计及分时电价的含冷热电联供型微网的配电网系统 协调优化调度

杨世博1,孙 亮1,陈立东2,刘家育1

(1. 东北电力大学 现代电力系统仿真控制与绿色电能新技术教育部重点实验室,吉林 吉林 132012;2. 国网天津电力公司 蓟州供电分公司,天津 301900)

摘要:冷热电联供(CCHP)型微网与配电网通过联络线耦合,2种不同利益主体间博弈必然会给传统经济调度 带来挑战。通过在配电网中对需求响应技术的应用以及其与CCHP型微网协调并行求解,最大限度地提升 多主体利益,降低耦合系统运行成本。基于Logistic函数模糊响应机理优化分时电价,进而引导配电网用户 用电负荷合理转移,调整该系统的负荷需求;通过目标级联分析法将耦合系统中联络线功率进行等效,从而 实现耦合系统解耦并行求解;通过具体算例证明了在配电网中考虑分时电价,不仅具有削峰填谷的效果,还 降低了CCHP型微网和配电网两大利益主体的运行成本。

关键词:分时电价;需求响应;配电网;冷热电联供型微网;协调优化调度

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202102008

0 引言

中图分类号:TM 73;TK 01

随着电力体制改革的不断推进,新能源产业和 需求响应技术都得到积极发展^[1]。分布式电源渗透 率不断增大,因用户用电负荷具有时序性特点,必将 会给配电网结构以及运行方式带来不同程度的影 响^[2]。在电力市场模式下,通过峰谷分时电价对用 户负荷进行间接控制,降低了用户的用电成本,提升 了电网的整体收益。微网通过集成、管理多种分布 式电源与配电网友好融合,承担着冷、热、电等综合 能源的供给任务。冷热电联供(CCHP)型微网不仅 能够实现多能源互补,还能大幅降低微网、配电网系 统运行成本,最终实现对"源-网-荷"多利益主体的 有效协调。

微网以集成多种分布式电源方式接入配电网系统,研究综合系统的经济调度有很好的前景^[3]。目前,国内外对含综合能源型微网的配电网系统调度问题进行了一定的研究。在CCHP型系统能量经济分配方面,文献[4]利用随机动态规划方法提高系统的经济性。在CCHP型系统并网优化求解方面,文献[5]提出一种基于Tent映射的混沌爆炸增强烟花算法。在CCHP型系统优化方面,还考虑了风电出力和负荷的不确定性^[6]、人体舒适度和柔性负荷^[7]等因素。上述研究增强了多能源系统建模的全面性以及求解算法的创新性,但在建模方法方面均采用集中式建模,内部信息传输量大,且很难体现不同利益主体的诉求。因此,文献[8]以系统综合收益为目

收稿日期:2020-07-02;修回日期:2020-12-07 基金项目:国家自然科学基金资助项目(51877033)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51877033)

标,建立双层调度模型,协调优化独立利益主体与配 电网2层系统中的功率冲突。该方法细化了模型中 不同利益主体的诉求,但在优化过程中并没有实现 主体间并行求解。针对上述问题,文献[9-10]通过 目标级联分析法(ATC)协调优化微网和配电网2个 主体系统,实现分散自治优化调度管理。近年来,在 系统调度中应用需求响应技术更是研究热点。文献 [11]基于分时电价的需求响应机制,研究了其在系 统削峰填谷以及配电网可靠性方面的影响。文献 [12]研究表明在独立型微网中通过应用价格型需求 响应技术,可提高可再生能源消纳,降低系统成本。 文献[13]通过最优分时电价策略,不仅可以协调供 求双方利益,还对峰谷差的减小起到积极作用。上 述研究均为需求响应技术在分时电价方面的应用。 针对需求响应技术在动态报价方面的问题,文献 [14-15]分别应用改进对偶分解法和内点法实现对 负荷与实时电价互动模型的求解。文献[16]研究了 在实时电价作用下,产消者对动态市场的参与潜力 以及激发其参与的积极性。

综上,目前在含微网的配电网系统协调优化调度方面有许多成果,且将需求响应技术应用于微网 或配电网单一系统优化也有积极进展。本文基于对 峰谷分时电价的合理优化,引导用户负荷转移,采用 ATC的思想,实现对含CCHP型微网的配电网系统 调度问题的并行优化求解。最后,利用分时电价引 导用户用电行为合理转移,不仅达到了电力系统削 峰填谷的效果,还大幅降低了综合系统的运行成本。

1 分时电价下用户需求响应模型

1.1 负荷转移率模型

由消费者心理学可知,电价差过大、过小以及在

电价变化处响应度曲线的平滑,均会引起用户需求 响应的变化。在电价激励机制下,用户本着自愿原 则,其响应行为具有明显的随机性,则真实的需求响 应曲线会处于乐观与悲观响应预测曲线之间,具备 模糊属性[17]。本文以峰谷负荷转移为例,建立了基 于Logistic函数的模糊响应机理模型,如图1所示。 图中,λ_w为负荷转移率;m为乐观响应隶属度,表示 用户符合乐观响应估计的概率; $\Delta p_{\rm nv}$ 为电价差; $a_{\rm nv}$ 和 b...为电价差划分区域分界点;柱形图所围成的梯形 部分为采用偏大型半梯形隶属度函数反映不同电价 差下对应的乐观响应隶属度m;曲线部分为在不同 电价差下,不同响应曲线对应的峰转谷负荷转移率 λ_{m} 。该模型划分了死区、响应区和饱和区。在死区, 电价差过小,用户响应行为具有很强的随机性,故由 乐观和悲观响应预测的平均值确定。在响应区,随 着电价差增大,用户响应积极性被调动,且响应行为 更倾向于乐观响应曲线。因此需考虑乐观响应隶属 度,并将其作为需求响应机理的概率约束,采用偏大 型半梯形隶属度函数计算。在饱和区,2条曲线重 合,用户响应行为即可用负荷转移率最大值表示。



图1 模糊需求响应机理模型

Fig.1 Fuzzy demand response mechanism model

Logistic 函数利用可变参数,增加负荷转移率变 化的跨度,其函数模型如式(1)所示。响应区为表征 用户更趋向于乐观响应曲线的行为特征,采用不同 电价差对应的乐观响应隶属度作为概率约束,则综 合负荷转移率如式(2)和式(3)所示。

$$\lambda_{\rm pv}(\Delta p_{\rm pv}) = \frac{a}{1 + {\rm e}^{-(\Delta p_{\rm pv} - c)/\mu}} + b \tag{1}$$

$$\tilde{\lambda}_{pv} = \begin{cases} \frac{\lambda_{pv}^{\min} + \lambda_{pv}^{\max}}{2} & 0 \leq \Delta p_{pv} \leq a_{pv} \\ \lambda_{pv}^{\min} + \frac{\lambda_{pv}^{\max} - \lambda_{pv}^{\min}}{2} & (1+m) & a_{pv} < \Delta p_{pv} < b_{pv} \end{cases}$$
(2)

$$m = \frac{\Delta p_{\rm pv} - a_{\rm pv}}{b_{\rm pv} - a_{\rm pv}} \quad a_{\rm pv} < \Delta p_{\rm pv} < b_{\rm pv} \tag{3}$$

其中, a,c,μ 为Logistic函数中的已知量;b为可变参数; $\tilde{\lambda}_{\mu\nu}$ 为实际负荷转移率; $\lambda_{\mu\nu}^{min},\lambda_{\mu\nu}^{max}$ 分别为悲观、乐观响应预测的负荷转移率。

同理,分别求出峰转平、平转谷的实际负荷转移 率 $\tilde{\lambda}_{pf}$ 、 $\tilde{\lambda}_{fv}$,则计及用户需求响应后负荷转移量和负 荷值分别如式(4)和式(5)所示。

$$Q_{t} = \begin{cases} -\tilde{\lambda}_{pf} \overline{L}_{p} - \tilde{\lambda}_{pv} \overline{L}_{p} & t \in T_{p} \\ \tilde{\lambda}_{pf} \overline{L}_{p} - \tilde{\lambda}_{fv} \overline{L}_{f} & t \in T_{f} \\ \tilde{\lambda}_{pv} \overline{L}_{v} + \tilde{\lambda}_{fv} \overline{L}_{f} & t \in T_{v} \end{cases}$$
(4)

$$L_t = L_{t0} + Q_t \tag{5}$$

其中, T_{p} 、 T_{t} 、 T_{v} 分别为峰、平、谷时段集合; \overline{L}_{p} 、 \overline{L}_{t} 、 \overline{L}_{v} 分别为实施分时电价前峰、平、谷时段负荷的平均 值; Q_{t} 为t时段因计及需求响应产生的负荷转移量; L_{t0} 、 L_{t} 分别为t时段实施分时电价前、后的负荷值。

1.2 计及需求响应的电价协调优化模型

电价协调优化在保证电网公司、用户等多主体利益的前提下,调整负荷曲线,研究差异电价对峰谷 负荷的影响。其以负荷波动最小、用户满意度最大 为目标函数,通过非支配排序遗传算法(NSGA-II) 实现多目标优化。

目标函数1:最小化负荷波动f1。

$$\min f_1 = \sqrt{\frac{1}{N_{\rm T}} \sum_{t=1}^{N_{\rm T}} \left(L_t - \frac{1}{N_{\rm T}} \sum_{t=1}^{N_{\rm T}} L_t \right)^2} \tag{6}$$

其中,N_T为调度周期。

目标函数2:最大化用户满意度f₂^[18]。

$$\max f_2 = U_{\rm com} U_{\rm eco} \tag{7}$$

其中,U_{com}、U_{eco}分别为用电舒适度、经济度,分别表示 用电量、用电成本满意度,表达式分别见式(8)、(9)。

$$U_{\rm com} = 1 - \sum_{t=1}^{N_{\rm T}} \left| \Delta L_t \right| / \sum_{t=1}^{N_{\rm T}} L_{t0}$$
(8)

$$U_{eco} = 1 - \left(\sum_{t=1}^{N_{T}} c_{t} L_{t} - \sum_{t=1}^{N_{T}} c_{t0} L_{t0}\right) / \sum_{t=1}^{N_{T}} c_{t0} L_{t0}$$
(9)

其中, $\sum_{t=1}^{n} |\Delta L_t|$ 为t时段用电量优化前后变化量 ΔL_t 绝

对值之和;c₁₀、c₁分别为t时段优化前、后的电价。

约束条件如式(10)--(13)所示。

(1)电网公司需获利,即实施分时电价后其利润 不得少于电价优化前。

$$\sum_{t=1}^{N_{\rm T}} (c_{t0} - c_0) L_{t0} \leq \sum_{t=1}^{N_{\rm T}} (c_t - c_0) L_t \tag{10}$$

其中,c₀为电网公司购电价格,取值为0.4元/(kW·h)。

(2)在用户方面,由于分时电价的作用,需对用 户负荷转移成本进行补偿,保证消费者也能从中获 益,使得用户平均用电电价不得高于电价优化前。

$$\left(M + \sum_{t=1}^{N_{\rm T}} L_t c_t\right) / \sum_{t=1}^{N_{\rm T}} L_t \leq \sum_{t=1}^{N_{\rm T}} L_{t0} c_{t0} / \sum_{t=1}^{N_{\rm T}} L_{t0}$$
(11)

其中,*M*为计及需求响应后对用户负荷转移的补偿。 (3)计及需求响应后既要保证售电部门总售电 量相对稳定,又要使用户总用电量在原耗电量一定 范围内波动。

$$(1-\delta)\sum_{t=1}^{N_{\rm T}} L_{t0} \leq \sum_{t=1}^{N_{\rm T}} L_t \leq (1+\delta)\sum_{t=1}^{N_{\rm T}} L_{t0}$$
(12)

其中,δ为电量波动比例。

(4)为避免出现峰谷倒置现象,将峰谷电价比约 束在一定范围内。

$$2 \leq c_{\rm p}/c_{\rm v} \leq 5 \tag{13}$$

其中,c,、c,分别为峰时段和谷时段电价。

2 含CCHP型微网的配电网系统设备模型与 协调优化调度模型

CCHP型微网由冷、热、电、气4种形式的能源组 成,其结构包括分布式电源、负荷、储能装置、供能装 置等。在实际CCHP型微网中能源组合方式更多, 结构关系也更为复杂。本文采用的CCHP型微网结 构及能量流动关系如图2所示。燃气轮机通过燃烧 天然气产生电能,剩余废热通过余热锅炉一部分流 经吸收式制冷机供给冷负荷,另一部分流经蒸汽热 水换热装置供给热负荷。风储联合系统作为可再生 分布式电源提供电能。CCHP型系统中剩余的冷、 热、电负荷分别由电制冷机、燃气锅炉和柴油发电机 提供,同时配备储能装置实现对电能的存储。



图2 CCHP型微网供能结构

Fig.2 Energy supply structure of CCHP-based microgrid

2.1 CCHP型微网设备建模

CCHP型微网由多种发电、制热、制冷装置以及 能源组成,具体设备如图2所示。

(1)风电场地处特殊地理环境,其出力受外界环 境影响很大,可通过配备储能装置平抑其波动性,减 小对整个系统的冲击。本文将从2个方面建立该系 统的目标函数。

目标函数1:最大化联合系统发电收益 F_{mso}

max
$$F_{w-ES} = \sum_{t=1}^{N_{T}} c_{sell}(t) p(t)$$
 (14)

目标函数2:最小化联合系统出力波动L_{w-FS}。

min
$$L_{\text{w-ES}} = \sqrt{\frac{1}{N_{\text{T}}} \sum_{t=1}^{N_{\text{T}}} \left(p(t) - \frac{1}{N_{\text{T}}} \sum_{t=1}^{N_{\text{T}}} p(t) \right)^2}$$
 (15)

其中, $c_{soll}(t)$ 为t时段联合系统售电电价;p(t)为t时 段联合系统输出功率。

储能装置约束条件如下:

$$E(t) = E(t-1) + \left(u_{ch}(t)\eta_{ch}p_{ch}(t) - \frac{u_{dis}(t)p_{dis}(t)}{\eta_{dis}}\right)\Delta t$$
(16)
$$E(0) = E(N_{ch})$$
(17)

$$0 \le p_{din}(t) \le p_{din}^{max}(t) u_{din}(t)$$
(18)

$$0 \le p_{\rm ch}(t) \le p_{\rm ch}^{\rm max}(t)u_{\rm ch}(t)$$
(19)

$$u_{\rm sh}(t) + u_{\rm dis}(t) \le 1 \tag{20}$$

$$\sum_{t=1}^{N_{\tau}} \left| u_{\rm ch}(t) - u_{\rm ch}(t-1) \right| \leq N_{\rm bat}$$
(21)

其中,E(t)为t时段储能装置容量; η_{ch} 、 η_{dh} 分别为储 能装置充、放电效率; Δt 为时间间隔;E(0)、 $E(N_T)$ 分 别为储能装置在调度初始时刻的容量和在调度结束 时刻的容量; $p_{ch}(t)$ 、 $p_{dis}(t)$ 分别为t时段储能装置充、 放电功率; $p_{ch}^{max}(t)$ 、 $p_{dis}^{max}(t)$ 分别为t时段储能装置最大 充、放电功率; u_{ch}(t)、u_{dis}(t)分别为t时段储能装置 充、放电状态变量;N_{ba}为储能装置在调度周期内充 放电转换次数,取值为3次。

(2)柴油发电机。

柴油发电机燃料费用与出力关系可拟合为如下 二次多项式:

$$F_{\rm G} = \sum_{i=1}^{N_{\rm T}} \sum_{i=1}^{n_{\rm G}} (\alpha_i p_{\rm Gi}^2(t) + \beta_i p_{\rm Gi}(t) + \gamma_i)$$
(22)

其中,F_c为柴油发电机燃料费用;n_c为柴油发电机 数量; α_i 、 β_i 和 γ_i 为机组*i*的燃料成本系数; $p_{Gi}(t)$ 为t 时段机组i的输出功率。

柴油发电机约束条件如式(23)-(26)所示。 a. 机组出力约束。

扣44县小工/危机时间

$$I_{G_i}(t) p_{G_i}^{\min} \leq p_{G_i}(t) \leq I_{G_i}(t) p_{G_i}^{\max}$$
b. 爬 / 滑坡约束。
$$(23)$$

$$\begin{cases} p_{G_{i}}(t) - p_{G_{i}}(t-1) \leq p_{G_{i}}^{up} I_{G_{i}}(t-1) + p_{G_{i}}^{min} \left(I_{G_{i}}(t) - I_{G_{i}}(t-1) \right) \\ p_{G_{i}}(t-1) - p_{G_{i}}(t) \leq p_{G_{i}}^{down} I_{G_{i}}(t) + p_{G_{i}}^{min} \left(I_{G_{i}}(t-1) - I_{G_{i}}(t) \right) \end{cases}$$

$$(24)$$

$$C. \ \forall L \neq \exists \forall J \forall \mathcal{T}^{\top} \neq \forall L \exists \forall J \mid \exists J_{\circ} \\ I_{Gi}(t) = 1 \qquad t = 1, 2, \cdots, U_{i} \\ \sum_{n=t}^{t+T_{Gi}^{on}-1} I_{Gi}(n) \geq T_{Gi}^{on} (I_{Gi}(t) - I_{Gi}(t-1)) \\ t = U_{i} + 1, U_{i} + 2, \cdots, N_{T} - T_{Gi}^{on} + 1 \\ \sum_{n=t}^{N_{T}} \left[I_{Gi}(n) - (I_{Gi}(t) - I_{Gi}(t-1)) \right] \geq 0 \\ t = N_{T} - T_{Gi}^{on} + 2, N_{T} - T_{Gi}^{on} + 3, \cdots, N_{T} \\ U_{i} = \min \left\{ N_{T}, (T_{Gi}^{on} - X_{Gi}^{on}) I_{Gi}(0) \right\}$$

$$(25)$$

$$\begin{cases} I_{G_{i}}(t) = 0 & t = 1, 2, \cdots, D_{i} \\ \sum_{n=t}^{t+T_{G_{i}}^{\text{eff}}-1} \left(1 - I_{G_{i}}(n)\right) \ge T_{G_{i}}^{\text{off}}\left(I_{G_{i}}(t-1) - I_{G_{i}}(t)\right) \\ & t = D_{i} + 1, D_{i} + 2, \cdots, N_{T} - T_{G_{i}}^{\text{off}} + 1 \\ \sum_{n=t}^{N_{T}} \left[1 - I_{G_{i}}(n) - \left(I_{G_{i}}(t-1) - I_{G_{i}}(t)\right)\right] \ge 0 \\ & t = N_{T} - T_{G_{i}}^{\text{off}} + 2, N_{T} - T_{G_{i}}^{\text{off}} + 3, \cdots, N_{T} \\ D_{i} = \min\left\{N_{T}, \left(T_{G_{i}}^{\text{off}} - X_{G_{i}}^{\text{off}}\right)\left(1 - I_{G_{i}}(0)\right)\right\} \end{cases}$$
(26)

其中, $I_{Gi}(t)$ 为t时段机组i所处的状态; $I_{Gi}(0)$ 为在调 度初始时刻机组i所处的状态; p_{Gi}^{max} 、 p_{Gi}^{min} 分别为机组i最大、最小出力; p_{Gi}^{min} 分别为机组i爬坡、滑坡上 限; T_{Gi}^{on} 、 T_{Gi}^{off} 分别为机组i最小开、停机时间; U_i 、 D_i 分 别为调度开始后机组i还需处于开机和停机状态的 时间; X_{Gi}^{on} 、 X_{Gi}^{off} 分别为机组i在初始时刻已经连续开、 停机时间。

(3)燃气轮机。

根据文献[19]中相关燃气轮机模型,燃气轮机 运行效率随负载率不同而不同,其发电效率、热回收 率及出力模型如下:

$$\begin{cases} \eta_{c} = (8.935 + 33.157f - 27.081f^{2} + 17.989f^{3})/100 \\ \eta_{r} = (82.869 - 30.173f + 24.644f^{2} - 16.371f^{3})/100 \\ Q_{r} = p_{GT}(t)\eta_{r}/\eta_{c} \\ V_{GT} = \sum p_{GT}(t)t/(\eta_{c}L_{NG}) \end{cases}$$

$$(27)$$

其中, η_{c} 、 η_{r} 分别为燃气轮机发电效率和余热回收 率;f为负载率; $p_{cr}(t)$ 为t时段燃气轮机输出功率; Q_{r} 为余热回收值; V_{cr} 为天然气耗量; L_{NC} 为天然气 热值。

(4)燃气锅炉。

燃气锅炉耗气量与输出热功率呈一定比例关 系,如式(28)所示。

$$V_{\rm GB} = p_{\rm GB} \Delta t / (\eta_{\rm GB} L_{\rm NG}) \tag{28}$$

其中, η_{GB} 为热效率; p_{GB} 为燃气锅炉产生的热量; V_{GB} 为燃气锅炉耗气量。

(5)储能装置建模同风储联合系统建模,此处不 再赘述。

(6)其他供能设备。

为简化,其他供能设备工作效率不变,可归纳为 输出冷(热)功率与输入量(电量或余热量)呈线性关 系,如式(29)所示。

$$\eta_{\rm aux} = H_{\rm aux}^{\rm out} / H_{\rm aux}^{\rm in}$$
(29)

其中, η_{aux} 为能效系数; H_{aux}^{out} 为供能设备输出冷(热)功率; H_{aux}^{in} 为供能设备输入量(电量或余热量)。

2.2 协调优化调度模型

含 CCHP 型微网的配电网系统优化调度是协调 多主体利益、实现系统总成本最小的问题。首先,基 于Logistic函数的模糊响应机理,在保证用户满意度 情况下,制定分时电价调整各时段负荷值传递至配 电网优化调度层;然后,将优化后的风储联合系统出 力结果上报给CCHP型微网;最后,利用ATC实现配 电网层和CCHP型微网层的协调优化调度。优化调 度结构图如图3所示。



图3 优化调度结构

Fig.3 Structure of optimal scheduling

2.2.1 配电网主系统

在协调优化调度任务中,配电网主系统作为分 布广域的"源"与CCHP型微网一同协调完成对可调 度资源的合理分配。配电网系统中可调度资源需满 足自身电负荷以及CCHP型微网电功率需求,因此 在运行成本中综合考虑了发电机组燃料成本以及与 CCHP型微网电功率交互成本。

目标函数:最小化总生产成本 $F_{\rm DN}$ 。

$$\lim_{n \to \infty} F_{\rm DN} = F_{\rm G}^{\rm DN} - \sum_{t=1}^{N_{\rm T}} \tau(t) p_{\rm L}(t)$$
(30)

其中, F_{c}^{DN} 为配电网中机组燃料成本; $p_{L}(t)$ 为t时段 配电网向CCHP型微网传输的电功率; $\tau(t)$ 为t时段 配电网与CCHP型微网的实时交易电价。

配电网约束条件如式(31)-(33)所示。

(1)功率平衡约束。

$$\sum_{i=1}^{n_{\rm G}} p_{\rm Gi}(t) - p_{\rm L}(t) = p_{\rm Load}^{\rm DN}(t)$$
(31)

(2)常规机组出力约束同柴油发电机出力约束, 此处不再赘述。 (3)旋转备用约束。

$$\sum_{i=1}^{n_{\rm G}} p_{\rm Gi}^{\rm max} - p_{\rm L}(t) \ge 1.2 \, p_{\rm Load}^{\rm DN}(t) \tag{32}$$

(4)联络线电功率约束。

$$p_{\rm L}^{\rm min} \leq p_{\rm L}(t) \leq p_{\rm L}^{\rm max} \tag{33}$$

其中, $p_{Load}^{DN}(t)$ 为t时段配电网的负荷; p_{L}^{max} 、 p_{L}^{min} 分别为 配电网向CCHP型微网传输功率的最大、最小值。 2.2.2 CCHP型微网子系统

目标函数:最小化总经济调度成本
$$F_{MG\circ}$$

min $F_{MG} = F_{G}^{MG} + \left[c_{gas} \left(V_{GT}(t) + V_{GB}(t) \right) + \tau(t) p_{L}(t) \right] + F_{w-ES}$
(34)

其中, c_{gas} 为天然气价格; F_{c}^{MC} 为CCHP型微网中机组燃料成本。

CCHP型微网约束条件如式(35)—(37)所示。 (1)电功率平衡约束。

$$\sum_{i=1}^{c} p_{Gi}(t) + p(t) + p_{GT}(t) + p_{ES}(t) + p_{L}(t) = p_{Load}^{e}(t) + H_{EC}^{in}(t)$$
(35)

(2)热功率平衡约束。

$$p_{GB}(t) + H_{HX}^{out}(t) = p_{Load}^{h}(t)$$
(36)
(3) 冷功率平衡约束。

$$H_{\rm AC}^{\rm out}(t) + H_{\rm EC}^{\rm out}(t) = p_{\rm Load}^{\rm c}(t)$$
(37)

其中, $p_{Load}^{e}(t)$ 、 $p_{Load}^{h}(t)$ 、 $p_{Load}^{e}(t)$ 分别为t时段 CCHP型 微网中冷、热、电负荷功率; $H_{EC}^{int}(t)$ 、 $H_{EC}^{out}(t)$ 分别为t时 段电制冷机耗电和制冷功率; $H_{AC}^{out}(t)$ 、 $H_{HX}^{out}(t)$ 分别为t 时段吸收式制冷机的制冷功率和换热装置的制热功 率; $p_{ES}(t)$ 为t时段储能装置充放电功率。

2.2.3 ATC并行求解

由于配电网与CCHP型微网通过联络线相互连接,则2个主体的优化调度必然相互影响,因此本文采用以下方式进行解耦。首先,从配电网角度出发,将联络线功率 $p_{L}(t)$ 等效为虚拟负荷 $p_{DS}(t)$;从微网角度出发,将其等效为虚拟发电机输出功率 $p_{CD}(t)$,此时可以分别在各自的系统进行优化调度求解。然后,在配电网中将优化后得到的 $\bar{p}_{DS}(t)$ 以参数形式传递至CCHP型微网。在微网优化目标中加入拉格朗日罚函数来协调自身的 $p_{CD}(t)$ 与配电网优化后得到的 $\bar{p}_{DS}(t)之间的偏差。同理,CCHP型微网中优化后得到的<math>\bar{p}_{CD}(t)$ 传递至配电网系统,协调与配电网中 $p_{DS}(t)$ 之间的偏差。最后,2个系统各自独立求解,交替优化,直至满足收敛条件。

含 CCHP 型微网的配电网系统在 ATC 中的数学 模型如式(38)和式(39)所示。

min
$$F_{\rm MG} + \sum_{t=1}^{N_{\rm T}} \omega(t) \left| p_{\rm GD}(t) - \bar{p}_{\rm DS}(t) \right| + \sum_{t=1}^{N_{\rm T}} \gamma(t) (p_{\rm GD}(t) - \bar{p}_{\rm DS}(t))^2$$
 (38)

$$\min F_{\rm DN} + \sum_{t=1}^{N_{\rm T}} \omega(t) \left| p_{\rm DS}(t) - \bar{p}_{\rm GD}(t) \right| + \sum_{t=1}^{N_{\rm T}} \gamma(t) (p_{\rm DS}(t) - \bar{p}_{\rm GD}(t))^2$$
(39)

其中, $\omega(t)$ 、 $\gamma(t)$ 分别为t时段一次项和二次项的惩罚 乘子。

收敛条件及乘子更新原则如下:

$$\begin{cases} \max \left| p_{\text{CD}}^{k}(t) - p_{\text{DS}}^{k}(t) \right| \leq \varepsilon_{1} \\ \left| \frac{(F_{\text{MG}}^{k} + F_{\text{DN}}^{k}) - (F_{\text{MG}}^{k-1} + F_{\text{DN}}^{k-1})}{F_{\text{MG}}^{k} + F_{\text{DN}}^{k}} \right| \leq \varepsilon_{2} \end{cases}$$

$$(40)$$

$$(\omega^{k}(t) = \omega^{k-1}(t) + 2(\gamma^{k-1}(t))^{2} \max \left| p_{\text{CD}}^{k-1}(t) - p_{\text{DS}}^{k-1}(t) \right|$$

$$(\gamma^{k}(t) = \beta \gamma^{k-1}(t)$$

$$(41)$$

其中, ε_1 、 ε_2 为收敛精度; β 为常数。

3 算例分析

需求响应模型参数设置如下:乐观响应预测下 $a=0.1,b=0,c=0.4,\mu=0.1$;悲观响应预测下 $a=0.104,b=-0.0036,c=0.4,\mu=0.1$;电价差划分区域分界点 $a_{\mu\nu}=0.1 元 / (kW\cdoth), b_{\mu\nu}=0.7 元 / (kW\cdoth)$ 。

协调优化调度模型参数设置如下:CCHP型微 网、配电网设备参数和机组参数以及联络线电功 率实时交易电价可参考文献[20],天然气价格为 2.2 元/m³。

3.1 计及分时电价的配电网电负荷需求响应优化 结果

电价协调层包含负荷波动以及用户满意度2个 目标函数,属于多目标优化问题。在求解过程中应 根据优化解的自身特性搜索多目标有效解集范围, 尽可能保持各个目标函数间的独立性。本文采用 NSGA-II对该层模型进行求解,在传统遗传算法基 础上引入了对非劣解的非支配排序、拥挤度计算以 及精英保留策略,避开人为权重干扰和单位量纲冲 突,得到了良好的Pareto前沿。最终,采用该算法不 仅提升了求解速率,还增强了全局搜算能力,使求解 结果更为准确。为了从Pareto最优前沿中获得折中 解,首先,使用模糊隶属度函数,利用式(42)计算隶 属度大小反映决策者对各目标函数重视程度;然后, 设置等权重,利用式(43)计算隶属度加权值;最后, 得到最大值对应的Pareto解,记为最终折中解。

$$\lambda_{i}^{k} = \begin{cases} 0 & f_{i} = f_{i}^{\max} \\ \frac{f_{i}^{\max} - f_{i}}{f_{i}^{\max} - f_{i}^{\min}} & f_{i}^{\min} < f_{i} < f_{i}^{\max} \end{cases}$$
(42)

$$\lambda^{k} = \frac{\sum_{i=1}^{N_{\text{rbs}}} v_{i} \lambda_{i}^{k}}{\sum_{k=1}^{N_{\text{p}}} \sum_{i=1}^{N_{\text{rbs}}} v_{i} \lambda_{i}^{k}} \quad k = 1, 2, \cdots, N_{\text{p}}$$
(43)

其中, λ_i^* 为所求 Pareto 解集中第k个解的第i个目标 函数所对应的隶属度; f_i 为第i个目标函数值; f_i^{max} 、 f_i^{min} 分别为第i个目标函数的上、下限; v_i 为第i个目 标函数的权重值; N_{obj} 、 N_p 分别为目标函数、种群 个数。

N

用户需求响应优化 Pareto 图见附录中图 A1, 取 中间结果为最终折中解。从图 A1 中得到用户满意 度为 0.969 5, 则通过计算得到用电经济度和舒适度 分别为 1.038 4 和 0.933 7。这说明优化后提高了用 户经济性, 减少了支出费用; 计及分时电价后, 用户 需求响应相对于典型负荷曲线差异达到最小, 其舒 适性较好。图 4 为分时电价和计及分时电价前、后 的配电网电负荷曲线。从图中可以看出, 利用分时 电价引导用户用电负荷转移, 实现了负荷削峰填谷 的效果。表 1 为计及分时电价前后需求响应层优化 结果对比。从表中更能直观地看出, 在实施分时电 价后无论是从用户还是电网角度其利益都得到提 高, 最终实现了双赢的效果。



图4 分时电价和计及分时电价前、后负荷曲线

Fig.4 Curves of time-of-use electricity price and load before and after considering time-of-use electricity price

表1 计及分时电价前、后需求响应层优化结果对比

Table 1 Comparison of optimization results of demand response layer between before and after considering time-of-use electricity price

	•		
桂垦	负荷	平均电价 /	电网公司
旧尽	波动 / kW	[元・(kW・h) ⁻¹]	收益 / 元
计及分时电价前	705.91	0.6	1.77×10^{4}
计及分时电价后	480.57	0.5815	$1.7721{\times}10^4$

3.2 含CCHP型微网的配电网系统协调优化结果

在分析含CCHP型微网的配电网系统协调优化 调度前,通过NSGA-II对风储联合系统进行优化控 制计算,其中售电电价采用文献[21]中的数据。设 定风储联合系统出力波动性与收益具有同等重要 性。风储联合系统优化Pareto图见附录中图A2。图 5为风储联合系统出力情况。

3.2.1 算法性能分析

(1)迭代收敛性分析。



图 5 风储联合系统出力



本文以计及配电网电负荷需求响应,CCHP型微 网接入配电网为例,将收敛误差定义为 $\varepsilon = \max\{\varepsilon_1, \varepsilon_2\}$,相应的ATC收敛情况如图6所示,可见经过6次达 到收敛。



图6 ATC收敛曲线

Fig.6 Convergence curve of ATC

(2)初值影响分析。

本文随机抽取30组初值研究初值对目标函数 的影响,具体结果如图7所示。从图中可以看出,在 不同初值作用下,系统总运行成本在12.24万元附近 波动。这说明初值对基于ATC求解协调调度问题 影响不大,而且收敛效果较好。



Fig.7 Analysis of initial sensitivity

3.2.2 配电网优化结果

配电网由3台机组供给自身电负荷以及与CCHP 型微网交互的电功率,计及需求响应前、后配电网机 组出力图分别见附录中图A3和图A4。从图中可以 看出,在10:00—20:00时段,配电网向CCHP型微网 售电,此时段负荷值较高,说明配电网机组在满足自 身负荷需求后通过向微网的售电行为降低自身成 本。计及需求响应前、后联络线功率变化不大,说明 2个系统协调出力使联络线功率达到平衡。只是在 初始时刻由于发电机组自身约束条件限制导致电功 率流向为从CCHP型微网向配电网流动。由于峰谷 分时电价对用户用电行为的引导,计及需求响应后 使得在01:00—07:00负荷谷时段机组出力明显增 大,在08:00—12:00和19:00—22:00负荷峰时段机 组整体出力下降。其他时段用户对电价的敏感度不 高,因此计及需求响应前、后机组出力情况基本相差 不大。

3.2.3 CCHP型微网优化结果

CCHP型微网优化结果为在满足微网中冷、热、 电负荷平衡的基础上,研究计及配电网电负荷需求 响应前、后对微网中各设备出力以及联络线功率变 化是否有影响。

仿真结果见附录中图A5—A10。计及配电网 电负荷需求响应对CCHP型微网中冷热电负荷影响 不大,说明2个系统均可以通过自身调整满足各自 的负荷需求。计及需求响应前、后微网电负荷平衡 曲线图分别见图A5和图A6,初始时刻由风储联合 系统、柴油机组和燃气轮机供电。计及配电网负荷 需求响应前,CCHP型微网将多余电能传递至配电 网,补充由配电网机组限制条件导致的不足电量;计 及配电网负荷需求响应后,调整调度前自身机组初 始约束,优化调度初始时刻可以满足自身电负荷平 衡,CCHP型微网中多余的电能供给电制冷机满足 自身冷负荷需求,并通过蓄电池储存剩余能量。在 电负荷峰时段,燃气轮机和柴油机均满功率运行。 蓄电池大体上是在负荷谷时段储存电能,在负荷峰 时段释放电能,从而实现降低系统峰谷差的效果。

计及需求响应前、后微网热负荷平衡曲线分别 见图 A7 和图 A8。可见计及配电网负荷需求响应 前、后对 CCHP 型微网中的热负荷基本没有影响,当 燃气轮机废热通过余热锅炉供给蒸汽热水置换装置 不满足热负荷需求时,其余热量由燃气锅炉供给,同 时也说明了燃气锅炉出力不仅受到自身约束限制, 还与燃气轮机输出功率、热负荷有关。

计及需求响应前、后微网冷负荷平衡曲线分别 见图 A9 和图 A10。可见计及配电网负荷需求响应 前、后对 CCHP 型微网中的冷负荷基本没有影响,只 是在计及配电网负荷需求响应后,通过对机组初始 约束进行调整,优化调度后初始时刻 CCHP 型微网 不需要配电网传输电能,多余的电能部分供给了电 制冷机。在 CCHP 型微网冷负荷调度周期内,用电 制冷机补充吸收式制冷机出力的不足,因此其出力 会受到燃气轮机出力和冷负荷的限制,由于其消耗 电能,也会受到电价的限制。

最后,本文以计及配电网电负荷需求响应, CCHP型微网接入配电网为例,研究CCHP型微网在 夏季和冬季2种不同场景下制冷、制热设备的响应 特性。夏季CCHP型微网以供电和供冷为主,因此 将CCHP型微网中燃气轮机产生的废热全部用于制 冷,忽略系统内热负荷以及供热设备。夏季微网电、 冷负荷平衡曲线图分别见附录中图A11和图A12。 燃气轮机通过"以冷定电"的形式出力,不足的电负 荷和冷负荷分别由柴油机组和电制冷机供给。 冬季 CCHP 型微网以供电和供热为主,因此将 该微网中燃气轮机产生的废热全部用于制热,忽略 系统内冷负荷以及供冷设备。冬季微网电、热负荷 平衡曲线图分别见附录中图 A13 和图 A14。可见燃 气轮机出力方式为"以热定电",其输出功率明显降 低,不足的电负荷和热负荷分别由柴油机组和燃气 锅炉提供。由图 A13 可知,冬季场景下 CCHP 型微 网和配电网之间几乎没有功率流动,说明在冬季 2 个系统基本上可以实现自身功率平衡。由图 A14 可 知,由于 CCHP 型微网内发电机组初始出力的限制, 电能主要由柴油机组供给,燃气轮机出力较小,废热 不足以满足热负荷需求,故起始时刻热负荷主要由 燃气锅炉供给。

4 讨论

综上,计及分时电价的含 CCHP 型微网的配电 网系统中,考虑需求响应前、后的优化方案均能满足 各自系统的负荷需求,且未出现弃冷 / 热 / 电现象。 通过峰谷分时电价对用户用电行为的引导,不仅协 调了多方面利益,还具有削峰填谷的效果。通过 CCHP 型微网中各分布式电源协调配合以及与配电 网间 2 个系统的协调优化,最终均达到了各自系统 经济最优的目的。最后,为突出分时电价下需求响 应对 2 个系统运行成本的影响,得到配电网和 CCHP 型微网运行成本对比如表 2 所示。可见计及配电网 电负荷需求响应后,系统运行成本明显降低,由于联 络线功率作用,CCHP 型微网的运行成本也稍有下 降,最终使得协调优化调度后,总运行成本降低,达 到经济上最优。

表2 配电网和CCHP型微网运行成本对比

Table 2	С	omparisoi	ı of	operation	cost	t between
distributio	on	network	and	CCHP-ba	sed	microgrid
						首合 テ

				里位:兀
信景		配电网运行	CCHP型微网	总运行
	111.44	成本	运行成本	成本
	不计及需求响应	86437.39	39446.81	125 884.20
	计及需求响应	83090.31	39324.47	122414.78

5 结论

本文提出了计及分时电价的含CCHP型微网的 配电网系统协调优化调度模型。采用峰谷分时电价 不仅能够引导用户用电行为转移,还可以协调用户 与电网公司两者之间的利益,实现双赢的效果,且可 以提升含CCHP型微网的配电网系统的经济性。在 系统优化调度方面,通过ATC对含CCHP型微网的 配电网系统解耦和独立并行求解,实现对2个系统 的能量优化调度,使得配电网系统和CCHP型微网 能够同时将自身利益最大化,最终得到生产费用最 优的解决方案。 附录见本刊网络版(http://www.epae.cn)。

参考文献:

[1] 王守相,张善涛,王凯,等. 计及分时电价下用户需求响应的分 布式储能多目标优化运行[J]. 电力自动化设备,2020,40(1): 125-132.

WANG Shouxiang, ZHANG Shantao, WANG Kai, et al. Multiobjective optimal operation of distributed energy storage considering user demand response under time-of-use price[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(1): 125-132.

- [2]姚建国,杨胜春,王珂,等.智能电网"源-网-荷"互动运行控制概念及研究框架[J].电力系统自动化,2012,36(21):1-6.
 YAO Jianguo, YANG Shengchun, WANG Ke, et al. Concept and research framework of smart grid "source-grid-load" interactive operation and control[J]. Automation of Electric Power Systems,2012,36(21):1-6.
- [3] MARVASTI A K,FU Y, DORMOHAMMADI S, et al. Optimal operation of active distribution grids:a system of systems framework[J]. IEEE Transactions on Smart Grid,2014,5(3):1228-1237.
- [4] 王亚楠,吴杰康,毛晓明.基于随机动态规划的多能联供系 统冷热电经济分配模型[J].电力自动化设备,2019,39(6): 21-25.

WANG Yanan, WU Jiekang, MAO Xiaoming. Economic distribution model of cooling, heating and power energy in multienergy supply system based on stochastic dynamic programming[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(6): 21-25.

- [5] 雍静,赵瑾,郇嘉嘉,等.基于混沌增强烟花算法的多能源系统 并网优化调度[J].电网技术,2019,43(10):3725-3733.
 YONG Jing, ZHAO Jin, HUAN Jiajia, et al. Multi-energy system optimal dispatch based on chaos enhanced firework algorithm in grid connection[J]. Power System Technology, 2019, 43(10):3725-3733.
- [6] 施全生,丁建勇,刘坤,等.含电、气、热3种储能的微网综合能源系统经济优化运行[J].电力自动化设备,2019,39(8):269-276.

SHI Quansheng, DING Jianyong, LIU Kun, et al. Economic optimal operation of microgrid integrated energy system with electricity, gas and heat storage [J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(8): 269-276.

[7] 江岳春,曾诚玉,郇嘉嘉,等. 计及人体舒适度和柔性负荷的 综合能源协同优化调度[J]. 电力自动化设备,2019,39(8): 254-260.

JIANG Yuechun, ZENG Chengyu, HUAN Jiajia, et al. Integrated energy collaborative optimal dispatch considering human comfort and flexible load [J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(8):254-260.

[8] 黄伟,李宁坤,李玟萱,等.考虑多利益主体参与的主动配电网 双层联合优化调度[J].中国电机工程学报,2017,37(12): 3418-3428.

HUANG Wei, LI Ningkun, LI Wenxuan, et al. Bi-level joint optimization dispatch of active distribution network considering the participation of multi-stakeholder[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(12): 3418-3428.

[9] 徐青山,李淋,盛业宏,等. 冷热电联供型多微网主动配电网日 前优化经济调度[J]. 电网技术,2018,42(6):1726-1734.
XU Qingshan,LI Lin,SHENG Yehong, et al. Day-ahead optimized economic dispatch of active distribution power system with combined cooling, heating, and power-based microgrids
[J]. Power System Technology,2018,42(6):1726-1734. [10] 谢敏,吉祥,柯少佳,等.基于目标级联分析法的多微网主动配
 电网系统自治优化经济调度[J].中国电机工程学报,2017,37
 (17):4911-4921.

XIE Min, JI Xiang, KE Shaojia, et al. Autonomous optimized economic dispatch of active distribution power system with multi-microgrids based on analytical target cascading theory [J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(17):4911-4921.

- [11] 赵洪山,赵航宇,侯杰群,等.需求响应对配电网供电可靠性影响分析[J].电力自动化设备,2017,37(1):8-14.
 ZHAO Hongshan,ZHAO Hangyu,HOU Jiequn, et al. Effect of demand response on supply reliability of distruibution network
 [J]. Electric Power Automation Equipment,2017,37(1):8-14.
- [12] 张有兵,任帅杰,杨晓东,等.考虑价格型需求响应的独立型微 电网优化配置[J].电力自动化设备,2017,37(7):55-62.
 ZHANG Youbing, REN Shuaijie, YANG Xiaodong, et al. Optimal configuration considering price-based demand response for stand-alone microgrid[J]. Electric Power Automation Equipment,2017,37(7):55-62.
- [13] 胡鹏,艾欣,张朔,等. 基于需求响应的分时电价主从博弈建模 与仿真研究[J]. 电网技术,2020,44(2):585-592.
 HU Peng,AI Xin,ZHANG Shuo, et al. Modelling and simulation study of TOU stackelberg game based on demand response[J]. Power System Technology,2020,44(2):585-592.
- [14] 徐伟强,冯兆丽,黄炯,等. 基于改进对偶分解的智能电网快速 实时定价方法[J]. 电力系统保护与控制,2012,40(21):42-47.
 XU Weiqiang, FENG Zhaoli, HUANG Jiong, et al. Fast realtime pricing method based on improved dual decomposition for smart grid[J]. Power System Protection and Control,2012, 40(21):42-47.
- [15] 潘敬东,谢开,华科. 计及用户响应的实时电价模型及其内点 法实现[J]. 电力系统自动化,2005,29(23):8-14.
 PAN Jingdong, XIE Kai, HUA Ke. Supplier-customer interaction modeling in an integrated optimal spot pricing framework by nonlinear interior point methods[J]. Automation of Electric Power Systems,2005,29(23):8-14.
- [16] 李彪,万灿,赵健,等. 基于实时电价的产消者综合响应模型
 [J]. 电力系统自动化,2019,43(7):81-90.
 LI Biao,WAN Can,ZHAO Jian, et al. Real-time electricity price based integrated response model for prosumers[J]. Automation of Electric Power Systems,2019,43(7):81-90.
- [17] 张智晟,于道林.考虑需求响应综合影响因素的 RBF-NN 短期负荷预测模型[J].中国电机工程学报,2018,38(6):1631-1639.

ZHANG Zhisheng, YU Daolin. RBF-NN based short-term load forecasting model considering comprehensive factors affection demand response[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(6): 1631-1639.

- [18] 唐巍,高峰.考虑用户满意度的户用型微电网日前优化调度
 [J].高电压技术,2017,43(1):140-148.
 TANG Wei,GAO Feng. Optimal operation of household microgrid day-ahead energy considering user satisfaction[J]. High Voltage Engineering,2017,43(1):140-148.
- [19] 荆有印,白鹤,张建良.太阳能冷热电联供系统的多目标优化 与运行策略分析[J].中国电机工程学报,2012,32(20):82-87.
 JING Youyin, BAI He, ZHANG Jianliang. Multi-objective optimization design and operation strategy analysis of a solar combined cooling, heating and power system [J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(20):82-87.
- [20] 徐青山,曾艾东,王凯,等. 基于 Hessian 内点法的微型能源网 日前冷热电联供经济优化调度[J]. 电网技术,2016,40(6): 1657-1665.

XU Qingshan,ZENG Aidong,WANG Kai,et al. Day-ahead optimized economic dispatching for combined cooling,heating and power in micro energy-grid based on Hessian interior point method[J]. Power System Technology,2016,40(6):1657-1665.

 [21] 齐琛,汪可友,李国杰,等.交直流混合主动配电网的分层分布 式优化调度[J].中国电机工程学报,2017,37(7):1909-1917.
 QI Chen,WANG Keyou,LI Guojie, et al. Hierarchical and distributed optimal scheduling of AC / DC hybrid active distribution network[J]. Proceedings of the CSEE,2017,37(7):1909-1917. 作者简介:



杨世博(1995—),男,黑龙江牡丹江人, 硕士研究生,主要从事配电网优化调度方面 的研究(E-mail:904426382@qq.com);

孙 亮(1973—),男,吉林吉林人,副教授,通信作者,主要从事电力系统运行与控制方面的研究(E-mail:sunliang@neepu.edu.cn)。

杨世博

(编辑 李玮)

Coordinated optimal scheduling of distribution network with CCHP-based microgird considering time-of-use electricity price

YANG Shibo¹, SUN Liang¹, CHEN Lidong², LIU Jiayu¹

(1. Key Laboratory of Modern Power System Simulation and Control & Renewable Energy Technology,

Ministry of Education, Northeast Electric Power University, Jilin 132012, China;

2. Jizhou Power Supply Bureau, State Grid Tianjin Power Grid Co., Ltd., Tianjin 301900, China)

Abstract: With the coupling of CCHP(Combined Cooling, Heating and Power)-based microgrid and distribution network through tie lines, the game between two different interest subjects will inevitably bring challenges to the traditional economic scheduling. Through the application of demand response technology in distribution network and the coordinated parallel solution of distribution network and CCHP-based microgrid, the benefits of multiple subjects are maximumly improved and the operating cost of coupling system is reduced. The time-of-use electricity price is optimized based on the fuzzy response mechanism of Logistic function, thus inducing distribution network users to transfer load reasonably and adjusting the load demand of system. The tie line power of coupling system is equivalent by the analytical target cascading, so as to realize decoupling and parallel solution of coupling system. The concrete case proves that considering timeof-use electricity price in distribution network can not only have the effect of peak-load shifting, but also reduce the operating cost of CCHP-based microgrid and distribution network.

Key words: time-of-use electricity price; demand response; distribution network; CCHP-based microgrid; coordinated optimal scheduling



Fig.A1 Pareto map of user demand response optimization







图 A4 需求响应后配电网机组出力 Fig.A4 Generators output of distribution network after demand response



图 A5 需求响应前微网电负荷平衡曲线 Fig.A5 Power balance curve of microgrid before demand response



ig.A6 Power balance curve of microg after demand response







图 A8 需求响应后微网热负荷平衡曲线 Fig.A8 Heating balance curve of microgrid after demand response





图 A10 需求响应后微网冷负荷平衡曲线 Fig.10 Cooling balance curve of microgrid after demand response



图 AIT 复字版网电贝彻干慎画线 Fig.A11 Power balance curve of microgrid in summer





Fig.A13 Power balance curve of microgrid in winter



Fig.A14 Heating balance curve of microgrid in winter