

多能源系统中长期协调运行模型与方法

王雅楠,邵成成,冯陈佳,王秀丽,王锡凡

(西安交通大学 电力设备电气绝缘国家重点实验室,陕西 西安 710049)

摘要:中长期运行是电力能源系统运行的重要内容,能有效应对能源供应的季节性矛盾。针对电力、天然气等多种形式能源间耦合性不断增强的趋势,提出一种面向多能源系统的中长期运行模型和方法。考虑可再生能源的季节特性、天然气价格的波动情况,计及系统运行约束以周为时间单位构建多能源系统运行模型,对年度的发电机组检修计划、水电电量分配和天然气的购买及贮存计划进行统一优化。以修改的IEEE-RTS79系统为算例,分析验证所提模型与方法的正确性、有效性。算例结果表明,统筹安排多能源系统的中长期运行能发挥不同能源形式的互补效益,提升系统的运行经济性;引入储气装置能缓解冬季供气紧张现象,降低系统的运行成本。

关键词:中长期运行;多能源系统;机组检修;燃料计划;协调运行;模型

中图分类号:TM 732

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202002001

0 引言

随着燃气发电和多联产装置的广泛应用,特别是近年来“煤改电”、“煤改气”^[1]工作的推进,电力、天然气、供热系统间的耦合性不断增强,原本孤立的电力系统、天然气系统和区域供热系统相互联系,逐步形成汇集多种能源形式的能源互联网络。多能源系统^[2]将打破传统能源系统间的藩篱,改变系统运行优化局限于电、气、热等单一能源系统内部的现状,能够通过多种能源形式的相互协调提升能源利用效率,降低系统运行成本,促进可再生能源消纳。这同时也意味着,传统的关注单一能源形式的系统运行分析与优化方法不再适用,迫切需要进行针对多能源系统运行优化的研究。

中长期运行是能源系统运行安排的重要组成部分,通常指以月(周、旬)为时间单位安排能源系统一年或几年的运行问题^[3]。对于电力系统而言,其主要涉及各类型发电机组等设备的检修、年调节水电站的电量分配问题;对于气、热系统而言,其主要指燃料采购、运输与贮存计划等。中长期运行在电力能源系统的规划中也有广泛的应用,可用于模拟分析投资方案在月、周尺度上的运行特性和系统指标。

中长期运行作为衔接系统长期规划运行和短时调度的中间环节,能够有效地应对能源供应的结构性、季节性与区域性矛盾,在保证系统经济、可靠运行中发挥着重要的作用。合理的发电机组检修可以保证电能供给的经济性与安全性,而恰当的燃料购

买和贮存计划可以实现廉价、充足的燃料供应。近年来的冬季,我国北方多个城市出现“气荒”(天然气供给紧张)现象,需紧急购气,这正是当前中长期运行计划缺失、不足的体现^[4]。

现有关于中长期运行的研究局限于电力系统内部,聚焦于发电机组等设备的检修安排问题,其求解方法可分为数学优化和启发式算法2类。前者考虑系统运行和机组检修约束并进行必要的简化,建立确定性优化模型,并采用整数规划、线性规划等方法进行求解;后者主要指等备用法和等风险法,考虑机组随机停运因素,从可靠性出发,以较少的计算量得到一个较为合理的解。文献[5]利用整数规划方法研究了风电接入后的电力系统短期运行计划安排,所提模型初步考虑了风电特性对系统的影响。文献[6]介绍了“以电-热耦合为主的区域多能源系统”和“以电-气耦合为主的跨区多能源系统”的针对可再生能源消纳的关键研究点。文献[7]研究了大规模可再生能源并网时多能源系统的优化运行,重点介绍了燃气机组的数学模型,指出一种提高燃气机组灵活性和发电效率的方式。文献[8]利用基于场景法的随机决策模型证明了与独立系统相比,耦合的电-气系统能够带来更高的市场收益,但未充分考虑耦合设备参与短时运行的情况。文献[9]介绍了热电联产(CHP)机组的电-热耦合短期运行方式,对比了单一能源系统与多能源耦合系统的运行差异。文献[10]针对电力系统的联合优化运行问题,建立了抽水蓄能电站与风电的短期优化运行模型。文献[11]利用二阶锥算法,建立了考虑电-气系统运行可靠性的短时鲁棒模型,计及天然气系统的调节能力得到耦合系统在次日的运行方式。与上述系统短期运行研究有所不同,文献[12]以年为时间尺度,按照经济性目标进行电-气系统的联合优化,考虑了多种

收稿日期:2019-06-20;修回日期:2019-12-05

基金项目:中国电力工程顾问集团科技项目(DG1-X01-2017)

Project supported by the Science and Technology Program of China Power Engineering Consulting Corporation (DG1-X01-2017)

储能设备的耦合,但忽略了机组检修计划安排这一关键问题。

总体而言,已有文献的研究以考虑电力、天然气等多种能源形式的短期运行为主,极少涉及针对多能源系统的中长期运行模型,缺少针对系统中长期的水电电量分配、天然气的购买与贮存等计划的研究。为此,本文提出了面向多能源系统的中长期运行模型和方法,对发电机组检修、水电电量分配、天然气购买与贮存进行统筹安排,在中等时间尺度上实现多种能源形式的协调与互补运行,以降低系统的运行成本,为多能源系统的运行与规划提供分析工具。

1 数学模型

本文模型主要以中长期运行的经济性为原则,其目的在于优化整个运行周期内系统的生产成本,本质上是一个既涉及检修又涉及机组开机方式的优化调度问题。各类机组的检修计划与水电电量分配、火电燃料计划和热电联产机组出力方式之间相互制约、相互协调。因此需确保每个检修时段获得合理且灵活调节的机组容量,保证多能源系统各时段的供需平衡,得到包括火电、水电、抽蓄、燃气和热电联产机组的检修计划,水电电量分解计划以及天然气购买和贮存计划等,为生产模拟提供边界条件。

由于在中长期运行中,时间跨度长达一年到数年,采用逐小时时序负荷曲线会导致模型规模庞大、难以直接求解等问题。因此,本文采用如图1所示的近似持续负荷曲线对各周负荷进行建模(图中功率的单位为MW,时间的单位为h)。首先将时序负荷曲线从大到小进行排列,形成精确的持续负荷曲线;然后,为了控制计算规模,采用几个分段(图1中为4个分段)对持续负荷曲线进行近似。随着分段数的增多,近似曲线将逐步逼近持续负荷曲线,计算规模也随之增大。

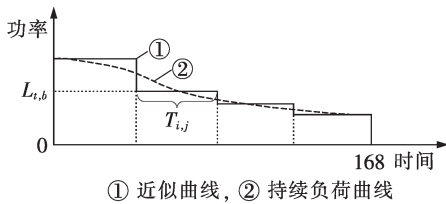


图1 持续负荷曲线的近似化

Fig.1 Approximation of continuous load curve

1.1 优化目标

模型以系统运行的综合成本最小为目标函数,主要包括机组发电成本、失负荷费用、可再生能源弃电成本、天然气购买成本、紧急购气成本及弃水成本,如式(1)所示。决策变量主要包括各类型机组检

修开始动作变量、机组及元件开机变量、机组及元件的出力和天然气购气量等。

$$\min \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^{B_j} \left[\sum_{i=1, i \notin o_{\text{gas}}}^{N_T} f_i(p_{i,j}^{\text{Th},t}) D_j^t + g(E_j^{\text{re},t}) + k^c c_j^t + k^{\text{cr}} c_j^{\text{r},t} D_j^t + (k^{\text{u},t} g_j^{\text{u},t} + k^{\text{G},t} g_j^{\text{G},t}) D_j^t + \sum_{g=1}^{N_H} k^h h_g^t \right] \quad (1)$$

其中, T 为时长; B_j 为负荷分段数; N_T 为火电机组的台数; N_H 为水电机组的台数; o_{gas} 为燃气机组集合; $f_i(\cdot)$ 为火电机组的煤耗曲线; $g(\cdot)$ 为新能源弃电成本函数; $p_{i,j}^{\text{Th},t}$ 为 t 时刻非燃气火电机组 i 在负荷分段 j 的出力; D_j^t 为 t 时刻负荷分段 j 的小时数; $E_j^{\text{re},t}$ 为 t 时刻负荷分段 j 的可再生能源弃电量; k^h 、 k^c 、 k^{cr} 分别为弃水成本、切负荷成本和系统备用平衡的负荷切除成本; $k^{\text{u},t}$ 、 $k^{\text{G},t}$ 分别为 t 时刻的天然气的购买和紧急购气的单位成本; c_j^t 、 $c_j^{\text{r},t}$ 分别为 t 时刻负荷分段 j 的切负荷值和满足系统备用的负荷切除量; $g_j^{\text{u},t}$ 为 t 时刻天然气系统在负荷分段 j 的紧急购气量; $g_j^{\text{G},t}$ 为 t 时刻天然气系统在负荷分段 j 的购气量; h_g^t 为 t 时刻水电机组 g 的弃水量。

本文介绍的多能源系统中长期运行模型需要满足电力系统、天然气系统和电-热-气耦合系统这3个系统的约束条件^[13-18],具体如下。

1.2 电力系统的约束条件

电力系统的约束条件主要包括机组检修动作与检修状态约束、机组与电站运行约束及电力系统电量电力平衡约束等。

1.2.1 检修动作与检修状态约束

(1) 检修次数约束。

各类型发电机组在整个检修周期内的检修次数满足一定的要求,例如1年1次。

$$\sum_{t=1}^T z_{i_1}^{\text{Th},t} \geq M_{i_1}^{\text{Th}} \quad (2)$$

$$\sum_{t=1}^T z_{i_2}^{\text{H},t} \geq M_{i_2}^{\text{H}} \quad (3)$$

$$\sum_{t=1}^T z_{i_3}^{\text{PS},t} \geq M_{i_3}^{\text{PS}} \quad (4)$$

$$\sum_{t=1}^T z_{i_4}^{\text{CHP},t} \geq M_{i_4}^{\text{CHP}} \quad (5)$$

其中, $z_{i_1}^{\text{Th},t}$ 、 $z_{i_2}^{\text{H},t}$ 、 $z_{i_3}^{\text{PS},t}$ 、 $z_{i_4}^{\text{CHP},t}$ 分别为火电机组 i_1 、水电机组 i_2 、抽水蓄能机组 i_3 和热电联产机组 i_4 在 t 时刻的检修动作变量,若动作则取值为1,否则取值为0; $M_{i_1}^{\text{Th}}$ 、 $M_{i_2}^{\text{H}}$ 、 $M_{i_3}^{\text{PS}}$ 、 $M_{i_4}^{\text{CHP}}$ 为各类型机组规定的检修次数。

(2) 检修持续时间约束。

机组的检修时长应与机组要求的检修时间相符,即:

$$\sum_{t=1}^T m_{i_1}^{\text{Th},t} \geq D_{i_1}^{\text{m,Th}} \quad (6)$$

$$\sum_{t=1}^T m_{i_2}^{\text{H},t} \geq D_{i_2}^{\text{m,H}} \quad (7)$$

$$\sum_{t=1}^T m_{i_3}^{\text{PS},t} \geq D_{i_3}^{\text{m,PS}} \quad (8)$$

$$\sum_{t=1}^T m_{i_4}^{\text{CHP},t} \geq D_{i_4}^{\text{m,CHP}} \quad (9)$$

其中, $m_{i_1}^{\text{Th},t}$ 、 $m_{i_2}^{\text{H},t}$ 、 $m_{i_3}^{\text{PS},t}$ 、 $m_{i_4}^{\text{CHP},t}$ 分别为火电机组 i_1 、水电机组 i_2 、抽水蓄能机组 i_3 和热电联产机组 i_4 在 t 时刻的检修状态,若处于检修状态则取值为1,否则取值为0; $D_{i_1}^{\text{m,Th}}$ 、 $D_{i_2}^{\text{m,H}}$ 、 $D_{i_3}^{\text{m,PS}}$ 、 $D_{i_4}^{\text{m,CHP}}$ 为各类型机组规定的检修时长。

(3) 连续检修时间约束。

该约束保证各类型发电机组的检修必须连续进行,即:

$$\sum_{\tau=t}^{t+D_{i_1}^{\text{m,Th}}-1} m_{i_1}^{\text{Th},\tau} - z_{i_1}^{\text{Th},t} D_{i_1}^{\text{m,Th}} \geq 0 \quad (10)$$

$$\sum_{\tau=t}^{t+D_{i_2}^{\text{m,H}}-1} m_{i_2}^{\text{H},\tau} - z_{i_2}^{\text{H},t} D_{i_2}^{\text{m,H}} \geq 0 \quad (11)$$

$$\sum_{\tau=t}^{t+D_{i_3}^{\text{m,PS}}-1} m_{i_3}^{\text{PS},\tau} - z_{i_3}^{\text{PS},t} D_{i_3}^{\text{m,PS}} \geq 0 \quad (12)$$

$$\sum_{\tau=t}^{t+D_{i_4}^{\text{m,CHP}}-1} m_{i_4}^{\text{CHP},\tau} - z_{i_4}^{\text{CHP},t} D_{i_4}^{\text{m,CHP}} \geq 0 \quad (13)$$

(4) 电厂检修能力约束。

电厂 g 内同时可检修机组的台数受到电厂检修能力的限制,即:

$$\sum_{i_1 \in g_1} m_{i_1}^{\text{Th},t} \leq G_{g_1}^{\text{Th}} \quad (14)$$

$$\sum_{i_2 \in g_2} m_{i_2}^{\text{H},t} \leq G_{g_2}^{\text{H}} \quad (15)$$

$$\sum_{i_3 \in g_3} u_{i_3}^{\text{PS},t} \leq G_{g_3}^{\text{PS}} \quad (16)$$

其中, $G_{g_1}^{\text{Th}}$ 、 $G_{g_2}^{\text{H}}$ 和 $G_{g_3}^{\text{PS}}$ 分别为火电厂 g_1 、水电厂 g_2 和抽水蓄能电厂 g_3 同时可检修机组的台数限制。

1.2.2 机组运行约束

(1) 机组运行状态约束。

模型主要考虑系统中长期运行特性,因此对机组及各类元件的短时运行约束进行了一定的简化。各类型发电机组的检修直接影响其开停机状态,即机组无法同时处于检修和正常运行状态,则有:

$$m_{i_1}^{\text{Th},t} + u_{i_1,j}^{\text{Th},t} \leq 1 \quad (17)$$

$$m_{i_2}^{\text{H},t} + u_{i_2,j}^{\text{H},t} \leq 1 \quad (18)$$

$$m_{i_3}^{\text{PS},t} + u_{i_3,j}^{\text{PS},t} + u_{i_3,j}^{\text{PS,p},t} \leq 1 \quad (19)$$

$$m_{i_4}^{\text{CHP},t} + u_{i_4,j}^{\text{CHP},t} \leq 1 \quad (20)$$

其中, $u_{i_1,j}^{\text{Th},t}$ 、 $u_{i_2,j}^{\text{H},t}$ 、 $u_{i_4,j}^{\text{CHP},t}$ 分别为 t 时刻火电机组 i_1 、水电机组 i_2 、热电联产机组 i_4 在负荷分段 j 的运行状态,若处于运行状态则取值为1,否则取值为0; $u_{i_3,j}^{\text{PS},t}$ 、 $u_{i_3,j}^{\text{PS,p},t}$ 分别为 t 时刻抽水蓄能机组 i_3 在负荷分段 j 的发电状态和抽水状态,若处于对应的运行状态则取值为1,否则取值为0。

(2) 机组出力约束。

火电机组、水电机组、抽水蓄能机组及可再生能源的出力大小受到最小技术出力和装机容量的限制,即:

$$u_{i_1,j}^{\text{Th},t} p_{i_1}^{\text{Th},\min} \leq p_{i_1,j}^{\text{Th},t} \leq u_{i_1,j}^{\text{Th},t} p_{i_1}^{\text{Th},\max} \quad (21)$$

$$u_{i_2,j}^{\text{H},t} p_{i_2}^{\text{H},\min} \leq p_{i_2,j}^{\text{H},t} \leq u_{i_2,j}^{\text{H},t} p_{i_2}^{\text{H},\max} \quad (22)$$

$$u_{i_3,j}^{\text{PS},g,t} p_{i_3}^{\text{PS},\min} \leq p_{i_3,j}^{\text{PS},g,t} \leq u_{i_3,j}^{\text{PS},g,t} p_{i_3}^{\text{PS},\max} \quad (23)$$

$$u_{i_3,j}^{\text{PS,p},t} p_{i_3}^{\text{PS},\min} \leq p_{i_3,j}^{\text{PS,p},t} \leq u_{i_3,j}^{\text{PS,p},t} p_{i_3}^{\text{PS},\max} \quad (24)$$

$$0 \leq E_j^{\text{re},t} \leq E^{\text{re},s,t} \quad (25)$$

其中, $p_{i_2,j}^{\text{H},t}$ 和 $p_{i_3,j}^{\text{PS},g,t}$ 、 $p_{i_3,j}^{\text{PS,p},t}$ 分别为 t 时刻水电机组 i_2 在负荷分段 j 的出力和抽水蓄能机组 i_3 在负荷分段 j 的抽水功率、放水功率; $E_j^{\text{re},t}$ 为 t 时刻负荷分段 j 的可再生能源电量; $p_{i_1}^{\text{Th},\min}$ 、 $p_{i_2}^{\text{H},\min}$ 、 $p_{i_3}^{\text{PS},\min}$ 为各类型发电机组的最小出力限制; $p_{i_1}^{\text{Th},\max}$ 、 $p_{i_2}^{\text{H},\max}$ 、 $p_{i_3}^{\text{PS},\max}$ 为各类型发电机组的最大出力限制; $E^{\text{re},s,t}$ 为 t 时刻的可再生能源电量上限。

1.2.3 电站运行约束

(1) 水电站运行约束。

a. 强迫出力约束。水电厂中的机组出力之和受到水电厂的强迫出力约束,即:

$$p_{g_2}^{\text{HF},t} - \sum_{i_2 \in g_2} p_{i_2,j}^{\text{H},t} \leq 0 \quad (26)$$

b. 水量平衡约束。

机组功率与发电量之间的关系为:

$$w_{i_2}^{\text{H},t} = \sum_{j=1}^{B_1} p_{i_2,j}^{\text{H},t} D_j^t \quad (27)$$

对于周调节水电站而言,其各周电量与给定发电量相等,即:

$$\sum_{i_2 \in g_2} w_{i_2}^{\text{H},t} + h_{g_2}^t = E_{g_2}^{\text{W,h}} \quad (28)$$

对于年调节电站而言,水电发电量在一年内保持平衡,即:

$$\sum_{t=1}^T \left(\sum_{i_2 \in g_2} w_{i_2}^{\text{H},t} + h_{g_2}^t \right) = E_{g_2}^{\text{Y,h}} \quad (29)$$

其中, $p_{g_2}^{\text{HF},t}$ 为 t 时刻水电厂 g_2 的强迫出力; $w_{i_2}^{\text{H},t}$ 为水电机组 i_2 在 t 时刻的电能; $E_{g_2}^{\text{W,h}}$ 、 $E_{g_2}^{\text{Y,h}}$ 分别为周调节水电厂、年调节水电厂的电能。

(2) 抽水蓄能电站运行约束。

抽水蓄能机组的能量取决于抽水过程、放水过程及其相应的效率值;同时,抽水蓄能电站在一定周期内的能量需要保持平衡。

$$w_{i_3}^{PS,t} = (p_{i_3,j}^{PS,g,t} / \beta_{i_3}^{PS} - p_{i_3,j}^{PS,p,t} \gamma_{i_3}^{PS}) D_j^t \quad (30)$$

$$\sum_{i_3 \in g_3} w_{i_3}^{PS,t} = 0 \quad (31)$$

其中, $w_{i_3}^{PS,t}$ 为抽水蓄能机组 i_3 在 t 时刻的能量; $\beta_{i_3}^{PS}$ 、 $\gamma_{i_3}^{PS}$ 分别为抽水蓄能机组 i_3 的抽水、放水效率。

1.2.4 系统运行约束

(1) 电量平衡约束。

系统在一定的时间内需要保证电量的平衡,如式(32)所示。

$$\sum (p_{i_1,j}^{Th,t} + p_{i_2,j}^{H,t} + p_{i_3,j}^{PS,g,t} - p_{i_3,j}^{PS,p,t} + p_{i_4,j}^{CHP,t} - p_{i_5,j}^{eb,t}) D_j^t + E_j^{re,t} + c_j^t - L_j^t D_j^t = 0 \quad (32)$$

其中, $p_{i_5,j}^{eb,t}$ 为 t 时刻电热锅炉 i_5 在负荷分段 j 的电功率; $p_{i_4,j}^{CHP,t}$ 为 t 时刻热电联产机组 i_4 在负荷分段 j 的发电出力; L_j^t 为 t 时刻负荷分段 j 的负荷值。

(2) 系统备用约束。

考虑到中长期运行中面临的不确定性问题,在电力平衡的约束中,以风电为例,由于风电的出力特性与置信度相关,取一定大小的置信区间能够得到风电的保证出力。在保证功率平衡的前提下,系统应具备充足的备用功率,这样能够同时确保年度检修所需的备用容量。

$$\sum_{i_1} p_{i_1}^{Th, \max} u_{i_1,j}^{Th,t} + \sum_{i_2} p_{i_2,j}^{H,t} + \sum_{i_3} (p_{i_3,j}^{PS,g,t} - p_{i_3,j}^{PS,p,t}) + \sum_{i_4} p_{i_4,j}^{CHP,t} - \sum_{i_5} p_{i_5,j}^{eb,t} + c_j^{r,t} + p_j^{Gre,t} - (1+r)L_j^t \geq 0 \quad (33)$$

其中, $p_j^{Gre,t}$ 为 t 时刻负荷分段 j 的可再生能源保证出力; r 为备用系数。

1.3 天然气系统的约束条件

1.3.1 天然气储气罐约束

天然气储气罐应当满足容量、进气量和出气量限制等约束^[19-21],即:

$$g_i^{stor, \min} \leq g_i^{stor,t} \leq g_i^{stor, \max} \quad (34)$$

$$g_i^{stor,t+1} = \alpha_i^{HP} g_i^{stor,t} + \left(\beta_i^{HP} \sum_j s_{i,j}^{pch,t} - \frac{\sum_j s_{i,j}^{dep,t}}{\gamma_i^{HP}} \right) D_j^t \quad (35)$$

$$0 \leq s_{i,j}^{pch,t} \leq s_{i,j}^{pch, \max} \quad (36)$$

$$0 \leq s_{i,j}^{dep,t} \leq s_{i,j}^{dep, \max} \quad (37)$$

其中, $g_i^{stor,t}$ 为 t 时刻储气罐 i 的储气量; $g_i^{stor, \min}$ 、 $g_i^{stor, \max}$ 分别为储气罐 i 储气量的下限、上限; $s_{i,j}^{pch,t}$ 、 $s_{i,j}^{dep,t}$ 分别为 t 时刻储气罐 i 在负荷分段 j 的进气量、出气量; $s_{i,j}^{pch, \max}$ 、 $s_{i,j}^{dep, \max}$ 分别为储气罐 i 进气量、出气量的上限; α_i^{HP} 、 β_i^{HP} 、 γ_i^{HP} 分别为储气罐 i 罐体、进气、出气的损耗系数。

此外,天然气储气罐根据调节类型的不同,还需满足初态和末态储气量约束。对于年调节储气罐而言,其年初(t_0)的储气量应与年末(t_T)的储气量相等,即:

$$g_i^{stor, t_0} = g_i^{stor, t_T} \quad (38)$$

对于季调节、月调节和周调节储气罐而言,可以相应地调整公式形式。

若考虑天然气储气备用,还需要满足式(39)。

$$\sum_i g_i^{stor,t} \geq g^{storR,t} \quad (39)$$

其中, $g^{storR,t}$ 为 t 时刻天然气系统的储气备用需求。

1.3.2 天然气运输能力约束

受到运输能力限制,天然气购气量有上限值约束,即:

$$0 \leq g_j^{G,t} \leq g_j^{G, \max} \quad (40)$$

其中, $g_j^{G, \max}$ 为购气量的上限。

1.4 耦合系统约束条件

电-气系统相互耦合,部分电厂需要通过燃气发电;热电联产机组、电热锅炉与天然气锅炉同时为系统供热,此时电力系统和天然气系统通过供热的形式间接联系^[22-24]。

1.4.1 热电联产机组约束

从热电联产机组的运行条件可以看出,受到锅炉和汽机的影响,热电联产机组的发电与供热出力具有强耦合限制。

(1) 热电联产机组功率约束。

热电联产机组发电、供热的可行区间不仅受到供热、供电本身的出力约束,同时受到最大、最小进气量约束及低压缸凝汽约束等电热出力约束的限制。在上述耦合约束的基础上,热电联产机组的电热运行边界可表示为凸多边形内闭区域,定义运行边界的交点为顶点,如图2所示,以4个顶点为例说明,约束如式(41)~(44)所示。

$$p_{i_4,j}^{CHP,t} = u_{i_4,j}^{CHP,t} \sum_{m=1}^M \alpha_{i_4,j}^{m,t} x_{i_4,j}^m \quad (41)$$

$$h_{i_4,j}^{CHP,t} = u_{i_4,j}^{CHP,t} \sum_{m=1}^M \alpha_{i_4,j}^{m,t} y_{i_4,j}^m \quad (42)$$

$$\sum_{m=1}^M \alpha_{i_4,j}^{m,t} = 1 \quad (43)$$

$$0 \leq \alpha_{i_4,j}^{m,t} \leq 1 \quad (44)$$

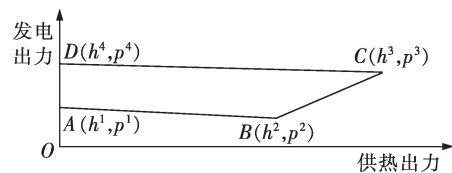


图2 热电联产机组的电热运行区间

Fig.2 Electrothermal operating range of CHP unit

其中, $h_{i_4,j}^{\text{CHP},t}$ 为 t 时刻热电联产机组 i_4 在负荷分段 j 的供热出力; M 为热电联产电热边界运行顶点数; $\alpha_{i_4,j}^{m,t}$ 为 t 时刻热电联产机组 i_4 在负荷分段 j 第 m 个边界运行点的组合系数; $x_{i_4,j}^m, y_{i_4,j}^m$ 分别为热电联产机组 i_4 在负荷分段 j 第 m 个边界运行点的发电出力、供热出力。

(2) 热电联产机组耗气量约束。

热电联产机组的燃气消耗量与发电功率和产热功率相关, 具体约束一般为二次曲线形式, 如式(45)所示。

$$g_{i_4,j}^{\text{CHP},t} = a_{i_4}^{\text{p,CHP}} (p_{i_4,j}^{\text{CHP},t})^2 + a_{i_4}^{\text{h,CHP}} (h_{i_4,j}^{\text{CHP},t})^2 + b_{i_4}^{\text{p,CHP}} p_{i_4,j}^{\text{CHP},t} + b_{i_4}^{\text{h,CHP}} h_{i_4,j}^{\text{CHP},t} + c_{i_4}^{\text{CHP}} p_{i_4,j}^{\text{CHP},t} h_{i_4,j}^{\text{CHP},t} + d_{i_4}^{\text{CHP}} u_{i_4,j}^{\text{CHP},t} \quad (45)$$

其中, $g_{i_4,j}^{\text{CHP},t}$ 为 t 时刻热电联产机组 i_4 在负荷分段 j 的耗气量; $a_{i_4}^{\text{p,CHP}}, a_{i_4}^{\text{h,CHP}}$ 分别为热电联产机组 i_4 电功率、热功率的二次项系数; $b_{i_4}^{\text{p,CHP}}, b_{i_4}^{\text{h,CHP}}$ 分别为热电联产机组 i_4 电功率、热功率的一次项系数; $c_{i_4}^{\text{CHP}}$ 为热电联产机组 i_4 的耦合系数; $d_{i_4}^{\text{CHP}}$ 为热电联产机组 i_4 的常数项系数。

1.4.2 电热锅炉约束

电热锅炉的供热受到功率上下限的约束, 且具有一定的转换效率, 即:

$$u_{i_5,j}^{\text{eb},t} p_{i_5}^{\text{eb},\min} \leq p_{i_5,j}^{\text{eb},t} \leq u_{i_5,j}^{\text{eb},t} p_{i_5}^{\text{eb},\max} \quad (46)$$

$$h_{i_5,j}^{\text{eb},t} = p_{i_5,j}^{\text{eb},t} \eta_{i_5}^{\text{eb}} \quad (47)$$

其中, $u_{i_5,j}^{\text{eb},t}$ 为 t 时刻电热锅炉 i_5 在负荷分段 j 的运行状态, 若处于运行状态取值为 1, 否则取值为 0; $p_{i_5}^{\text{eb},\min}, p_{i_5}^{\text{eb},\max}$ 分别为电热锅炉 i_5 的最小、最大出力; $h_{i_5,j}^{\text{eb},t}$ 为 t 时刻电热锅炉 i_5 在负荷分段 j 的供热功率; $\eta_{i_5}^{\text{eb}}$ 为电热锅炉 i_5 的电热转换效率。

1.4.3 燃气锅炉约束

与电热锅炉类似, 燃气锅炉的供热受到其出力上下限的约束, 同时还需要考虑设备的转换效率, 即有:

$$u_{i_6,j}^{\text{gb},t} g_{i_6}^{\text{gb},\min} \leq g_{i_6,j}^{\text{gb},t} \leq u_{i_6,j}^{\text{gb},t} g_{i_6}^{\text{gb},\max} \quad (48)$$

$$h_{i_6,j}^{\text{gb},t} = g_{i_6,j}^{\text{gb},t} \eta_{i_6}^{\text{gb}} \quad (49)$$

其中, $g_{i_6,j}^{\text{gb},t}$ 为 t 时刻燃气锅炉 i_6 在负荷分段 j 的出力; $u_{i_6,j}^{\text{gb},t}$ 为 t 时刻燃气锅炉 i_6 在负荷分段 j 的运行状态, 若处于运行状态则取值为 1, 否则取值为 0; $g_{i_6}^{\text{gb},\min}, g_{i_6}^{\text{gb},\max}$ 分别为燃气锅炉 i_6 的最小、最大出力; $h_{i_6,j}^{\text{gb},t}$ 为 t 时刻燃气锅炉 i_6 在负荷分段 j 的热功率; $\eta_{i_6}^{\text{gb}}$ 为燃气锅炉 i_6 的气热转换效率。

1.4.4 燃气功率平衡约束

$$g_j^{\text{G},t} + g_j^{\text{u},t} = \sum_{i \in \sigma_{\text{gas}}} h(p_{i,j}^{\text{Th},t}) + L_j^{\text{G},t} + \sum_i s_{i,j}^{\text{pch},t} - \sum_i s_{i,j}^{\text{dcp},t} + \sum_{i_4} g_{i_4,j}^{\text{CHP},t} + c_{\text{gb}} \sum_{i_6} g_{i_6,j}^{\text{gb},t} \quad (50)$$

其中, $h(p_{i,j}^{\text{Th},t})$ 为燃气机组的耗气函数; $L_j^{\text{G},t}$ 为负荷分段 j 的气负荷值。

1.4.5 热功率平衡约束

$$\sum_{i_4} h_{i_4,j}^{\text{CHP},t} + \sum_{i_5} h_{i_5,j}^{\text{eb},t} + \sum_{i_6} h_{i_6,j}^{\text{gb},t} = L_j^{\text{H},t} \quad (51)$$

其中, $L_j^{\text{H},t}$ 为负荷分段 j 的热负荷值。

由于目标函数中火电机组的发电成本曲线及约束条件中热电联产机组的耗气函数可以用分段线性曲线描述、逼近, 上述模型可转化为混合整数线性规划(MILP)问题。目前以 Gurobi、CPLEX 为代表的优化求解软件已能够高效地处理大规模整数规划问题并取得了广泛的应用, 因此本文采用 Gurobi 等商业软件对模型求解。

2 算例分析

本文基于修改的 IEEE-RTS79 系统^[25-26]进行算例分析, 研究周期为 1 a(52 个周)。系统中包括: 7 座火电厂、1 座水电站和 1 座抽水蓄能电站; 1 台电热锅炉、3 台燃气锅炉、1 个年调节储气罐和 1 个月调节储气罐; 26 台火电/核电机组(火电机组中包含 3 台燃气机组)、6 台水电机组、4 台抽水蓄能机组和 2 台热电联产机组; 风电场按分区等效, 保证其出力及电量来自我国西北某地的实际统计数据。采用四分段的近似持续负荷曲线对电力负荷进行建模, 同时通过常规购气和紧急购气(如购买液化天然气(LNG))的方式满足天然气需求, 假定紧急购气价格为常规购气价格的 3 倍, 算例未考虑额外的天然气备用。机组和负荷参数见附录中表 A1—A6, 新能源出力参数见附录中表 A7 和表 A8。

算例以周为时间单位, 对全年 52 个周进行运行安排。在给出基本运行结果的同时, 对储气罐和可再生能源特性的影响进行详细分析。

2.1 基础算例分析

求解模型可以得到各类型机组的检修计划、水电电量分配以及天然气购买与贮存计划, 结果分别见附录中图 A1—A3。

由附录中图 A1 可看出, 机组的检修安排在负荷低谷; 峰荷时, 为了保证系统平衡, 开机机组台数增多, 检修容量降低。

其中, 热电联产机组的检修安排在供热需求较低的夏季, 此时开机机组较少, 例如在第 25 周热电联产机组不参与供热, 而在第 51 周, 其供热功率达到 473 MW。水电机组的检修则通常安排在冬季。

进一步分析水电机组检修与水电电量的关系,由附录中图A2可知,考虑水量分配的季节特性,冬季来水量较少,此时水电机组的检修容量较大,例如在第48周时,在站运行的水电机组仅为1台;而在夏季丰水期,水电机组维持运行状态以保证水电发电量。

燃气的供需具有明显的季节特性,由附录中图A3可知:在夏季燃气价格下降,同时燃气需求较低,例如在第26周,系统中燃气购买量为 $5\,809\text{ m}^3/\text{h}$,而燃气需求仅为 $5\,780\text{ m}^3/\text{h}$,此时燃气购买量大于燃气负荷,系统储气;在冬季,燃气负荷升高,例如在第51周,系统的购气量达到 $7\,000\text{ m}^3/\text{h}$,而燃气负荷为 $7\,416\text{ m}^3/\text{h}$,此时储气罐的天然气得以利用。受储气罐的进/出气速率等限制,在燃气需求低谷时的储气量无法填补冬季的燃气缺口,需要紧急购气 $388\text{ m}^3/\text{h}$ 来满足系统供需平衡。

以1月的1—4周为例分析月调节储气罐对系统运行的影响,该装置在第1周的储气量为 $15\,000\text{ m}^3$,第2、3周的储气量分别为 $17\,332$ 、 $16\,897\text{ m}^3$,第4周的储气量降至 $15\,000\text{ m}^3$ 。相较于装置容量而言,储气量的整体波动较小,这是因为各周之间的天然气负荷变化不大,同时调节燃气机组的出力可以改变其耗气量,若各周负荷变化明显,则月调节储气罐将会对系统产生显著的影响。而天然气系统更为突出的是其季节不均衡性问题。

2.2 多能源系统耦合的影响

将算例在电力、天然气系统独立优化和协同优化时的运行成本进行对比,结果如表1所示。与独立优化相比,采用本文所提协同优化方法能够实现各类机组开机方式与出力特性的协调互补,燃气机组和热电联产机组按照电负荷和气负荷的季节特性灵活调整出力,相互配合降低了系统的运行成本。

表1 独立优化与协同优化的结果对比

Table 1 Result comparison between independent optimization and collaborative optimization

亿元			
优化方法	电力系统成本	天然气系统成本	总成本
独立优化	33.74	0.034	33.774
协同优化	33.72	0.032	33.752

2.3 储气罐的影响

由上述分析可知,月调节储气装置对系统的影响较小,本节重点分析年调节储气罐的容量对系统运行经济性的影响,通过改变年储气罐的容量大小,分析紧急购气量与系统运行成本的变化曲线,结果如图3所示。

随着储气罐容量增加,夏季储气量增大,冬季紧

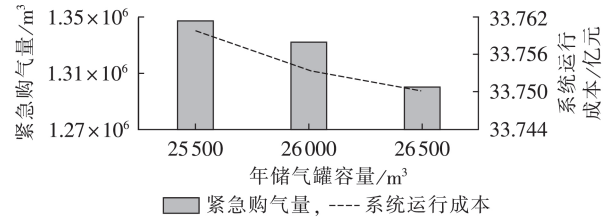


图3 紧急购气量与系统运行成本随年储气罐容量的变化曲线

Fig.3 Change curves of emergency purchase volume and system operating cost vs. capacity of annual gas storage tank

急购气量降低,运行成本减小。然而受到机组出力的限制,在储气罐容量继续增加时,系统的运行成本将不会有明显的变化。

不同储气方式的成本不同, 1 m^3 储气罐的成本约为 $385\sim 862$ 元^[10]。以储气罐容量上升 $1\,000\text{ m}^3$ 为例,建设储气罐的成本较系统运行成本的降低相对较小,因此在考虑储气罐成本的前提下,安装储气罐仍能够降低系统运行成本。

3 结论

本文建立了一种面向多能源系统的中长期运行模型,考虑到中等时间尺度下系统的不确定性,实现了电力、天然气等多种能源形式在月、周时间尺度上的协调,以应对能源供应的季节性矛盾。所建模型不仅考虑了发电机组检修、水电电量分配等电力系统运行特征,而且计及燃料购买和贮存等天然气系统运行约束以及二者的耦合特性。算例分析得到了系统年度检修安排、水电电量分配方案和天然气购买贮存计划等,结果表明,与独立的电力、天然气系统优化相比,统筹安排电力、天然气系统的中长期运行能有效降低系统成本,提升系统运行的经济性;通过水电电量分配和天然气贮存能够缓解季节性能源供应紧张问题,提升能源供给可靠性。

本文所提优化模型考虑了电、热、天然气和可再生能源等多种类型资源的协同规划,随着未来更多类型能源的不断发展,多能源耦合系统的运行方案设计至关重要,也将会成为今后研究的重点。

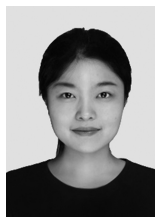
附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 朱敏. 发达国家天然气储气调峰对中国的启示[EB/OL]. [2019-02-14]. <http://mp.weixin.qq.com/s/L0JZnP00qldeIsd-DOdcMW>, 2018.
- [2] 邵成成,王锡凡,王秀丽,等. 多能源系统分析规划初探[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(14): 3817-3828.
SHAO Chengcheng, WANG Xifan, WANG Xiuli, et al. Probe into analysis and planning of multi-energy systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(14): 3817-3828.
- [3] 王锡凡. 电力系统优化规划[M]. 北京: 水利电力出版社,

- 1990;183-265.
- [4] 智谷趋势. 华北告急华中告急,一场大规模“气荒”正席卷中国[EB/OL]. [2019-02-14]. http://tech.163.com/17/1208/07/D54ASA_HJ00097U81.html.
 - [5] 方陈,夏清,孙欣. 考虑大规模风电接入的发电机组检修计划[J]. 电力系统自动化,2010,34(19):20-24,74.
FANG Chen,XIA Qing,SUN Xin. Generation maintenance scheduling with significant wind power penetration[J]. Automation of Electric Power Systems,2010,34(19):20-24,74.
 - [6] 杨经纬,张宁,王毅,等. 面向可再生能源消纳的多能源系统:述评与展望[J]. 电力系统自动化,2018,42(4):11-24.
YANG Jingwei,ZHANG Ning,WANG Yi, et al. Multi-energy system towards renewable energy accommodation: review and prospect[J]. Automation of Electric Power Systems,2018,42(4):11-24.
 - [7] TROY N, FLYNN D, O'MALLEY M. Multi-mode operation of combined-cycle gas turbines with increasing wind penetration[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2012,27(1):484-492.
 - [8] LI Y, LIU W J, SHAHIDEPOUR M, et al. Optimal operation strategy for integrated natural gas generating unit and power-to-gas conversion facilities[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy,2018,9(4):1870-1879.
 - [9] LIU X Z, JENKINS N, WU J Z, et al. Combined analysis of electricity and heat networks[J]. Energy Procedia,2014,61:155-159.
 - [10] 徐飞,陈磊,金和平,等. 抽水蓄能电站与风电的联合优化运行建模及应用分析[J]. 电力系统自动化,2013,37(1):149-154.
XU Fei, CHEN Lei, JIN Heping, et al. Modeling and application analysis of optimal joint operation of pumped storage power station and wind power[J]. Automation of Electric Power Systems,2013,37(1):149-154.
 - [11] HE Y B, SHAHIDEPOUR M, LI Z Y, et al. Robust constrained operation of integrated electricity-natural gas system considering distributed natural gas storage[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy,2018,9(3):1061-1071.
 - [12] OJEDA-ESTEYBAR D M, RUBIO-BARROS R G, VARGAS A. Integrated operational planning of hydrothermal power and natural gas systems with large scale storages[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy,2017,5(3):299-313.
 - [13] 崔雪,邹晨露,王恒,等. 考虑风电消纳的电热联合系统源荷协调优化调度[J]. 电力自动化设备,2018,38(7):74-81.
CUI Xue,ZOU Chenlu,WANG Heng, et al. Source and load coordinative optimal dispatching of combined heat and power system considering wind power accommodation[J]. Electric Power Automation Equipment,2018,38(7):74-81.
 - [14] UNSIHUAY-VILA C, MARANGON-LIMA J W, DE SOUZA A C Z, et al. A model to long-term, multiarea, multistage, and integrated expansion planning of electricity and natural gas systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2010,25(2):1154-1168.
 - [15] MEZA J L C, YILDIRIM M B, MASUD A S M. A model for the multiperiod multiobjective power generation expansion problem[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2007,22(2):871-878.
 - [16] HU Y, BIE Z H, DING T, et al. An NSGA-II based multi-objective optimization for combined gas and electricity network expansion planning[J]. Applied Energy,2016,167:280-293.
 - [17] 张思德,胡伟,卫志农,等. 基于机会约束规划的电-气互联综合能源系统随机最优潮流[J]. 电力自动化设备,2018,38(9):121-128.
ZHANG Side, HU Wei, WEI Zhinong, et al. Stochastic optimal power flow of integrated power and gas energy system based on chance-constrained programming[J]. Electric Power Automation Equipment,2018,38(9):121-128.
 - [18] UNSIHUAY C, MARANGON-LIMA J W, DE SOUZA A C Z. Short-term operation planning of integrated hydrothermal and natural gas systems[C]//2007 IEEE Lausanne Power Tech. Lausanne, Switzerland: IEEE, 2007: 1410-1416.
 - [19] 郝然,艾芊,朱宇超,等. 基于能源集线器的区域综合能源系统分层优化调度[J]. 电力自动化设备,2017,37(6):171-178.
HAO Ran, AI Qian, ZHU Yuchao, et al. Hierarchical optimal dispatch based on energy hub for regional integrated energy system[J]. Electric Power Automation Equipment,2017,37(6):171-178.
 - [20] SHAHIDEPOUR M, FU Y, WIEDMAN T. Impact of natural gas infrastructure on electric power systems[J]. Proceedings of the IEEE,2005,93(5):1042-1056.
 - [21] 孙宏斌,潘昭光,郭庆来. 多能流能量管理研究:挑战与展望[J]. 电力系统自动化,2016,40(15):1-8,16.
SUN Hongbin, PAN Zhaoguang, GUO Qinglai. Energy management for multi-energy flow: challenges and prospects[J]. Automation of Electric Power Systems,2016,40(15):1-8,16.
 - [22] 熊文,刘育权,苏万煌,等. 考虑多能互补的区域综合能源系统多种储能优化配置[J]. 电力自动化设备,2019,39(1):118-126.
XIONG Wen, LIU Yuquan, SU Wanhua, et al. Optimal configuration of multi-energy storage in regional integrated energy system considering multi-energy complementation[J]. Electric Power Automation Equipment,2019,39(1):118-126.
 - [23] ADAMEK F, ARNOLD M, ANDERSSON G. On decisive storage parameters for minimizing energy supply costs in multicarrier energy systems[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy,2014,5(1):102-109.
 - [24] 甘霖,陈瑜玮,刘育权,等. 含可再生能源的微网冷-热-电多能流协同优化与案例分析[J]. 电力自动化设备,2017,37(6):275-281.
GAN Lin, CHEN Yuwei, LIU Yuquan, et al. Coordinative optimization of multiple energy flows for microgrid with renewable energy resources and case study[J]. Electric Power Automation Equipment,2017,37(6):275-281.
 - [25] SUBCOMMITTEE P. IEEE reliability test system[J]. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems,1979,PAS-98(6):2047-2054.
 - [26] WANG S J, SHAHIDEPOUR S M, KIRSCHEN D S, et al. Short-term generation scheduling with transmission and environmental constraints using an augmented Lagrangian relaxation[J]. IEEE Transactions on Power Systems,1995,10(3):1294-1301.

作者简介:



王雅楠

王雅楠(1995—),女,河北石家庄人,硕士研究生,主要研究方向为电力系统规划与运行(E-mail:xjtuyanwanwang@163.com);

邵成成(1989—),男,山东枣庄人,讲师,博士,主要研究方向为可再生能源并网运行与智能电网(E-mail:ccshao@xjtu.edu.cn);

冯陈佳(1995—),女,上海人,硕士研究生,主要研究方向为电力系统的规划与运行(E-mail:2058842095@qq.com)。

(编辑 陆丹)

(下转第75页 continued on page 75)

Grid planning method considering difference in risk bearing capacity among regional distribution networks

XIAO Bai¹, GUO Bei², JI Shuai³, SHI Yonggang⁴, JIAO Mingxi², WANG Yao², SUN Deqiang⁴

(1. School of Electrical Engineering, Northeast Electric Power University, Jilin 132012, China;

2. Changchun Power Supply Company, State Grid Jilin Electric Power Co., Ltd., Changchun 130021, China;

3. Siping Power Supply Company, State Grid Jilin Electric Power Co., Ltd., Siping 136000, China;

4. Tonghua Power Supply Company, State Grid Jilin Electric Power Co., Ltd., Tonghua 134001, China)

Abstract: Aiming at the problems that the difference among township regional distribution networks and the large fluctuation of township area load are generally not considered in distribution network transformation projects, the chance constrained programming theory is introduced, and a grid planning method that takes the load uncertainty and the difference in risk bearing capacity among regional distribution networks into account is presented. Firstly, the load uncertainty model is established by the nonparametric kernel density estimation method. Secondly, considering the difference in risk bearing capacity among different township regional distribution networks, the risk bearing capacity evaluation index system is established according to the characteristics of township regional distribution network, then the risk bearing capacity is evaluated by the combined weight method. Finally, the chance constrained programming model of line upgrading is established, and confidence level of the model is selected based on the previous assessment results, to determine the type of upgraded lines. Example analysis shows that the proposed method can improve the refinement level of planning, and harmonize the risk bearing capacity with investment cost to some extent, so that enhancing the adaptability of grid planning scheme.

Key words: distribution network; grid planning; combined weight method; risk assessment; chance constrained programming

(上接第61页 continued from page 61)

Medium- and long-term coordinated operation model and method for multi-energy system

WANG Yanan, SHAO Chengcheng, FENG Chenjia, WANG Xiuli, WANG Xifan

(State Key Laboratory of Electrical Insulation and Power Equipment, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, China)

Abstract: Medium- and long-term operation is an important part of power system operation, which can effectively deal with the seasonal contradiction of energy supply. In view of the increasing coupling among multiple energy forms, such as electric power, natural gas, and so on, a medium- and long-term operation model and method for multi-energy system are proposed. Considering the seasonal characteristics of renewable energy, the fluctuations of natural gas price and the system operation constraints, the weekly operation model of multi-energy system is established, and the annual unit maintenance plan, the power distribution of hydro-power and the purchase and storage plan of natural gas are optimized uniformly. Taking the adapted IEEE-RTS79 system as an example, the correctness and validity of the proposed model and method are analyzed and verified. The results show that the coordinated arrangement of the medium- and long-term operation for multi-energy system can give play to the complementary benefits of different energy forms and improve the system's operation economy. The introduction of gas storage device can relieve the air supply tension in winter and reduce the system's operation cost.

Key words: medium- and long-term operation; multi-energy system; unit maintenance; fuel planning; coordinated operation; models

附录

表 A1 天然气负荷
Table A1 Natural gas load

周次	负荷/(m ³ ·h ⁻¹)	周次	负荷/(m ³ ·h ⁻¹)	周次	负荷/(m ³ ·h ⁻¹)	周次	负荷/(m ³ ·h ⁻¹)
1	5303.08	14	3982.55	27	3521.33	40	4104.87
2	5346.11	15	3971.38	28	3501.43	41	4285.42
3	5385.23	16	3952.44	29	3368.31	42	4315.21
4	5402.21	17	3975.21	30	3359.92	43	4435.42
5	5508.42	18	3973.55	31	3364.33	44	4518.97
6	5448.67	19	3968.53	32	3408.31	45	4899.24
7	5487.42	20	3957.32	33	3579.44	46	5050.44
8	5508.42	21	3825.42	34	3669.33	47	5180.52
9	5023.50	22	3802.33	35	3749.76	48	5234.23
10	5019.45	23	3800.54	36	3795.99	49	5249.09
11	4900.35	24	3782.43	37	3952.83	50	5303.08
12	4719.50	25	3601.33	38	4002.34	51	5318.98
13	4087.44	26	3538.25	39	4093.98	52	5385.47

表 A2 热负荷
Table A2 Thermal load

周次	热负荷/MW				周次	热负荷/MW			
	分段 1	分段 2	分段 3	分段 4		分段 1	分段 2	分段 3	分段 4
1	530.51	503.98	450.93	397.88	27	349.29	331.82	296.89	261.96
2	528.34	501.92	449.09	396.25	28	345.83	328.54	293.96	259.37
3	522.31	496.19	443.96	391.73	29	338.90	321.96	288.07	254.18
4	539.33	512.36	458.43	404.50	30	335.89	319.10	285.51	251.92
5	552.84	525.20	469.92	414.63	31	337.29	320.43	286.70	252.97
6	546.92	519.58	464.88	410.19	32	340.83	323.79	289.71	255.62
7	533.80	507.11	453.73	400.35	33	359.49	341.52	305.57	269.62
8	529.73	503.25	450.27	397.30	34	366.93	348.59	311.89	275.20
9	518.85	492.91	441.02	389.14	35	369.79	351.30	314.32	277.35
10	510.95	485.40	434.31	383.21	36	373.89	355.20	317.81	280.42
11	495.75	470.96	421.39	371.81	37	389.39	369.92	330.98	292.05
12	483.59	459.41	411.05	362.69	38	395.28	375.52	335.99	296.46
13	417.36	396.49	354.76	313.02	39	405.43	385.16	344.61	304.07
14	408.14	387.73	346.92	306.10	40	426.63	405.30	362.63	319.97
15	400.28	380.26	340.23	300.21	41	431.52	409.94	366.79	323.64
16	397.14	377.28	337.57	297.85	42	438.93	416.98	373.09	329.20
17	396.87	377.03	337.34	297.65	43	441.65	419.57	375.40	331.24
18	395.63	375.85	336.28	296.72	44	446.52	424.19	379.54	334.89
19	393.83	374.14	334.76	295.37	45	505.02	479.77	429.27	378.77
20	390.53	371.01	331.95	292.90	46	513.40	487.73	436.39	385.05
21	385.67	366.38	327.82	289.25	47	515.33	489.56	438.03	386.50
22	382.54	363.41	325.16	286.91	48	514.70	488.97	437.50	386.03
23	380.27	361.26	323.23	285.20	49	518.44	492.52	440.68	388.83
24	379.37	360.40	322.46	284.53	50	535.31	508.54	455.01	401.48
25	363.83	345.63	309.25	272.87	51	526.48	500.16	447.51	394.86
26	353.53	335.85	300.50	265.15	52	530.31	503.79	450.76	397.73

表 A3 抽水蓄能机组参数
Table A3 Parameters of pumped storage units

抽水蓄能机组	发电容量/(MW·h)	抽水容量/(MW·h)	发电效率	抽水效率	检修持续时间/周
1	100	100	0.9	0.9	3
2	100	100	0.9	0.9	3
3	100	100	0.9	0.9	3
4	100	100	0.9	0.9	3

表 A4 热电联产机组的可行域顶点信息
Table A4 Feasible region vertex information of cogeneration unit

顶点	供电出力/MW	供热出力/MW	顶点	供电出力/MW	供热出力/MW
<i>A</i>	5	98.8	<i>C</i>	180	215
<i>B</i>	104.8	81	<i>D</i>	2	247

表 A5 电热锅炉参数
Table A5 Parameters of electric boiler

最大功率/MW	最小功率/MW	效率
60	0	0.95

表 A6 燃气锅炉参数
Table A6 Parameters of gas-fired boiler

燃气锅炉	最大功率/MW	最小功率/MW	效率
1	100	0	0.98
2	100	0	0.98

表 A7 可再生能源保证出力
Table A7 Output power of renewable energy

周次	出力/MW				周次	出力/MW			
	分段 1	分段 2	分段 3	分段 4		分段 1	分段 2	分段 3	分段 4
1	92.50	93.44	66.35	45.50	27	70.04	86.33	57.07	53.62
2	107.34	95.10	76.53	52.18	28	89.97	92.00	77.51	67.50
3	117.35	103.94	94.70	63.29	29	116.86	111.37	97.91	104.74
4	110.32	109.73	101.96	58.83	30	108.32	97.87	104.46	95.77
5	77.37	72.34	71.69	66.59	31	84.14	119.17	109.21	93.82
6	125.67	103.96	103.47	78.22	32	67.92	75.53	85.70	97.03
7	159.78	134.71	80.77	100.82	33	113.65	114.35	89.29	105.93
8	99.92	88.07	72.47	89.54	34	96.54	96.67	86.90	74.48
9	131.79	133.27	100.21	71.02	35	61.12	65.10	51.46	48.19
10	133.36	137.70	138.02	166.06	36	113.79	99.57	87.88	77.25
11	121.37	108.84	98.17	112.24	37	102.01	72.25	100.75	90.77
12	81.48	72.56	67.60	95.24	38	121.84	117.30	107.95	92.03
13	144.62	156.01	118.72	152.54	39	141.86	122.03	110.95	88.59
14	104.64	101.22	105.66	89.61	40	119.39	114.48	111.96	102.69
15	102.96	113.49	137.13	165.00	41	89.69	89.82	77.61	87.28
16	138.25	155.79	132.63	115.30	42	58.98	46.44	31.56	28.14
17	114.00	125.00	108.58	97.80	43	77.74	64.15	33.21	29.51
18	79.73	74.41	47.71	64.17	44	65.51	70.11	40.39	35.22
19	144.15	146.22	137.98	113.70	45	92.00	74.98	51.49	39.46
20	103.26	92.86	68.81	78.30	46	72.43	57.68	39.14	14.33
21	110.07	108.65	145.54	111.83	47	34.20	26.57	26.43	13.61
22	126.20	102.78	76.42	94.42	48	36.74	26.21	27.07	5.00
23	109.35	95.61	90.45	119.46	49	60.56	49.07	39.06	11.68
24	68.14	64.49	46.71	79.43	50	41.18	34.57	27.21	6.42
25	112.92	126.36	103.20	117.79	51	53.80	42.67	38.79	13.40
26	115.35	123.08	117.72	83.30	52	74.79	56.42	47.93	11.93

表 A8 可再生能源电量
Table A8 Capacity of renewable energy

周次	电量/(MW·h)				周次	电量/(MW·h)			
	分段 1	分段 2	分段 3	分段 4		分段 1	分段 2	分段 3	分段 4
1	5480.45	5430.18	4477.92	3434.77	27	3827.49	5697.60	4930.35	4558.07
2	6144.76	5868.92	4705.15	3309.20	28	5697.52	5991.33	5617.56	3961.41
3	6834.37	6304.56	5960.59	4866.06	29	5872.42	6167.38	6337.18	6485.99
4	6383.87	6589.91	6468.74	3295.69	30	6537.45	6179.92	6149.03	5098.23
5	5324.94	4979.11	4934.65	4178.19	31	4658.18	6476.96	6775.41	5824.82
6	7764.81	7027.60	6893.11	4651.57	32	3741.70	4408.56	5004.27	6509.76
7	7834.37	7300.04	6297.72	5876.55	33	6592.06	6420.68	5686.54	6625.90
8	5978.26	6071.00	5321.54	5578.18	34	5976.62	6433.31	5662.37	5183.55
9	7160.89	7071.39	5826.98	4469.61	35	4640.17	4940.65	4253.93	4156.38
10	7684.27	8259.95	7716.68	8675.37	36	6613.13	5693.72	6025.25	6027.20
11	7043.26	6900.30	5962.39	6735.41	37	6034.69	4917.42	6004.57	5416.74
12	5550.76	5109.40	4822.60	5971.39	38	6215.11	6520.74	6233.16	5448.80
13	7815.72	9055.95	8033.92	9558.71	39	7956.41	7629.20	6402.23	5261.48
14	5633.25	6180.07	6306.08	5644.00	40	6691.81	6444.49	6820.31	6087.96
15	6012.72	7305.12	8165.25	8243.90	41	5601.97	6200.48	5226.75	4930.71
16	8027.00	8290.60	7509.54	8095.21	42	5006.64	3421.08	2611.26	2946.42
17	5723.45	6597.87	6243.64	6672.14	43	5168.10	4552.97	2663.07	2235.98
18	4787.78	4585.69	3703.91	4129.69	44	4242.39	4711.06	3109.85	3066.09
19	8100.88	8240.18	7683.87	6347.85	45	5358.22	4952.26	3624.22	2585.92
20	5619.38	5712.93	4668.79	4598.88	46	3726.04	3165.16	2440.03	1535.83
21	6308.44	6883.59	8143.00	7224.55	47	1813.22	1824.35	1836.36	1465.10
22	7122.46	6195.52	4337.95	4933.29	48	2894.41	2377.73	2595.35	1573.06
23	6439.75	5874.45	5917.13	7003.06	49	3778.11	3272.97	2850.49	1202.57
24	4113.83	4471.88	4847.73	5573.43	50	2816.56	2747.70	2549.37	2159.59
25	5813.72	6531.49	6285.52	6978.06	51	2906.23	2665.76	2418.34	2209.56
26	6540.05	7723.47	7299.13	5249.03	52	4237.82	3925.72	3855.16	2548.24

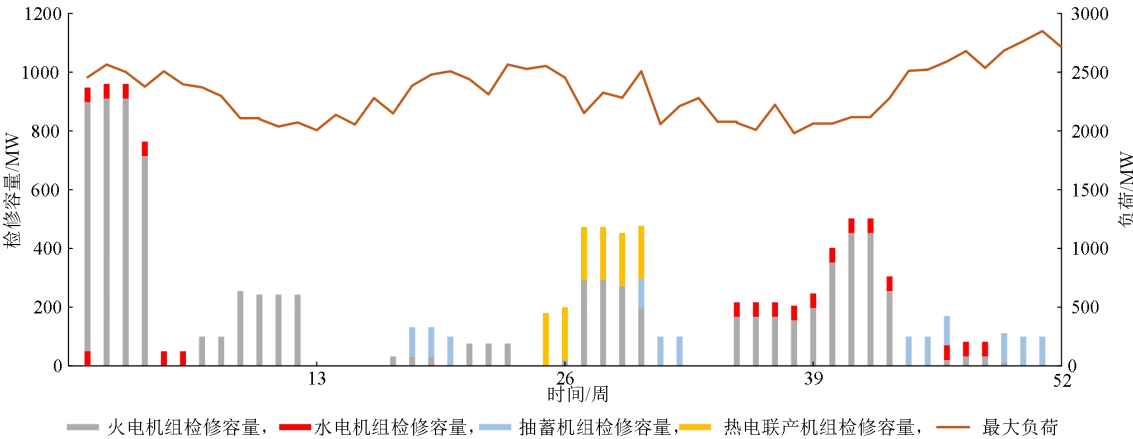


图 A1 最大负荷与检修容量
Fig.A1 Maximum load and maintenance capacity

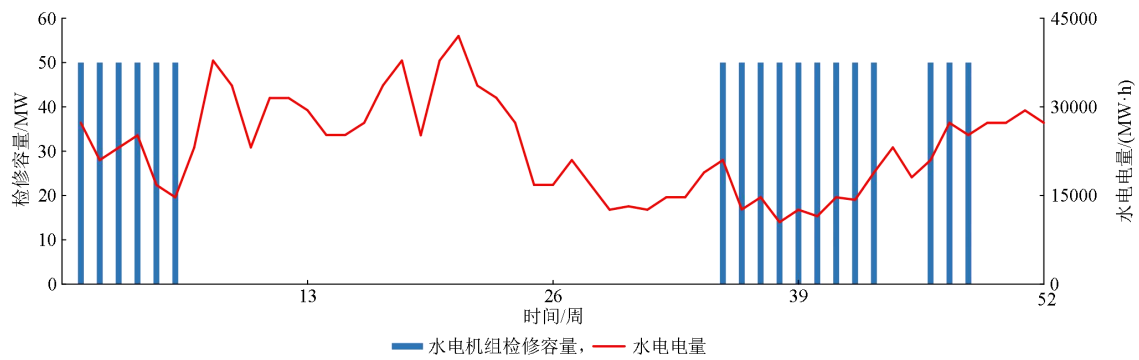


图 A2 水电机组检修容量与水量分配
Fig.A2 Maintenance capacity of water power unit and water distribution

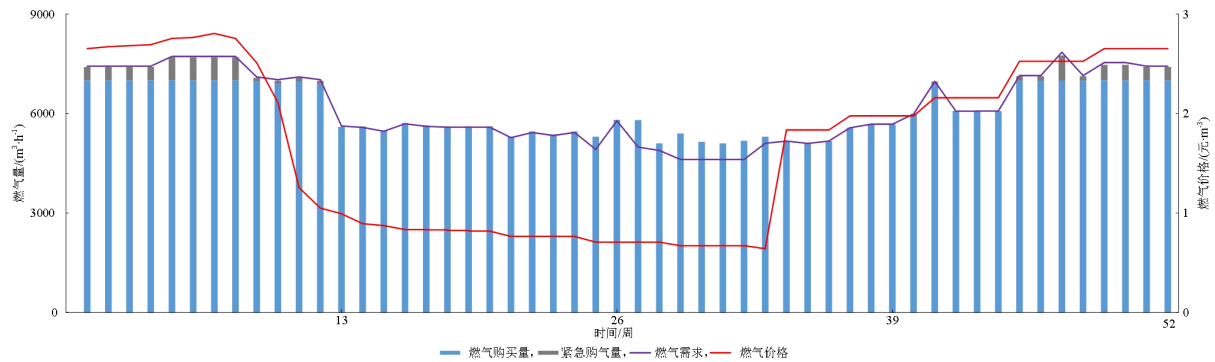


图 A3 燃气供需量及价格
Fig.A3 Gas supply and demand capacity and price