

DOI: 10.7667/PSPC180094

考虑需求侧管理的冷热电联供微电网优化配置方法

朱翰超¹, 马蕊²

(1. 国网冀北电力有限公司管理培训中心, 北京 102401; 2. 国网冀北电力有限公司经济技术研究院, 北京 100038)

摘要: 冷热电联供微电网可提高供用电系统灵活多样的能量优化调度调控水平, 已成为微电网技术发展的必然趋势之一。对冷热电联供微电网系统引入了需求侧管理手段, 充分利用需求侧资源发掘了系统的经济性。首先对系统中所采取的需求侧管理技术进行建模, 包括对需求侧管理的采用方式以及调用成本。其次以综合优化配置成本为目标函数, 计及多种必要的约束条件, 建立考虑需求侧管理的冷热电联供微电网优化配置模型。采用混沌粒子群算法对所建立的模型进行求解。优化配置结果表明, 离网模式下系统优化配置成本要高于并网模式下的, 而考虑需求侧管理技术的系统优化配置成本要小于不考虑需求侧管理手段的。通过对系统引入需求侧管理手段能够降低系统优化配置成本, 证明了该模型的正确性和有效性。

关键词: 冷热电联供微电网; 需求侧管理; 优化配置; 混沌粒子群算法

Optimal configuration method of CCHP microgrid considering demand side management

ZHU Hanchao¹, MA Rui²

(1. State Grid Jibei Electric Power Company Limited Management Training Center, Beijing 102401, China;

2. State Grid Jibei Electric Economic Research Institute, Beijing 100038, China)

Abstract: The CCHP microgrid can improve the level of flexible and diversified energy optimization and regulation of the power supply system, which has become one of the inevitable trends in the development of microgrid technology. The DSM method is introduced to CCHP microgrid system, and the economy of the system is excavated by full use of the demand side resources. Firstly, this paper models the DSM technology adopted in the system, including method of adoption and the cost. Secondly, taking the comprehensive optimization allocation cost as the objective function and taking various necessary constraints into account, an optimal configuration model of CCHP microgrid considering DSM is established. The chaotic Particle Swarm Optimization (PSO) is used to solve the model. The optimal configuration results show that the optimal configuration cost of the system is higher in grid off mode than that under grid connected mode, while the cost of system considering DSM technology is less than that without DSM. The introduction of DSM to the system can reduce the optimal configuration cost of the system, which proves the correctness and effectiveness of the model.

This work is supported by Natural Science Foundation of Hebei Province (No. E2013502074).

Key words: CCHP microgrid; demand side management; optimal configuration; chaotic particle swarm optimization

0 引言

为了缓解电网运行与分布式新能源发电方式之间的矛盾, 充分发挥分布式新能源给电网与用户带来的多项综合效益, 微电网(Microgrid)技术在此背景下产生, 而且迅速成为全球电气工程学术研究和工程技术领域的最前沿课题之一^[1-4]。微电网具备黑启动能力, 并且既能运行在孤岛模式也能运行在与主网连接的非孤岛模式^[5]。冷热电联供微电网系统

因为其具备能源的梯级利用效果, 具有提升能源利用效率、降低环境污染排放等优点而得到了大力推广和应用^[6-7]。

微电网作为分布式新能源并网与管理的一项重要平台, 其优化配置的意义是在满足用户供电需求的前提下, 尽可能提升分布式新能源的消纳率, 降低系统的配置成本。然而负荷曲线的峰谷特性使得微电网中分布式新能源的配置容量处于矛盾之中, 过高的配置容量容易导致负荷低谷期产生较大的弃风弃光容量, 过低的配置容量又局限了发挥分布式新能源的经济效益优势。目前国内外已有较多

基金项目: 河北省自然科学基金项目资助(E2013502074)

文献对冷热电联供系统的优化配置模型进行了深入的研究。比如文献[8]建立了冷热电联供系统模型,采用遗传算法来优化配置系统中各个设备的容量;文献[9-10]则是将太阳能与传统的内燃机驱动的冷热电联供系统相整合,对系统设备容量与运行策略进行了优化设计;文献[11]设计了一个以沼气为燃料的冷热电联供系统。此外,为了进一步提升冷热电联供系统的运行性能,文献[12-13]还引入了蓄能装置,并对系统设备的配置容量和蓄能装置的配置容量进行了优化配置。还有的文献侧重于针对具体地区进行优化配置,如文献[14]选取了我国五个典型区域的冷热电负荷进行优化配置;文献[15]侧重研究负荷构成对优化配置结果的影响,所建立的模型分析了不同负荷结构下对冷热电联供系统各设备最佳配置容量的影响。

目前的文献对冷热电联供系统配置经济性的发掘多是通过设备配置容量的优化来实现的。随着需求侧管理(Demand Side Management, DSM)技术的发展,越来越多的微电网开始引入该技术来对需求侧资源进行调用。DSM 作为一项重要的技术,可以进一步发掘系统的经济性^[16]。需求侧管理技术能够改善负荷曲线,提高分布式新能源的消纳率,从而提升微电网的社会经济效益。在冷热电联供微电网中,各种供能形式存在一个能量梯级互补的运行方式,需求侧资源本身作为微电网可以调用的资源,能够增加能量梯级互补的多样性和灵活性,从而提升系统中各种设备容量的利用效率。需求侧资源的配置和签订一方面能够为系统带来经济效益,另一方面 DSM 本身也存在一定成本。因此需要配置多少 DSM 资源,关系着系统的运行效益,需要在优化配置模型中统筹考虑。

本文针对冷热电联供系统的优化配置问题,对系统中采取的 DSM 技术进行建模,包括可平移负荷和可中断负荷。计及系统初始投资成本、运行成本、环境折算成本、DSM 成本等多项成本,构建优化配置模型的目标函数,以系统功率平衡约束、需求侧管理约束等约束条件作为必要约束条件,建立冷热电联供微电网系统的优化配置模型,模型计及了系统采取 DSM 手段同时对系统的需求侧资源容量也进行了配置。采用混沌粒子群算法对所建立的模型进行求解。最后通过一个算例表明本文建立模型的正确性和有效性。

1 冷热电联供微电网需求侧管理技术

DSM 是指对负荷侧实施的管理,通常是市场通过电价机制或经济激励手段,利用需求弹性引导电

力用户做出响应,改变其用电时间、用电量等以实现削峰填谷、降低成本。为了满足供用电平衡,保证电能质量和供电可靠性,需要合理配置冷热电联供微电网中各种微电源和设备的容量,包括光伏发电(Photovoltaic, PV)、风力发电(Wind Turbine, WT)、微型燃气轮机(Micro Gas Turbine, MT)、燃料电池(Fuel Cell, FC)、储能装置(Energy Storage Systems, ESS)以及蓄能装置的容量。

1.1 负荷平移管理

微电网中的负荷按照重要性可以分为重要负荷和可平移负荷。假定 t 时段总负荷为 $P_L(t)$, 则有

$$P_L(t) = P_{\text{delay}}(t) + P_{\text{undelay}}(t) \quad (1)$$

式中: $P_{\text{delay}}(t)$ 为 t 时段可平移负荷功率; $P_{\text{undelay}}(t)$ 为 t 时段不可平移负荷功率。

定义 $P_{\text{delay}}(t_1, t_2)$ 为 t_1 时段平移至 t_2 时段的可平移负荷功率。则对于有平移后的任意 t 时段可平移负荷和总负荷如式(2)和式(3)所示。

$$P_{\text{shift}}(t) = \sum_{i=1}^T P_{\text{delay}}(i, t) - \sum_{j=1}^T P_{\text{delay}}(t, j) \quad (2)$$

$$P^{\text{shift}}(t) = P_{\text{undelay}}(t) + P_{\text{shift}}(t) \quad (3)$$

式中: $P_{\text{shift}}(t)$ 为 t 时段平移后的可平移负荷功率,该变量在负荷平移成本计算中需要用到; $P^{\text{shift}}(t)$ 为 t 时段平移后负荷; T 为一天总时段数。

当对负荷进行平移时,需要保证平移后的负荷在最大供电容量之内,因此在优化模型的约束条件中需要考虑以下约束:

$$P^{\text{shift}}(t) \leq P^{\text{max}}(t) \quad (4)$$

式中, $P^{\text{max}}(t)$ 为 t 时段最大供电功率,如式(5)所示。

$$P^{\text{max}}(t) = P_{\text{MT}}^{\text{max}} + P_{\text{FC}}^{\text{max}} + P_{\text{PV}}(t) + P_{\text{WT}}(t) + P_{\text{SB}}^{\text{max}} \quad (5)$$

式中: $P_{\text{MT}}^{\text{max}}$ 为 MT 出力上限; $P_{\text{FC}}^{\text{max}}$ 为 FC 出力上限; $P_{\text{PV}}(t)$ 和 $P_{\text{WT}}(t)$ 分别为 t 时段光伏和风电出力; $P_{\text{SB}}^{\text{max}}$ 为储能放电功率上限。

微电网运营商进行负荷平移存在成本如式(6)所示,由固定成本和可变成本构成。固定成本为运营商与用户签订负荷可平移协议的费用。可变成本为微电网运营商实际进行负荷平移后的补偿费用。

$$C_{\text{delay}} = \sum_{i=1}^T \left[\beta_0 P_{\text{delay}}(i) \Delta t + \beta_1 (P_{\text{delay}}(i) - \min(P_{\text{delay}}(i), P_{\text{shift}}(i))) \Delta t \right] \quad (6)$$

式中: C_{delay} 为负荷平移成本; $\beta_0 P_{\text{delay}}(t)$ 为负荷平移成本的固定费用部分, β_0 为负荷平移固定成本系数; $\beta_1 (P_{\text{delay}}(t) - \min(P_{\text{delay}}(t), P_{\text{shift}}(t)))$ 为可变费用部分,为负荷平移可变成本系数 β_1 乘以实际负荷平移电量得到;与 β_1 相乘的项衡量了实际上平移的负荷

功率; Δt 为每个时段的时段长。

微电网运营商在日前需要根据次日不确定微源出力情况制定负荷平移计划和优化运行方案。

1.2 可中断负荷管理

微电网运营商进行负荷中断存在成本, 该成本由固定成本和可变成本构成。固定成本为微电网运营商与用户签订负荷可中断协议的补偿费用; 可变成本为微电网运营商实际进行负荷中断后对所中断负荷的补偿费用。负荷中断成本如式(7)所示。

$$C_{\text{cut}} = \sum_{t=1}^T [\gamma_1 P_{\text{cut}}^{\text{max}} \Delta t + \gamma_2 P_{\text{cut}}(t) \Delta t] \quad (7)$$

式中: C_{cut} 为负荷中断成本; γ_1 为负荷中断固定成本系数; γ_2 为负荷中断可变成本系数; $P_{\text{cut}}^{\text{max}}$ 为用户与微电网运营商签订的负荷中断容量; $P_{\text{cut}}(t)$ 为 t 时段实际中断负荷。

2 优化配置模型目标函数

本文模型将初始投资成本, 燃料成本, 运行维护成本, 与外网交换功率成本以及 DSM 成本这多个子目标分别折算为统一的货币成本作为目标函数。

$$\min f = C_{\text{in}} + C_{\text{fuel}} + C_{\text{en}} + C_{\text{om}} + C_{\text{grid}} + C_{\text{DSM}} \quad (8)$$

式中: C_{in} 为系统初始投资总成本; C_{fuel} 为系统运行产生的燃料成本; C_{en} 为环境折算成本; C_{om} 为各项设备的运行维护成本; C_{grid} 为系统与外网进行交换功率产生的成本收益; C_{DSM} 为系统对用户进行 DSM 产生的成本。

2.1 固定投资成本

能够产生固定投资成本的微电网设备包括微型燃气轮机、燃料电池、光伏发电、风力发电、储能装置以及蓄能装置。当对以上设备配置不同的容量时, 会产生不同的固定投资成本如式(9)所示。

$$C_{\text{in}} = \frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1} \left[c_{\text{MT}} P_{\text{MT}} + c_{\text{FC}} P_{\text{FC}} + c_{\text{WT}} P_{\text{WT}} + c_{\text{PV}} P_{\text{PV}} + c_{\text{SB}} P_{\text{SB}} + c_{\text{XU}} P_{\text{XU}} \right] \quad (9)$$

式中: n 为优化配置年限, 本文模型中取为 10 年; r 为基准利率; P_{MT} 、 P_{FC} 、 P_{WT} 、 P_{PV} 、 P_{SB} 、 P_{XU} 分别为微燃机、燃料电池、风力发电、光伏发电、储能装置以及蓄能装置的配置容量; c_{MT} 、 c_{FC} 、 c_{WT} 、 c_{PV} 、 c_{SB} 和 c_{XU} 分别为风力发电、光伏发电、储能装置和蓄能装置的单位容量配置成本系数。

2.2 可控微电源燃料成本

微电网运行产生的燃料成本由微燃机和燃料电池产生, 如式(10)所示。

$$C_{\text{fuel}} = \sum_{t=1}^T [\Delta t f_{\text{MT}}(P_{\text{MT},t}) + \Delta t f_{\text{FC}}(P_{\text{FC},t})] \quad (10)$$

式中: T 为总调度时段数; Δt 为时段长; $f_{\text{MT}}()$ 为 MT 燃料成本函数, 具体表达式可参考文献[5]; $P_{\text{MT},t}$ 和 $P_{\text{FC},t}$ 分别表示微燃机和燃料电池在时段 t 的出力。

2.3 环境折算成本

环境折算成本主要包括可控微电源在发电过程中产生的各种有害气体, 包括微型燃气轮机和燃料电池, 环境折算成本计算如式(11)所示。

$$C_{\text{en}} = \sum_{t=1}^T \Delta t \left\{ \sum_{\theta=1}^N \lambda_{\text{MT}}^{\theta} c^{\theta} P_{\text{MT},t} + \sum_{\theta=1}^N \lambda_{\text{FC}}^{\theta} c^{\theta} P_{\text{FC},t} \right\} \quad (11)$$

式中: θ 为污染物的类别, 共计 N 种污染物; $\lambda_{\text{MT}}^{\theta}$ 为微型燃气轮机第 θ 种污染物的排放系数; $\lambda_{\text{FC}}^{\theta}$ 为燃料电池第 θ 种污染物排放系数; c^{θ} 为第 θ 种污染物的单位排放量治理费用。

2.4 设备运行维护成本

系统中各项设备的运行都会产生运行维护成本。微电网运行维护成本如式(12)所示。

$$C_{\text{om}} = \sum_{t=1}^T \left[k_{\text{MT}} P_{\text{MT},t} + k_{\text{FC}} P_{\text{FC},t} + k_{\text{PV}} P_{\text{PV},t} + k_{\text{WT}} P_{\text{WT},t} + k_{\text{SB,om}} P_{\text{SB},t} \right] \Delta t \quad (12)$$

式中: $P_{\text{PV},t}$ 和 $P_{\text{WT},t}$ 分别为光伏发电和风力发电在第 t 调度时段的出力; k_{PV} 和 k_{WT} 分别为光伏发电和风力发电的单位功率运行维护成本系数; $k_{\text{SB,om}}$ 表示第 t 时段单位时间内储能运行维护成本。

2.5 与外网交换功率成本

冷热电联供系统在并网模式下与外网存在功率交换关系, 可以充分发挥微电网中各种储能效应进行削峰填谷。交换功率成本如式(13)所示。

$$C_{\text{grid}} = \sum_{t=1}^T (P_{\text{grid},t} q_t \Delta t) \quad (13)$$

式中: $P_{\text{grid},t}$ 表示第 t 调度时段微电网与外网的交换功率, 大于零时为微电网向外网购电, 小于零时表示微电网实际上在向外网售电, 当微电网处于离网模式下该功率为零; q_t 表示第 t 调度时段外网分时电价。

2.6 需求侧管理成本

同时, 本文微电网在运行中采用 DSM 技术对负荷进行管理, 因此还需要配置与电力用户所签订的可中断负荷容量和可平移负荷容量。DSM 成本如式(14)所示。

$$C_{\text{DSM}} = C_{\text{cut}}(P_{\text{cut}}^{\text{max}}) + C_{\text{delay}}(P_{\text{delay}}) \quad (14)$$

式中: $C_{\text{cut}}()$ 表示负荷中断成本, 是所配置的可中断负荷容量 $P_{\text{cut}}^{\text{max}}$ 的函数; $C_{\text{delay}}()$ 为负荷平移成本,

是负荷平移容量配置向量 $\mathbf{P}_{\text{delay}}$ 的函数。

3 优化配置模型约束条件

1) 系统电功率平衡约束。功率平衡约束是冷热电联供微电网做优化配置模型需要首要考虑的约束条件。功率平衡约束如式(15)所示。

$$\begin{aligned} P_{\text{grid},t} + P_{\text{MT},t} + P_{\text{FC},t} + P_{\text{WT},t} + \\ P_{\text{PV},t} + P_{\text{CUT},t} + P_{\text{SB},t} = P_t^{\text{shift}} + P_{\text{loss},t} \end{aligned} \quad (15)$$

式中, $P_{\text{loss},t}$ 为 t 时段微电网运行的功率损耗, 具体计算式如式(16)所示。

$$P_{\text{loss},t} = q_{\text{grid}}^t \Delta t \left\{ \sum_{l_i \in S} [(P_{l_i}^t)^2 + (Q_{l_i}^t)^2] R_{l_i} / U_N^2 \right\} \quad (16)$$

式中: S 为微电网馈线集合; $P_{l_i}^t$ 、 $Q_{l_i}^t$ 分别为 t 时段馈线 l_i 的传输有功功率和无功功率; R_{l_i} 为馈线 l_i 的电阻; U_N 为微电网交流母线额定电压。

2) 热能平衡约束和冷能平衡约束。除了电能量功率平衡约束外, 还需要考虑热能平衡约束和冷能平衡约束分别如式(17)和式(18)所示。

$$Q_{\text{DAC}}(t) \text{COP}_{\text{he}} \geq Q_{\text{he}}(t) \quad (17)$$

$$Q_{\text{DAC}}(t) \text{COP}_{\text{co}} \geq Q_{\text{co}}(t) \quad (18)$$

式中: $Q_{\text{DAC}}(t)$ 表示 t 时段微燃机在发电过程中产生的余热; COP_{he} 和 COP_{co} 分别表示双效吸收式机组的制热系数和制冷系数; $Q_{\text{he}}(t)$ 和 $Q_{\text{co}}(t)$ 分别表示 t 时段热负荷和冷负荷水平, 两种负荷通常不同时存在。

3) 可控微电源功率出力约束。该项约束条件包含 MT、FC 出力上下限约束如式(19)所示。

$$\begin{cases} P_{\text{MT},t} \leq P_{\text{MT}}^{\text{max}}, P_{\text{MT},t} (P_{\text{MT},t} - P_{\text{MT}}^{\text{min}}) \geq 0 \\ P_{\text{FC},t} \leq P_{\text{FC}}^{\text{max}}, P_{\text{FC},t} (P_{\text{FC},t} - P_{\text{FC}}^{\text{min}}) \geq 0 \end{cases} \quad (19)$$

式中: $P_{\text{MT}}^{\text{min}}$ 为 MT 出力下限; $P_{\text{FC}}^{\text{min}}$ 为 FC 出力下限; 式中表示可控微源要么出力为零, 要么位于出力下限和上限之间。

4) 公共连接点功率交换约束。由于公共连接点的传输容量限制, 在实际运行中需要对微电网与外网的交换功率进行限制如式(20)所示。

$$P_{\text{grid}}^{\text{min}} \leq P_{\text{grid},t} \leq P_{\text{grid}}^{\text{max}} \quad (20)$$

式中: $P_{\text{grid}}^{\text{max}}$ 为混合微电网向外网最大购电功率; $P_{\text{grid}}^{\text{min}}$ 为负, 其绝对值表示向外网最大售电功率。

5) 储能相关约束。包括储能充放电功率约束, 储能电量上下限约束如式(21)所示, 储能充放电功率与储能电量之间关系的约束如式(22)所示。

$$\begin{cases} P_{\text{SB}}^{\text{min}} \leq P_{\text{SB},t} \leq P_{\text{SB}}^{\text{max}} \\ E_{\text{SB}}^{\text{min}} \leq E_{\text{SB},t} \leq E_{\text{SB}}^{\text{max}} \end{cases} \quad (21)$$

$$E_{\text{SB},t+1} = \begin{cases} E_{\text{SB},t} - P_{\text{SB},t} \Delta t / \eta_{\text{dis}} - \Delta t D_{\text{SB}} Q_{\text{SB}}, P_{\text{SB},t} > 0 \\ E_{\text{SB},t} - P_{\text{SB},t} \Delta t \eta_{\text{ch}} - \Delta t D_{\text{SB}} Q_{\text{SB}}, P_{\text{SB},t} < 0 \end{cases} \quad (22)$$

式中: $E_{\text{SB},t}$ 和 $E_{\text{SB},t+1}$ 分别为 t 和 $t+1$ 时段末储能剩余电量; η_{ch} 和 η_{dis} 分别为储能充放电效率; $E_{\text{SB}}^{\text{min}}$ 为储能最低放电深度; $E_{\text{SB}}^{\text{max}}$ 为储能最高允许电量; Q_{SB} 为储能容量; D_{SB} 为储能自放电系数。

6) 负荷中断功率约束。在离网模式系统功率紧张时微电网可能会采取负荷中断管理, 从而保证微电网的供电可靠性。此时需要计及负荷中断功率约束:

$$P_{\text{cut}}(t) \leq P_{\text{cut}}^{\text{max}} \quad (23)$$

式中, $P_{\text{cut}}^{\text{max}}$ 为微电网运营商与用户签订的可中断负荷容量。

4 模型求解流程

本文采用混沌粒子群算法^[17]对所建立的优化配置模型进行求解, 流程步骤分为以下几步。

1) 算法初始化。首先设置混沌粒子群算法的基本参数, 包括粒子群体中粒子的个数, 由模型控制变量个数决定的每个粒子的位置维数 u , 学习因子, 惯性权重, 算法的最大迭代数以及混沌搜索代数。设定当前迭代次数为零。同时输入模型中的所有已知变量。

2) 根据优化配置模型的目标函数首先计算一次每一个个体的的适应度函数。取所有个体的最小值 F_{gbest} 作为当前种群的最优解, 该解对应的个体位置为 x_{gbest} , 同时记录每个个体的历史最优解。将每个粒子的位置对应到区间 $[0, 1]$, 同时对每个粒子引入混沌搜索, 重新评估混沌搜索后的每个粒子的适应度函数以及 F_{gbest} 、 x_{gbest} 和每个粒子历史最优值。

3) 判断当前迭代次数是否达到了最大迭代次数, 如果达到了返回 F_{gbest} 作为计算输出结果, 否则迭代次数加 1。

4) 更新粒子的速度和位置, 判断各个粒子的位置是否满足各项约束条件以及变量限值, 如果不满足则取限值处理, 最后再返回步骤(2)。

5 仿真算例

5.1 算例设置

本文选取某地典型的拟规划冷热电联供微电网

系统为例进行优化配置, 该微电网系统的网架结构如图 1 所示。配置的参数包括分布式光伏装机容量、分布式风电、蓄电池储能、微燃机、燃料电池、双效吸收式机组、蓄能装置以及 DSM。

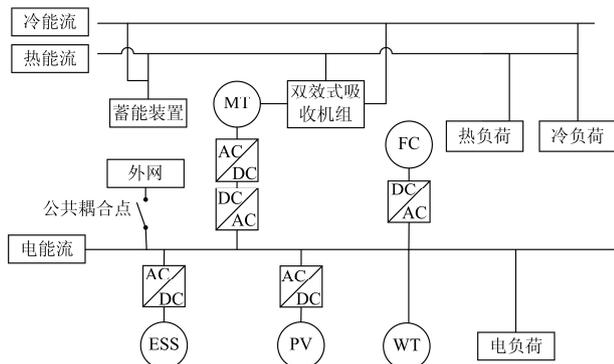


图 1 某地区拟规划的冷热电联供微电网结构图

Fig. 1 Structure diagram of a CCHP microgrid which is about to be planned in a region

该系统主要向某一社区供电, 负荷结构由居民负荷和商业负荷构成。以夏季、冬季和过度季某一典型日作为基础数据来代表全年的三种情况下的负荷水平。夏季只考虑电负荷和冷负荷, 双效吸收式机组处于制冷状态; 而冬季只考虑电负荷和热负荷, 双效吸收式机组处于制热状态; 过度季只考虑电负荷。三种典型日负荷曲线分别如图 2—图 4 所示。

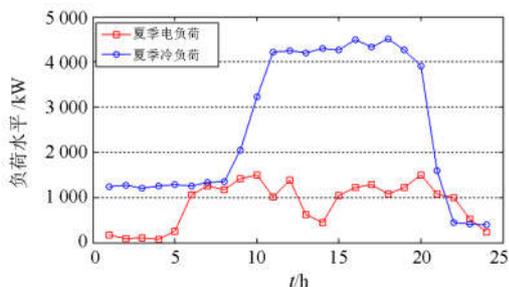


图 2 夏季典型日电负荷和冷负荷功率曲线

Fig. 2 Electric load and cooling load power curve in the typical summer day

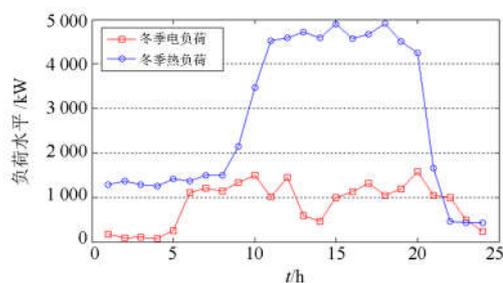


图 3 冬季典型日负荷曲线

Fig. 3 Electric load and thermal load power curve in the typical summer day

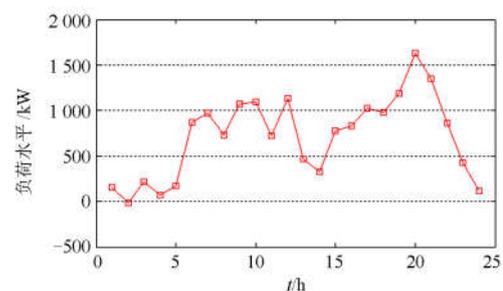


图 4 过度季典型日负荷曲线

Fig. 4 Electric load power curve in the typical overseason day

微燃机、燃料电池、光伏发电、风力发电、蓄电池储能、双效式吸收机组以及蓄能装置的各项参数如表 1 所示^[18-20]。

系统所在地区全年太阳辐射量和风速变化情况分别如图 5 和图 6 所示。系统通过公共耦合点与外网相连接, 外网采取分时电价曲线参考文献[21]。微电网无论是向外网进行购电还是售电活动, 均遵循该曲线。

此外, 规定蓄电池储能的电量在每一天的首末时段为储能容量的一半, 这样可以有利于储能电量在一天经济调度中保持充足的电量, 发挥削峰填谷效应。混沌粒子群算法中最大迭代次数为 300 代, 粒子群体数量为 60, 两个学习系数分别为 0.8, 混沌搜索次数选取为 20 代。

表 1 微电源的性能参数

Table 1 Performance parameters of microsources

微电源类型	微燃机	燃料电池	光伏发电	风力发电	蓄电池储能	双效式吸收机组	蓄能装置
单位投资成本/(万元/kW)	1	1.2	2	5	0.066 7	0.52	0.26
寿命/年	25	25	25	20	10	20	20
运维成本/(元/kW)	0.041 09	0.029 6	0.009 6	0.013 2	0.009	0.036	0.022
接入准入容量上限/kW	350	240	240	200	250	4 000	1 000
接入准入容量下限/kW	150	0	0	0	-250	200	200
折现率/%	8	8	8	8	8	8	8

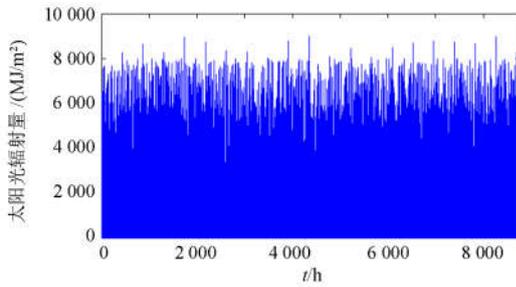


图 5 微电网所在地区一年中太阳光照辐射量
Fig. 5 Solar radiation of the area where the microgrid is located in a year

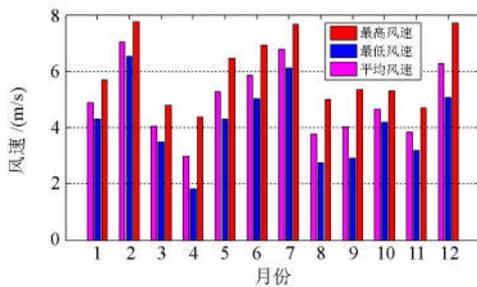


图 6 微电网所在地区的一年内风速变化情况
Fig. 6 Wind speed change of the area where the microgrid is located in a year

5.2 仿真结果

当公共耦合点闭合时,微电网能够向外网购电,此时系统运行在并网模式下;当由于外网故障等因素导致公共耦合点断开,微电网无法向外网购电,

此时系统运行在离网模式下。为了比较本文模型的有效性,设置以下四种优化配置方式:方式一为离网模式下不考虑 DSM 技术,方式二为并网模式下不考虑 DSM 技术,方式三为离网模式下考虑 DSM 技术,方式四为并网模式下考虑 DSM 技术。得到以上四种配置方式下的系统配置容量结果如表 2 所示。其中配置容量单位为 kW,配置成本单位为万元。

从表 2 中可以看出,四种方式下优化配置方案存在较大差别。这样的差别首先体现在并网模式和离网模式下的差别。当其他条件不变的情况下,离网模式下系统的可控微电源配置容量要大于并网模式下的,也即方式二的微燃机和燃料电池的配置容量要大于方式一下的,同时方式三的微燃机和燃料电池的配置容量要大于方式四下的。这是因为在离网模式下,微电网不能向外网进行购售电活动,因此在功率短缺时段需要可控微电网的出力来满足负荷用电需求,所以对可控微电网的配置容量要求较高。然而不可控微电源的配置容量情况与可控微电源的刚好相反。比如,方式一下的分布式光伏发电配置容量和分布式风电配置容量均小于方式二下的,而方式三下的均小于方式四下的。在离网模式下,微电网无法与外网进行购售电活动,当光伏出力和风电出力处于充足时段时,而同时蓄电池和蓄能装置对多余出力的转移效果有限时,在无法向外网进行售电活动的情况下就容易出现弃风弃光现象,产生资源浪费。因此在离网模式下分布式光伏和风力发电不适宜配置较大的容量。

表 2 冷热电联供微电网微电源优化配置结果

Table 2 Optimal configuration results of microsource in the CCHP microgrid

	分布式光伏	分布式风电	蓄电池储能	微燃机	燃料电池	双效吸收式机组	蓄能装置	优化配置总成本
方式一	210	233	345	1 325	228	4 620	1 267	7 361.4
方式二	243	268	417	1 431	320	6 132	2 681	6 113.5
方式三	239.5	251.4	332.1	1 024.3	255.1	4 879.3	2 006.8	5 655.5
方式四	259.5	288.0	279.7	913.2	224.3	4 371.6	1 737.1	4 959.6

事实上,离网模式下的冷热电联供微电网系统优化配置成本比并网模式下要高,体现在方式一的配置成本为 7 361.4 元高于方式二的配置成本 6 113.5 元,同时方式三的配置成本 5 655.5 元高于方式四的配置成本 4 959.6 元。

优化配置结果的差异还体现在是否考虑 DSM 上。当其他条件不变时,不考虑 DSM 下系统的可控微电源配置容量要大于考虑 DSM 下的,也即方式一的微燃机和燃料电池的配置容量要大于方式三下的,同时方式二下的要大于方式四下的。这是因为当系统不考虑 DSM 时,微电网不能充分调节实际

负荷曲线,从而使得负荷曲线与分布式电源出力曲线和外网分时电价更加匹配,进而降低运行成本,所以对可控微电网的配置容量要求较高。并且不可控微电源的配置容量情况与可控微电源的相同。在考虑 DSM 的情况下时,系统有着对光伏发电和风力发电更大的消纳能力和消纳容量。因此在不考虑 DSM 时分布式光伏和风力发电不适宜配置较大的容量。比如,方式一下的分布式光伏发电配置容量和分布式风电配置容量均小于方式三下的,而方式二下的均小于方式四下的。

事实上,不考虑 DSM 下的冷热电联供微电网

系统优化配置成本比考虑 DSM 下要高, 体现在方式一的配置成本为 7 361.4 元高于方式三的配置成本 5 655.5 元, 同时方式二的配置成本 6 113.5 元高于方式四的配置成本 4 959.6 元。

针对采取了 DSM 技术的方式三和方式四, 可以分别得到方式三和方式四下所配置的可平移负荷曲线以及可中断负荷曲线如图 7 所示。

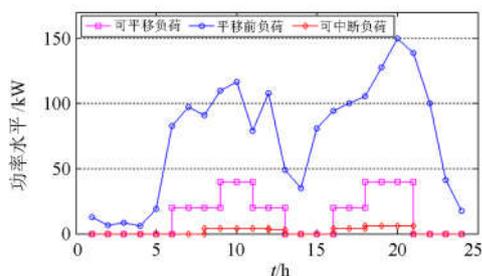


图 7 模型制定的可平移负荷和可中断负荷容量分布图

Fig.7 Distribution diagram of the translational load and interruptible load capacity by the model

可以看出, 制定的负荷平移容量主要分布在一天当中负荷高峰时期。微电网系统的负荷高峰主要集中在一天在第五到第十三时段和第十八到第二十二时段。在这些时段, 分时电价水平通常较高, 负荷用电成本较高。然而系统中存在较多容量的负荷对用电时段并没有严苛的要求, 比如工业上的某些可转移负荷, 热水器, 洗碗机等。对于这些负荷可以制定负荷平移计划, 将其移动到分时电价水平较低同时系统负荷低谷时段, 可以优化电负荷曲线, 提高系统供电可靠性同时降低系统运行成本。另外, 微电网系统与负荷签订的可中断负荷容量要远远小于可平移负荷, 一方面是因为负荷中断成本要远远高于负荷平移成本, 因此只需要签订少量的可中断负荷以应对微电网系统在特殊情况下的调用即可。另一方面也是因为通过本文模型可以对微电网中各种设备进行合理的配置使得基本上能满足负荷用电需求, 因此基本不需要可中断负荷, 只需要签订很少的容量即可。

6 结论

本文首先对系统中所采取的 DSM 技术进行建模, 主要包括可平移负荷和可中断负荷。对 DSM 的方式和成本进行了建模。计及系统初始投资成本, 运行成本, 环境折算成本等多项成本, 建立优化配置模型的目标函数, 以系统功率平衡约束等约束条件作为必要约束条件, 建立冷热电联供微电网系统的优化配置模型, 模型计及了系统采取 DSM 手段

同时对系统的需求侧资源容量也进行了配置。采用混沌粒子群算法对所建立的模型进行求解。最后通过一个算例表明所建立模型的正确性和有效性, 适用于考虑 DSM 技术的冷热电联供微电网优化配置问题, 所给出的方案能够降低系统优化配置成本。

参考文献

- [1] LASSETER R, AKHIL A, MARNAY C, et al. Integration of distributed energy resources[C] // Proceedings of Consortium for Electric Reliability Technology Solutions, California: Lawrence Berkeley National Laboratory, 2002: 2-6.
- [2] 刘舒, 李正力, 王翼, 等. 含分布式发电的微电网中储能装置容量优化配置[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(3): 78-84.
LIU Shu, LI Zhengli, WANG Yi, et al. Optimal capacity allocation of energy storage in micro-grid with distributed generation[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(3): 78-84.
- [3] 杨新法, 苏剑, 吕志鹏, 等. 微电网技术综述[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(1): 57-70.
YANG Xinfu, SU Jian, LÜ Zhipeng, et al. Overview on microgrid technology[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(1): 57-70.
- [4] 范龙, 李献梅, 陈跃辉, 等. 激励 CCHP 参与需求侧管理双向峰谷定价模型[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(17): 45-51.
FAN Long, LI Xianmei, CHEN Yuehui, et al. Pricing model of bidirectional peak-valley for motivating CCHP to participate in DSM[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(17): 45-51.
- [5] LI Han, ESEYE A T, ZHANG Jianhua, et al. Optimal energy management for industrial microgrids with high-penetration renewable[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2017, 2(2): 122-135. DOI: 10.1186/s41601-017-0040-6.
- [6] 李正茂, 张峰, 梁军, 等. 计及附加机会收益的冷热电联供型微电网动态调度[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(14): 8-15.
LI Zhengmao, ZHANG Feng, LIANG Jun, et al. Dynamic scheduling of CCHP type of microgrid considering additional opportunity income[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(14): 8-15.
- [7] 王成山, 王守相. 分布式发电功能系统若干问题研究[J]. 电力系统自动化, 2008, 32(20): 1-4.
WANG Chengshan, WANG Shouxiang. Study on some key problems related to distributed generation systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2008, 32(20): 1-4.

[8] WANG J J, JING Y Y, ZHANG C F. Optimization of capacity and operation for CCHP system by genetic algorithm[J]. Applied Energy, 2010, 87(4): 1325-1335.

[9] 王锐, 顾伟, 吴志. 含可再生能源的热电联供型微网经济运行优化[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(8): 1-6. WANG Rui, GU Wei, WU Zhi. Optimization of economic operation in CHP micro grid including renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(8): 1-6.

[10] 吴宏斌, 王东旭, 刘星月. 太阳能冷热电联供系统的策略评估和优化配置[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(21): 46-51. WU Hongbin, WANG Dongxu, LIU Xingyue. Strategies evaluation and optimal allocation of combined cooling heating and power system with solar[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(21): 46-51.

[11] 魏大均, 孙波, 赵峰, 等. 小型生物质沼气冷热电联供系统多目标优化设计与运行分析[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(12): 7-12. WEI Dajun, SUN Bo, ZHAO Feng, et al. Multi-objective optimization design and operation analysis of small biomass biogas combined cooling heating and power system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(12): 7-12.

[12] 肖小清, 阚伟民, 杨允, 等. 有蓄能的联供系统超结构优化配置[J]. 中国电机工程学报, 2012, 32(32): 8-14. XIAO Xiaoqing, KAN Weimin, YANG Yun, et al. Superstructure-based optimal planning of cogeneration systems with storage[J]. Proceeding of the CSEE, 2012, 32(32): 8-14.

[13] WANG J J, ZHAI Z Q, JING Y Y, et al. Particle swarm optimization for redundant building cooling heating and power system[J]. Applied Energy, 2010, 87(12): 3668-3679.

[14] WANG J J, ZHANG C F, JING Y Y. Multi-criteria analysis of combined cooling, heating and power systems in different climate zones in China[J]. Applied Energy, 2010, 87(4): 1247-1259.

[15] 李朝振, 石玉美, 黄兴华. 负荷结构对冷热电联供系统优化配置的影响[J]. 热能动力工程, 2008, 23(6): 606-610. LI Zhaozhen, SHI Yumei, HUANG Xinghua. Influence of load composition on the optimized configuration of a combined cooling, heating and power cogeneration system[J]. Journal of Engineering for Thermal Energy and Power, 2008, 23(6): 606-610.

[16] 唐学军, 韩估, 苗世洪, 等. 基于需求侧响应的多类型负荷协调控制模型[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(16): 116-123. TANG Xuejun, HAN Ji, MIAO Shihong, et al. Coordinated control model of multi-type load based on demand response[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(16): 116-123.

[17] 刘丽军, 李捷, 蔡金锭. 基于强引导粒子群和混沌优化的电力系统无功优化[J]. 电力自动化设备, 2010, 30(4): 71-75. LIU Lijun, LI Jie, CAI Jinding. Reactive power optimization based on induction-enhanced particle swarm optimization and chaos search[J]. Electric Power Automation Equipment, 2010, 30(4): 71-75.

[18] 韩晓娟, 程成, 籍天明, 等. 计及电池使用寿命的混合储能系统容量优化模型[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(34): 83-89. HAN Xiaojuan, CHENG Cheng, JI Tianming, et al. Capacity optimal modeling of hybrid energy storage systems considering battery life[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(34): 83-89.

[19] 邢龙, 张沛超, 方陈, 等. 基于广义需求侧资源的微电网运行优化[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(12): 7-12. XING Long, ZHANG Peichao, FANG Chen, et al. Optimal operation for microgrid using generalized demand side resources[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(12): 7-12.

[20] 张颖, 容展鹏, 张宇雄, 等. 基于微电网的电网需求响应研究[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(21): 20-26. ZHANG Ying, RONG Zhanpeng, ZHANG Yuxiong, et al. Study of grid demand response based on micro grid[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(21): 20-26.

[21] 毛晓明, 陈深, 吴杰康, 等. 分时电价机制下含蓄电池微电网的优化调度[J]. 电网技术, 2015, 39(5): 1192-1197. MAO Xiaoming, CHEN Shen, WU Jiekang, et al. Optimal dispatching of microgrid containing battery under time-of-use price mechanism[J]. Power System Technology, 2015, 39(5): 1192-1197.

收稿日期: 2018-01-21; 修回日期: 2017-08-03-26

作者简介:

朱翰超(1986—), 男, 通信作者, 硕士, 讲师, 主要研究方向为电力系统规划与可靠性, 智能电网与微电网技术; E-mail: zhuhanchao1986@163.com

马蕊(1989—), 女, 硕士, 工程师, 主要研究方向为电力系统稳定和数据统计分析。E-mail: marui9015@foxmail.com

(编辑 周金梅)