下限)

$X_{ij} \leq H_{ij}/S$ (在计划期内,资源不足的某一煤种中的某一品种配比不能大于它占配煤计划量的比值)

$\sum_{j=1}^n X_{ij} = 100\%$ (n 种煤中第 j 个品种配比之和必须为 100%)

$X_{ij} \geq 0$ (各个品种的配比不能为负值)

目标函数为：

$\text{Min} Z = \sum_{i=1}^n F_{ijk} X_{ij}$ (追求效益最佳)

或 $\text{Min} Z = X_{ij}$ (追求优质煤配比最少)

或 $\text{Max} Z = X_{ij}$ (追求劣质煤最多)

筛分的实质是如何从市场需要的诸多产品中选出能使煤炭生产企业获得最佳经济效益的产品结构。假设 t 为所有可能的具体产品结构总数, E_j 为第 j 个具体产品结构的经济效益, E_m 为最大经济效益, m 为最大分级点数, 用户为保产品的粒度要求确定了含有 n 个点的分级点列, 实际用于确定分级方案总数的分级点数为 U , $C(U, I)$ 表示从 U 个元素中取 I 个元素的组合数, 则可建立筛分的数学模型。

约束条件:

$$T = \sum C(U, I)$$

$$U = \min(N, M)$$

目标函数:

$$E_m = \max(E_1, E_2, \dots, E_n)$$

整体优化模块将基础数据及处理、洗选优化、筛分优化以及配煤、型煤、水煤浆优化模块都联系起来, 根据当前原料煤情况, 选煤厂工艺流程及管理水平, 配煤场、型煤厂和水煤浆厂的加工和存储情况, 市场对产品的质量要求等自动求解出能达到最佳经济效益的原料煤分配方法, 选煤厂、配煤场、型煤厂和水煤浆厂的操作制度, 配煤场等的配煤方案等。

在产品结构优化方面, 既要考虑洗选产品结构优化和筛分产品结构优化, 也要考虑配煤、型煤、水煤浆产品结构优化以及筛、选、配等几种加工方式交叉使用的产品结构优化。优化框图见图 8-8-3。

动力煤优质化应用举例:

华北某地烟煤, 含矸一般, 灰分 12% ~ 15%, 含硫大于 2%, 原煤价 100 元/t, 洗选收率 85%, 洗选煤灰分小于 10%, 硫等于 1%, 热值 28.42 MJ/kg。煤质评价: 可选性较好、较易脱硫。

采用全粒级重介螺旋分选, 加工运转费(包括折旧) 12 元/t, 工厂利润 8 元/t, 洗选煤价格 $(100 + 12 + 8) / 0.85 = 141.2$ 元/t。年入选 100 万 t 原煤, 产品洗选煤产量 85 万 t/a, 利润 800 万元/a。

再对 85 万 t 洗选煤进行筛分加工, 得到 6 ~ 30mm(< 6mm 粉煤不超过 20%) 小颗粒煤 40 万 t, 加工费 3 元/t, 加工利润 3 元/t, 小颗粒煤售价 153 元/t, 工厂年利润 255 万元/a。筛下粉煤 45 万 t/a, 按原来全粒级重选的售价 141.2 元/t 计算。

粉煤热值较高, 与另外 45 万 t/a 低硫、中灰煤配合, 得到 90 万 t/a 配合煤, 成本 130 元/a, 利润 3 元/t, 年利润 270 万元/a, 出厂价 133 元/t。

上述加工总利润为 1325 万元/a。

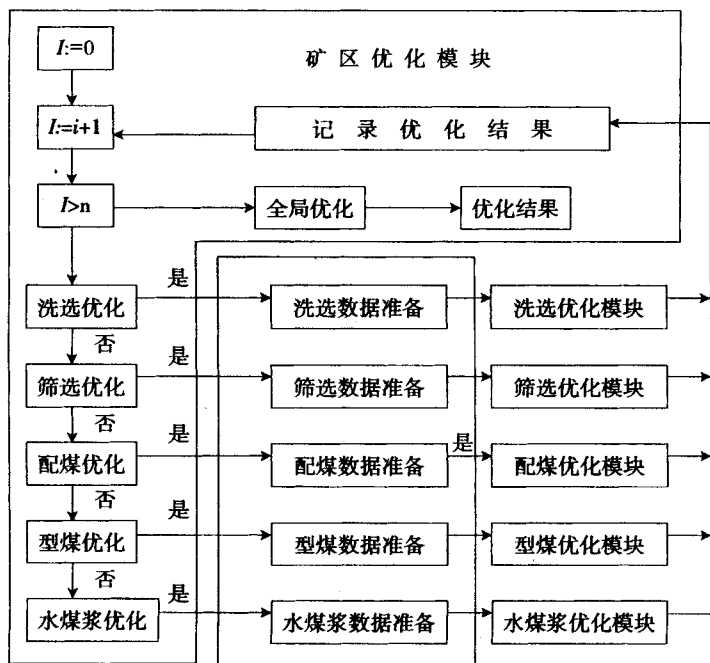


图 8-8-3 产品优化模块

用户层燃锅炉燃用小颗粒煤,节煤率 25%,运杂费 90 元,与燃烧原煤比较获得节煤效益 -10 元/t,即每吨煤多付 10 元;用户燃用洗选块煤,降低操作费用 4 元/t,减少二氧化硫量为 $2 \times 18 \times 1.25 - 18 = 45 - 18 = 27\text{kg/t}$,排污费按 0.8 元/kg 计,减少交费 21.6 元/t。

综合计算,用户烧洗选颗粒煤每吨可获效益 $21.6 + 4 - 10 = 15.6$ 元/a,40 万 t 合计效益 624 万元/a。

90 万 t 配合煤销往电站,与烧原煤(45 万 t 原煤和 45 万 t 中灰低硫配合煤)相比,节煤率 20%,节煤效益 5 元/t,电站燃用洗选煤配煤操作效益有约 10 元/t,环保效益约 24 万元/a,综合效益 $(5 + 10) \times 90 + 24 = 1374$ 万元/a。

上例说明,采用洗选—筛分—配合的优化组合加工,年加工 145 万 t 原料煤,100 万 t/a 入洗,45 万 t 配合,加工厂获利润约 1325 万元/a;用户层锅炉燃筛分产品煤和电站燃用洗选配合煤分别获得 624 万元/a 和 1374 万元/a 的效益。

由分析可见,严格环保排污交费对推进动力煤加工有重要作用。

第九章 燃料经济活动分析

燃料经济活动分析 ,一般综合为四个部分 ,即数量保证程度分析 ;质量保证程度分析 ;质价相符程度分析 ;经济效益分析。通过分析研究 ,以了解过去、控制现在和预测未来 ,促进企业改善经营管理 ,提高经济效益。

第一节 数量保证程度分析

衡量数量保证程度的标准有两个 ,即实际可供生产用燃料量同发电 ,供热计划需要量以及同设备的可能发电、供热需要量的比较。在做电网燃料保证程度分析时 ,还需加上供高效机组燃料量同高效机组所需燃料量比较。

具体方法如下 :

一、列出分析表

列出可供生产用燃料量分析表 ,见表 8-9-1

表 8-9-1 可供生产用燃料量分析表(t)

项目	本 期			上年同期 标煤量 (t)	上期 标煤量 (t)	比较	
	原煤量 (t)	天然煤发热 量(MJ/kg)	折合标 煤量(t)			上年同期	上期
实际到货合计							

项目	本 期			上年同期 标煤量 (t)	上期 标煤量 (t)	比较	
	原煤量 (t)	天然煤发热 量(MJ/kg)	折合标 煤量(t)			上年同期	上期
国家分配到货量(t)							
合同到货率(%)							
地方承担到货量(t)							
合同到货率(%)							
计划外购进到货量(t)							
占总量(%)							
带料加工到货量(t)							
占总量(%)							
运输损耗量(t)							
杂损量(t)							
可动用库存量(t)							
可供生产用资料量(t)							
本期计划需要量(t)							
保证率(%)							
本期设备能力需要量(t)							
保证率(%)							
实供高效机组燃料(t)							
高效机组需用燃料(t)							
满足率(%)							

表列各项指标的计算公式如下：

(一)运输损耗量公式

$$B_{ys} = B_{yh} + B_{kt}$$

(8 - 9 - 1)

式中 B_{yt} ——运输损耗量 ,t ；
 B_{yh} ——合理途耗 ,t ；
 B_{kt} ——亏吨量 ,t。

(二) 杂损公式

$$B_{zs} = B_{ch} + B_{pk} + B_g \quad (8-9-2)$$

式中 B_{zs} ——杂损, t ;
 B_{pk} ——盘亏, t ;
 B_{ch} ——储存损耗, t ;
 B_g ——其他耗用燃料, t。

(三) 可动用库存量公式

$$B_{kd} = B_{gc} - B_{hv} \quad (8-9-3)$$

式中 B_{kd} ——可动用库存量, t ;
 B_{gc} ——期初库存量, t ;
 B_{hv} ——储备定额库存量, t。

(四) 保证率公式

$$P_{bz} = \frac{B_{sy}}{B_{sx}} \quad (8-9-4)$$

式中 P_{bz} ——保证率, % ;
 B_{sy} ——可供生产用燃料量, t ;
 B_{sx} ——生产需要量, t。

(五) 计划发电、供热需用标准煤量公式

$$B_{ar} = (E_{fd} \cdot b_{fd}) \times 10^2 + (Q_{gr} \cdot b_{gr}) \times 10^3 \quad (8-9-5)$$

式中 B_{ar} ——计划发电、供热量需用标准煤量, t ;
 E_{fd} ——计划发电量, 亿 kWh ;
 b_{fd} ——发电标准煤耗率, g/kWh ;
 Q_{gr} ——计划供热量, 10^6 kJ ;
 b_{gr} ——供热标准煤耗率, kg/ 10^6 kJ。

(六) 发电设备能力需用标准煤量公式

$$B_{fds} = \sum [G_{aj}(t_f - t_s)P_{fh}] \times b_{fd} \times 10^6 \quad (8-9-6)$$

式中 B_{fds} ——发电设备能力需用标准煤量, t ;
 G_{aj} ——单机组可调出力, kW ;
 t_f ——发电设备日历运行小时, h ;
 t_s ——发电设备计划检修小时, h ;

P_{fh} ——预计平均负荷率, %;

b_{fd} ——发电标准煤耗, g/kWh 。

如果是供热电厂, 则再加上供热需用标准煤量。

(七) 高效机组需标准煤量计算公式

$$B_{gi} = \sum [G_{gi}(t_f - t_s)P_{qh}] \times b_{gd} \times 10^6 \quad (8-9-7)$$

式中 B_{gi} ——高效机组需标准煤量, t ;

G_{gi} ——高效机组可调出力, kW ;

P_{qh} ——高效机组平均负荷率(发电负荷率, 即实际发电量同设备可调发电量之比), %;

b_{gd} ——高效机组发电标准煤耗率, g/kWh 。

二、经济效益分析

(一) 增加可供生产用燃料(在设备允许增加发电量时)取得的经济效益

首先计算增加燃料所增发电量。然后, 计算可获多少利润, 一般从下面三个方面计算:

1. 正常利润

$$L_z = E_{fz} \times L_{gd} \times 10^4 \quad (8-9-8)$$

式中 L_z ——正常利润, 万元;

E_{fz} ——增发电量, 亿 kWh ;

L_{gd} ——计划单位利润, 元/ kWh 。

2. 减少固定费用分摊

因为固定费用已全部摊在原发电计划单位成本中, 新增电量不含固定成本, 参加平均单位成本时就使整体单位成本下降。减少固定费用分摊获得利润公式:

$$L_{ig} = E_{fz} \times L_{gdg} \times 10^4 \quad (8-9-9)$$

式中 L_{ig} ——减少固定费用分摊获得, 万元;

L_{gdg} ——计划单位成本中所含固定费用(或上期单位成本中固定费用), 元/ kWh 。

3. 标准煤单价差异

增加的燃料标准单价同原计划标煤单价有差异, 所以需进行调整。调整公式:

$$L_{dc} = E_{fz} \times b_{fd} \times (C_{gdc} - C_{zdc}) \times 10^2 \quad (8-9-10)$$

式中 L_{dc} ——标准煤单价差异获得利润,万元;

C_{gdc} ——计划标准煤单价,元/t;

C_{zdc} ——增加的煤炭标准煤单价,元/t。

(二) 计算公式

$$X_y = L_z + L_{jg} + L_{dc} \quad (8-9-11)$$

式中 X_y ——增加可供生产煤量取得的效益,万元;

L_z ——正常利润,万元;

L_{jg} ——减少固定费分摊,万元;

L_{dc} ——标准煤价差异,万元。

(三) 提高高效机组燃料满足率取得的经济效益

在分析时,一般以等比效应(即等效系数为1)为基础进行比较。即以系统高效机组所发电量占总电量的比例,同系统高效机组成装机容量占系统装机总容量的比例完全一致,等效系数为1,以此作标准,与实际高效机组成装机容量占系统总电量的比例作比较,如果得出系数超过1,为取得经济效益,如果小于1,则为负效益。其方法如下:

首先,计算高效机组煤耗率和其它机组平均煤耗率,求出等效标准煤耗率。

$$b_{dm} = b_{gm} \cdot G_b + b_{gm} \cdot Q_b \quad (8-9-12)$$

式中 b_{dm} ——等效标准煤耗率,g/kWh;

b_{gm} ——高效机组平均标准煤耗率,g/kWh;

G_b ——高效机组成装机比例,%;

b_{em} ——其他机组平均标准煤耗率,g/kWh;

Q_b ——其他机组成装机比例,%。

由于提高了高效机组的燃料满足率,可取得的经济效益,按下列公式计算:

$$X_{gz} = E_{fj} (b_{dm} - b_{mm}) \times 10^2 \times C_{pdc} \quad (8-9-13)$$

式中 X_{gz} ——由于提高高效机组燃料满足率可取得的效益,元;

E_{fj} ——系统总发电量,亿kWh;

b_{mm} ——系统平均煤耗率,g/kWh;

C_{pdc} ——系统平均标准煤单价,元/t。

第二节 质量保证程度分析

质量保证程度分析依据的是电厂设计所采用的代表煤种的质量指标,允许偏差范围

则以校核煤种的质量指标作为依据。主要分析指标为挥发分、发热量、灰分、硫分、水分和灰熔点。分析方法采用总体水平法、均匀度法和微增趋势。

一、从总体水平分析所供燃料保证程度

一般采用动态相对数进行对比分析 ,以观察本期所供燃料总体水平上的各项质量指标同设计要求值的比较 ,同上期值比较 ,同上年同期值比较。

列出对照表 8－9－2 所示。

表 8－9－2 × 电厂煤质情况比较表(%)

项目	本期实际 平均值	设计值		上期值		去年同期值	
		要求	比较 (+ -)	实际	比较 (+ -)	实际	比较 (+ -)
挥发分							
低位发热量(MJ/kg)							
灰分							
硫份							
水分							
灰熔点(ST) (℃)							

各项指标平均值计算公式如下：

(一)水分平均值计算公式

$$\overline{M}_{ar} = \frac{\sum (PM_{ar})}{\sum P}$$

(8－9－14)

式中 \overline{M}_{ar} ——平均水分 ,% ；
 P ——批量 ,t ；
 M_{ar} ——本批量收到基水分 ,%。

(二)灰分平均值计算公式

$$\overline{A}_d = \frac{\sum (P_d A_d)}{\sum P_d}$$

(8－9－15)

$$P_d = \text{本批量} \times (1 - M_{ar})$$

式中 \overline{A}_d ——干燥基平均灰分 ,% ；
 A_d ——本批量干燥灰分 ,%。

二、从逐日(班)检查分析入炉燃料质量均匀程度

从电厂锅炉燃烧的要求来说,每一瞬间所烧的燃料都必须符合设计质量要求。但这个要求是无法考查的,不可能对每一瞬间入炉的燃料都采样分析。由于燃料是批量进厂,可供比较长一段时间燃烧;同一批量的燃料一般质量是比较接近的,因而一般都是以日(班)采取入炉燃料样以检查监督燃料质量均匀程度。见表 8-9-3。

表 8-9-3 ×厂配煤均匀度分析表(%)

数值 日(班)期 项目	×日				本期 平均值
	日均	早	中	晚	
挥发分					
发热量(MJ/kg)					
灰分					
水分					
黏度(°E)					

(一)平均偏差系数

$$d_m = \frac{d}{g}$$

(8-9-16)

式中 d_m ——平均偏差系数,%;
 d ——平均偏差(取绝对值);
 g ——界限值(取绝对值)。

(二)最大偏差系数

$$d_{mg} = \frac{d_g}{g}$$

(8-9-17)

式中 d_{mg} ——最大偏差系数;
 d_g ——最大偏差(取绝对值)。

三、从微增趋势分析所供燃料对标准煤耗率的影响

以上分析只能作出定性分析,要作定量分析还需依靠试验和积累大量统计资料找出微增趋势来计算求得。

一般煤质指标都同发电煤耗率相关 ,但其相关是直线方程($y = ax + b$)或曲线方程($y = ab^x$) ,还是抛物线方程($y = ax^2 + bx + c$) ,则需要收集大量资料整理 ,编制棋盘式的相关图表。

例如 ,分析某电厂烧用煤种的挥发分变化对发电煤耗率的影响 ,要研究两种因素的相关关系时 ,可先收集资料 ,再根据资料数据先编制相关图表进行观察 ,看是否有相关性。如果是直线方程关系(即挥发分越高标准煤耗率越低) ,则按下式计算 :

$$y_e = ax + b \tag{8-9-18}$$

式中 x ——挥发分 ;
 y_e ——标准煤耗率 ;
 $a、b$ ——待定参数。

将收集的数据 ,计算出挥发分与发电煤耗率的相关系数 ,用最小平方方法推导出下列标准方程式 :

$$a \sum X + nb = \sum y \tag{8-9-19}$$

$$a \sum X^2 + b \sum X = \sum xy \tag{8-9-20}$$

从而求解得到待定参数 $a、b$ 值后 ,即可据此分别测算挥发分变化影响煤耗变化的具体数值。

第三节 质价相符程度分析

质价相符程度分析的依据是订货合同的国家标准。一般以提供煤炭的矿为分析单位 ,列出如表 8-9-4 所示的比照分析表。

表 8-9-4 ×局(厂)燃料质价不符分析表

矿别	本 期							上 期							损失总 金额 (+ Ⅹ -)
	质价不 符率 (%)	灰分计价		热值计价		损失金 额(元)	质价不 符率 (%)	灰分计价		热值计价		损失金 额(元)			
		A_d (%)	级 差	$Q_{net,air}$	级 差			A_d (%)	级 差	$Q_{net,air}$	级 差				
													矿	厂	
合计 × × 矿															

第八篇 电力燃料管理																
矿别	本 期							上 期							损失总 金额 (+ ¥ -)	
	质价不 符率 (%)	灰分计价		热值计价			损失金 额(元)	质价不 符率 (%)	灰分计价		热值计价			损失金 额(元)		
		A _d (%)	级 差	Q _{net ar}		级 差			A _d (%)	级 差	Q _{net ar}		级 差			
				矿	厂						矿	厂				矿
× × 矿																
× × 矿																

一、质价不符率计算公式

$$F = \frac{\sum P_b}{\sum P_L} \times 100\% \tag{8-9-21}$$

式中 F ——质价不符率 ,% ；
 P_b ——质价不符当批煤量 t ；
 P_L ——经抽查的煤量 t_0 。

二、平均级差计算公式

$$\bar{q} = \frac{\sum P_b \cdot q}{\sum P_b} \tag{8-9-22}$$

式中 \bar{q} ——平均级差 级 ；
 q ——当批级差 级。

例如 某电厂 × 月收到 × 矿各批煤的质量验收情况如表 8 - 9 - 5 所示。

表 8 - 9 - 5 各批煤的质量验收情况

日期	进厂数量	验收数量	矿方化验		电厂化验		等级差
			Q _{net ar} (MJ/kg)	等级	Q _{net ar} (MJ/kg)	等级	
1	2700	2700	21.3	21.5	19.4	19.5	4
2	1000		21.5	21.5			
3	5400	5400	22.1	22.5	21.1	21.5	
4	2600	2600	22.3	22.5	19.8	20	5
5	800		21.5	21.5			
6	2800	2800	22.4	22.5	20.1	20.5	4

日期	进厂数量	验收数量	矿方化验		电厂化验		等级差
			$Q_{\text{net,ar}}$ (MJ/kg)	等级	$Q_{\text{net,ar}}$ (MJ/kg)	等级	
7	3000	3000	22.2	22.5	19.6	20	5
8	500	500	21.5	21	21.4	21.5	
9	2800	2800	23	23	21	21	4
平均	21600	19800					4.4

按公式(8-9-21)计算：

$$\begin{aligned} \text{质价不符率} &= \frac{2700 + 2600 + 2800 + 3000 + 2800}{19800} \times 100\% \\ &= \frac{13900}{19800} \times 100\% = 70.2\% \end{aligned}$$

分母要用到厂验收煤量 ,因为未抽查部分无法判断是否相符。按公式(8-9-22)计算：

$$\begin{aligned} \text{平均级差} &= \frac{2700 \times 4 + 2600 \times 5 + 2800 \times 4 + 3000 \times 5 + 2800 \times 4}{13900} \\ &= \frac{61200}{13900} = 4.4 \text{ 级} \end{aligned}$$

第四节 标准煤单位变动因素分析

标准煤单价变动分析 ,主要采用对比分析法 ,即本期与上期比较。一般影响标准煤单价变化的因素有 :帐务处理中的不可比因素、客观因素及企业自身因素。

一、帐务处理中的不可比因素

为了客观准确的反映实际情况 ,须对帐务处理中的一些不可比因素作出调整 ,便于在同一口径下进行对照 ,以找出问题的关键 ,然后进行分析研究 ,提出切实可行的对策。

一般情况下 ,帐务处理中的不可比因素有：

(一)调价翘尾

调价翘尾是指上期(上年)中间某时起某项燃料价格调整 ,或某种运输价格调整 ,延

续到本期继续执行。在本期同上期比较时,就应把本期支付的前面那一段涨价(降价)因素剔出来,调整到与上期同口径工。其调整公式为:

$$D_0 = B_1 \times \frac{(12 - h_1)}{12} \times C_{d0} \quad (8-9-23)$$

式中 D_0 ——调价翘尾金额,元;

 B_t ——本期有关煤量 t ；

h_1 ——上期调价起到年末的月份数；

C_{d0} ——上涨单价,元/t。

(二)本期支付不属本期费用

在业务往来中往往会有某些纠纷(例如质价不符,亏吨及杂费等)先行拒付,过后协商解决,就会发生本期补付前期费用。这些都需逐笔列出进行调整。

(三)特殊费用

有些临时列支的费用,如购买使用清焦剂、系统内部代购费、管理费等。

(四)上期支付不属该期费用

上期支付但不属该期的费用,因为它已进入上期标煤单价中,所以在表中也应用负号调整,以统一比较口径。据此列出调整因素明细表,见表 8-9-6。

二、客观因素

(一) 煤炭调价

煤炭调价有国家调价,有市场变化,还有煤矿附加费的变化等,如表 8-9-7 所示。这些均系以吨为调价单位的。应把相关煤量(油量)列出,然后乘以上涨单价得出总金额。

表 8-9-6 调整因素明细表

项目 名称	合计金额 (万元)	调价翘尾			不属本期费用 (万元)	特殊费用 (万元)	减:上期支付不属该期费用(万元)
		数量 (t)	单价 (元/t)	金额 (万元)			

表 8-9-7 涨价因素明细表

涨价项目	合计金额 (万元)	×××厂			××厂			××厂		
		有关 煤量 (t)	单价 (元/t)	金额 (万元)	有关 煤量 (t)	单价 (元/t)	金额 (万元)	有关 煤量 (t)	单价 (元/t)	金额 (万元)

(二) 运输调价

运输调价, 往往是以吨公里计算, 具体收费则按运价里程表的运距间隔计算。因此, 只能按前后比较全程运费增长数, 分别计算出总金额。

(三) 装卸费变化

装卸费和矿区运杂费变化。

(四) 新增项目费用

明细表列出后再编制标准煤单价比照分析表, 见表 8-9-8。

表 8-9-9 标准煤单价比照分析表

项目 名称	入炉煤折标 煤量 t	标煤单价			调整		涨价因素		可比	
		本期实际 元/t	上期实际 元/t	升降 (十一) 元/t	金额 万元	影响单价 元/t	金额 万元	影响单价 元/t	单价 元/t	升降 (+ -) 元/t
全局										
××厂										
××厂										
××厂										

注 可比单价 = 本期实际 - 调整因素影响单价 - 涨价因素影响单价。

三、企业自身因素

经过前两项调整后, 剩下的应该说都是企业自身的因素了。但是, 有些因素燃料管理自身不能解决的, 有些则是燃料管理主观能解决的, 因此又可细分两类:

(一) 燃料管理自身不能解决的

1. 上级分配的煤种结构变化的影响

尽管煤炭已经走向市场, 但是为了保证重点企业的需要以及受交通运输的制约, 国家还保留部分煤炭运销的统一分配。上级分配的煤炭一般是指国家订货部分, 因为国家订货是根据资源与需要, 由国家统一分配(简称统配), 由于煤炭资源及运输每年都会有

一些变化 ,加上新增电厂 ,新增机组 ,需求也会有变化 ,因此分配到各局(厂)的煤种会有变化。而各种煤的到厂标准煤单价不是一致的 ,有的差别很大 ,因此煤种结构变化对某一个局(厂)平均标准煤单价会产生很大的影响。

煤种结构变化影响(只计算统配部分)的计算公式为

$$Z_{mj} = \left(\frac{\sum B_1 C_0}{\sum B_1} - \frac{\sum B_0 C_0}{\sum B_0} - \right) \times \sum B_1 \quad (8-9-24)$$

式中 Z_{mj} ——由于煤种结构变化影响金额 ,万元 ;

B_0 ——上年度使用各种煤折合标煤的数量 ,万 t ;

B_1 ——本年度使用各种煤折合标煤的数量 ,万 t ;

C_0 ——上年度各种煤的标煤单价 ,元/t。

2. 地区发电结构变化的影响

地区发电结构变化 ,影响到各地区用煤量产生变化。由于各地区煤炭产地远近不一 ,运输距离有长有短 ,运费支出也就不同 ,因此到厂标煤单价也各异。一旦各厂使用煤量发生变化 ,就导致全局平均标煤单价发生变化 ,与煤种结构变化一样有时影响很大。

地区发电结构变化影响平均标煤单价变化 ,主要反映在使用标煤量的变化上。其计算公式为

$$Z_{mj} = \left(\frac{\sum B_1 C_0}{\sum B_1} - \frac{\sum B_0 C_0}{\sum B_0} - \right) \times \sum P_1 \quad (8-9-25)$$

式中 Z_{mj} ——地区发电结构比例变化影响金额 ,万元 ;

B_0 ——上年度地使用标煤量 ,t ;

B_1 ——本年度地区使用标煤量 ,t ;

C_0 ——上年度地区到厂标煤单价 ,元/t。

(二) 燃料管理自身因素

1. 自购煤对标准煤单价的影响

市场采购的煤 ,其价格随行就市。如果煤炭市场疲软 ,电力企业的自由选购余地就大 ,相对容易选择质优价廉的煤炭 ,此时自购煤的价格往往低于全国煤炭订货会上签订的计划内煤炭的价格。反之 ,如果煤炭市场紧张 ,需求量大于可供量 ,则会出现“饥不择食”的抢购现象 ,就会出现自购煤炭高于计划内煤炭的价格 ,超出上年平均价格。计算公式为 :

$$B_{\text{自}} = (C_{\text{自}} - C_0) \times B_{\text{自}} \quad (8-9-26)$$

式中 $B_{\text{自}}$ ——自购煤炭对标煤单价影响金额 ,万元 ;

$C_{\text{自}}$ ——自购煤炭平均到厂标煤单价,元/t;

C_0 ——上期平均标煤单价,元/t;

$B_{\text{自}}$ ——本期自购煤折标煤量,万 t。

2. 煤质管理对标准单价的影响。

煤质管理工作的好坏,直接影响到标准煤单价的变化,主要从以下两个方面分析。

首先,加强到厂煤的质量验收,可以提高质价相符率,减少损失,直至做到质价完全相符。提高质价相符率减少损失金额的计算公式为:

$$C_{\text{kkj}} = \left(\frac{C_{\text{kk0}}}{B_0 P_0} - \frac{C_{\text{kk1}}}{B_1 P_1} \right) B_1 + (S_1 - S_0) \quad (8-9-27)$$

式中 C_{kkj} ——减少质价不符损失金额,万元;

C_{kk1} ——本期质价不符总金额,万元;

B_1 ——本期标准煤量,万 t;

P_1 ——本期检质率,%;

C_{kk0} ——上期质价不符总金额,万元;

B_0 ——上期标准煤量,万 t;

P_0 ——上期检质率,%;

S_1 ——本期索赔金额,万元;

S_0 ——上期索赔金额,万元。

同时,由于加强煤质管理促进煤矿提高煤炭供应质量,从而提高了供煤热值。虽然热值提高,煤价相应上升,但是对电厂来说收到的煤热值增加了,运费并未增加,因此降低了标准煤单价。

计算公式为:

$$L_q = B \times \frac{Q_1 - Q_2}{29.27} \times Z \quad (8-9-28)$$

式中 L_q ——热值增加减少运费支出金额,万元;

B ——到厂原煤量,万 t;

Q_1 ——本期天然煤发热量,MJ/kg;

Q_2 ——上期天然煤发热量,MJ/kg;

Z ——该煤矿到厂运输单价,元/t。

3. 加强计量管理取得的效益

加强计算管理包括加强到厂计量验收可以减少的亏吨,以及出现亏吨后加强索赔工

作的情况。煤炭从矿方发出到送入电厂验收,中途运输有一定的损耗,超过规定途耗率的为亏吨,应由供方赔偿,但有时不仅没有途耗而且还有盈吨,因此,出现盈吨折金额、亏吨折金额和索赔金额。因此,计算效益时,应将本期净亏吨率,同上期净亏吨率比较。计算公式为:

$$B_k = \left[\frac{K_0 - K_{01} - K_{02}}{P_{20}} \frac{K_1 - K_{11} - K_{12}}{P_{21}} \right] \times P_1 \quad (8-9-29)$$

式中 B_k ——加强计量验收取得的效益,万元;

K_0 ——上期亏吨折金额,万元;

K_{01} ——上期盈吨折金额,万元;

K_{02} ——上期索赔金额,万元;

P_{20} ——上期抽查煤量,万t;

K_1 ——本期亏吨折金额,万元;

K_{11} ——本期盈吨折金额,万元;

K_{12} ——本期索赔金额,万元;

P_{21} ——本期抽查煤量,万t;

P_1 ——本期进厂煤量,万t。

以上各项可以单项列出,也可以综合计算。再加上其他方面的效益,诸如加强审核发现矿方计算错误追回的损失,以及调整运输或避免不合理费用的开支,等等。各项相加,即为下降的总金额,再换算为标准煤单价下降值。