

含光伏的油田综合能源系统的热电厂和 需求响应协同调峰能力分析

王艳松¹, 宋阳阳¹, 倪承波², 衣京波³, 邹璞¹

(1. 中国石油大学(华东) 新能源学院, 山东 青岛 266580; 2. 胜利石油管理局经营管理处, 山东 东营 257087;
3. 胜利石油管理局胜利发电厂, 山东 东营 257087)

摘要:大规模发展可再生能源是构建低碳可持续能源系统的重要保障,源-荷协同调峰是消纳可再生能源的有效途径。为此,研究含光伏的油田综合能源系统的热电厂和需求响应协同调峰,分析冬季典型场景下的热电厂热电耦合机理,建立热电耦合调峰约束;针对油田综合负荷的用能特性和分布式光伏发电的特点,建立负荷集群的用电数学模型和用热数学模型,考虑热电机组、负荷响应及源-荷系统运行技术约束,以油田全局能耗成本最小为目标建立自备热电厂和需求响应协同调峰优化模型,制定油田电网源-荷协同调峰策略,通过循环寻优求解源-荷协同最大调峰能力。算例分析表明,源-荷协同光伏发电调峰能有效地提高油田电网对光伏发电的消纳能力,供暖负荷的需求响应使冬季热电厂“以热定电”的刚性约束弹性化,调峰贡献度在需求响应中占比最大。

关键词:油田综合能源;自备热电厂;光伏发电;需求响应;源-荷协同;调峰能力

中图分类号:TM 73;TK 01

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202202014

0 引言

大规模光伏发电并网及其出力的间歇性和不确定性给电力系统调峰带来了挑战,目前热电厂是调峰任务的主要承担者,但冬季供暖期热电机组存在“以热定电”约束,大幅缩减了可再生能源上网空间。构建综合能源系统,并通过源-荷协同消纳可再生能源发电是提高电力系统调峰能力的有效途径。

为了消纳大规模可再生能源,冷热电储联合调峰成为当前研究热点^[1]。从“源”侧调峰的角度,文献[2]通过配置储热装置补偿热电机组供热,建立了配置储热装置后热电机组消纳可再生能源能力的数学模型;文献[3]提出了一种将氢储能作为多种能量形式转换枢纽的低碳园区综合能源系统架构,并以投资运行成本以及碳排放最小为优化目标,优化氢储能单元;文献[4]建立了一种含储热的热电联产与启停电锅炉协调供热的调度模型,达到了减少弃风量的效果;文献[5-6]建立了以净负荷方差最小和火电运行费用最低为目标的光热发电-火电联合调峰优化调度模型。从“荷”侧调峰的角度,文献[7]以降低耗能成本为目标,制定了热电联产系统的柔性负

荷控制策略;文献[8-9]基于不同电负荷的响应特性,以系统运行经济性为目标,建立多类型负荷协调控制模型;文献[10-11]研究了采暖负荷的二维可控性,建立了热电联合经济调度模型。从辅助调峰的角度,文献[12]从市场组成、市场准入、报价出清、结算4个角度分析了不同省市虚拟电厂参与调峰调频服务市场机制的建设情况并给出相关建议;文献[13]设计了新能源与火电双边参与报价的市场机制及实施模式,并提出了以综合效益最大化为优化目标的双边交易模型;文献[14]基于全局协调、分区自治思想,提出多站融合供电系统辅助调峰自律运行调控策略。从源-荷协同调峰的角度,文献[15]基于精细化建筑虚拟储能模型与多主体互动交易关系,以能源站运行收益最大为目标、用户柔性舒适度区间等为约束,提出了一种考虑用户协同互动的综合能源站调度方法;文献[16]针对风光水火储多能系统,提出了一种上层以净负荷波动最小和储能系统运行收益最大,下层以火电机组运行成本最小和可再生能源弃电量最小为优化目标的分层优化调度策略;文献[17-18]分析了大规模风电接入对系统调峰容量及运行特性的影响,建立了受端电网调峰方式以及调峰能力评估指标体系,并给出不同新能源渗透率场景下的最优调峰组合策略建议。上述文献通过在热电厂增加储热设备、电加热以及光热设备来实现“热电解耦”,投资成本较高,间接降低了热电厂利益;通过辅助调峰交易、调控等途径提高系统的调峰能力,会直接降低热电厂利益,而且尚未深入研究柔性负荷对系统调峰能力的贡献。

收稿日期:2021-05-27;修回日期:2021-12-21

在线出版日期:2022-02-23

基金项目:国家重点研发计划项目(2018YFB0904800);山东省重点研发计划项目(2019GGX103045)

Project supported by the National Key Research and Development Project of China(2018YFB0904800) and the Key Research and Development Project of Shandong Province(2019GGX103045)

我国各大油田是重要的能源生产者,也是耗能大户,石油和天然气的产出伴随着大量的电能和热能的消耗,油田电网采用以自备电厂为主电源、外部电网为辅助电源的发供电一体化的电网运营模式,实现自发自用,当源-荷出现差额时,网电作为辅助电源补充或上网,但全年上网电量和网电用电量要相互抵消。在“双碳”目标下,利用油田的井场空地资源,大力发展光伏发电是推进绿色能源转型的着力点,但是光伏发电的间歇性和不确定性给油田电网现有运营模式的调峰能力带来了挑战。本文针对大规模光伏发电的调峰问题,探究油田含光伏的热电厂和需求响应协同调峰的能力。油田电网具有源-荷规模相对较大的微电网特点,通过分析冬季自备热电厂运行的热电耦合机理,建立了热电耦合的调峰约束;结合油田电力负荷和热力负荷的用能特点,建立油田各类负荷的用能数学模型;考虑系统各种运行技术约束,以油田全局能耗成本最小为目标建立热电厂和需求响应协同调峰数学模型,制定基于光伏容量阶梯增加的循环协同调峰策略,通过寻优求解热电厂和需求响应的最大调峰能力。

1 含光伏的油田综合能源系统架构

全国各大油田是化石能源的产能大户,也是耗能大户。油田生产钻采、注水、集输过程中消耗大量电能和热能,折合成标准煤当量时用热负荷远大于用电负荷。其中电能主要来源于自备热电厂,极少部分来源于系统电网;油气钻采和集输各个环节消耗的大量热能主要来源于燃气锅炉和电加热锅炉。由于油田开采井场的空地面积广大,因地制宜为可再生能源的发展提供了有利的条件。在“双碳”目标下,中石化向绿色低碳能源结构转型,大力发展可再生能源,并实现绿色能源就地消纳。油田含光伏的综合能源系统架构见附录A图A1。

2 自备热电厂的热电耦合运行特性分析

2.1 自备热电厂的热电耦合机理

在冬季,自备热电厂在承担电负荷的同时,还需满足用户采暖需求,汽轮机工作在抽凝状态,为油田提供电能和热能。单抽汽式汽轮机由高压和低压气缸部分组成,其能量流动过程见附录A图A2。

在锅炉中加热的高温、高压新蒸汽进入高压气缸做功,膨胀至一定压力后分为2股:一股被抽出作为热能,给用户供暖;另一股进入低压气缸继续膨胀做功,用于发电,最后排入凝汽器。由于供热量需求会使高压气缸中的蒸汽量下限升高,因此汽轮机的输出存在一定的热电耦合约束。

热电机组的热出力上下限约束如下:

$$0 \leq Q_{i,h,t} \leq \bar{Q}_{i,h} \quad (1)$$

式中: $Q_{i,h,t}$ 为 t 时段机组 i 的热出力; $\bar{Q}_{i,h}$ 为机组 i 的热出力上限。

计及低压气缸最小流量约束的热电机组的电出力下限为:

$$P_{i,d,t} = D_{d,i} \bar{P}_i / D_{e,i,0} + b_i Q_{i,h,t} \quad (2)$$

式中: $P_{i,d,t}$ 为 t 时段机组 i 受低压气缸最小流量约束的电出力下限; $D_{e,i,0}$ 为机组 i 额定进汽流量; $D_{d,i}$ 为机组 i 低压气缸最小流量; \bar{P}_i 为机组 i 在锅炉出力上限情况下纯凝发电时的电出力; b_i 为机组 i 单位产热伴随的电出力比例系数; $Q_{i,h,t}$ 为 t 时段机组 i 的热出力。

计及锅炉出力的热电机组电出力上、下限分别为:

$$\bar{P}_{i,B,t} = \bar{P}_i - a_i Q_{i,h,t} \quad (3)$$

$$P_{i,B,t} = P_i - a_i Q_{i,h,t} \quad (4)$$

式中: $\bar{P}_{i,B,t}$ 、 $P_{i,B,t}$ 分别为 t 时段计及锅炉出力的机组 i 电出力上、下限; P_i 为机组 i 在锅炉出力下限情况下纯凝发电时的电出力; a_i 为机组 i 单位产热影响的电出力比例系数。

a_i 、 b_i 可通过利用单位产热量对应的抽汽量计算得到,具体如下:

$$D_{i,hot} = 1 / (h_{hot} - h_h) \quad (5)$$

$$a_i = D_{i,hot} (h_{hot} - h_c) / 3.6 \quad (6)$$

$$b_i = D_{i,hot} (h_0 - h_{hot}) / 3.6 \quad (7)$$

式中: $D_{i,hot}$ 为机组 i 单位产热量对应的抽汽流量; h_0 、 h_{hot} 、 h_h 和 h_c 分别为进汽焓值、抽汽焓值、抽汽供热后的凝结水焓值和排汽蒸汽焓值。

由式(2)、(4)可得,热电机组在采暖期的电出力下限 $P_{i,e,t}$ 为:

$$P_{i,e,t} = \max(P_{i,d,t}, P_{i,B,t}) \quad (8)$$

综上,得到热电机组的电出力 $P_{i,e,t}$ 上下限约束为:

$$P_{i,e,t} \leq P_{i,d,t} \leq \bar{P}_{i,e,t} = \bar{P}_{i,B,t} \quad (9)$$

式中: $\bar{P}_{i,e,t}$ 为 t 时段机组 i 的电出力上限。

2.2 热电耦合的调峰约束

针对自备热电厂供暖期运行的技术约束,可得热电机组的供热功率及其对应的发电功率可调范围,见附录A图A3。图中: L_1 对应式(3)所示的热电机组电出力上限; L_2 和 L_3 相交得到的 $ABCD$ 段对应式(8)所示的热电机组电出力下限,其中最低点 B 对应的热出力 $Q_{i,h,0}$ 为低压气缸最小流量约束与锅炉出力下限约束的交点处的热出力。

图A3中,当 $Q_{i,h,t} < Q_{i,h,0}$ 时,按式(4)对应的 AB 段确定机组电功率下限;当 $Q_{i,h,t} > Q_{i,h,0}$ 时,按式(2)对应的 BCD 段确定机组电功率下限。随着 $Q_{i,h,t}$ 的增加,电出力的可调范围逐渐减小,当供暖量由 $Q_{i,h}$ 增加到 $\bar{Q}_{i,h}$ 时,电出力的可调范围由 $P_E - P_C$ 降至 $P_F - P_D$ 。由此可见,冬季供暖量需求的增加直接影响热电机组的电出力,严重限制了冬季自备热电厂的调峰能力。

3 需求侧综合用能数学模型

油田的综合负荷包括电负荷和热负荷。电负荷分为生产负荷、办公民用负荷和外部转供负荷,分布在油城的外部转供负荷分为商业负荷、民营企业负荷;热负荷分为生产热负荷和冬季供暖负荷,生产热负荷分布于油气钻采和集输环节。

3.1 用电负荷的数学模型

外部转供负荷通过协议参与需求响应,一般为可削减负荷和可平移负荷,引入可控负荷的控制变量,则可控负荷的数学模型如式(10)所示。

$$P_{\text{cut},t} = \sum_{k=1}^{N_{\text{cut}}} X_{k,t} P_{\text{cut},k,t} \quad (10)$$

式中: $X_{k,t}$ 为 t 时段第 k 个可控负荷的控制变量, $X_{k,t}=1$ 表示不削减负荷, $X_{k,t}=0$ 表示削减负荷; $P_{\text{cut},t}$ 为 t 时段的可控负荷; $P_{\text{cut},k,t}$ 为 t 时段的第 k 个可控负荷; N_{cut} 为外部可控负荷群中的用户数。

考虑可平移负荷的连续性,引入用电时序区间 $[t_0+1, t_0+h]$,则可平移负荷的数学模型见式(11)。

$$\begin{bmatrix} t \\ P_{\text{mov},t} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} t_0+1 & \cdots & t_0+t & \cdots & t_0+h \\ P_{\text{mov},1,t} & \cdots & P_{\text{mov},1,t} & \cdots & P_{\text{mov},1,h} \\ P_{\text{mov},2,t} & \cdots & P_{\text{mov},2,t} & \cdots & P_{\text{mov},2,h} \\ \vdots & & \vdots & & \vdots \\ P_{\text{mov},m,t} & \cdots & P_{\text{mov},m,t} & \cdots & P_{\text{mov},m,h} \end{bmatrix} \quad (11)$$

式中: t_0 、 h 分别为可平移负荷启动的前一时段和平移负荷的工作时长; $P_{\text{mov},k,t}$ ($k=1,2,\dots,m;t=1,2,\dots,h$)为 t 时段的第 k 个可平移负荷, m 为可平移负荷群中的用户数。

引入可平移负荷的控制变量,则 t 时段的可平移负荷 $P_{\text{mov},t}$ 可表示为:

$$P_{\text{mov},t} = \sum_{k=1}^m Y_{k,t} P_{\text{mov},k,t} \quad (12)$$

式中: $Y_{k,t}$ 为 t 时段第 k 个可平移负荷的控制变量, $Y_{k,t}=1$ 表示可平移负荷进入工作区间, $Y_{k,t}=0$ 表示可平移负荷不工作。

由于光伏出力的间歇性和不确定性,不同时段调峰需求量不同,定义调峰参与度为参与调峰的负荷占需求侧总电负荷的比例,如式(13)所示。

$$\lambda_t = P_t / \sum_{k=1}^G P_{k,t} \quad (13)$$

式中: λ_t 为 t 时段负荷调峰参与度; P_t 为 t 时段负荷群中参与调峰的负荷; G 为负荷群的用户总数; $P_{k,t}$ 为 t 时段负荷群中的第 k 个负荷。

电力用户侧预先签订负荷调峰参与度的最大值为 λ_{max} ,并将其作为负荷需求响应调峰参与度的约束;由于不同时段所需调峰增量不同,为保证可削减负荷和平移负荷控制策略的可实施性和经济性,还需考虑负荷需求响应的离散性和负荷重要程度,以参与需求响应加权用户数最小为目标,建立负荷有

序用电模型,如式(14)所示。

$$\begin{cases} \min G_t = \sum_{k=1}^{N_{\text{cut}}} \partial_k X_{k,t} + \sum_{k=1}^m \beta_k Y_{k,t} \\ \lambda_t \Delta P_{\text{peak},t} = \sum_{k=1}^{N_{\text{cut}}} X_{k,t} P_{\text{cut},k,t} + \sum_{k=1}^m Y_{k,t} P_{\text{mov},k,t} \\ \lambda_t \leq \lambda_{\text{max}} \end{cases} \quad (14)$$

式中: G_t 为 t 时段参与需求响应的加权用户数; ∂_k 、 β_k 分别为第 k 个可削减负荷和可平移负荷的调峰等级权值系数; $\Delta P_{\text{peak},t}$ 为 t 时段待调峰负荷。

3.2 生产热负荷的数学模型

油田钻采和集输过程中需要大量生产热负荷,热源主要来源于燃气锅炉、电加热锅炉和储热设备。电加热锅炉将电能转化为热能,其电热转化的数学模型如式(15)所示;燃气锅炉将天然气转化为热能,其气热转化数学模型如式(16)所示。

$$Q_{\text{EB},t} = 3600 \delta_{\text{EB}} P_{\text{EB},t} \quad (15)$$

$$Q_{\text{GB},t} = 3600 \delta_{\text{GB}} \rho_{\text{LHV}} V_{\text{gas},t} \quad (16)$$

式中: $Q_{\text{EB},t}$ 、 $Q_{\text{GB},t}$ 分别为 t 时段电加热锅炉产热量和燃气锅炉产热量; δ_{EB} 、 δ_{GB} 分别为电加热锅炉的电热转换效率和燃气锅炉的气热转化效率,通常分别取0.95和0.9; ρ_{LHV} 为天然气低热值,取9.7 kW/m³; $V_{\text{gas},t}$ 为 t 时段燃气锅炉消耗的天然气量; $P_{\text{EB},t}$ 为 t 时段电加热锅炉消耗的电功率。

为了稳定工作,燃气锅炉和电加热锅炉需满足出力上下限约束,具体如下:

$$\underline{Q}_{\text{GB}} \leq Q_{\text{GB},t} \leq \bar{Q}_{\text{GB}}, \quad \underline{Q}_{\text{EB}} \leq Q_{\text{EB},t} \leq \bar{Q}_{\text{EB}} \quad (17)$$

式中: \bar{Q}_{GB} 、 $\underline{Q}_{\text{GB}}$ 分别为燃气锅炉产热量上、下限; \bar{Q}_{EB} 、 $\underline{Q}_{\text{EB}}$ 分别为电加热锅炉产热量上、下限。

为提高供热可靠性,配置一定的储热装置用于储存热能,储热装置有削峰填谷的特性,能参与油田有序用能。为保证储热装置在下一个调度周期的调峰参与度,通常在调度周期内的起始状态和终止状态下的储热容量保持一致。另外,其储热、放热量深度及当前储热量均应满足一定的技术约束,具体如下:

$$Q_{\text{store},1} = Q_{\text{store},T}, \quad -\bar{Q}_{\text{out}} \leq Q_{\text{store},t} \leq \bar{Q}_{\text{in}} \quad (18)$$

$$Q_t = Q_{t-1} + Q_{\text{store},t}, \quad 0 \leq Q_t \leq \bar{Q} \quad (19)$$

式中: $Q_{\text{store},1}$ 、 $Q_{\text{store},T}$ 分别为储热装置在调度周期始、末的储热容量; $Q_{\text{store},t}$ 为 t 时段储热装置存储或释放的热量, $Q_{\text{store},t} > 0$ 表示储热, $Q_{\text{store},t} < 0$ 表示放热; Q_t 为 t 时段储热装置的储热量; \bar{Q} 为储热装置的储热容量上限; \bar{Q}_{out} 、 \bar{Q}_{in} 分别为储热装置最大放热、储热功率,其均不超过储热容量的20%。

综合燃气锅炉、电加热锅炉设备和储热设备,系统应满足热功率平衡约束,如式(20)所示。

$$Q_{\text{sta},h,t} = Q_{\text{GB},t} + Q_{\text{EB},t} - Q_{\text{store},t} \quad (20)$$

式中: $Q_{\text{sta},h,t}$ 为 t 时段的热负荷。

3.3 采暖负荷的柔性数学模型

冬季采暖用户对温度舒适程度的感知通常具有一定的模糊性,如式(21)所示。

$$T_{in} \in [\bar{T}_{in}, \underline{T}_{in}] \quad (21)$$

式中: T_{in} 和 \bar{T}_{in} 、 \underline{T}_{in} 分别为室内温度和舒适温度的上、下限。

采暖系统由热源、热网及采暖建筑物等组成,由于热网和采暖建筑物具有很大的热惯性,受热介质的温度变化在时间上总是滞后于传热介质的温度变化。采暖负荷的供暖量包括热量损失、维持室内舒适温度的热量两部分,如式(22)所示。

$$Q_{end,h,t} = \frac{S\mu'(T_{in,t} - T_{out,t})}{1000} + \frac{3600CS}{\Delta t} (T_{in,t} - T_{in,t-1}) \quad (22)$$

式中: $Q_{end,h,t}$ 为 t 时段实际采暖负荷的供暖量; S 为供热面积; μ' 为单位供热面积单位温差下室内热量损失; $T_{in,t}$ 、 $T_{out,t}$ 分别为 t 时段室内温度和室外温度; C 为单位供热面积下的比热容; Δt 为单位调度时段时间间隔。

热电厂根据用户对温度舒适程度的模糊空间调节室内供暖温度 $T_{in,t}$, 改变供暖量 $Q_{end,h,t}$, 从而调整热电机组热出力 $Q_{i,h,t}$ 和电出力下限, 对应附录 A 图 A3 中的 ABCD 段。当调峰需求较高时, 使供暖量 $Q_{end,h,t}$ 尽量靠近 $Q_{i,h,0}$, 进而使热电机组电出力有足够的下调空间, 将机组的热电耦合刚性约束转化为“以热定电”弹性约束, 解绑机组的电出力下限, 提高冬季热电厂调峰能力。

4 源-荷协同调峰的数学模型

4.1 热电厂-需求响应协同调峰的目标函数

油田的自备热电厂通过燃煤向油田供电、供暖; 燃气锅炉通过燃烧天然气向油田生产供热, 因此, 煤和天然气是油田能耗成本的组成部分。为了助推绿色低碳发展, 提前实现“双碳”目标, 一方面节能减排, 减少一次化石能源消耗量; 另一方面大规模发展可再生能源的消纳能力, 通过源-荷协同调峰来消纳光伏发电。热电机组出力分配情况直接影响煤耗量, 负荷响应间接影响煤和天然气的消耗量, 因此在调峰的过程中, 通过优化热电机组出力和负荷响应协同调峰, 降低油田能耗成本, 建立以全局总能耗成本最小为目标的目标函数, 如式(23)所示。

$$\min F = \sum_{t=1}^T (C_{gas,t} + C_{coal,t}) \quad (23)$$

式中: T 为系统调度周期, 本文将一天等分为 24 个时段, 即 $T=24$; $C_{gas,t}$ 、 $C_{coal,t}$ 分别为 t 时段天然气成本和煤耗成本。天然气成本由联合站中燃气锅炉热出力确定, 如式(24)所示。热电厂煤耗包含发电煤耗和供热煤耗, 发电煤耗分为凝汽汽流发电煤耗和供热汽流发电煤耗, 如式(25)所示。

$$C_{gas,t} = c_{gas} V_{gas,t} \quad (24)$$

$$C_{coal,t} = c_{coal} (F_{e,t} + F_{h,t}) = c_{coal} \sum_{i=1}^N \left(\frac{3600 P_{i,e,t}}{Q_{LHV} \eta_b \eta_p \eta_e} + \frac{b_i Q_{i,h,t}}{Q_{LHV} \eta_b \eta_g} + \frac{Q_{i,h,t}}{Q_{LHV} \eta_b \eta_h} \right) \quad (25)$$

式中: c_{gas} 为天然气价格; c_{coal} 为煤炭价格; $F_{e,t}$ 、 $F_{h,t}$ 分别为 t 时段发电煤耗量和供热煤耗量; Q_{LHV} 为标准煤低位发热量, 取 29270 kJ/kg; η_e 、 η_h 、 η_g 、 η_b 、 η_p 分别为汽轮发电机组绝对效率、热网效率、发电机效率、锅炉热效率和主蒸汽管道效率; N 为热电厂的机组数量。

4.2 热电厂-需求响应协同调峰的约束条件

热电厂和负荷协同调峰为光伏提供上网空间, 应满足油田电网的电功率和热功率平衡约束、热电机组技术约束、自备热电厂的经济效益约束、需求响应参与度约束。

考虑光伏出力和油田负荷, 以市电作为油田电网平衡节点, 电功率平衡约束如式(26)所示, 热功率平衡约束如式(27)所示。

$$\sum_{i=1}^N u_{i,t} P_{i,e,t} = P_{plant,e,t} = P_{e,t} + P_{loss,t} - P_{pv,t} - P_{grid,t} \quad (26)$$

$$\sum_{i=1}^N u_{i,t} Q_{i,h,t} = Q_{plant,h,t} \quad (27)$$

式中: $u_{i,t}$ 为 t 时段机组 i 的启停状态, $u_{i,t} = 1$ 表示机组处于运行状态, $u_{i,t} = 0$ 表示机组处于停机状态; $P_{e,t}$ 、 $P_{plant,e,t}$ 、 $P_{pv,t}$ 分别为 t 时段油田电网电负荷、调峰后热电厂电功率和光伏出力; $P_{loss,t}$ 为 t 时段油田电网损耗; $P_{grid,t}$ 为 t 时段油田电网与市电交互功率; $Q_{plant,h,t}$ 为 t 时段热电厂的供暖负荷。

爬坡约束如下:

$$-P_i^d \leq P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq P_i^r \quad (28)$$

最大启停次数约束如下:

$$\sum_{t=1}^T |u_{i,t} - u_{i,t-1}| \leq M_i \quad (29)$$

最小启停时间约束如下:

$$(u_{i,t-1} - u_{i,t}) \sum_{j=t-t_2}^{t-1} u_{i,j} \geq t_{2i}, \quad u_{i,t} < u_{i,t-1} \quad (30)$$

式中: P_i^r 、 P_i^d 分别为机组 i 的最大上、下爬坡功率; M_i 、 t_{2i} 分别为机组 i 最大启停次数、最小运行时间。

自备热电厂在调峰的过程中需保证自身收益大于 0, 综合考虑热电厂供能收入和运行成本, 建立热电厂调峰经济性约束如下:

$$\sum_{t=1}^T (C_{p,s,t} - C_{p,c,t}) > 0 \quad (31)$$

式中: $C_{p,s,t}$ 、 $C_{p,c,t}$ 分别为 t 时段供能收入和运行成本。

供能收入包含售电收入和售热收入, 计算公式如式(32)所示。

$$C_{p,s,t} = c_e P_{eq,t} + c_h Q_{plant,h,t} \quad (32)$$

式中: c_h 、 c_e 分别为售热价格和售电价格; $P_{eq,t}$ 为

时段等效电负荷,即 t 时段的电负荷减去光伏出力的值。

运行成本包含设备折旧维护费用、运行管理费用和燃料费用,如式(33)所示。

$$C_{p.e,t} = C_{p.DP,t} + C_{p.OM,t} + C_{coal,t} \quad (33)$$

式中: $C_{p.DP,t}$ 、 $C_{p.OM,t}$ 分别为 t 时段热电厂的折旧维护费用和运行管理费。

5 源-荷协同调峰策略

油田保生产的电负荷是刚性不可调节的,柔性电负荷属于石油电网的三级负荷,其负荷用电趋势呈现逆光伏特性,且外供柔性负荷收益低,应优先参与响应;保证供暖负荷是民生问题,可在舒适范围内进行调节;生产热负荷属于刚性负荷,但其供热方式可以进行优化。因此,针对油田的自备热电厂和生产电、热负荷的特点,提出优先通过柔性电负荷需求响应调峰,再对热机组和供暖负荷、生产热负荷进行协同优化的调峰策略。冬季油田源-荷规模不同于其他季节,自备热电厂不仅承担着油田的电力供应,也作为全城千家万户的供暖源,因此油气生产过程伴生的用热负荷需求大于其他季节。以冬季为典型场景,以自备热电厂机组出力组合、外供电负荷、生产热负荷和供暖负荷为控制变量。

首先,基于可控负荷和可平移负荷优化组合响应,就地消纳光伏,平抑光伏曲线,求解电负荷有序用电数学模型,如式(14)所示;然后,基于电负荷需求响应和光伏出力得到等效负荷曲线;最后,由热电机组、热力负荷(供暖负荷、生产热负荷)和储热设备协同优化平衡等效电负荷,即求解源-荷协同调峰模型。

基于源-荷协同优化策略的热电厂和需求响应协同优化调峰能力分析的流程见图A4。

6 算例分析

选取胜利油田电网作为研究对象,据统计其年油气生产用电约为 7×10^9 kW·h,用热约为 8×10^6 GJ,全年生产用热负荷耗电量约为电负荷的1/3,热电厂一期装机容量为 2×220 MW,二期为 2×300 MW。燃气锅炉容量为200 GJ,标准煤价为800元/t,天然气价格为2.5元/ m^3 。冬季供暖区域面积为 10 km 2 ,光伏日发电曲线和冬季典型日各类电负荷所占比例、供暖负荷曲线分别见附录B图B1和图B2。设室内温度舒适范围为 (24 ± 1) °C,带电加热的热水式储热装置容量为200 MW,对应存储热能720 GJ。

为了描述热电机组合出力 and 各类负荷的需求响应对系统调峰能力的贡献,将每个控制变量调峰前后的变化量占系统总调峰能力的比例定义为个体调峰能力贡献度,如式(34)所示。

$$C_x = \frac{\Delta P_x}{\Delta P_\Sigma} \times 100\% \quad (34)$$

式中: C_x 为第 x 个控制变量的调峰能力贡献度; ΔP_x 为第 x 个控制变量的调峰能力贡献量; ΔP_Σ 为系统总调峰能力。

应用本文提出的源-荷协同调峰方法,得到需求响应前后各时段等效电负荷曲线、热电厂发电曲线以及供暖热负荷曲线对比情况见附录B图B3,各热源和热负荷的优化分配情况见附录B图B4。

由图B3可知:油田电网刚性电负荷和外供刚性电负荷基本稳定作为基荷,柔性负荷中生产用热负荷电耗量占的比重较大;在8—16时段,光伏出力处于高峰时段,等效电负荷处于低谷时段,外供可平移电负荷、可削减负荷以及生产用热负荷耗电量增加,热电厂发电量及其供暖热负荷相应减少,由于电网存在网损,热电厂发电量略高于等效负荷量,但其变化趋势相同;在1—7、17—24时段,光伏无出力,外供可削减电负荷和可平移负荷为0,热电厂发电处于高峰稳发电阶段,同时其供暖热负荷也处于高峰稳供阶段。

由图B4可知:在8—16时段,光伏出力处于高峰时段,生产用热负荷全部由电加热锅炉承担,储热装置储热,相对增加了生产用热负荷;在1—7、17—24时段,光伏无出力,储热装置放热,燃气锅炉达到出力上限,电加热锅炉出力减少,维持热平衡,从而平滑等效电负荷曲线。

针对热电厂独立调峰和源-荷协同调峰这2种不同调峰手段,将调峰能力、光伏最大渗透率、一次能源消耗量、油田能耗成本、热电厂收益以及光伏渗透率等指标进行对比,如表1所示。

表1 调峰手段对系统运行指标的影响
Table 1 Effects of peak load regulation on system operation indexes

调峰手段	调峰能力 / MW	煤耗量 / t	天然气耗量 / m^3	油田能耗成本 / 万元	热电厂收益 / 万元	光伏渗透率 / %
热电厂独立调峰	466.2	6487.8	1.3637×10^5	528.21	115.89	15.2
源-荷协同调峰	657.3	6176.5	1.0317×10^5	519.91	97.70	21.6

由表1可以看出,源-荷协同调峰与热电厂独立调峰相比,系统调峰能力增加了191.1 MW,光伏渗透率提高了6.4%,煤耗量减少了311.3 t,天然气耗量降低了 3.32×10^4 m^3 ,油田整体能耗成本降低了8.3万元,但是光伏并网发电使热电厂运营收益减少了18.19万元。总之,采用源-荷协同调峰能够有效提高系统调峰能力和可再生能源渗透率,同时降低一次能源消耗量和油田能耗成本。

冬季油田系统协同调峰能力为657.3 MW,其中热电厂机组调峰能力为532.3 MW,外供柔性负荷调峰能力为18.5 MW,供暖负荷调峰能力为64.4 MW,生产热负荷调峰能力为42.1 MW。源-荷各主体的调峰贡献度占比,如图1所示。

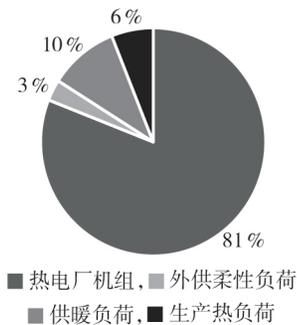


图1 调峰能力贡献度

Fig.1 Contribution degree of peak load regulation ability

由图1可知,调峰主要由热电厂承担,其贡献度占81%,需求侧用能响应贡献度占19%。其中供暖负荷有序用热,解绑“以热定电”的机组出力下限约束,降低热电机出力下限值,相对增加了机组调峰能力,在需求侧调峰能力贡献度中的占比最大,为10%。对比表1和源-荷各部分调峰能力可以看出,由于源-荷协同调峰解绑了“以热定电”的机组出力下限约束,因此热电厂调峰能力与表1中的热电厂独立调峰相比提高了66.1 MW。

7 结论

针对油田含光伏系统的供能和耗能特点,通过源-荷协同策略提高系统调峰能力,研究油田电网可消纳最大光伏容量,指导油田新能源的规划和消纳,得到如下结论:

1)源-荷协同调峰能够有效地提高系统调峰能力,在保证热电厂效益的前提下,提高了可再生能源渗透率,降低了油田全局能耗成本;

2)生产用热负荷占比大,在燃气锅炉、电加热锅炉及储热设备之间合理优化分配热负荷,对调峰能力的贡献是柔性电负荷的2倍;

3)供暖负荷协同调峰解绑了热电机组的出力下限,供暖负荷在需求响应中的贡献最大,其调峰能力大于柔性电负荷和生产热负荷调峰能力之和,相对提高了热电厂的调峰能力。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

[1] 陈胜,卫志农,顾伟,等. 碳中和目标下的能源系统转型与变革:多能流协同技术[J]. 电力自动化设备,2021,41(9):3-12.
CHEN Sheng, WEI Zhinong, GU Wei, et al. Carbon neutral oriented transition and revolution of energy systems: multi-

energy flow coordination technology[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(9):3-12.

[2] 吕泉,陈天佑,王海霞,等. 含储热的电力系统电热综合调度模型[J]. 电力自动化设备,2014,34(5):79-85.

LÜ Quan, CHEN Tianyou, WANG Haixia, et al. Combined heat and power dispatch model for power system with heat accumulator[J]. Electric Power Automation Equipment, 2014, 34(5): 79-85.

[3] 熊宇峰,陈来军,郑天文,等. 考虑电热气耦合特性的低碳园区综合能源系统氢储能优化配置[J]. 电力自动化设备,2021,41(9):31-38.

XIONG Yufeng, CHEN Laijun, ZHENG Tianwen, et al. Optimal configuration of hydrogen energy storage in low-carbon park integrated energy system considering electricity-heat-gas coupling characteristics[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(9):31-38.

[4] 杨秋霞,支成,袁冬梅,等. 基于启停电锅炉与储热装置协调供热的风电消纳低碳经济调度[J]. 太阳能学报,2020,41(9):21-28.

YANG Qiuxia, ZHI Cheng, YUAN Dongmei, et al. Wind power accommodation low-carbon economic dispatch based on coordination between automatic start-stop electric boiler and heat accumulator[J]. Acta Energetica Sinica, 2020, 41(9):21-28.

[5] 张尧翔,刘文颖,李潇,等. 高比例新能源接入电网光热发电-火电联合调峰优化控制方法[J]. 电力自动化设备,2021,41(4):1-7,32.

ZHANG Yaoxiang, LIU Wenyong, LI Xiao, et al. Optimal control method of peak load regulation combined concentrating solar power and thermal power for power grid accessed with high proportion of renewable energy[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(4):1-7,32.

[6] 宋汶秦,赵玲霞,徐建委,等. 光热参与电网调峰的风-光-火优化调度策略[J]. 计算机仿真,2020,37(11):97-103.

SONG Wenqin, ZHAO Lingxia, XU Jianwei, et al. A joint optimal scheduling strategy of wind-solar-thermal with concentrating solar power participating in peak load regulation of power grid[J]. Computer Simulation, 2020, 37(11):97-103.

[7] HOUWING M, NEGENBORN R R, DE SCHUTTER B. Demand response with micro-CHP systems[J]. Proceedings of the IEEE, 2011, 99(1):200-213.

[8] 王一铮,庞凯元,文福拴,等. 促进用户侧能源转型的区域能源定价与管理策略[J]. 电力系统自动化,2020,44(16):21-29.

WANG Yizheng, PANG Kaiyuan, WEN Fushuan, et al. Regional energy pricing and management strategies for promoting user-side energy transition[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(16):21-29.

[9] GUO Y X, PAN M, FANG Y G. Optimal power management of residential customers in the smart grid[J]. IEEE Transactions on Parallel and Distributed Systems, 2012, 23(9):1593-1606.

[10] 林刚,顾嘉,王铃. 面向风电消纳的考虑热网特性及热舒适度弹性的电热联合优化调度[J]. 电网技术,2019,43(10):3648-3661.

LIN Li, GU Jia, WANG Ling. Optimal dispatching of combined heat-power system considering characteristics of thermal network and thermal comfort elasticity for wind power accommodation[J]. Power System Technology, 2019, 43(10):3648-3661.

[11] 仪忠凯,李志民. 计及热网储热和供热区域热惯性的电热联合调度策略[J]. 电网技术,2018,42(5):1378-1384.

YI Zhongkai, LI Zhimin. Combined heat and power dispatching strategy considering heat storage characteristics of heating net-

- work and thermal inertia in heating area[J]. Power System Technology, 2018, 42(5):1378-1384.
- [12] 李嘉媚, 艾芊, 殷爽. 虚拟电厂参与调峰调频服务的市场机制与国外经验借鉴[J/OL]. 中国电机工程学报. [2021-04-22]. <https://doi.org/10.13334/j.0258-8013.pcsee.202152>.
- [13] 张敏, 王建学, 王秀丽, 等. 面向新能源消纳的调峰辅助服务市场双边交易机制与模型[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(1): 84-91.
ZHANG Min, WANG Jianxue, WANG Xiuli, et al. Bilateral trading mechanism and model of peak regulation auxiliary service market for renewable energy accommodation[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(1): 84-91.
- [14] 陈岩, 靳伟, 王文宾, 等. 多站融合供电系统辅助调峰自律运行调控策略[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(20): 57-65.
CHEN Yan, JIN Wei, WANG Wenbin, et al. Multi-station fusion power supply system to assist peak regulation strategy[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(20): 57-65.
- [15] 葛少云, 刘静仪, 刘洪, 等. 需求响应机制下含建筑虚拟储能的能源站经济调度[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(4): 35-43.
GE Shaoyun, LIU Jingyi, LIU Hong, et al. Economic dispatch of energy station with building virtual energy storage in demand response mechanism[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(4): 35-43.
- [16] 李铁, 李正文, 杨俊友, 等. 计及调峰主动性的风光水火储多能系统互补协调优化调度[J]. 电网技术, 2020, 44(10): 3622-3630.
LI Tie, LI Zhengwen, YANG Junyou, et al. Coordination and optimal scheduling of multi-energy complementary system considering peak regulation initiative[J]. Power System Technology, 2020, 44(10): 3622-3630.
- [17] SANDGANI M R, SIROUSPOUR S. Coordinated optimal dispatch of energy storage in a network of grid-connected microgrids[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2017, 8(3): 1166-1176.
- [18] 林俐, 邹兰青, 周鹏, 等. 规模风电并网条件下火电机组深度调峰的多角度经济性分析[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(7): 21-27.
LIN Li, ZOU Lanqing, ZHOU Peng, et al. Multi-angle economic analysis on deep peak regulation of thermal power units with large-scale wind power integration[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(7): 21-27.

作者简介:



王艳松

王艳松(1965—),女,教授,博士,主要研究方向为电力系统运行与控制、电力负荷预测、综合能源系统规划与多能流优化等(E-mail: wys91517@163.com);

宋阳阳(1993—),女,硕士研究生,主要研究方向为电力系统优化调度(E-mail: 604765963@qq.com)。

(编辑 李玮)

Cooperative peak load regulation ability analysis of thermal power plant and demand response for oil field integrated energy system with photovoltaic

WANG Yansong¹, SONG Yangyang¹, NI Chengbo², YI Jingbo³, ZOU Pu¹

(1. College of New Energy, China University of Petroleum (East China), Qingdao 266580, China;

2. Operation and Management Office of Shengli Petroleum Administration Bureau, Dongying 257087, China;

3. Victory Power Plant of Shengli Petroleum Administration Bureau, Dongying 257087, China)

Abstract: The large-scale development of renewable energy is an important guarantee for the construction of low-carbon sustainable energy system, and the source-load coordinated peak load regulation is an effective way to absorb renewable energy. For that, the cooperative peak load regulation of thermal power plant and demand response for oil field integrated energy system with photovoltaic is studied. The thermoelectric coupling mechanism of thermal power plant in typical winter scenario is analyzed, and the thermoelectric coupling peak load regulation constraint is established. As for the energy consumption characteristics of oil field comprehensive load and features of distributed photovoltaic power generation, the mathematical models of power consumption and heat utilization of load cluster are established. Considering the technical constraints of thermoelectric units, load response and source-load system operation, the collaborative peak load regulation optimal model of self-provided thermal power plant and demand response is established with the objective of minimizing the overall energy consumption cost of oil field, and the collaborative peak load regulation strategy for oil field power grid is formulated. The maximum peak load regulation ability of source-load coordination is solved by cycle optimization. The case analysis shows that the cooperative peak load regulation of source, load and photovoltaic power generation can effectively improve the absorption ability of oil field power grid for photovoltaic power generation. The demand response of heating load makes the rigid constraint of thermal power plant "power determined by heat" in winter flexible, and the peak load regulation contribution accounts for the largest proportion in the demand response.

Key words: oil field integrated energy system; self-provided thermal power plant; photovoltaic power generation; demand response; source-load coordination; peak load regulation capacity

附录 A

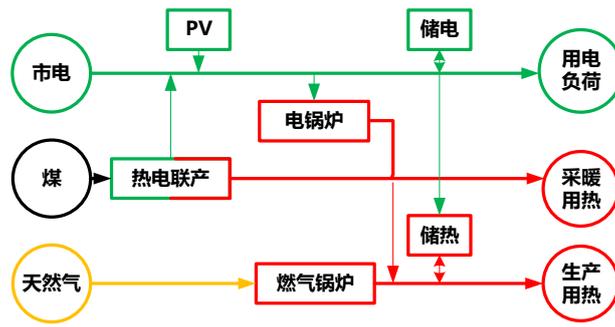


图 A1 热-电-气综合能源系统源-荷架构

Fig.A1 Source-load architecture of thermal-electric-gas integrated energy system

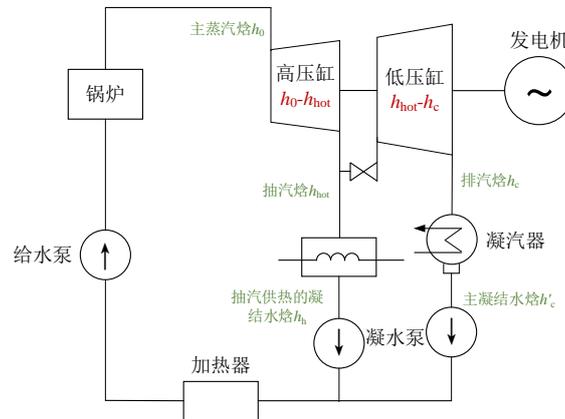


图 A2 抽汽式汽轮机能流图

Fig.A2 Drawing steam turbine energy flow diagram

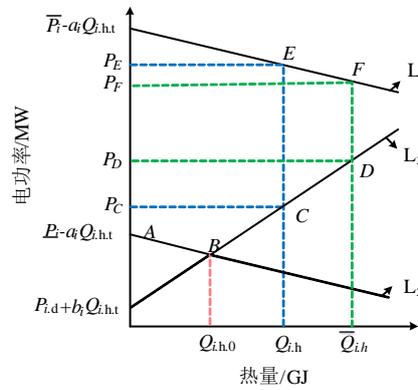


图 A3 热电机组的热电耦合出力曲线

Fig.A3 Thermal-electric curve of thermoelectric unit

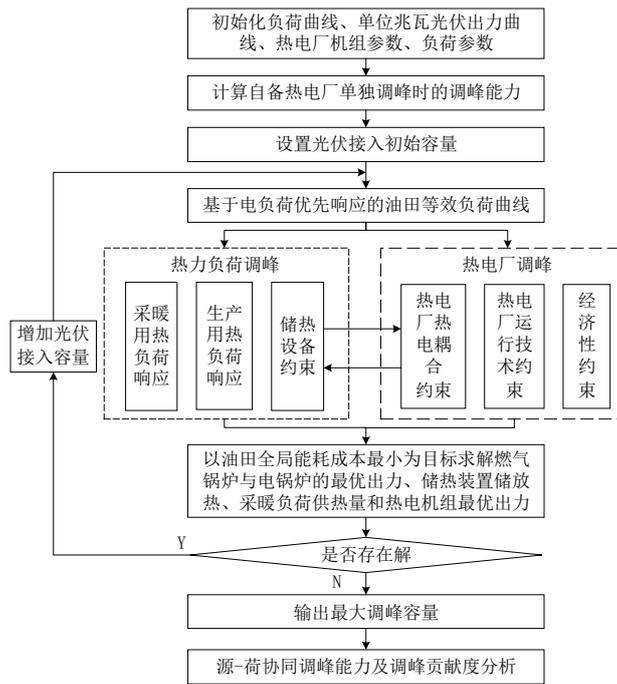


图 A4 冬季源-荷协同调峰优化流程图

Fig.A4 Flowchart of peak load regulation capacity analysis of source- load coordination in winter

附录 B

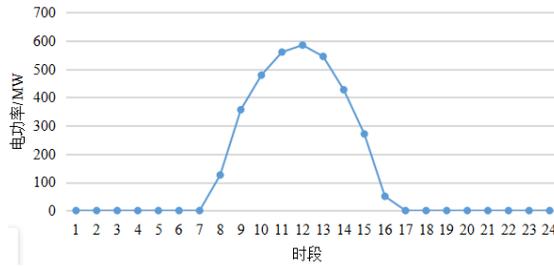


图 B1 光伏发电预测曲线

Fig.B1 Forecasting curve of photovoltaic power generation

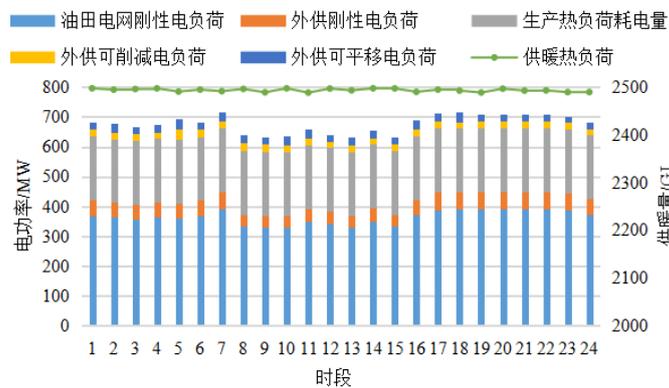


图 B2 冬季典型日负荷预测曲线

Fig.B2 Forecasting curve of typical daily load in winter

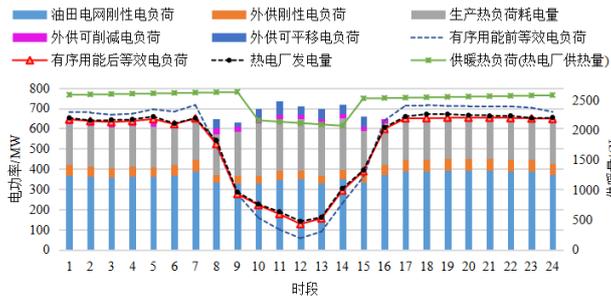


图 B3 冬季需求响应后用能负荷及热电厂产能曲线

Fig.B3 Load and capacity curve of orderly energy consumption in winter day

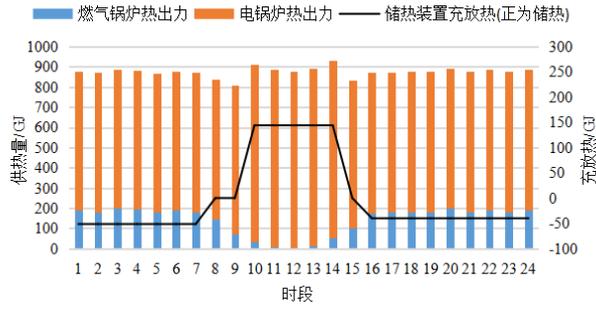


图 B4 生产用热负荷优化分配曲线

Fig.B4 Optimal distribution curve of production heat load