

《燃煤发电机组单位产品能耗限额》

编制说明
(征求意见稿)

标准修订编制组

2024年1月

目 录

一、工作简况	1
二、编制原则、强制性国家标准主要技术要求的依据及理由	2
三、与有关法律、行政法规和其他强制性标准的关系、配套推荐性标准的制定情况	25
四、与国际标准化组织、其他国家或者地区有关法律法规和标准的对比分析	25
五、重大分歧意见的处理过程、处理意见及其依据	25
六、对强制性国家标准自发布日期至实施日期之间的过渡期（以下简称过渡期）的建议及理由，包括实施强制性国家标准所需的技术改造、成本投入、老旧产品退出市场时间等	25
七、与实施强制性国家标准有关的政策措施，包括实施监督管理部门以及对违反强制性国家标准的行为进行处理的有关法律、行政法规、部门规章依据等	26
八、是否需要对外通报的建议及理由	28
九、废止现行有关标准的建议	29
十、涉及专利的有关说明	29
十一、强制性国家标准所涉及的产品、过程或者服务目录	29
十二、其他应当予以说明的事项	29

一、工作简况

1. 任务来源

2022年8月，国家能源局综合司、国家发展改革委办公厅、市场监管总局办公厅印发《关于进一步提升煤电能效和灵活性标准的通知》（国能综通科技〔2022〕81号），要求整合修订《常规燃煤发电机组单位产品能源消耗限额》（GB 21258—2017）、《热电联产单位产品能源消耗限额》（GB 35574—2017）。2023年4月，国家标准化管理委员会下发《燃煤发电机组单位产品能耗限额》修订计划（计划号20230453-Q-469）。

2. 起草人员及所在单位、起草过程

（1）起草人员及所在单位

本标准起草单位：中国电力企业联合会、中国国际工程咨询有限公司、中国标准化研究院、中国华能集团有限公司、中国大唐集团有限公司、中国华电集团有限公司、国家能源投资集团有限公司、国家电力投资集团有限公司、冀北电力科学技术研究院有限公司、国家能源科学技术研究院有限公司等。

本标准主要起草人：待补充。

（2）起草过程

第一阶段：成立标准修订编制组

2023年3月8日，中国电力企业联合会组织召开标准修订启动会，国家能源局、全国能标委秘书处、中咨公司、华能、大唐、华电、国

家能源、国家电投、冀北电科院、国家能源科研院等单位参会，会议确定了标准主要起草单位，成立了由相关专业技术人员组成的标准编制组，确定标准修订大纲、修改原则、限额确定依据、数据调研表内容等。

第二阶段：标准调查分析并编写征求意见稿草案

2023年3-8月，中国电力企业联合会发文对煤电机组能耗情况开展调查，对浙江、山西等地煤电进行了实地调研，通过对全国17家发电（集团）公司所属煤电实际运行煤耗数据的整理与分析，并经编写组多次会议讨论形成标准草稿。

第三阶段：向有关电力企业内部征求意见，形成征求意见稿

2023年9-11月，标准修订牵头单位以文件形式向以下单位征求意见：华能、大唐、华电、国家能源、国家电投、中国电建、中国能建、中咨公司、广东能源、浙江能源、华润电力、申能股份、内蒙古电力、中煤、内蒙古能源集团、安徽省能源、北京京能、晋能控股电力、国投电力、陕西投资、陕西煤业化工、山东能源、云南省能源投资集团、江苏国信集团、格盟国际能源、华电电科院、国家能源科研院、大唐科研院、华能清洁能源技术院、国家电投中央研究院、苏州热工研究院、西安热工研究院、上海锅炉厂、中南电力设计院、华北电力设计院、电规总院等广泛征求对标准草案意见。

各相关企业函复意见137项，编制组通过多次会议讨论，于2023年12月形成标准征求意见稿。

二、编制原则、强制性国家标准主要技术要求的依据及理由

1. 编制原则

科学、合理地确定能耗限额指标，通过修订标准的实施，提升燃煤机组能源利用效率和能效水平，减少二氧化碳排放。通过修订标准的实施，推进电力行业节能降碳和绿色发展，推动电力行业高质量发展。

2. 主要技术要求说明

(1) 行业基本情况

截至 2022 年底，全国全口径发电装机容量 25.67 亿千瓦，比上年增长 8.0%，增速比上年提升 0.2 个百分点。其中，水电 4.14 亿千瓦，比上年增长 5.9%（抽水蓄能 4579 万千瓦，比上年增长 25.8%）；火电 13.33 亿千瓦，比上年增长 2.8%（其中，煤电 11.24 亿千瓦，比上年增长 1.3%；气电 1.16 亿千瓦，比上年增长 6.2%）；核电 5553 万千瓦，比上年增长 4.3%；并网风电 3.66 亿千瓦，比上年增长 11.2%；并网太阳能发电 3.93 亿千瓦，比上年增长 28.1%。煤电装机总量持续增长，但煤电装机占比已降至 43.8%。

2022 年，全国全口径发电量 88487 亿千瓦时，比上年增长 3.7%。其中，水电 13517 亿千瓦时，比上年增长 0.9%，占全口径发电量的 15.5%；火电 57337 亿千瓦时，比上年增长 1.2%，煤电占全口径发电量的 58.4%；核电 4178 亿千瓦时，比上年增长 2.5%，占全口径发电量的 4.8%；并网风电 7624 亿千瓦时，受海上风电发电增长较快的影响，比上年增长 16.3%，占全口径发电量的 8.8%；并网太阳能发电

4276 亿千瓦时，比上年增长 30.8%，占全口径发电量的 4.9%。

随着可再生能源尤其是新能源发电的快速增长，煤电装机占总装机容量的比重由 2010 年的 66.9% 降至 2022 年的 43.8%，燃煤发电量占比由 2010 年的 76.9% 降至 2022 年的 58.4%。从全国平均角度看，2022 年平均每 1 千瓦时电量中有近 0.6 千瓦时是由燃煤电厂发出的，可以说煤电仍然是中国电力供应的主力电源和基础电源，同时承担着高比例消纳新能源的调节电源、灵活电源的关键性作用，是当前我国能源电力稳定供应的“压舱石”，实现经济高质量发展的支柱。

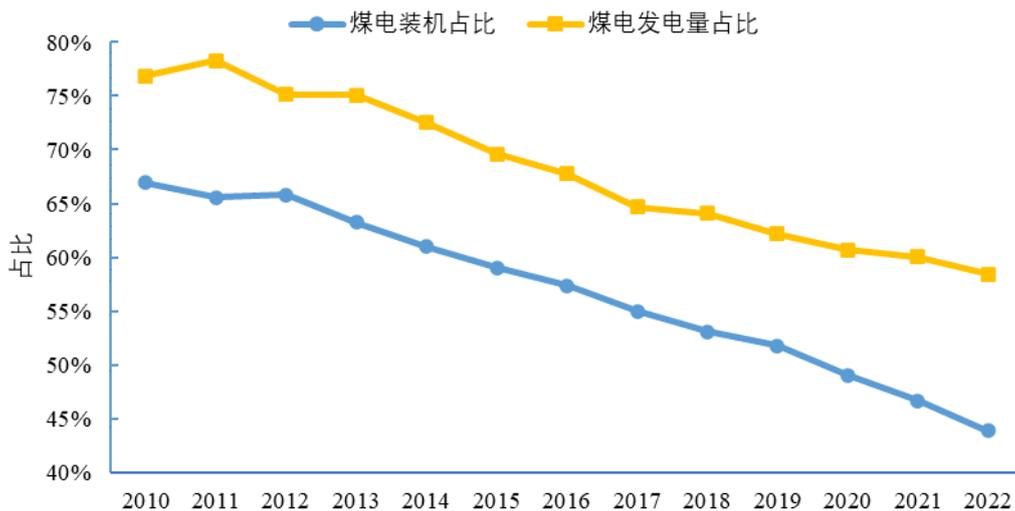


图 2-1 2010~2022 年煤电装机占比及发电量占比变化情况

我国火电供电标准煤耗持续下降，但下降幅度逐步收窄。2022 年，全国 6000 千瓦及以上火电厂供电标准煤耗 300.7 克/千瓦时，比上年降低 1.0 克/千瓦时。供电煤耗逐年下降的主要贡献因素有上大压小、供热改造、节能改造、管理提升等。其中，“十一五”“十二五”“十三五”期间供电煤耗分别下降 27、17.6、11.8 克/千瓦时，2021—2022 年年合计下降 2.9 克/千瓦时，下降绝对值逐步收窄。

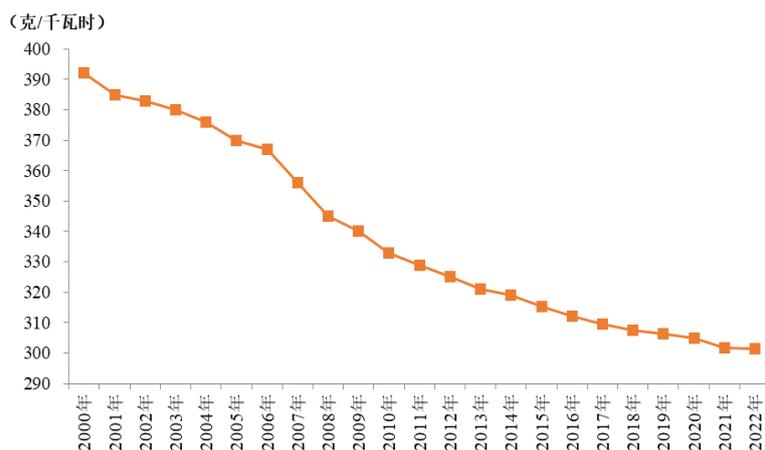


图 2-2 2000—2022 年全国 6000 千瓦及以上火电厂供电标准煤耗

多数省份平均供电煤耗同比持续降低。2022 年，多数省（区、市）火电供电煤耗呈现不同程度下降，北京、上海、江苏、河南、宁夏等部分省（区、市）供电煤耗有所上升。从各省火电供电煤耗看，各省由于火电结构不同、负荷率相差较大，供电煤耗差异性较大：燃机占比、供热机组占比较大的省份，火电供电煤耗相对较低；因燃煤煤质下降和掺烧比例增加导致煤耗增加；全口径非化石能源发电量同比增长，煤电调峰深度持续加大，这些省市已开启煤电启停调峰，导致供电煤耗增加等。

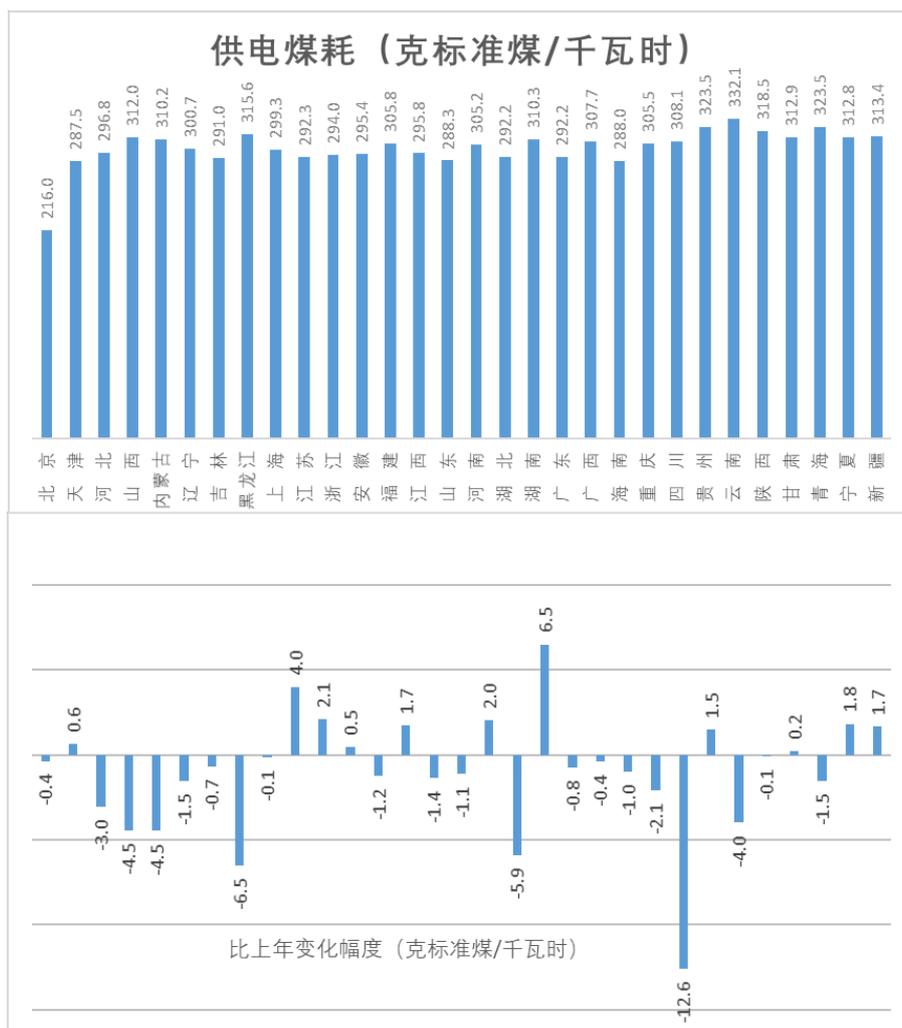


图 2-3 2022 年全国各省份火电厂供电标准煤耗及变化幅度

总体上大容量机组供电煤耗及平均年利用小时优于小容量等级机组。华能、大唐、华电、国家能源、国家电投、华润电力、国投电力燃煤机组供电煤耗在 296—304gce/(kW·h) 之间。从主要发电企业所属火电机组运行看（统计容量及发电量占比在 75%左右），一是大容量机组年利用小时普遍高于小容量机组，二是理论上大容量机组能效水平应优于小容量机组，但由于供热等因素，在统计数据上表现得不充分，如图 2-4 中 10 万千瓦等级机组由于其绝大部分均供热且供热量大，平均供电煤耗仅为 287.8gce/(kW·h)。

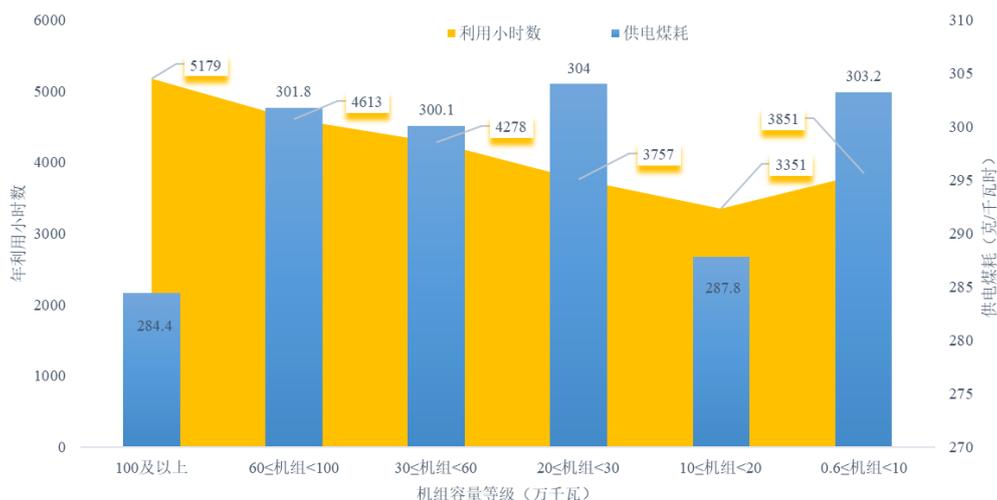


图 2-4 主要发电企业火电机组分容量等级运行情况

(2) 能源消耗限额编制的理由

当前，我国燃煤发电机组总容量超过 11 亿千瓦、发电量占比近 60%，平均年龄只有 12 年。燃煤发电作为能源稳定供应的“压舱石”，是社会发展的基本支撑，目前无替代方案。

我国高度重视煤电节能工作，煤电能耗持续下降。供电煤耗逐年下降与上大压小、供热改造、节能改造、管理提升等具体措施相关，更与规定煤耗的门槛标准 GB21258《常规燃煤发电机组单位产品能源消耗限额》、GB35574《热电联产单位产品能源消耗限额》相关。其中，GB 21258 于 2007 年首次制定，分别于 2013、2017 年进行了两次修订，GB35574 为 2017 年首次发布。上述两项标准对于提高煤电机组发电效率、提升煤电机组管理水平发挥了重要作用。上述标准已经实施 5 年，当前绝大部分机组已经满足标准要求。

2021 年 10 月 29 日，国家发展改革委、国家能源局印发《关于开展全国煤电机组改造升级的通知》（发改运行〔2021〕1519 号），要求对供电煤耗在 300 克标准煤/千瓦时以上的煤电机组，应加快创

造条件实施节能改造，“十四五”期间改造规模不低于 3.5 亿千瓦。在该目标下，GB21258、GB35574 两项标准已经不具备指导意义，且循环流化床机组无限额要求。

2022 年 8 月，国家能源局综合司、国家发展改革委办公厅、市场监管总局办公厅印发《关于进一步提升煤电能效和灵活性标准的通知》（国能综通科技〔2022〕81 号），要求整合修订《常规燃煤发电机组单位产品能源消耗限额》（GB21258—2017）、《热电联产单位产品能源消耗限额》（GB35574—2017），并要求将循环流化床燃煤发电机组相关内容纳入强制性国家标准中。

（3）能源消耗限额指标的设置分级

燃煤发电机组单位产品能源消耗限额指标设置为 3 级、2 级和 1 级指标。本着节能降碳和绿色发展的原则，能耗限额 3 级指标的确定原则为：自本标准发布之日起，达到 3 级指标的煤电容量不高于全国煤电装机的 80%；2 级指标的确定原则为：自本标准发布之日起，100% 额定负荷下，新建、扩建和改建机组的供电煤耗和供热煤耗的准入值应不大于对应容量级别的 2 级数值；能耗限额 1 级指标的确定原则为：自本标准发布之日起，达到 1 级的煤电容量约占全国煤电容量的 10%。3 级指标是现有燃煤机组单位产品能耗的限制性指标，是部分煤电机组经过技术改造及加强节能管理，可以达到的能耗目标；2 级指标是新建、扩建和改建机组必须达到的能耗指标，是项目建设可行性及竣工验收核准性指标；1 级指标是现有煤电机组的先进能耗指标，只有少数机组可以达到 1 级能耗指标。

(4) 能源消耗限额指标的数据依据

为做好本次标准修订,编写组调研了全国 17 家主要发电(集团) 1634 台燃煤机组 2020、2021、2022 年能耗数据资料,总容量 7.16 亿千瓦。统计机组占比见下表 2-1。根据收集到的各机组的能耗数据,经统计整理、汇总,作为燃煤机组能源消耗限额指标确定的依据。

表 2-1 调研机组统计情况

机组分类 (MW)		数量 (台)	调研内占比	容量 (MW)	调研内占比
超超临界	1000	121	7%	121880	17%
	600	134	8%	88320	12%
超临界	600	232	14%	147020	21%
	300	164	10%	57180	8%
亚临界	600	131	8%	80195	11%
	300	578	35%	184800	26%
超高压	200 及以上	93	6%	19385	3%
	200 以下	92	6%	12455	2%
空冷机组		388	24%	172665	24%
“W” 火焰炉机组		107	7%	48100	7%
循环流化床锅炉机组	湿冷	87	5%	15817	2%
	空冷	84	5%	19230	3%

注:部分数据因数据有较大偏差,在分析时将部分机组异常数据进行了剔除。

(5) 标准适用范围和计算方法

1) 适用范围

GB 21258—2017 适用于常规燃煤发电机组,不适用于热电联产机组、循环流化床机组和资源综合利用机组;GB 33574—2017 适用于常规燃煤抽凝式热电联产机组,且对机组年平均总热效率和年平均热

电比作出要求，不适用于资源综合利用机组和背压式热电联产机组。

本次标准的整合修订，扩大了标准适用范围，修订后“本文件规定了燃煤发电机组单位供电量、单位供热量能源消耗限额等级、技术要求、统计范围和计算方法。本文件适用于燃煤发电机组能耗的计算、考核，以及对新建机组的能耗控制。本文件不适用于背压机组和资源综合利用机组”。即，将循环流化床机组纳入标准规定范畴；同时考虑背压机组和资源综合利用机组的核心不是以发电为目的，本标准仍不考虑将此纳入规定范畴。

2) 术语和定义

GB21258—2017 已经对供电煤耗、机组负荷系数、机组出力系数作出了定义，本次标准修订将继续沿用；删除了“达标排放”和“超低排放”（环保因素不再在影响因素考虑范畴之列，见 4.2.4 部分）；根据需要，增加了“供热比”“热电比”“汽轮机组抽汽效率”的术语和定义。

3) 计算方法

现役机组单位产品供电煤耗限定值为对应容量级别的 3 级值与各影响因素修正系数的乘积。其中“W”火焰炉机组的 1 级值和 3 级值，给予 $3\text{gce}/(\text{kW}\cdot\text{h})$ 的增加值修正；循环流化床锅炉机组的 1 级值和 3 级值，给予 $15\text{gce}/(\text{kW}\cdot\text{h})$ 的增加值修正。增加值的修正为机组单位产品能耗限额值与相应供电煤耗增加值的代数和。

常规空冷机组、“W”火焰炉机组、循环流化床锅炉机组供电煤耗准入值按表 2-2 给定的增加值修正（即机组单位产品能耗准入值与

供电煤耗增加值的代数和），其他影响因素不做修正。

表 2-2 常规空冷机组、“W”火焰炉机组及循环流化床锅炉机组供电煤耗增加值

机组类型		供电煤耗增加值 gce/(kW·h)
常规空冷机组		15
“W”火焰炉机组		9
循环流化床 锅炉机组	湿冷	15
	空冷	25

3. 标准实施带来的节能效益测算结果

本标准中能耗 2 级指标（准入值）可为新建纯凝汽燃煤发电机组节能评估提供依据。

本标准中能耗 3 级指标（限定值）可为在运机组实施节能审计、节能改造提供目标。

按照本标准的限额值，部分现役机组需进行节能降碳改造，改造机组同等负荷下平均供电煤耗将降低 1~2 克/千瓦时。

4. 影响因素分析及修正系数确定

(1) 供热修正

按照 DL/T 904《火力发电厂技术经济指标计算方法》，煤电能耗分为供电煤耗、供热煤耗。GB 21258—2017 实质上是规定了纯凝机组的供电煤耗，GB 35574—2017 规定了热电联产机组（符合下列指标：

a. 年平均总热效率大于 45%。b. 热电联产的热电比：单机容量在 50 兆瓦以下的热电机组，其年平均热电比应大于 100%；单机容量在 50 兆瓦至 200 兆瓦以下的热电机组，其年平均热电比应大于 50%；单机容

量 200 兆瓦及以上抽汽凝汽两用供热机组,采暖期热电比应大于 50%)
供电煤耗及供热煤耗。

由于计算方法问题,只要供热,机组供电煤耗在数值上普遍小于同类型纯凝机组,数值上的偏差无法体现出设备的差异,尤其是 GB 21258、GB 35574 合并后,需要各类机组在同一个基线上进行比较。因此本次修订,将供热机组的供电煤耗通过一定的修正方式,修正至其纯凝状态下的供电煤耗。其中供热煤耗仍采用 GB 35574—2017 中的供热煤耗,为便于行业统一使用,不再规定综合供热煤耗。

考虑到供热机组抽汽供热量的大小对真实能耗影响很大,本次修订采用热电比 (R) 或供热比 (α) 对机组供电煤耗进行修正以消除对煤耗的影响。根据 DL/T904,假定某供热机组在统计期间内耗用的标煤消耗量为 B ,对外供电量为 W_g ,对外供热量为 Q ,机组的供热比为 α ,其供电煤耗为:

$$b = \frac{B(1-\alpha)}{W_g} \quad (1)$$

如果机组不对外供热,那么该部分供热抽汽将继续在汽轮机内做功发电,假定增发电量为 W ,机组总外供电量为:

$$W_g' = W_g + W \quad (2)$$

此时机组就转变为纯凝状态,其供电煤耗修正值 b_x 为:

$$b_x = \frac{B}{W_g + W} \quad (3)$$

但由于该部分供热量在汽轮机内并不能完全转变为电能,总有一部分热量通过汽轮机的乏汽排入凝汽器中,因此以抽汽效率 η 代

表其中能够转变为电能的部分，于是有：

$$W = \frac{\eta Q}{3600} \quad (4)$$

入上式 (3) 中：

$$b_x = \frac{B}{W_g \left(1 + \frac{\eta Q}{3600 W_g} \right)} \quad (5)$$

由于热电比 R 为：

$$R = \frac{Q}{3600 W_g} \quad (6)$$

将式 (6) 代入式 (5) 中可得：

$$b_x = \frac{B/W_g}{1 + \eta R} \quad (7)$$

对于有 n 个不同等级抽汽压力的，第 j 个抽汽点的供热机组，则有：

$$b_x = \frac{B/W_g}{1 + \sum_{j=1}^n \eta_j R_j} \quad (8)$$

对比式 (1)，第 j 个抽汽点的供热机组的煤耗修正值为：

$$b_x = \frac{b}{(1-\alpha) \left(1 + \sum_{j=1}^n \eta_j R_j \right)} \quad (9)$$

则，供热机组的煤耗修正系数为：

$$K_g = (1-\alpha) \left(1 + \sum_{j=1}^n \eta_j R_j \right) \quad (10)$$

上述计算公式中抽汽效率 η 计算过程如下：

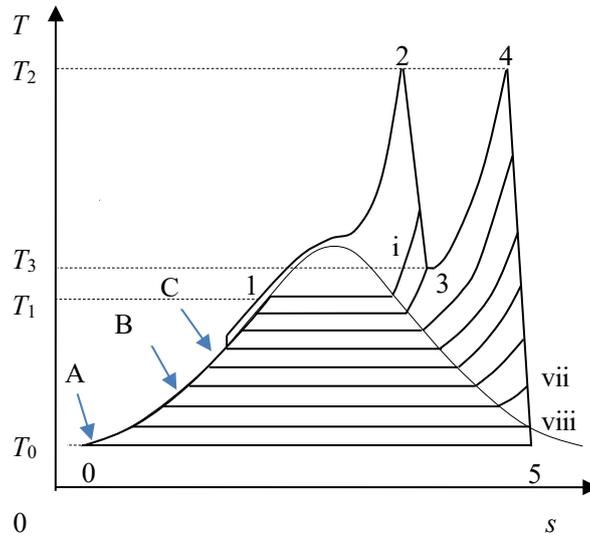


图 2-5 蒸汽热力循环示意图

图 2-5 给出了典型的一次再热蒸汽热力循环示意图，对于供热机组，供热抽汽点不完全相同，凝结水的回水点一般有 3 处：工业供汽一般不回收凝结水，所以其补水点一般是热井，图 5-1 中的 A 箭头；采暖供热的凝结水温度一般在 $70\sim 80^{\circ}\text{C}$ 左右，根据温度匹配原则，多回到 7 级低加出口，图 5-1 中的 B 箭头；另有少部分机组的凝结水温度较高，超过了 100°C ，回水点为除氧器，图 5-1 中的 C 箭头。回水或补水点不同，抽汽效率有差异，由于回到除氧器的机组数量较少，因此不单独计算，可以乘以相应的系数。

若从中低压缸抽汽凝结水回到热井的工况为 η_1 ；从中低压缸抽汽凝结水回到 7 级低加出口的工况为 η_2 ；对于部分工业供热从高压缸抽汽的工况为 η_3 ，若假设工业抽汽在高压缸膨胀做功后，不经加热直接进入中低压缸膨胀做功有 η_4 。

通过收集三大动力厂容量从 320MW 到 1000MW、压力从亚临界到超超临界、供热与非供热、湿冷与空冷机组的热平衡图可计算出上述

不同抽汽压力下 $\eta_1 \sim \eta_4$ 的数值，并拟合曲线。

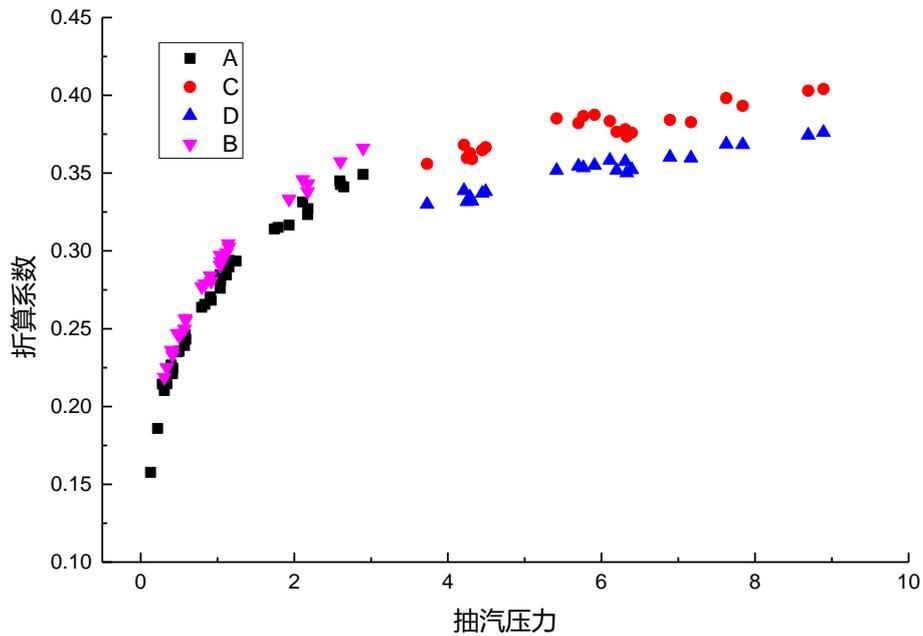


图 2-6 湿冷机组抽汽效率

图 2-6 给出了湿冷机组不同压力下的折算系数，其中 A 为 η_1 、B 为 η_2 、C 为 η_3 ，D 为 η_4 。从准确和方便计算角度看，以 3MPa 抽汽压力分界对 η 分两段拟合曲线，则有：

$$\eta = \begin{cases} 0.176 + 0.202(1 - e^{-p/0.190}) & p < 3MPa \\ 0.130 + 0.121(1 - e^{-p/0.428}) + 0.156(1 - e^{-p/3.221}) & 3MPa \leq p \leq 9MPa \end{cases} \quad (11)$$

对于空冷机组，抽汽效率计算结果见图 2-7。

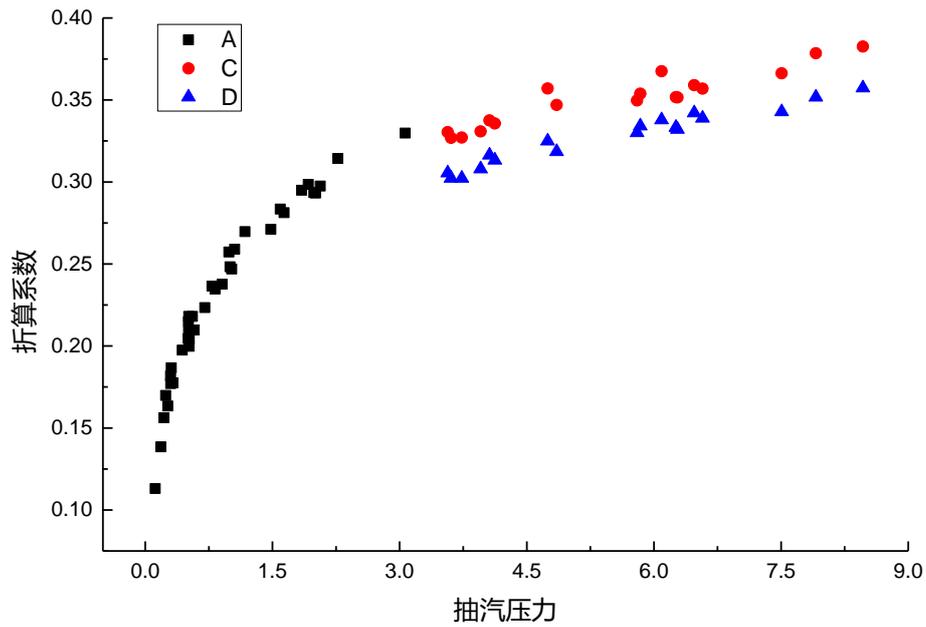


图 2-7 空冷机组抽汽效率

同理，对 η 分段拟合曲线，有：

$$\eta = \begin{cases} 0.364 \times 10^{-2} + 0.202(1 - e^{-p/1.655}) + 0.154(1 - e^{-p/0.124}) & p < 3MPa \\ 0.627 \times 10^{-2} + 0.166(1 - e^{-p/6.573}) + 0.228(1 - e^{-100p/0.297}) & 3MPa \leq p \leq 9MPa \end{cases} \quad (12)$$

(2) 燃煤成分修正系数

燃煤硫分主要受成煤环境的影响，分析全国各个富煤区的硫分变化趋势：华北富煤区，随着开采深度的加深，原煤硫分将提高到 1%—1.5%，精煤硫分则在 0.8%—1.2%；随后十年内高硫煤所占的比重缓慢增加，到 2030 年华北富煤区的原煤硫分将达到 1.3%—1.8%，精煤硫分则约为 1.0%—1.4%。东北富煤区从 2021 年到 2030 年煤炭资源枯竭的情况将加剧，原煤硫分未来不会发生变化。华南富煤区包括贵州、江西、四川、重庆、云南等五个省份。随着煤矿开采深度的加深，贵州省原煤硫分将略有提高，目前硫分约为 2.5%，到 2030 年将增加到 3.0%，随之精煤的硫分也会略有增加。除贵州省外，华南富煤区其他地区的炼焦煤硫分变化不明显。西北富煤区包括青海、宁夏、甘肃、

新疆等四个省份。西北富煤区的炼焦煤约 70%来自新疆，到 2030 年，新疆地区炼焦煤的硫分变化不明显，将继续保持低硫的特点。宁夏的炼焦煤在西北富煤区所占的比重约为 20%，宁夏炼焦煤的原煤硫分和精煤硫分在未来将略有增加。因此本文件取消燃煤硫分（收到基）上限，详见表 2-3。

表 2-3 燃煤成分修正情况

燃煤成分（质量分数）%		修正系数	说明
挥发分 （干燥无灰基）	>19	1.000	不变
	$10 \leq V_{daf} \leq 19$	$1.000 + 3.569 \times 100A_{ar} / Q_{ar.net}$	不变
	<10	$1.000 + 7.138 \times 100A_{ar} / Q_{ar.net}$	不变
灰分（收到基）	≤ 30	1.000	不变
	$30 < A_{ar} \leq 50$	$1.000 + 0.001 \times (100A_{ar} - 30)$	修正，原数值 ≤ 40
硫分（收到基）	≤ 1	1.000	不变
	>1	$1.000 + 0.004 \times (100S_{ar} - 1)$	修正，原范围 $1 < S_{ar} \leq 3$
全水分（收到基）	≤ 20	1.000	不变
	>20	$1.010 + 2.300 \times (100M_{ar} - 20) / Q_{ar.net}$	不变

（3）机组负荷（出力）系数修正系数

从调查机组均值看，2022 年机组平均负荷 65.58%。如图 2-8，机组年负荷均值在 40%—80%之间。

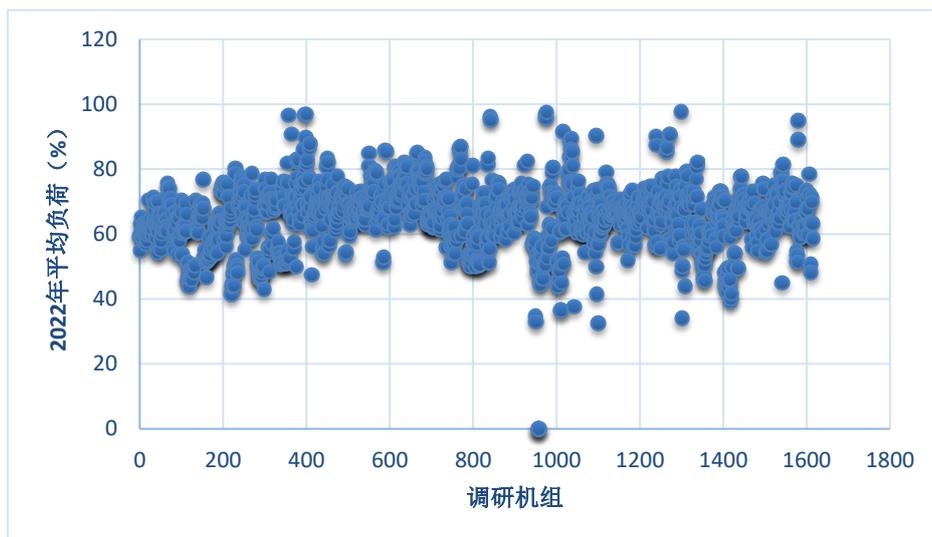


图 2-8 调研机组 2022 年平均负荷情况

机组 2022 年最低稳定运行负荷平均值为 39.88%，如图 2-9，多数机组最低负荷在 30%—50%之间。经过煤电机组灵活性技术改造，机组的最小出力负荷率下降明显，个别机组甚至可以实现零出力。

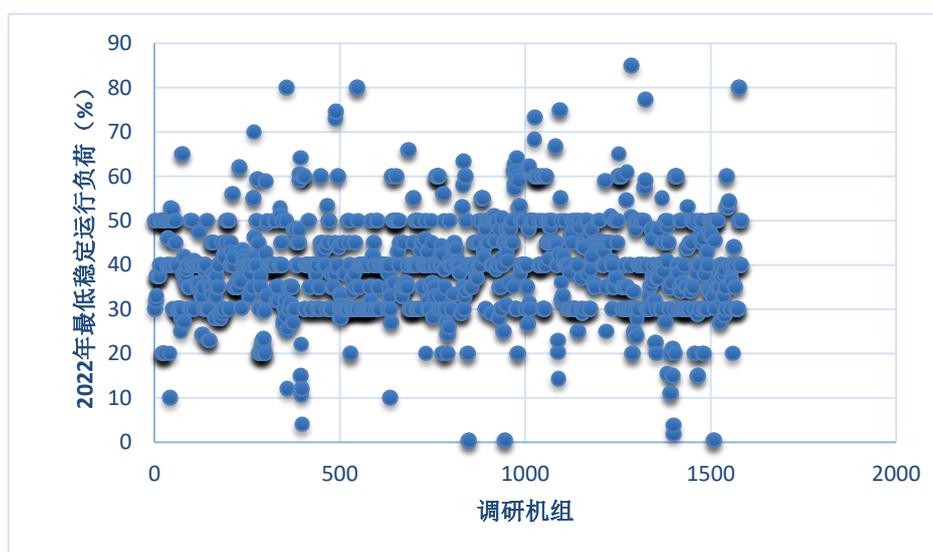


图 2-9 调研机组 2022 年最低稳定运行情况

综上，原有机组负荷系数修正系数仅修正至 75%已经不能满足需要。编写组根据 300MW、600MW 以及 1000MW 等级的常规纯凝机组的试验与负荷率之间的关系拟合出图 2-10 中曲线后，即为本次重新修订的机组负荷系数。

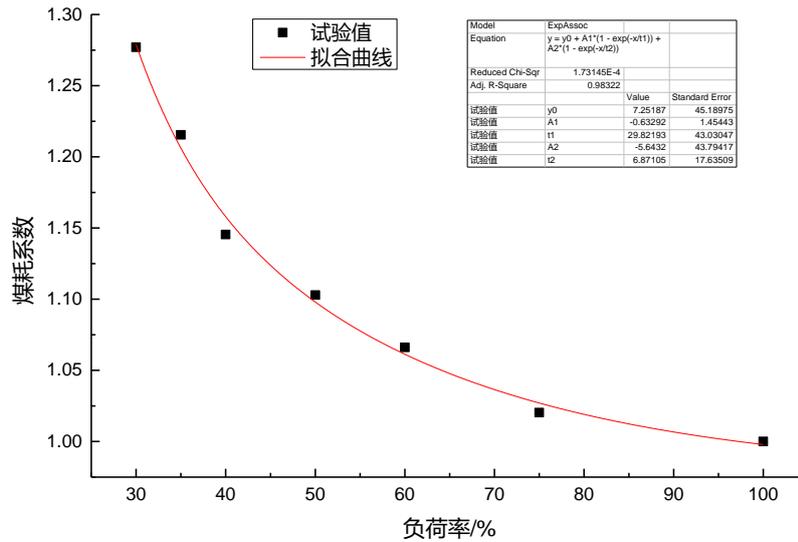


图 2-10 调研机组试验煤耗—负荷关系曲线

即，机组负荷（出力）系数修正系数按照公式计算：

$$K_f = 7.253983 - 0.63292 \times (1 - \exp(-F / 29.82193)) - 5.6432 \times (1 - \exp(-F / 6.87105)) \quad (13)$$

式中 F 为统计期（含供热期）负荷率平均值。考虑保留有效数值一致性问题，公式 13 修改为：

$$K_f = 7.254 - 0.633 \times (1 - e^{-F/29.822}) - 5.643 \times (1 - e^{-F/6.871}) \quad (14)$$

修订后与原标准中负荷（出力）修正系数对比，见图 2-11。

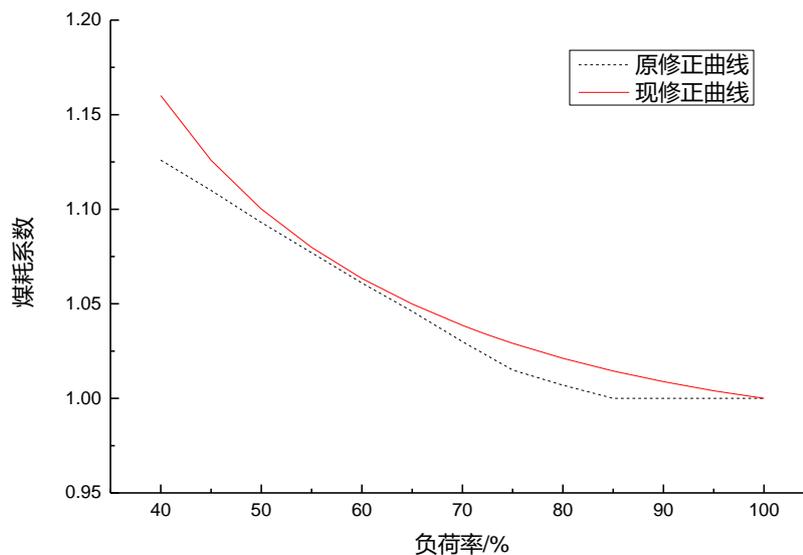


图 2-11 原修正公式与现修正公式曲线对比

(4) 环保设施修正系数

截至 2022 年底，我国实现超低排放的煤电机组超过 10.5 亿千瓦，占全国煤电总装机容量的 94%。鉴于当前煤电已普遍实施超低排放改造，本次修订删除此项系数。故因减少本修订系数，各等级容量的燃煤机组能耗限额值较 GB 21258—2017 版相应降低 0.43~2.1gce/(kW·h)。

5. 技术指标确定依据及理由

(1) 能耗限额 3 级指标（限定值）及其技术依据

能耗限额限定值（3 级能耗指标）根据当前不同类型机组实际能耗情况进行修订。截至 2022 年年底，我国主要发电企业火电单机 30 万千瓦及以上机组容量占火电机组容量的 80.8%，比 2005 年提高近 31 个百分点。其中，2022 年 30 万、60 万、100 万千瓦等级机组占比分别为 33.9%、33.9%、13.2%，比 2005 年同容量类型占比分别提高 3.5、21.5、13.2 个百分点。

2005—2022 年全国统计调查范围内火电机组容量比重变化情况见图 2-12。

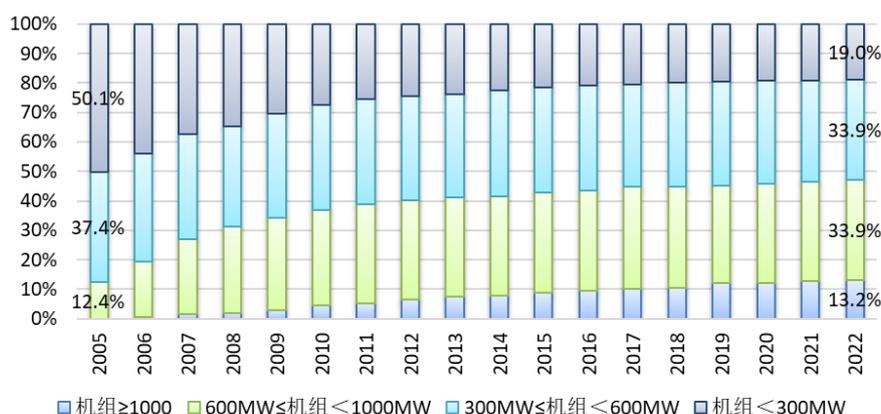


图 2-12 2005—2022 年全国统计调查范围内火电机组容量比重变化情况

因此，本次修订按照超超临界 90%的机组，超临界、亚临界 70%—85%的机组，超高压 70%的机组能够达到能耗限额限定值，其他机组在限定值以下（即需要技术改造或提高管理水平）。

1) 超超临界 1000MW 级机组

煤电机组能耗调研机组中，其中，超超临界 1000MW 等级机组 116 台数据有效，容量 116880MW。机组能耗经机组类型、供热、燃煤成分、当地气温、冷却方式和负荷系数修正后，选用 284gce/(kW·h) 作为限定值，将有近 10.4%的机组需要改造或提高管理水平。

2) 超超临界 600MW 级机组

煤电机组能耗调研机组中，其中，超超临界 600MW 等级机组 120 台数据有效，容量 78460MW。机组能耗经机组类型、供热、燃煤成分、当地气温、冷却方式和负荷系数修正后，选用 291gce/(kW·h) 作为限定值，将有近 7.2%的机组需要改造或提高管理水平。

3) 超临界 600MW 级机组

煤电机组能耗调研机组中，其中，超临界 600MW 等级机组 219 台数据有效，容量 138900MW。机组能耗经机组类型、供热、燃煤成分、当地气温、冷却方式和负荷系数修正后，选用 299gce/(kW·h) 作为限定值，将有近 17.8%的机组需要改造或提高管理水平。

4) 超临界 300MW 级机组

煤电机组能耗调研机组中，其中，超临界 300MW 等级机组 144 台数据有效，容量 50940MW。机组能耗经机组类型、供热、燃煤成分、当地气温、冷却方式和负荷系数修正后，选用 308gce/(kW·h) 作为

限定值，将有近 34.8%的机组需要改造或提高管理水平。

5) 亚临界 600MW 级机组

煤电机组能耗调研机组中，其中，亚临界 600MW 等级机组 121 台数据有效，容量 74015MW。机组能耗经机组类型、供热、燃煤成分、当地气温、冷却方式和负荷系数修正后，选用 312gce/(kW·h) 作为限定值，将有近 21.0%的机组需要改造或提高管理水平。

6) 亚临界 300MW 级机组

煤电机组能耗调研机组中，其中，亚临界 300MW 等级机组 519 台数据有效，容量 166250MW。机组能耗经机组类型、供热、燃煤成分、当地气温、冷却方式和负荷系数修正后，选用 321gce/(kW·h) 作为限定值，将有近 30.9%的机组需要改造或提高管理水平。

7) 超高压 200MW 及以下机组

煤电机组能耗调研机组中，其中，超高压 200MW 等级及以下机组 138 台数据有效，容量 24980MW。机组能耗经机组类型、供热、燃煤成分、当地气温、冷却方式和负荷系数修正后，选用 352gce/(kW·h) 作为限定值，将有超过 40%的机组需要改造或提高管理水平。

8) 标准修订差异变化

经过对本次调研数据的处理与分析，本次标准修订值，以及与 2017 版标准规定机组煤耗 3 级指标（限定值）差值变化见表 2-4。

表 2-4 标准修订与 2017 版标准规定机组煤耗 3 级指标差值变化

压力参数	容量级别 MW	GB21258—2017	修订值	差值 gce/(kW·h)
		供电煤耗 3 级值 gce/(kW·h)		

超超临界	1000	285	284	-1
	600	293	291	-2
超临界	600	300	299	-1
	300	308	308	0
亚临界	600	314	312	-2
	300	323	321	-2
超高压	200	352	352	0

从结果统计看，改造总容量约 1.79 亿千瓦，占调研容量（数据有效）的 23.49%。满足《GB/T 12723-2013 单位产品能源消耗限额编制通则》中“对高耗能、高污染以及产能过剩行业，在基于节能改造的经济可行性分析基础上淘汰比例应不低于 20%”的要求。如果以此为典型统计比例，2022 年我国煤电装机 11.2 亿千瓦，将有 2.63 亿机组开展节能降碳改造。根据统计 2021-2022 年间，已经累计完成 1.52 亿千瓦的节能降碳改造，那么在“十四五”期间至少总计 4.15 亿千瓦煤电机组进行节能降碳改造，能够支撑三改联动要求。

（2）能耗限额 2 级指标（准入值）及其技术依据

按照国家发展改革委、国家能源局印发《关于开展全国煤电机组改造升级的通知》（发改运行〔2021〕1519 号），按照《全国煤电机组改造升级实施方案》要求，按特定要求新建的煤电机组，除特定需求外，原则上采用超超临界且供电煤耗低于 270 克标准煤/千瓦时的机组。设计工况下供电煤耗高于 285 克标准煤/千瓦时的湿冷煤电机组和高于 300 克标准煤/千瓦时的空冷煤电机组不允许新建。

按照《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（中华人民共和国国家发展和改革委员会令 第 7 号）“限制类”要求：大电网覆盖范围

内，设计供电煤耗高于 285 克标准煤/千瓦时的常规烟煤湿冷发电机组，设计供电煤耗高于 300 克标准煤/千瓦时的常规烟煤空冷发电机组（不含燃用无烟煤、褐煤等特殊煤型的机组）

考虑到本次调研结果和煤电行业实际情况，本标准对准入值修订值见表 2-5。

表 2-5 标准修订与 2017 版标准规定机组煤耗 2 级指标差值变化

压力参数	容量级别 MW	GB21258—2017	修订值	差值
		供电煤耗 2 级值 gce/(kW·h)		gce/(kW·h)
超超临界	1000	279	276	-3
	600	283	282	-1
超临界	600	295	285	-10
	300			
亚临界	600			
	300			
超高压	200			

(3) 能耗限额 1 级指标及其技术依据

能耗限额 1 级指标根据当前机组先进水平分析确定，同时根据不同情况进行修订。本次标准修订确定依据是对燃煤发电机组煤耗情况的调研，及对“十四五”时期节能减排和双碳目标的分析及调研机组煤耗数据进行的分析结果。数据选取能耗前 10% 机组的最高值。

本次标准修订与 2017 版标准规定机组煤耗 1 级指标差值变化见表 2-6。

表 2-6 标准修订与 2017 版标准规定机组煤耗 1 级指标差值变化

压力参数	容量级别 MW	GB21258—2017	修订值	差值
		供电煤耗 1 级值 gce/(kW·h)		gce/(kW·h)
超超临界	1000	273	270	-3

	600	276	276	0
超临界	600	288	288	0
	300	290	290	0
亚临界	600	303	303	0
	300	310	310	0
超高压	200	未规定	未规定	—

三、与有关法律、行政法规和其他强制性标准的关系、配套推荐性标准的制定情况

本标准是《节能法》配套标准，是系列强制性单位产品能耗限额标准之一，与相关的法律法规和强制性标准和配套的推荐性产品标准均保持一致。

四、与国际标准化组织、其他国家或者地区有关法律法规和标准的对比分析

尚未检索到国际标准和其他国家标准。经过多年的发展，我国煤电节能降碳技术已达到国际先进水平，能耗水平已达国际先进水平。

五、重大分歧意见的处理过程、处理意见及其依据

无。

六、对强制性国家标准自发布日期至实施日期之间的过渡期（以下简称过渡期）的建议及理由，包括实施强制性国家标准所需的技术改造、成本投入、老旧产品退出市场时间等

对于新建机组准入值（即标准的2级能耗指标），本标准无需过

渡期，可尽快颁布实施。由于部分机组不能满足 3 级能耗指标，需进行节能技术改造，考虑到大型节能改造项目如通流改造、升参数改造等，决策、设备制造、施工周期长，估计至多需要 24 个月。建议对现役机组给予 2 年的标准缓冲期。

七、与实施强制性国家标准有关的政策措施，包括实施监督管理部门以及对违反强制性国家标准的行为进行处理的有关法律、行政法规、部门规章依据等

标准实施监督管理部门为：国家发展和改革委员会、国家能源局、县级以上人民政府管理节能工作的部门和有关部门。

《中华人民共和国节约能源法》

第十二条县级以上人民政府管理节能工作的部门和有关部门应当在各自的职责范围内，加强对节能法律、法规和节能标准执行情况的监督检查，依法查处违法用能行为。

第十三条 国务院标准化主管部门和国务院有关部门依法组织制定并适时修订有关节能的国家标准、行业标准，建立健全节能标准体系。

国务院标准化主管部门会同国务院管理节能工作的部门和国务院有关部门制定强制性的用能产品、设备能源效率标准和生产过程中耗能高的产品的单位产品能耗限额标准。

——第十五条规定：国家实行固定资产投资项目节能评估和审查制度。不符合强制性节能标准的项目，依法负责项目审批或者核

准的机关不得批准或者核准建设；建设单位不得开工建设；已经建成的，不得投入生产、使用。

——第十六条规定：生产过程中耗能高的产品的生产单位，应当执行单位产品能耗限额标准。对超过单位产品能耗限额标准用能的生产单位，由管理节能工作的部门按照国务院规定的权限责令限期治理。

——罚则第六十八条规定：负责审批或者核准固定资产投资项目的机关违反本法规定，对不符合强制性节能标准的项目予以批准或者核准建设的，对直接负责的主管人员和其他责任人员依法给予处分。

固定资产投资项目建设单位开工建设不符合强制性节能标准的项目或者将该项目投入生产、使用的，由管理节能工作的部门责令停止建设或者停止生产、使用，限期改造；不能改造或者逾期不改造的生产性项目，由管理节能工作的部门报请本级人民政府按照国务院规定权限责令关闭。

——罚则第七十二条规定：生产单位超过单位产品能耗限额标准用能，情节严重，经限期治理逾期不治理或者没有达到治理要求的，可以由管理节能工作的部门提出意见，报请本级人民政府按照国务院规定的权限责令停业整顿或者关闭。

《节能监察办法》（国家发展改革委[2016]第 33 号令）

第六条 节能监察机构应当开展下列工作：

（一）监督检查被监察单位执行节能法律、法规、规章和强制性节能标准的情况，督促被监察单位依法用能、合理用能，依法处理违法违规行为；

第十一条 节能监察机构依照授权或者委托，具体实施节能监察工作。节能监察应当包括下列内容：

（四）执行强制性节能标准的情况；

第十八条 被监察单位有违反节能法律、法规、规章和强制性节能标准行为的，节能监察机构应当下达限期整改通知书。

第二十四条 被监察单位在整改期限届满后，整改未达到要求的，由节能监察机构将相关情况向社会公布，并纳入社会信用体系记录。被监察单位仍有违反节能法律、法规、规章和强制性节能标准的用能行为的，由节能监察机构将有关线索转交有处罚权的机关进行处理。

《重点用能单位节能管理办法》（国家发改委令〔2018〕15号）

第十七条 重点用能单位应当执行单位产品能耗限额强制性国家标准和能源效率强制性国家标准。鼓励重点用能单位制定严于国家标准、行业标准、地方标准的企业节能标准。

第三十二条 重点用能单位超过单位产品能耗限额标准用能，限期治理，逾期不治理或者没有达到治理要求的，由管理节能工作的部门申请执行惩罚性电价。

八、是否需要对外通报的建议及理由

本标准不涉及国际贸易，建议不对外通报。

九、废止现行有关标准的建议

本标准正式实施后，替代 GB 21258—2017《常规燃煤发电机组单位产品能源消耗限额》和 GB 33574—2017《热电联产单位产品能源消耗限额》，执行新标准规定。本文件属于强制性国家标准，各发电企业应强制执行。

十、涉及专利的有关说明

本标准不涉及相关专利情况。

十一、强制性国家标准所涉及的产品、过程或者服务目录

标准涉及产品为电力，国民经济分类代码为：电力生产（441），HS 码为：2716000000。

十二、其他应当予以说明的事项

无。