

考虑预测误差的综合能源系统优化调度模型

田 德, 陈忠雷, 邓 英

(华北电力大学可再生能源学院, 华北电力大学新能源电力系统国家重点实验室, 北京 102206)

摘 要: 研究综合能源系统优化调度, 实现预测误差下的经济可靠运行。分析综合能源系统的结构和负荷特性; 在考虑风光负荷预测误差的条件下, 建立基于风电、光伏发电、柴油发电及储能系统运行成本的优化调度模型; 采用改进粒子群算法进行算例求解。经验证, 优化储能系统和柴油发电调度模型, 使系统既能较好地平抑风光负荷的波动性, 又能实现最优经济运行。

关键词: 改进粒子群算法; 调度算法; 运行成本; 综合能源系统

中图分类号: TK83

文献标识码: A

0 引 言

能源紧缺、环境污染和气候变化是制约当今世界经济和社会可持续发展的重要因素, 能源和环境问题已成为国内外高度关注的重大战略问题。发展能源互联网、实现能源的集约和共享成为解决这些问题的关键途径^[1-3]。自杰里米·里夫金提出能源互联网的概念以来, 能源互联网在全球范围内受到广泛关注, 中国于2015年提出“互联网+”计划^[4], 指出未来能源消费应充分考虑不同形式能源间的耦合, 构建区域综合能源系统, 这也是构建能源互联网的重要基础^[5]。除多类型能源的协调集约利用外, 以信息互联为纽带, 使能量的生产、流动、消费各过程变得可观和可控, 是综合能源系统另一个重要特征^[6,7]。

目前, 国内外对综合能源系统领域已有一些初步研究, 涉及研究框架、关键技术、规划运行、体系标准等方面^[8-12]。由于电源种类繁多、负荷种类复杂, 存在很强的非线性、不确定性因素, 给综合能源系统的优化运行增加了难度。文献[9]综述了综合能源系统协调优化运营模式, 对技术架构和关键技术进行归纳总结, 为相关领域开展研究提供思路; 文献[10]对综合能源系统能量流和信息流特征进行分析, 以供能成本最小为目标建立动态多智能体系统运行机制, 但模型中无不确定性因素的影响;

文献[13]以经济性和环保性为目标建立区域综合能源系统优化调度方法, 并将负荷场景分类进行优化, 但未考虑储能系统的作用; 文献[14]设计了一种冷热电联供系统的三级协同整体优化方法, 但对负荷场景划分的因素考虑较少。

区域综合能源系统的经济调度中, 间歇性能源的输出功率通常作为常数参与优化。上述提出的调度策略中, 虽短时功率预测误差较小, 但忽视了分布式电源与储能设备长时间运行中的协调配合。实际上, 间歇性能源功率预测误差随时间而增大, 导致调度计划偏离实际情况^[15-17]。因此, 当考虑风光负荷预测误差时, 以储能作为备用弥补实际值与预测值之间的差额, 制定优化调度模型并采用改进粒子群算法进行求解, 优化储能和柴油机出力, 使系统既能较好平抑风光负荷波动性, 又能实现最优经济运行。

1 区域综合能源系统结构与负荷特性

区域综合能源系统结构如图1所示, 具有如下特征:

1) 以区域配电网网架结构为基础, 同时兼顾热力网和燃气网络, 由市政电网、热网、燃气、区域分布式能源站、运营中心和各个能源微网等构成一个有机整体;

2) 园区内存在多种能源设备, 如风电(WT)、光

收稿日期: 2017-11-22

基金项目: 国家技术研究发展(863)计划项目智能电网关键技术研发, 风电场、光伏电站集群控制系统研究与开发子课题(2011AA05A104)

通信作者: 田 德(1958—), 男, 博士、教授、博士生导师, 主要从事风力发电相关技术方面的研究。tdncepu@163.com

伏(PV)、柴油发电机(DG)、储能设备(ES)等,实现多种能源的横向互补;

3) 负荷种类繁多,具有一定波动性;

4) 信息流和能量流交错耦合。

园区级能源互联系统设计如图 1 所示。

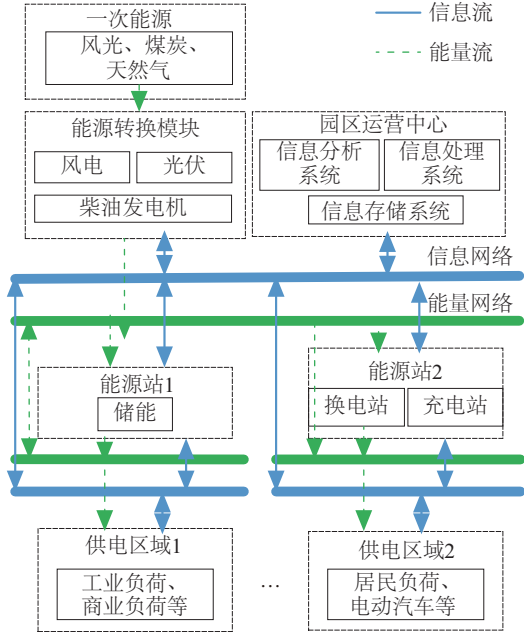


图1 区域综合能源系统结构示意图

Fig. 1 Regional integrated energy system structure

随机选取 7 月份某天,并选取前一周和下一周该日某园区内总负荷变化情况,如图 2 所示。图 3 给出某园区 7 月份最大负荷(归一化的值)变化情况及最高温度变化情况。

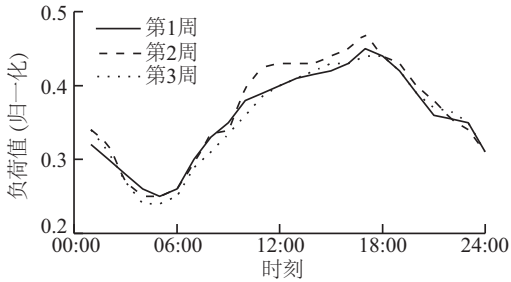


图2 周负荷比较情况

Fig. 2 Comparison of week load

由图 2 和图 3 可看出,负荷存在非常明显的以日为间隔的周期性,但存在一定的波动性;日最大负荷和日最高温度密切相关,其比值基本维持在 0.025;同时,气象状况也会对负荷产生影响,不同天气状况下的负荷曲线存在明显区别。这些规律同

样体现在风电和光伏发电系统的出力特性上。这些因素导致风光负荷预测存在一定误差,在实际调度过程中,应充分考虑。

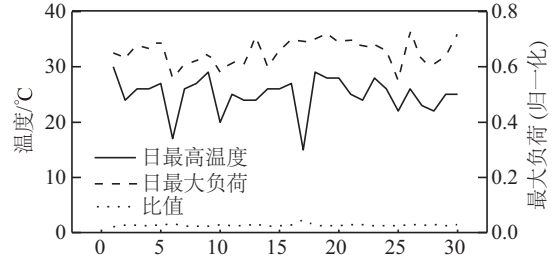


图3 日最大负荷和日最高温度比较

Fig. 3 Comparison of daily maximum load and daily maximum temperature

2 风、光、负荷出力预测模型

先以风电为例给出相对预测误差 $\varepsilon(t)$ 定义:

$$\left| \frac{P_w(t) - u_{wt}}{u_{wt}} \right| \leq \varepsilon(t) \quad (1)$$

式中, $P_w(t)$ —— t 时段风电实际出力; u_{wt} —— t 时段风场出力预测出力; $\varepsilon(t)$ —— t 时段风场相对预测误差。光伏出力、负荷功率相对预测误差定义与之类似。

一般而言,相对预测误差随预测时间长度的增加而增大,这里假设风电、光伏出力预测误差线性增长,从第 1 个时段的 20% 逐渐增长到第 72 个时段(每 20 分钟为一个时段,1 d 共 72 个)的 100%。

$$\varepsilon(t) = 20\% + (100 - 20\%) / 72t \quad (2)$$

负荷预测更为精准,假设其从第 1 个时段的 5% 渐渐增长到第 72 个时段的 40%。

$$\varepsilon(t) = 5\% + (40 - 5\%) / 72t \quad (3)$$

下文给出风场实际出力、光伏实际出力、负荷实际功率模型。风场出力随机模型:

$$\begin{cases} P_w(t) \sim N(u_w(t), \sigma_{wt}) \\ \text{Pro}\{u_w(t) - 3\sigma_{wt} \leq P_w(t) \leq u_w(t) + 3\sigma_{wt}\} = 99.7\% \approx 1 \\ \text{Pro}\left\{\left|\frac{P_w(t) - u_w(t)}{u_w(t)}\right| \leq \varepsilon\right\} = \\ \text{Pro}\{(1 - \varepsilon)u_w(t) \leq P_w(t) \leq (1 + \varepsilon)u_w(t)\} = 1 \\ u_w(t) + 3\sigma_{wt} = (1 + \varepsilon)u_w(t) \\ \sigma_{wt} = \varepsilon / 3 u_w(t) \end{cases} \quad (4)$$

式(4)表示风场实际出力满足以其预测值 $u_w(t)$

为期望, σ_{wt} 为标准差的正态分布。所有正态分布均满足的 3σ 原则。Pro 为 Probability 的缩写, 代表概率。与式(4)对应, 可得到标准差正态分布、相对预测误差和期望值之间的关系。

同理得到光伏出力随机模型, 下标 PV 代表光伏, 其余字母含义与之前相同:

$$\begin{cases} P_{pv}(t) \sim N(u_{pv}(t), \sigma_{pv}(t)) \\ \text{Pro}\{u_{pv}(t) - 3\sigma_{pv}(t) \leq P_{pv}(t) \leq u_{pv}(t) + 3\sigma_{pv}(t)\} = 99.7\% \approx 1 \\ \text{Pro}\{(1-\varepsilon)u_{pv}(t) \leq P_{pv}(t) \leq (1+\varepsilon)u_{pv}(t)\} = 1 \\ u_{pv}(t) + 3\sigma_{pv}(t) = (1+\varepsilon)u_{pv}(t) \\ \sigma_{pv}(t) = \varepsilon/3 u_{pv}(t) \end{cases} \quad (5)$$

负荷波动随机模型, $load$ 代表负荷, 其余含义与前面相同:

$$\begin{cases} load(t) \sim N(u_{load}(t), \sigma_{lt}) \\ \sigma_{lt} = \delta/3 u_{lt} \end{cases} \quad (6)$$

3 优化调度模型

3.1 成本函数

1) 风电、光伏

风电和光伏是非线性源, 其输出功率随自然条件呈现强烈的非线性变化, 为了达到最大功率点, 需对其进行最大功率点跟踪 (MPPT)。风光的运行成本与其功率相关:

$$C_{WT} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_{WT}} K_{WT} \cdot P_w(t) \quad (7)$$

$$C_{PV} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_{PV}} K_{PV} \cdot P_{pv}(t) \quad (8)$$

式中, C_{WT} 、 C_{PV} ——风光运行管理成本, ¥; T ——运行总周期, h; K_{WT} 、 K_{PV} ——风光的运行管理系数, ¥/kW; N_{WT} 、 N_{PV} ——风电、光伏装置的数量。

2) 柴油发电机

DG 的发电成本为:

$$C_{DG} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_{DG}} a_i P_{DG,i}^2 + b_i P_{DG,i} + c_i \quad (9)$$

式中, N_{DG} ——DG 的数量; a_i 、 b_i 、 c_i ——每个机组的发电参数; $P_{DG,i}$ ——各机组发出的功率。

3) 储能运行成本

ES 在 t 时段的剩余电量与在 $t-1$ 时段的剩余电量、 $t-1$ 时段到 t 时段的充放电量的关系为:

$$SOC(t) = SOC(t-1) - P_{ES}(t)/\eta \quad (10)$$

式中, $SOC(t)$ —— t 时段 ES 的剩余电量; $P_{ES}(t)$ —— t 时段 ES 的充放电功率, 当 ES 放电时, $P_{ES}(t) > 0$, 当 ES 充电时 $P_{ES}(t) < 0$; μ ——ES 的充放电效率。

对 ES 而言, 其寿命依赖于多种因素, 如运行温度、最大充电电流及充放电过程等。其中, ES 的运行温度和充电电流通常与其散热特性和控制系统有关, 侧重于研究与充放电次数、充放电深度的关系。当 ES 充放电循环深度为 R 时, 最大循环充放电次数 N_{ES} 可表示为:

$$N_{ES} = \alpha_1 + \alpha_2 e^{\alpha_3 R} + \alpha_4 e^{\alpha_5 R} \quad (11)$$

式中, $\alpha_1 \sim \alpha_5$ ——ES 的特征参数。

ES 充放电循环一次, 电池寿命损耗占总寿命百分比为 $1/N_{ES}$, 等效经济损耗成本 C_0 为:

$$C_0 = \frac{C_{\text{cost}}}{N_{ES}} \quad (12)$$

式中, C_{cost} ——ES 的初始投资成本。

因此, ES 等效经济损耗总成本 C_{ES} 为:

$$C_{ES} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_{ES}} C_{0,i}(t) \quad (13)$$

式中, $C_{0,i}(t)$ ——第 i 个储能在 t 个控制周期内放电深度为 R_i 下的等效损耗成本, ¥; N_{ES} ——储能装置数量。

3.2 目标函数及约束条件

经济性最优准则以系统的运行成本为目标函数:

$$f = \min C_{WT} + C_{PV} + C_{DG} + C_{ES} + C_{\text{buy}} + C_{\text{sold}} \quad (14)$$

$$C_{\text{buy}} = \begin{cases} \sum_{t=1}^T e(t) \cdot P_{\text{grid}}(t) & P_{\text{grid}}(t) > 0 \\ 0 & P_{\text{grid}}(t) \leq 0 \end{cases} \quad (15)$$

$$C_{\text{sold}} = \begin{cases} \sum_{t=1}^T e(t) \cdot P_{\text{grid}}(t) & P_{\text{grid}}(t) < 0 \\ 0 & P_{\text{grid}}(t) \geq 0 \end{cases} \quad (16)$$

式中, f ——经济效益函数; C_{buy} ——系统向主网购电成本; C_{sold} ——系统向主网卖电收益; $e(t)$ ——实时电价; $P_{\text{grid}}(t)$ ——系统之间交换的功率, 当购电时为正, 反之为负。

约束条件包括:

1) 功率平衡约束

$$P_{WT}(t) + P_{PV}(t) + P_{DG}(t) + P_{ES}(t) + P_{\text{grid}}(t) = P_{\text{load}}(t) \quad (17)$$

式中, $P_{\text{load}}(t)$ —— t 时段负荷。

2) 系统之间传输功率约束

$$P_{\text{grid}}(t) \leq P_{\text{grid,max}} \quad (18)$$

式中, $P_{\text{grid,max}}$ —— 传输功率的上限, kW。

3) ES 运行约束

$$SOC_{\min} \leq SOC(t) \leq SOC_{\max} \quad (19)$$

式中, SOC_{\min} —— ES 容量的下限; SOC_{\max} —— ES 容量的上限。

4) DG 机组运行约束

$$P_r \lambda_{\min} \leq P_{\text{DG}}(t) \leq P_r \lambda_{\max} \quad (20)$$

式中, P_r —— DG 机组的额定功率, kW; λ_{\min} —— 最小负荷率; λ_{\max} —— 最大负荷率。

3.3 求解方法

采用改进粒子群算法(PSO)求解非线性多目标优化问题。设问题维度为 D , N 个粒子组成的一个群落, 第 k 次迭代第 m 个粒子的位置和速度分别表示为:

$$X_m^k = (x_{m,1}^k, x_{m,2}^k, \dots, x_{m,D}^k) \quad (21)$$

$$V_m^k = (v_{m,1}^k, v_{m,2}^k, \dots, v_{m,D}^k) \quad (22)$$

第 m 个粒子截止到第 k 次迭代时最优位置(即个体最优极值)为:

$$P_m^k = (p_{m,1}^k, p_{m,2}^k, \dots, p_{m,D}^k) \quad (23)$$

整个种群目前找到的最优位置, 即全局最优解为:

$$g_{\text{best}}^k = (p_{g,1}^k, p_{g,2}^k, \dots, p_{g,D}^k) \quad (24)$$

在找到这 2 个最优解时, 粒子根据式(25)和式(26)来更新自己的速度和位置。一般来说, 粒子的位置和速度均在连续的实数空间内取值。

$$V_m^{k+1} = \omega V_m^k + c_1 \varepsilon (p_{\text{best},m}^k - X_m^k) + c_2 \eta (g_{\text{best}}^k - X_m^k) \quad (25)$$

$$X_m^{k+1} = X_m^k + r V_m^{k+1} \quad (26)$$

式中, ω —— 原来速度的惯性系数; c_1 、 c_2 —— 加速系数; ε 、 η —— $[0, 1]$ 区间内均匀分布的随机数, 用于维护群体的多样性; r —— 位置更新约束因子。

本文采用随机权重法来进行惯性系数的计算。将 ω 设定为服从某种随机分布的随机数, 在一定程度上克服其线性递减的不足。随机权重法中 ω 的计算公式如(27)所示:

$$\begin{cases} \omega = \mu + \delta \cdot N(0, 1) \\ \eta = \eta_{\min} + (\eta_{\max} - \eta_{\min}) \cdot \text{rand}(0, 1) \end{cases} \quad (27)$$

式中, $N(0, 1)$ —— 标准正态分布的随机数;

$\text{rand}(0, 1)$ —— $0 \sim 1$ 之间的随机数; η —— 随机权重的平均值; δ —— 随机权重的方差; η_{\min} 、 η_{\max} —— 随机权重的最小值和最大值。

本文采用罚函数法处理等式和不等式约束条件, 进而构造适应度函数为:

$$F = f + M \left[\sum_{i=1}^p B_i^2(x) + \sum_{i=1}^q \frac{1}{A_i(x)} \right] \quad (28)$$

式中, F —— 适应度函数; M —— 惩罚因子, 一般为很大的正数; p 、 q —— 等式和不等式约束的数量; $B(x)$ —— 等式约束; $A(x)$ —— 不等式约束。

4 算 例

算例系统考虑图 1 的系统并进行适当简化。该系统包含主网等效电源、等效网络、PV、WT、ES、DG 以及负荷。用到的实时电价表如表 1 所示, 部分仿真参数见表 2。

表 1 实时电价

Table 1 Real time price

参数	数值	参数	数值
K_{PV}	0.0096	SOC_{\min}	20%
K_{WT}	0.0108	SOC_{\max}	80%
C_{cost}	200000	a	0.0071
b	0.2333	c	0.4333
$P_{\text{grid,max}}$	10	P_r	2

表 2 仿真参数

Table 2 Simulation parameters

时段	电价/ ¥·kWh ⁻¹	时段	电价/ ¥·kWh ⁻¹
1	0.240	13	0.990
2	0.177	14	1.490
3	0.130	15	0.990
4	0.096	16	0.790
5	0.030	17	0.400
6	0.170	18	0.364
7	0.271	19	0.359
8	0.386	20	0.413
9	0.516	21	0.444
10	0.526	22	0.348
11	0.810	23	0.300
12	1.000	24	0.225

图 4~图 6 分别给出了考虑预测误差后的风场出力、光伏出力和负荷功率波动范围。

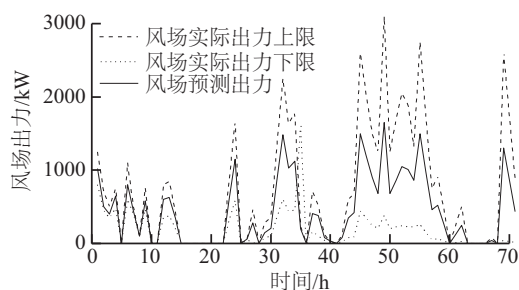


图 4 风电出力范围

Fig. 4 Wind power output range

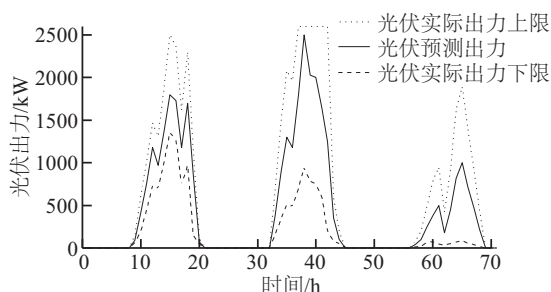


图 5 光伏出力范围

Fig. 5 Photovoltaic power output range

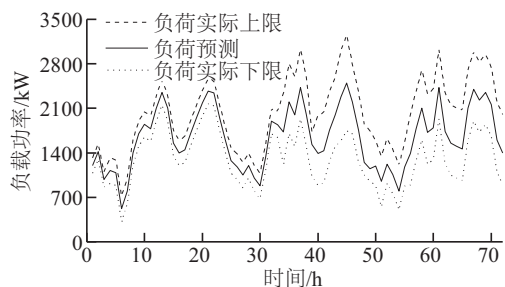


图 6 负荷范围

Fig. 6 Load range

在优先安排风电和光伏发电后,功率差额补足或发电收益由 ES 和 DG 完成。由优化模型进行求解后,得出储能和柴油机出力的结果如图 7 所示。由图 7 可知,在第 11 小时,储能电池尚未达到能量下限且储能电池出力未达到功率上限时,柴油机即开始启动,整个调度周期内,储能电池始终未达到其能量下限值 4284 kWh,目的是保证储能电池具有一定放电备用能力以应对可再生能源和负荷实际功率与预测功率的不一致。

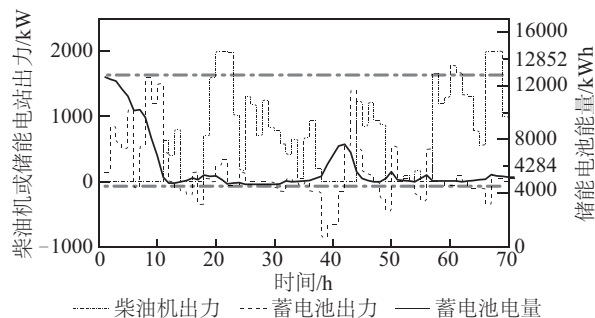


图 7 储能和柴油机出力

Fig. 7 Energy storage and diesel generation output

当预测误差的置信度不同时,对储能配置影响也不同,下面进行敏感性分析,结果如图 8 所示。由图 8 可看出,随着置信度要求的提高,每个时间段内储能电池备用容量需求也不断提高。当置信度为 1 时,意味着储能备用能完全弥补运行周期内每小时的风、光、负荷实际值和预测值的差值,此时储能备用需求最高。

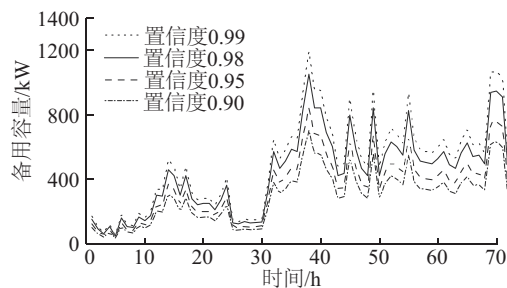


图 8 不同置信度下储能电池充电或放电备用

Fig. 8 ES charge or discharge standby in different confidence

当电池最小运行寿命要求提高,储能电池出力受到限制,导致柴油机出力增加运行成本升高。随着置信度的提高,电池备用容量增加,同样抑制储能电池过多出力,导致燃油成本略微增加。

下文研究综合能源系统中各种分布式电源的作用。表 3 给出光储柴(简称光)、风储柴(简称风)和风光储柴(简称风光)3 种系统经济优化运行结果,设置电池最小寿命 10 a,置信度 0.95。

表 3 不同配比系统的计算结果

Table 3 Calculation of different systems

微网 种类	运行 成本/元	最大备用 容量/kW	电池期望 寿命/a	柴油机供电 比例/%
光	197170	1059	10.38	67.52
风	186330	1004	10.26	63.81
风光	121960	1069	10.00	38.32

可看出,风光储柴能源系统运行成本最小,且其柴油机供电比例最低,因此对环境污染最小。光储柴系统经济性最差,但电池期望寿命最长。因此,需根据实际情况和区域调度的要求合理安排分布式电源的种类和数量。

5 结 论

通过研究考虑预测误差的优化调度模型,并采用改进的 PSO 算法对该模型求解,研究结果表明:相比传统配电网,区域综合能源系统的调度过程更加复杂,储能系统的作用尤为重要。

风光互补并增加储能的模式可大幅减少柴油发电机组的配置,运行成本、环境效益最佳;光储为平抑光伏波动性,需大幅增加柴油发电机组,运行成本、环保效益最差;风储为了平抑波动性需增加柴油发电机的配比运行成本与光储系统近似。几种模式对比,对储能系统的寿命影响小于 5%,影响不大。

[参考文献]

- [1] 田世明, 栾文鹏, 张东霞, 等. 能源互联网技术形态与关键技术[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(14): 3482—3495.
- [1] Tian Shiming, Luan Wenpeng, Zhang Dongxia, et al. Technical forms and key technologies on energy internet [J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(14): 3482—3495.
- [2] Lasseter R H. Microgrids and distributed generation[J]. Intelligent Automation & Soft Computing, 2010, 16(2): 225—234.
- [3] 陈启鑫, 刘敦楠, 林 今, 等. 能源互联网的商业模式与市场机制(一)[J]. 电网技术, 2015, 35(11): 3050—3056.
- [3] Chen Qixin, Liu Dunnann, Lin Jin, et al. Business models and market mechanisms of energy internet (1) [J]. Power System Technology, 2015, 35(11): 3050—3056.
- [4] 国务院. 关于积极推进“互联网+”行动的指导意见 [EB/OL]. http://www.gov.cn/zhengce/content/2015-07/04/content_10002.htm, 2015-07-04.
- [5] 王 毅, 张 宁, 康重庆. 能源互联网中能量枢纽的优化规划与运行研究综述及展望[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(22): 5670—5682.
- [5] Wang Yi, Zhang Ning, Kang Chongqing. Review and prospect of optimal planning and operation of energy hub in energy internet [J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(22): 5670—5682.
- [6] Siano P. Demand response and smart grids—A survey [J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2014, 30: 461—478.
- [7] Pazouki S, Haghifam M, Moser A. Uncertainty modeling in optimal operation of energy hub in presence of wind, storage and demand response [J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2014, 61: 335—345.
- [8] 杨 方, 白翠粉, 张义斌. 能源互联网的价值与实现架构研究[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(14): 3495—3502.
- [8] Yang Fang, Bai Cuifen, Zhang Yibin. Research on the value and implementation framework of energy internet [J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(14): 3495—3502.
- [9] 曾 鸣, 杨雍琦, 刘敦楠, 等. 能源互联网“源-网-荷-储”协调优化运营模式及关键技术[J]. 电网技术, 2016, 40(1): 114—125.
- [9] Zeng Ming, Yang Yongqi, Liu Dunnann, et al. “Generation-grid-load-storage” coordinative optimal operation mode of energy internet and key technologies [J]. Power System Technology, 2016, 40(1): 114—125.
- [10] Shrouf F, Miragliotta G. Energy management based on internet of things: Practices and framework for adoption in production management [J]. Journal of Cleaner Production, 2015, 100: 235—246.
- [11] 孙秋野, 滕 菲, 张化光, 等. 能源互联网动态协调优化控制体系构建[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(14): 3668—3679.
- [11] Sun Qiuye, Teng Fei, Zhang Huaguang, et al. Construction of dynamic coordinated optimization control system for energy internet [J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(14): 3668—3679.
- [12] 王继业, 孟 坤, 曹军威, 等. 能源互联网信息技术研究综述[J]. 计算机研究与发展, 2015, 52(5): 1109—1126.
- [12] Wang Jiye, Meng Kun, Cao Junwei, et al. Research on information technology for energy internet: A survey [J]. Journal of Computer Research and Development, 2015, 52(5): 1109—1126.
- [13] 于 波, 吴 亮, 卢 欣, 等. 区域综合能源系统优化调度方法[J]. 电力建设, 2016, 37(1): 70—76.
- [13] Yu Bo, Wu Liang, Lu Xin, et al. Optimal dispatching

- method of integrated community energy system[J]. Electric Power Construction, 2016, 37(1): 70—76.
- [14] 赵 峰, 张承慧, 孙 波, 等. 冷热电联供系统的三级协同整体优化设计方法[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(15): 3785—3794.
- [14] Zhao Feng, Zhang Chenghui, Sun Bo, et al. Three-stage collaborative global optimization design method of combined cooling heating and power[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(15): 3785—3794.
- [15] 沈玉明, 胡 博, 谢开贵, 等. 计及储能寿命损耗的孤立微电网最优经济运行[J]. 电网技术, 2014, 38(9): 2372—2378.
- [15] Shen Yuming, Hu Bo, Xie Kaigui, et al. Optimal economic operation of isolated microgrid considering battery life loss[J]. Power System Technology, 2014, 38(9): 2372—2378.
- [16] 马 艳. 基于能耗和成本的资源管理与调度策略研究[D]. 济南: 山东大学, 2012.
- [16] Ma Yan. Research on resource management and scheduling strategy based on energy and cost[D]. Ji'nan: Shandong University, 2012.
- [17] 徐宪东, 贾宏杰, 靳小龙, 等. 区域综合能源系统电/气/热混合潮流算法研究[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(14): 3634—3643.
- [17] Xu Xiandong, Jia Hongjie, Jin Xiaolong, et al. Study on hybrid heat-gas-power flow algorithm for integrated community energy system[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(14): 3634—3643.

INTEGRATED ENERGY SYSTEM OPTIMAL DISPATCHING MODEL CONSIDERING PREDICTION ERRORS

Tian De, Chen Zhonglei, Deng Ying

(State Key Laboratory for Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources, North China Electric Power University, Beijing 102206, China)

Abstract: Considering scheduling algorithms of the IES, achieving the running situation which are reliable and economical under predictive errors. To solve this problem, the processes are as follows: 1) Analyzing the structure and load characteristic of IES; 2) Modeling the scheduling algorithms which have relationship with the operating cost of wind power, photovoltaic, diesel generation and energy storage system; 3) Using the particle swarm optimization to work out the results of an ensample. In conclusion, the model make the system both absorbs volatility of the wind power and achieves economical operation admirably.

Keywords: particle swarm optimization; scheduling algorithms; operating cost; integrated energy system