

兼容需求侧资源的“源-网-荷-储” 协调优化调度模型

曾 鸣¹, 杨雍琦¹, 向红伟^{1,2}, 王丽华¹, 曾 博²

(1. 华北电力大学 经济与管理学院, 北京 102206;

2. 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: 提出通过提高需求侧和供应侧资源的协调可控性来应对当前电力系统双侧随机问题的新思路, 在此基础上设计需求侧响应模型、储能设备充放电模型、风电及光伏发电出力预测模型, 并构建以系统成本及污染排放最小化为目标函数的“源-网-荷-储”优化调度模型及相应的多目标粒子群优化算法。通过算例分析比较有无需求侧资源情况下的系统成本和污染排放, 验证了所提模型和算法的科学性与合理性, 以及需求侧资源在提高系统稳定性、节能减排方面的重要作用。

关键词: 需求侧资源; 双侧随机问题; 多目标粒子群优化算法; 优化; 调度; 负荷管理; 储能

中图分类号: TM 862

文献标识码: A

DOI: 10.16081/j.issn.1006-6047.2016.02.017

0 引言

传统模式下的电力系统是一个“单侧随机系统”, 即用户的用电负荷具有随机性、不可控性, 而发电出力则相对可控^[1-2]。未来随着大量可再生能源发电并网, 发电侧的随机性显著增加, 电力系统即将转变为“双侧随机系统”, 这严重影响了电力系统整体的安全稳定运营。

近年来, 随着需求侧管理工作的深入推广、需求侧管理技术的不断改进, 用户的需求侧响应行为已经使负荷有可能成为一种相对可控的资源^[3]。因此, 降低未来电力系统“双侧随机”特征应当从发电侧和需求侧双侧入手: 一方面, 将需求侧资源视为与供应侧相等价的资源, 通过直接负荷控制、分时电价等手段, 利用用户的可转移负荷、储能、可中断负荷等资源, 做到负荷转移、削峰填谷, 实现用户用电负荷的相对可控; 另一方面, 将灵活的调峰发电机组与风电机组、光伏发电等不可控发电机组相结合, 通过调度手段实现发电侧出力的相对可控。通过以上措施, 能够实现电力系统的双侧协调配合, 在保证电力系统安全稳定运营的基础上, 提高可再生能源发电的

利用效率。

国内外有关需求侧管理的研究主要集中于各类需求侧资源的有效协同^[4-6], 利用需求侧资源提高风电等可再生能源并网消纳^[7-12], 考虑需求侧响应的电力系统安全稳定运行^[13-15]等方面。文献^[16]将分布式发电、负荷、储能3类资源作为广义需求侧资源, 构建了更具弹性的微网运行优化构架。文献^[17]通过识别各类用户的需求侧资源, 利用多层次叠加技术测算得到预测区域内的最大负荷。文献^[18]根据各类需求侧备用资源的性质, 建立了碳排放约束下优化调度的混合整数规划模型。文献^[19]构建了综合考虑需求侧资源及各类供应侧资源的新型机组组合模型。文献^[20]提出了基于尖峰负荷边际能耗的用户侧互动优化调度的互助式节能调度基本框架。

目前, 国内外关于电力系统规划、调度运行等方面的研究主要集中在系统运行和资源优化组合方面, 并未将供需双侧资源的协调可控作为重点研究对象。针对以上研究空白, 本文将首先构建用户需求侧响应模型, 提出直接负荷控制策略和动态分时电价机制, 其次构建包括风电、光伏发电等可再生能源发电在内的多类型发电资源出力模型, 最后构建以成本、污染排放最小化为目标函数的“源-网-荷-储”协调优化调度模型, 通过该模型实现电力系统的双侧协调配合, 并提出相应的多目标粒子群优化算法进行求解, 证明引入需求侧响应对实现电力系统“双侧可控”的优化作用。

1 需求侧响应建模

1.1 直接负荷控制策略

本文将主要采用直接负荷控制 DLC(Direct Load Control)方法及动态分时电价来实现用户的需求侧

收稿日期: 2015-06-01; 修回日期: 2015-12-11

基金项目: 国家软科学研究计划项目(2012GXS4B064); 国家自然科学基金资助项目(51277067, 71271082); 中央高校基本科研业务费专项资金资助项目(2015XS43); 国家电网公司科学技术项目(基于减排目标的全球能源电力需求预测技术和模型研究-子课题2-需求侧管理模拟技术及其仿真应用研究)
Project supported by the National Soft Science Research Plan of China(2012GXS4B064), the National Natural Science Foundation of China(51277067, 71271082), the Fundamental Research Funds for the Central Universities(2015XS43) and the Science and Technology Program of SGCC (Models for Global Power Demand Forecasting based on Carbon Emission Reduction-Sub-theme2-Simulation Technologies for Demand Side Management)

响应过程,下面阐述 DLC 过程。

在日前,电网将公布用电高峰期的供电缺额,用户将向电网提交其每小时负荷削减量及报价,用户的报价为阶梯状,如图 1 所示。 D_{\max}^i 是用户 i 的最大负荷削减量,每一级的削减负荷为 D_k^i ,有一个报价与之相对应,共 n 级,用户的实际负荷削减量为 d_k^i ,按照等级划分其应当归属于第 k 级。当用户负荷削减量为 D_0^i 时,电网调度机构向该用户支付 $p_0^i D_0^i$ 元(削减量小于 D_0^i 时不付费);削减量为 $D_0^i \leq d_k^i \leq D_1^i$ 时,向该用户支付 $(d_k^i - D_0^i)p_1^i + p_0^i D_0^i$ 元,依此类推。电网调度机构将按照用户的报价及负荷削减量,从低到高选择 DLC 对象及其实际负荷削减量,DLC 调用成本可以通过式(1)~(4)来表示。

$$d_k^i \geq D_{\min}^i \quad (1)$$

$$D_{k-1}^i \leq d_k^i \leq D_k^i \quad (2)$$

$$Q_d(i, t) = \sum_{k=0}^n d_k^i \quad (3)$$

$$C_d(i, t) = \begin{cases} p_0^i d_k^i & d_k^i = D_0^i \\ (d_k^i - D_0^i)p_1^i + p_0^i D_0^i & D_0^i < d_k^i \leq D_1^i \\ \sum_{k=0}^{n-1} p_k^i D_k^i + p_k^i (d_k^i - D_{k-1}^i) & D_{k-1}^i < d_k^i < D_k^i, 1 < k < n \\ \sum_{k=0}^n p_k^i D_k^i & d_k^i = D_n^i = D_{\max}^i \end{cases} \quad (4)$$

其中, D_{\min}^i 为用户 i 在时间段 t 所能提供的最小负荷削减量; $Q_d(i, t)$ 为在时间段 t 内,用户 i 的总负荷削减量; $C_d(i, t)$ 为用户 i 削减负荷的支付额; p_k^i 为用户削减负荷报价; D_{\max}^i 为用户 i 的最大负荷削减量。

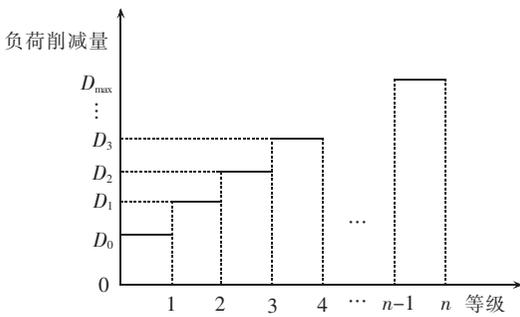


图 1 用户负荷削减量

Fig.1 User load shedding

在用电低谷期,用户的储能设备能够增加用电起到填谷的作用;用电高峰时期,储能设备能够提供出力以满足用户用电需求。用户储能设备调用产生费用的计算方法与 DLC 成本的计算方法相同。电网将在日前公布储能设备调用需求,用户日前需向调度机构上报其储能设备的最大负荷增加值/出力,设为 R_{\max}^i ,并且其储能设备报价为阶梯状,电网调用用户储能设备及可控负荷的成本如式(5)所示。

$$C_R(i, t) = \begin{cases} p_0^{i,r} r_k^i & r_k^i = R_0^i \\ (r_k^i - R_0^i)p_1^{i,r} + p_0^{i,r} R_0^i & R_0^i < r_k^i \leq R_1^i \\ \sum_{k=0}^{n-1} p_k^{i,r} R_k^i + p_k^{i,r} (r_k^i - R_{k-1}^i) & R_{k-1}^i < r_k^i < R_k^i, 1 < k < n \\ \sum_{k=0}^n p_k^{i,r} R_k^i & r_k^i = R_n^i = R_{\max}^i \end{cases} \quad (5)$$

其中, r_k^i 为调用用户储能设施所实际增加的负荷/出力; $p_k^{i,r}$ 为每一阶梯上调用用户储能的支付额; R_k^i 为每一阶梯上用户上报的储能用电功率/出力(小于 R_0^i 不支付); $C_R(i, t)$ 为调用用户储能所带来的支出,为调用成本。

上述报价方法有一个突出的特点:在计算支付额时会重复叠加用户上一阶梯的负荷削减额,即随着用户实际负荷削减量(或储能设备调用)的增加,其在削峰填谷中每多转移 1 MW 负荷所获得的收益是递增的,这将提升用户根据系统运行需求调整负荷的积极性。

1.2 动态分时电价调整策略

除 DLC 策略外,本文还将提出一种动态分时电价调整策略,即在一定弹性范围内,分析电价变化对用户用电负荷变化的影响,以此为依据对每个小时的价格进行动态调整,以求达到相应的负荷变化量,并以此为依据进行负荷调控和系统调度。

电价变化会引起用户用电负荷变化,按照一般经济学理论,弹性越大,每单位电价变化所带来的用电负荷变化也就越大,但是要准确估计与测算这种变化量是非常困难的。本文将引入鲁棒优化方法中用于刻画不确定性的方法来表述需求侧响应的不确定性,其目的不是为了能够准确估计这种变化量,而是根据不同时间段内用户用电负荷的弹性变化范围,计算和设置动态的分时电价,在一定程度上引导用户用电负荷变化,同时使后文的调度模型能够应对各种范围内的需求侧响应弹性不确定性。

首先,本文将借鉴文献[21]和[22]的方法来刻画需求侧响应弹性的不确定性。对于需求侧响应弹性 e_i 具有以下范围估计:

$$e_n \leq e_i \leq e_m \quad (6)$$

其中, e_m 和 e_n 分别为 e_i 的上限和下限。事实上,根据中心极限定理可知 e_i 取上限和下限的概率很小,因此可利用式(7)来表示需求侧响应的不确定性集合,并将表征系统不确定性的参数 ψ 引入:

$$\Pi = \{e_i = e_z + \lambda_i e_j, |\lambda_i| \leq 1; \sum_i |\lambda_i| \leq \psi\} \quad (7)$$

其中, $e_z = 0.5(e_n + e_m)$; $e_j = 0.5(e_m - e_n)$ 。式(7)被称为“预算约束”,而 ψ 被称为不确定性的约束^[22]。 ψ 取值越大,意味着表征需求侧响应弹性不确定性的集合 Π 取值范围扩大,模型的需求侧响应弹性范围扩

大,本文的模型将考虑更为广阔的不确定性。

ψ 的取值范围可由以下几个公式计算而得。此处设 $\varphi_i = \frac{|e_i - e_z|}{e_j}$, 且 φ_i 的标准差和期望分别为 σ 和 μ , 则有:

$$\lim_{I \rightarrow \infty} \sum_{i=1}^I \frac{\varphi_i - I\mu}{\sqrt{I}\sigma} \rightarrow N(0, 1) \quad (8)$$

其中, I 为变量个数; $N(0, 1)$ 为标准正态分布。因此有:

$$\psi = I\mu + \Phi^{-1}(\alpha)\sqrt{I}\sigma \quad (9)$$

式(9)以置信概率 α 成立, 并可以规定 ψ 的取值范围为:

$$\sum_i \frac{|e_i - e_z|}{e_j} \leq \psi \quad (10)$$

设电价发生变化 Δp , 相应地会发生 d_j 的用电需求变化。但是在不同需求侧响应弹性的影响下, 要产生 d_j 的负荷变化, Δp 的取值不同, 根据一般经济学原理, 则有:

$$e_i = -\frac{d_j/Q}{\Delta p/p} \quad (11)$$

其中, e_i 为用电弹性; p 为原电价; Q 为原用电负荷。根据可再生能源发电出力功率变化、火电调峰机组爬坡速率等数据, 确定该时间段需要削减的负荷为 d_j 。式(11)经过变换, 可得:

$$\Delta p = -\frac{pd_j}{e_i Q} \quad (12)$$

2 多类型电源发电出力建模

2.1 光伏发电出力模型

本文的光伏发电出力模型^[23]如式(13)所示。

$$Q_{PV} = LM\theta \quad (13)$$

其中, Q_{PV} 为光伏发电出力功率; L 为太阳辐照度; M 为受光面积; θ 为发电效率, 其主要受到环境温度影响, 计算公式如式(14)所示。

$$\theta = \theta_{TEST} [1 - \phi(T - T_{TEST})] \quad (14)$$

其中, θ_{TEST} 为标准测试条件下的转化功率; ϕ 为功率温度系数; T 为实际温度; T_{TEST} 为测试标准情况下的温度。

式(13)中的太阳辐照度 L 是随机性较强的因素, 本文将利用贝塔分布函数来确定 L 的概率分布, 如式(15)~(17)所示。

$$f_L(L) = \frac{\Gamma(a+b)}{\Gamma(a)\Gamma(b)} \left(\frac{L}{L_{\max}} \right)^{a-1} \left(1 - \frac{L}{L_{\max}} \right)^{b-1} \quad (15)$$

$$a = \mu_{\text{Beta}} \frac{\mu_{\text{Beta}}(1 - \mu_{\text{Beta}})}{\sigma_{\text{Beta}}^2 - 1} \quad (16)$$

$$b = (1 - \mu_{\text{Beta}}) \frac{\mu_{\text{Beta}}(1 - \mu_{\text{Beta}})}{\sigma_{\text{Beta}}^2 - 1} \quad (17)$$

其中, L_{\max} 为太阳辐照度的最大偏差值; μ_{Beta} 和 σ_{Beta} 分别为平均偏差值和标准偏差值。则 Q_{PV} 的概率密

度函数为:

$$f_{PV}(Q_{PV}) = \frac{1}{Q_{PV}^{\max}} \frac{\Gamma(a+b)}{\Gamma(a)\Gamma(b)} \left(\frac{Q_{PV}}{Q_{PV}^{\max}} \right)^{a-1} \left(1 - \frac{Q_{PV}}{Q_{PV}^{\max}} \right)^{b-1} \quad (18)$$

其中, Q_{PV}^{\max} 为光伏发电出力最大值。则光伏发电出力的累积分布函数为:

$$F_{PV}(Q_{PV}) = \int_0^{Q_{PV}} f_{PV}(x) dx \quad (19)$$

2.2 风电出力模型

风电出力与风速直接相关, 目前国内外普遍使用的风机出力测算公式^[23-26]为:

$$Q_W(v) = \begin{cases} 0 & v < v_c, v > v_r \\ Q_r \frac{v - v_c}{v_r - v_c} & v_c \leq v \leq v_r \\ Q_r & v_r \leq v \leq v_f \end{cases} \quad (20)$$

其中, Q_r 为风机的额定功率; v_c 为切入风速; v_r 为额定风速; v_f 为切出风速。

风速 v 是随机性较强的因素, 这里本文将利用韦伯分布来确定 v 的概率分布:

$$f_r(V) = \left(\frac{\pi}{\varphi} \right) \left(\frac{V}{\varphi} \right)^{\pi-1} e^{-(V/\varphi)^\pi} \quad (21)$$

其中, φ 为尺度参数; π 为形状参数; V 为 v 概率密度函数的具体表现形式。

根据式(20)与(21)可以得出风机出力的概率密度函数为:

$$f_W(Q_W) = \begin{cases} \beta [1 - e^{-(V_c/\varphi)^\pi} + e^{-(V_r/\varphi)^\pi}] & Q_W = 0 \\ \beta \left(\frac{k}{\varphi} \right) \left(\frac{\gamma}{\varphi} \right)^{\pi-1} e^{-(\gamma/\varphi)^\pi} & 0 < Q_W < Q_r \\ \beta [e^{-(V_c/\varphi)^\pi} - e^{-(V_r/\varphi)^\pi}] & Q_W = Q_r \end{cases} \quad (22)$$

$$\beta = \frac{V_r - V_c}{Q_r} \quad (23)$$

$$\alpha = V_c + \beta Q_W \quad (24)$$

因此可以求得风机出力的累积分布函数为:

$$F_W(Q_W) = 1 - e^{-[(V_c + \beta Q_W)/\varphi]^\pi} \quad (25)$$

2.3 储能设备充放电模型

储能设备的荷电状态 SOC(State Of Charge)与充放电功率的关系式如下:

$$\text{SOC}_t = \text{SOC}_{t-1} + c_f \lambda \frac{r_k^i \Delta t \kappa}{S_{\max}} \quad (26)$$

其中, SOC_t 为储能设备在时间段 t 的荷电状态; r_k^i 为储能设备的充电功率, 充电时取值为正, 放电取值为负; S_{\max} 为储能设备容量上限; κ 为储能设备充放电效率; λ 为表征储能设备是否启用的变量, 其取值为 1 和 0, 当风电、光伏发电出力骤降, 而火电及备用机组在爬坡速率范围内无法满足负荷时, 调度机构将调用储能设备出力来满足用电负荷, 此时 λ 取值为 1, 若系统负荷过低而风电、光伏出力过高时, 则调用储能设备充电帮助消纳, 此时 λ 取值也为 1; c_f 为储

能设备的控制变量,该变量控制用户端储能设备的充放电行为,其具体取值见式(27)。

$$c_t = \begin{cases} \max[(1-e^{\Delta}), 0] & r_k^i > 0 \\ 1 & r_k^i < 0 \end{cases} \quad (27)$$

$$\Delta = \frac{\text{SOC}_t - \text{SOC}_{\max}}{\frac{r_k^i}{m_s R_{\max}} + \frac{n_s}{m_s}} \quad (28)$$

其中, R_{\max} 为储能设备的额定功率; m_s 和 n_s 为控制储能设备充放电的参数,根据以往文献研究, m_s 取 20.52, n_s 取 0.55^[29]; SOC_{\max} 为储能设备的最大荷电状态。

3 “源-网-荷-储”优化调度模型

3.1 目标函数

本文的优化调度模型将实现 2 个目标:成本最低以及污染气体排放最少。因此优化调度模型将有 2 个目标函数:

$$\min F_1 = \min \left[\sum_m (C_F^m + C_F^{m,o}) G_F^m + \sum_u (C_X^u + C_X^{u,o}) G_X^u + \sum_g C_{PV}^g G_{PV}^g + \sum_f C_W^f G_W^f + C_d(i, t) + C_R(i, t) \right] \quad (29)$$

其中, C_F^m 、 $C_F^{m,o}$ 分别为火电机组 m 的发电成本和运行成本; G_F^m 为火电机组的发电量; G_X^u 为旋转备用机组发电量; C_X^u 和 $C_X^{u,o}$ 分别为旋转备用机组的发电成本及运行成本; C_{PV}^g 和 C_W^f 分别为光伏 g 和风机 f 的发电成本; G_{PV}^g 和 G_W^f 分别为光伏和风电发电量。

$$\min F_2 = \min \sum_{m,u} [(G_F^m + G_X^u)(e_{CS} + e_{CY} + e_{CN})] \quad (30)$$

其中, e_{CS} 、 e_{CY} 、 e_{CN} 分别为 SO_2 、烟尘及氮氧化物的排放系数。

3.2 约束条件

(1) 功率平衡约束条件:

$$\sum_m Q_F^m + \sum_u Q_X^u + \sum_g Q_{PV}^g + \sum_f Q_W^f + \sum_i r_k^i - Q_{\text{LOSS}} = D_{\text{total}} - Q_d(i, t) \quad (31)$$

其中, Q_F^m 、 Q_X^u 、 Q_{PV}^g 、 Q_W^f 分别为火电机组、旋转备用机组、光伏发电机组、风电机组的出力功率; Q_{LOSS} 为输电功率损耗; D_{total} 为系统总负荷。

(2) 发电出力约束:

$$Q_F^{\min} \leq Q_F^m \leq Q_F^{\max} \quad (32)$$

$$Q_{PV}^{\min} \leq Q_{PV}^g \leq Q_{PV}^{\max} \quad (33)$$

$$Q_W^{\min} \leq Q_W^f \leq Q_W^{\max} \quad (34)$$

$$Q_X^{\min} \leq Q_X^u \leq Q_X^{\max} \quad (35)$$

各类发电机组的发电出力不能超过其额定容量,也不能低于下限:

$$-\rho_{F,d} \Delta t \leq \Delta Q_{F,t} \leq \rho_{F,u} \Delta t \quad (36)$$

$$-\rho_{X,d} \Delta t \leq \Delta Q_{X,t} \leq \rho_{X,u} \Delta t \quad (37)$$

其中, $\Delta Q_{F,t}$ 为火电机组的出力变化; $\Delta Q_{X,t}$ 为旋转

备用机组的出力变化; $\rho_{F,u}$ 、 $\rho_{F,d}$ 和 $\rho_{X,u}$ 、 $\rho_{X,d}$ 分别为火电机组和旋转备用机组在单位时间内的最大上升、下降速率; Δt 为这个时段所持续的时间。

条件(36)与(37)代表机组的出力变化需保持在其最大上升和下降速率之间。

需要重点说明的是,清洁能源发电出力随机性较强,在不弃风、不弃光的情况下,只能通过将大量灵活可控的发电机组引入系统中进行调峰,发挥两者之间的互补协调特性,才能实现发电侧出力的协调可控,再配合调用需求侧资源实现用户用电负荷的相对可控,从而实现双方相互适应、相互协调的过程。式(36)和(37)即为表示灵活发电机组出力上升、下降速率的约束条件,这个速率也是表征调峰机组灵活性的重要特征。

(3) 储能出力与容量约束:

$$R_{\min}^i \leq r_k^i \leq R_{\max}^i \quad (38)$$

$$\text{SOC}_{\min} \leq \text{SOC}_t \leq \text{SOC}_{\max} \quad (39)$$

$$r_{k,t}^i t \leq (\text{SOC}_{t-1} - \text{SOC}_{\min}) S_{\max} \quad (40)$$

$$r_{k,t}^i t_{i,t} \leq (1 - \text{SOC}_{t-1}) S_{\max} \quad (41)$$

其中, SOC_{\min} 为储能设备的最小荷电状态; R_{\max}^i 为储能设备 i 的额定功率; t 为时间段; SOC_{t-1} 为时间段 $t-1$ 的荷电状态; $r_{k,t}^i$ 为储能设备 i 在时间段 t 的充放电功率; $t_{i,t}$ 为储能设备 i 在时间段 t 的充放电时间。式(40)中 $r_{k,t}^i$ 为负时,该条件为储能设备在时间段 t 内放电量小于上一阶段储存的电量; $r_{k,t}^i$ 为正时,该条件为储能设备在时间段 t 内充电量约束条件。

(4) 用户负荷削减量:

$$D_{\min}^i \leq d_k^i \leq D_{\max}^i \quad (42)$$

此外,除上述条件外,约束条件还包括表述需求侧响应弹性的约束条件:式(7)、(10)和(12)。

4 动态加权的多目标粒子群优化算法

4.1 算法概述

粒子群优化 PSO (Particle Swarm Optimization) 算法属于进化算法,是从随机解出发,通过迭代寻找最优解的一类算法。本文的模型是一个多目标最优化问题,而传统的粒子群优化算法只能返回一个解,为了求解多目标优化问题,往往通过将每个目标函数加权成一个总目标函数,再用粒子群优化算法求解。

传统粒子群优化算法的流程本文不再赘述,本文所采用的动态加权的多目标粒子群优化算法是通过赋予每个优化目标函数权重 ω_j ($j=1, 2, \dots, n_j, n_j$ 为指标数目),将其聚合成一个总目标函数 F_{total} ,在每次迭代过程 N 中计算粒子 x_i 的函数值:

$$F_{\text{total}}(N) = \sum_{j=1}^n \omega_j(N) f_j[x_i(N)] \quad (43)$$

由于本文的目标函数有 2 个, 权重 $\omega_j(N)$ 的计算公式为:

$$\omega_{F_1}(N) = |\cos(2\pi N/\xi)| \quad (44)$$

$$\omega_{F_2}(N) = 1 - \omega_{F_1}(N) \quad (45)$$

粒子的速度更新公式为:

$$v_{i,N+1} = \zeta(N)v_{i,N} + \varphi_1[\varepsilon_1(P_{\text{best}i} - P_i(N))] + \varphi_2[\varepsilon_2(G_{\text{best}} - P_i(N))] \quad (46)$$

其中, $v_{i,N}$ 为粒子 x_i 本次迭代的速度; ε_1 与 ε_2 为 0~1 之间的随机数; $P_{\text{best}i}$ 为该粒子目前最优位置; G_{best} 为全局最优位置; 本文粒子群优化算法的控制参数为加速常数 $\varphi_1 = \varphi_2 = 1$; 惯性常数 $\zeta(N)$ 随着迭代在 0~1 之间线性递减, 使整个算法的搜索空间随着迭代的进行而不断缩减。

粒子位置更新公式为:

$$P_{i,N+1} = P_{i,N} + v_{i,N+1} \quad (47)$$

通过上述方法不断变化目标函数权重, 粒子群随着权重的变化在 Pareto 最优前沿上移动, 通过这种计算方法, 能够快速地将所有不可行的系统运行方案排除出可行域之外, 从而加快收敛速度。

此外, 本文还将在计算过程中引入存档机制, 用于跟踪目前已找到的非支配解。在多目标优化算法中, 档案的主要用途是跟踪迄今为止找到的所有非支配解。其使用方法与进化算法中的精英策略类似。此外, 为了维护找到的解, 档案通常用于选择全局最优位置和个体最优位置。在存档方法中, 全局最优和个体最优非支配解分别称作全局向导和个体向导^[25]。

引入存档机制后, 能够保证 Pareto 最优解集的多样性, 同时能够在吸引粒子向 Pareto 最优前沿移动的同时, 提高算法的计算速度, 具体计算过程如下。

首先进行参数编码, 算法中每个粒子的维度就是控制变量的个数, 即本文中各类电源的出力功率、负荷变化、储能设备出力等。

$$x = \{x_F, x_W, x_{PV}, x_X, x_{QI}, x_R\} \quad (48)$$

其中, x_F 为火电出力; x_W 为风电出力; x_{PV} 为光伏发电出力; x_X 为旋转备用机组出力; x_{QI} 为负荷变化; x_R 为储能设备出力。

其次, 采用 rand() 命令进行种群初始化^[28], 但是要求初始化后的种群必须满足基本条件, 如机组出力的上下限, 储能设备出力满足出力上下限及容量要求等。

具体计算步骤如下:

a. 令迭代次数 $N=0$, 限定最大迭代次数, 完成种群 P_i 的随机初始化, 根据各约束条件设置粒子的初始位置及初始速度;

b. 设个体极值为 X_i^{pb} , 个体极值的初始值为 X_i^{pb} , 全局极值为 X_i^{gb} , 其初始值为 X_i^{gb} , 计算各粒子的适应度函数值, 形成非支配解集;

c. 更新外部档案集并按照粒子的拥挤距离进行降序排列, 删除超出规模的非支配解;

d. 通过迭代计算, 求得粒子的速度和位置, 并对现有粒子群进行更新, 调整粒子的个体极值 X_i^{pb} ;

e. 将新的非劣解加入到外部档案中, 形成新的外部档案 O_N , 同时计算新的全局极值 X_i^{gb} ;

f. 取 $N=N+1$, 若已达到最大迭代次数, 则终止搜索, 反之则返回步骤 b。

需要重点说明的是, 由于是多目标优化问题, 粒子群优化算法求解所得结果为 Pareto 最优解集, 在这若干个最优解中, 本文选择系统运行成本最小的解为最优解。

4.2 性能测试

结合本文模型的特点, 采用经典的 ZDT-3 测试函数对算法性能进行测试。测试问题如下:

$$\begin{aligned} \min f(x) &= [f_1(x), f_2(x)] \\ f_1(x) &= x_1 \\ f_2(x) &= g(x) \left[1 - \sqrt{\frac{x_1}{g(x)}} - \frac{x_1}{g(x)} \sin(10\pi x_1) \right] \\ g(x) &= 1 + \frac{9}{d-1} \sum_{i=2}^d x_i \end{aligned} \quad (49)$$

测试结果如图 2 所示。

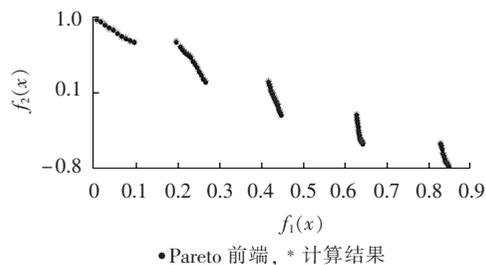


图 2 ZDT-3 测试结果

Fig.2 Results of ZDT-3 test

从图中的测试结果可以看出, 粒子群优化算法测算结果与真实的 Pareto 前端的距离较近, 两者基本重合, 因此本文的多目标粒子群优化算法在求解与测试函数相似的调度模型时性能较好。

5 算例分析

5.1 风电及光伏出力预测

本文将以北某地区为例进行算例分析, 该地区共有风电并网容量 920 MW, 光伏并网容量 450 MW, 根据该地区典型调度日的光照情况, 取 θ 为 19.5%, 贝塔分布的参数 a 为 5, b 为 2。对该地区进行数据分析的基础上, 24 h 太阳辐照度均值及标准差见表 1。

表 1 太阳辐照度均值及标准差

Table 1 Mean and standard deviation of solar irradiance

时间段	均值/(W·m ⁻²)	标准差	时间段	均值/(W·m ⁻²)	标准差
5	13	0.043	13	655	0.249
6	84	0.101	14	538	0.202
7	125	0.131	15	404	0.189
8	275	0.148	16	348	0.154
9	377	0.161	17	224	0.139
10	421	0.192	18	111	0.118
11	548	0.217	19	72	0.062
12	661	0.256			

在风电方面,切入风速取 3.3 m/s,额定风速取 10 m/s,切出风速取 15 m/s。根据累积分布函数计算,典型调度日内,每兆瓦光伏和风电出力功率与累积分布之间的关系见图 3。

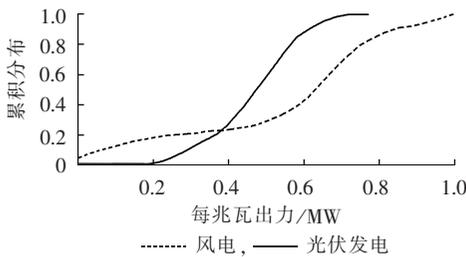


图 3 风电光伏出力与累积分布
Fig.3 CDF of wind power output and photovoltaic power output

运用风电及光伏出力预测模型进行日前发电出力预测,预测结果与实际输出功率见图 4 及图 5。

从预测结果可知,风电及光伏发电出力预测模

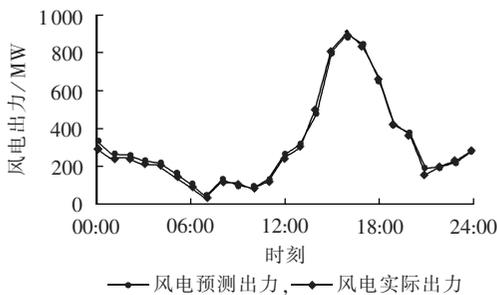


图 4 风电预测出力及实际出力对比
Fig.4 Comparison between predicted and real wind power outputs

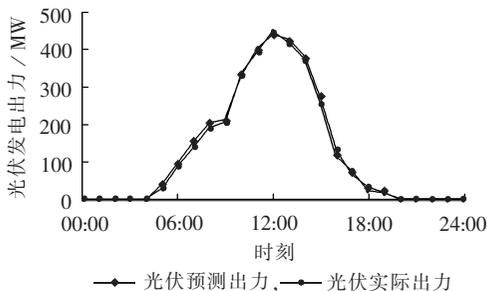


图 5 光伏发电预测出力及实际出力对比
Fig.5 Comparison between predicted and real photovoltaic power outputs

型精度较高,最大误差不超过 10%,可为日前调度提供较为准确的数据支撑。

5.2 调度模型算例分析

在本文所选地区内,火电容量共 3200 MW,风电成本设为 0.47 元/(kW·h),光伏发电成本设定为 0.88 元/(kW·h)。根据 2013 年五大发电集团的社会责任报告, e_{CS} 、 e_{CY} 、 e_{CN} 分别取 1.44 g/(kW·h)、0.22 g/(kW·h)和 1.97 g/(kW·h),线损率取 6.57%。 Q_W^{\min} 、 Q_{PV}^{\min} 、 Q_X^{\min} 、 D_{\min}^i 以及 R_{\min}^i 均为 0, Q_X^{\max} 为 600 MW。该地区最大输电容量能够满足供电需求,机组装机容量能够满足用电需求,因此忽略甩负荷情况。

系统机组数据见表 2,表中 ρ_u 、 ρ_d 分别为机组的上升和下降速率。

表 2 机组数据

Table 2 Data of generators

机组类型	发电成本/[元·(kW·h) ⁻¹]	运行成本/[元·(kW·h) ⁻¹]	最大出力/MW	最小出力/MW	(ρ_u/ρ_d)/ (MW·h ⁻¹)
A	0.22	0.09	300	200	90
B	0.19	0.07	500	300	120
C	0.17	0.05	600	350	150

该地区内的储能设备主要为锂电池集装箱及铅酸蓄电池集装箱,2 类储能设备的具体指标见表 3。从表 3 中数据可以看出,2 类电池都能在 20 ms 内将出力从 0 提升至最大功率,该响应速率能够保证系统安全稳定运行,同时不影响大部分用户用电。

表 3 储能设备数据

Table 3 Data of energy storage devices

参数	锂电池集装箱	铅酸蓄电池集装箱
额定功率/MW	0.5	1
额定容量/(kW·h)	800	500
功率变化速率	10 ms 内 从 0 到 0.5 MW	20 ms 内 从 0 到 1 MW
充放电效率/%	90	95
循环寿命/次	1700	3000
SOC _{max}	0.95	1
SOC _{min}	0.15	0.1

5.2.1 需求侧资源可控性分析

下面将前文所述 DLC 方案和分时电价方案引入模型构建中。该地区原分时电价表如表 4 所示。

表 4 分时电价表

Table 4 TOU prices

用户	电价/[元·(kW·h) ⁻¹]		
	11:00—18:00	06:00—10:00	19:00—23:00 00:00—05:00
大工业	0.65	0.78	0.70
居民	0.45	0.51	0.46
一般工商业	0.61	0.82	0.69

以原分时电价表和 1.1 节中的 DLC 策略为基础,经过本文的调度模型计算,可得每个时间段内负荷变化量如图 6 所示。

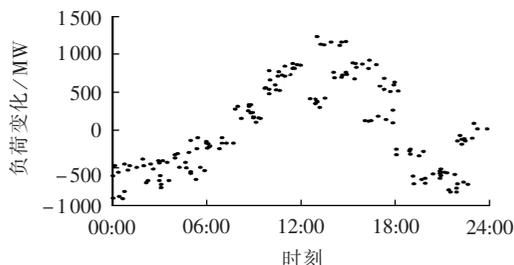


图 6 DLC 策略与原分时电价机制下负荷削减量

Fig.6 Load shedding under DLC and original TOU pricing mechanism

从图 6 中可以看出,只依靠 DLC 和传统的分时电价机制,经过粒子群算法求解所得用户负荷变化量较为分散,即用户用电负荷变化的随机性较强。这说明实施表 1 分时电价机制的情况下,并不能准确估计由于电价变化而带来的负荷变化值,因此负荷的可控性也就较差。

根据国内外相关研究及本地区历史负荷特性,本文将用户的用电需求弹性范围定为 $0.04 \leq e_i \leq 0.1$,因此 ψ 取值为 6,弹性范围较大,用户需求侧响应的不确定性也较高。经过模型计算设计相应的动态分时电价调整策略,一个典型调度日内的分时电价见图 7。

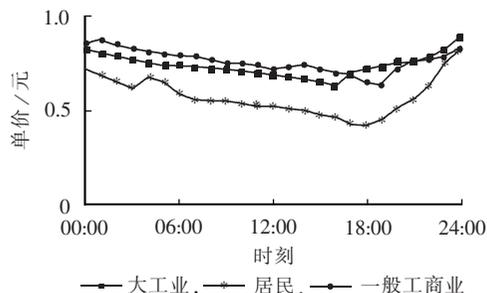


图 7 动态分时电价策略

Fig.7 Dynamic TOU pricing mechanism

以动态分时电价策略和 DLC 策略为基础,经过本文的调度模型计算,可得每个时间段的负荷变化量如图 8 所示。

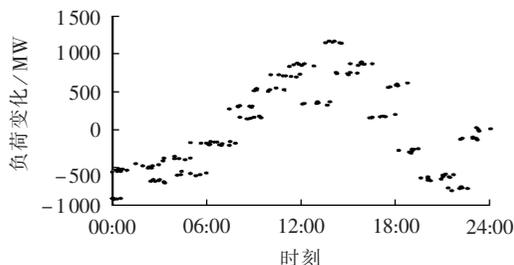


图 8 DLC 策略与动态分时电价策略下负荷削减量

Fig.8 Load shedding under DLC and dynamic TOU pricing mechanism

从图 8 可以看出,在本文的 DLC 策略与动态分时电价策略影响下,与图 6 相比,负荷削减量的收敛性良好,随机性显著降低,这也证明动态分时电价策

略能够根据用户的用电弹性范围调整电价,将用户的负荷变化量控制在一定的预期范围内,较为准确地预估由于电价变化带来的负荷变化,从而实现用电负荷的相对可控。

同时,各时间段负荷削减量及其平均支付额如表 5 所示。

表 5 各时间段负荷削减量及其平均支付额

Table 5 Load shedding and average payment for different periods

时段	负荷削减量/MW	支付额/[元·(kW·h) ⁻¹]
06:00—07:00	10.25	0.83
18:00—19:00	5.24	1.25
19:00—20:00	7.20	0.98
20:00—21:00	6.20	0.77
21:00—22:00	2.77	0.63

5.2.2 系统调度算例分析

采用本文提出的调度模型及调度算法,运用 MATLAB 软件进行测算可得,在未调用需求侧资源的情况下,负荷曲线及各类型机组出力如图 9 所示。

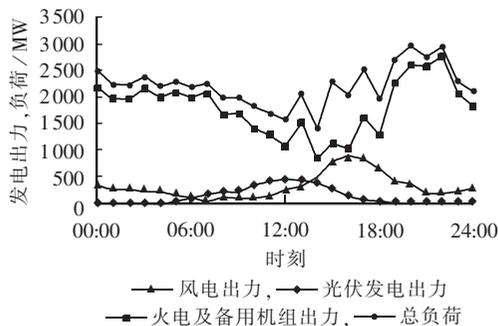


图 9 未调用需求侧资源情况下机组出力及负荷

Fig.9 Power outputs and load,when demand-side resource is not invoked

从图 9 中可以看出,风电及光伏具有明显的反负荷调节特性,这使得火电机组频繁改变出力,并需要调用备用机组,这将增加系统的运行成本,也不利于系统的安全稳定运行。

利用本文构建的模型,在考虑需求侧资源调用、储能设备调用的情况下,通过多目标粒子群算法求解,各时间段机组出力优化结果见图 10。从图中可以看出,优化结果收敛到最优折面上,从这个优化结果折面的特征来看,通过用户侧的负荷调控及火电、

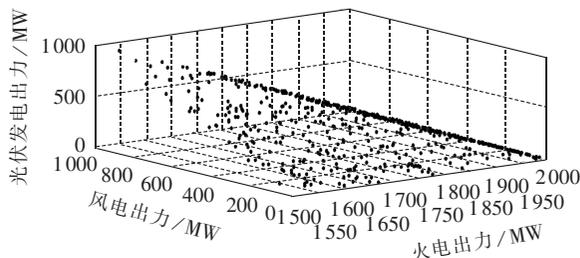


图 10 发电出力计算结果

Fig.10 Result of power output calculation

风电、光伏发电机组的协调互补,火电机组并未进行深度调峰的情况下能够满足各时间段的用电负荷。

根据模型计算,调用需求侧资源情况下的机组出力及负荷如图 11 所示,风电及光伏发电的反负荷调节特性改善情况如图 12 所示。

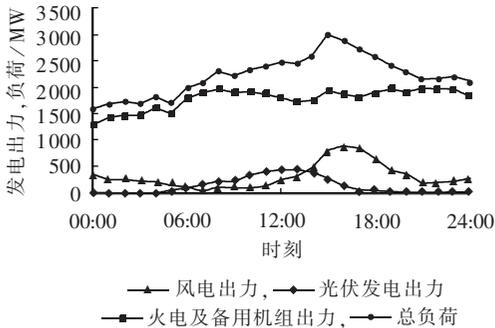


图 11 调用需求侧资源情况下机组出力及负荷
Fig.11 Power outputs and load,when demand-side resource is invoked

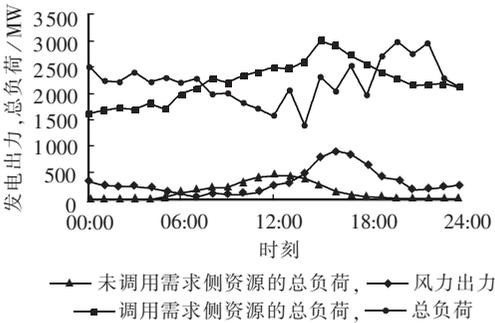


图 12 风电光伏出力及负荷对比图
Fig.12 Comparison among wind power output, photovoltaic power output and loads

从调用需求侧资源情况下的各机组发电出力及总负荷情况来看,在实施 DLC 及动态分时电价调整策略的情况下,风电及光伏出力的反负荷调节特性显著改善,15:00—18:00 的风电出力高峰期也是用电负荷高峰期,风电的反负荷调节特性显著降低,10:00—14:00 的光伏发电出力高峰期也不再与负荷低谷期相对应,在这种情况下,火电及备用出力相对平稳,提高了系统的安全稳定性。

由于与火电及备用机组相比,储能设备发电量较小,在图 11 与图 12 中单独列示并不明显,因此储能设备充放电情况见图 13,调用储能设备的支付额见图 14。

从图 13 及图 14 可以看出,储能设备能够在较小的范围内进行充放电来协调光伏发电以及风电出力不足。但是由于其调用成本较高,因此可调控范围较小,无法达到与动态分时电价相同的效果,目前尚不能完全替代调峰机组的作用,但是可用于补充协调光伏及风电的出力波动。储能具有响应速度快、灵活性高、可控性好等优点,能够在短时间内迅

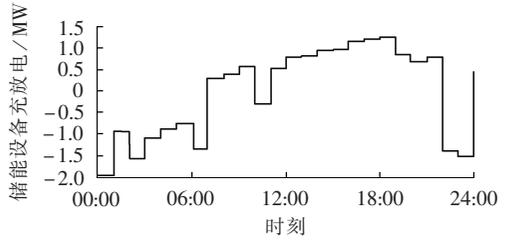


图 13 储能设备充放电情况
Fig.13 Charging and discharging of energy storage device

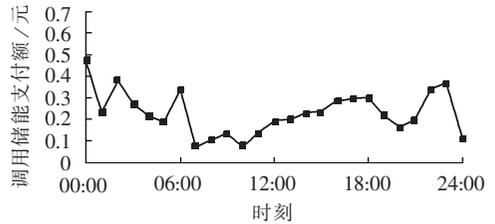


图 14 储能设备调用及其平均支付额

Fig.14 Payments for energy storage device invoking

速满足用电负荷,因此待储能设备成本降低后,将是未来应对系统双侧随机问题的重点发展方向。

5.2.3 成本分析

2 种情况下系统总成本对比见表 6,气体排放量见表 7。

表 6 总成本对比

Table 6 Comparison of total cost 元

情况	发电成本	运行成本	DLC 成本	储能成本	系统总成本
调用需求侧资源	52983.11	14141.35	28369.51	6375.9	101869.87
未调用需求侧资源	56632.81	49633.15	0	0	106265.96

表 7 污染排放对比

Table 7 Comparison of pollution emission

情况	气体排放量/kg		
	SO ₂	烟尘	氮氧化物
调用需求侧资源	53.51	8.28	83.99
未调用需求侧资源	68.21	10.83	90.29

从 2 种情况下的系统运行总成本对比可以看出,调用需求侧资源时,系统总成本降低 4 396.09 元,无论是系统成本还是污染排放,调用需求侧资源都要明显优于未调用需求侧资源。

综上所述,本文所构建的动态分时电价调整策略和 DLC 策略能够提高用户用电负荷的可控性,通过调整电价和削减负荷能够将用户的负荷降低或提高到预期水平;另一方面通过调峰机组、风电、光伏发电之间的协调配合,实现供需双侧资源的协调可控,降低了系统运行成本和污染排放,提高了系统的安全可靠性。

6 结论

风电、光伏等可再生能源发电的反负荷调节特

性是造成当前可再生能源发电并网消纳难题的重要原因。本文通过 DLC、分时电价等手段,将需求侧视为与供应侧相等价的资源,实现用电负荷的相对可控。同时构建了“源-网-荷-储”协调优化调度模型,通过相对可控的发电出力来满足用户的用电需求,从而实现供需双侧协调可控。

通过算例分析结果证明,在调度需求侧资源的情况下,本文的“源-网-荷-储”优化协调调度模型能够有效降低系统总成本,提高系统运行的安全稳定性,达到了预期效果。后续研究应集中在需求侧资源的优化组合利用及在线调度系统研发方面,同时还需要将博弈论、宏观经济学引入模型构建中,重点研究和分析动态分时电价策略下用户用电成本效益以及全社会成本效益。

参考文献:

- [1] 王珂,姚建国,姚良忠,等. 电力柔性负荷调度研究综述[J]. 电力系统自动化,2014,38(20):127-135.
WANG Ke,YAO Jianguo,YAO Liangzhong,et al. Survey of research on flexible loads scheduling technologies[J]. Automation of Electric Power Systems,2014,38(20):127-135.
- [2] ZENG Ming,XUE Song,MA Mingjuan,et al. Historical review of demand side management in China:management content,operation mode,results assessment and relative incentives[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews,2013,25:470-482.
- [3] 田世明,王蓓蓓,张晶. 智能电网条件下的需求响应关键技术[J]. 中国电机工程学报,2014,34(22):3576-3589.
TIAN Shiming,WANG Beibei,ZHANG Jing. Key technologies for demand response in smart grid[J]. Proceedings of the CSEE,2014,34(22):3576-3589.
- [4] LÓPEZ M A, DE LA TORRE S,MARTÍN S,et al. Demand-side management in smart grid operation considering electric vehicles load shifting and vehicle-to-grid support[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems,2015,64:689-698.
- [5] NANDKISHOR K,NARAYANA P P,HARI O G. Multi-objective demand side management solutions for utilities with peak demand deficit[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems,2014,55:612-619.
- [6] 高赐威,李倩玉,李慧星,等. 基于负荷聚合商业的需求响应资源整合方法与运营机制[J]. 电力系统自动化,2013,37(17):78-86.
GAO Ciwei,LI Qianyu,LI Huixing,et al. Methodology and operation mechanism of demand response resources integration based on load aggregator[J]. Automation of Electric Power Systems,2013,37(17):78-86.
- [7] JAMSHID A,MOHAMMAD-IMAN A. Demand response in smart electricity grids equipped with renewable energy sources;a review [J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews,2013,18:64-72.
- [8] WANG Beibei,DENNICE F G,LIU Xiaocong,et al. Optimal siting and sizing of demand response in a transmission constrained system with high wind penetration[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems,2015,68:71-80.
- [9] TORSTEN B,JASON F,FRANCIS T,et al. Modeling framework and validation of a smart grid and demand response system for wind power integration[J]. Applied Energy,2014,113:199-207.
- [10] PADDY F,COLIN F. Demand side management of industrial electricity consumption:promoting the use of renewable energy through real-time pricing[J]. Applied Energy,2014,113:11-21.
- [11] NADALI M,TAPAN K S,MEHDI E. Modelling demand response aggregator behavior in wind power offering strategies[J]. Applied Energy,2014,133:347-355.
- [12] WANG Xiaonan,AHMET P,EL-FARRA N H. Operational optimization and demand response of hybrid renewable energy systems[J]. Applied Energy,2015,143:324-335.
- [13] LIU G,TOMSOVIC K. Robust unit commitment considering uncertain demand response[J]. Electric Power Systems Research,2015,119:126-137.
- [14] MAGNAGO F H,ALEMANY J,LIN J. Impact of demand response resources on unit commitment and dispatch in a day-ahead electricity market[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems,2015,68:142-149.
- [15] NISHANT M,NIKOLAI A S,SCOTT B,et al. Safe control of thermostatically controlled loads with installed timers for demand side management[J]. Energy Conversion and Management,2014,86:784-791.
- [16] 邢龙,张沛超,方陈,等. 基于广义需求侧资源的微网运行优化[J]. 电力系统自动化,2013,37(12):7-12,133.
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):7-12,133.
- [17] 曾鸣,李娜,王涛,等. 兼容需求侧资源的负荷预测新方法[J]. 电力自动化设备,2013,33(10):59-62,73.
ZENG Ming,LI Na,WANG Tao,et al. Load forecasting compatible with demand-side resources[J]. Electric Power Automation Equipment,2013,33(10):59-62,73.
- [18] 刘晓,艾欣,杨俊. 考虑未来碳排放交易的需求侧备用竞价与调度模式设计[J]. 电力系统自动化,2011,35(2):38-42.
LIU Xiao,AI Xin,YANG Jun. Design of demand side reserve bid-scheduling strategy considering future carbon emission trading[J]. Automation of Electric Power Systems,2011,35(2):38-42.
- [19] 张宁,胡兆光,周滢慧,等. 考虑需求侧低碳资源的新型模糊双目标机组组合模型[J]. 电力系统自动化,2014,38(17):25-30.
ZHANG Ning,HU Zhaoguang,ZHOU Yuhui,et al. A novel fuzzy bi-objective unit commitment model considering demand side low-carbon resources[J]. Automation of Electric Power Systems,2014,38(17):25-30.
- [20] 李俊雄,黎灿兵,曹一家,等. 面向智能电网的互动式节能调度初探[J]. 电力系统自动化,2013,37(8):20-25.
LI Junxiong,LI Canbing,CAO Yijia,et al. Preliminary investigation on interactive energy-saving dispatch oriented to smart grid [J]. Automation of Electric Power Systems,2013,37(8):20-25.
- [21] 魏鞞,刘锋,梅生伟. 电力系统鲁棒经济调度(一)理论基础[J]. 电力系统自动化,2013,37(17):37-43.
WEI Wei,LIU Feng,MEI Shengwei. Robust and economical scheduling methodology for power systems part one:theoretical foundations[J]. Automation of Electric Power Systems,2013,37(17):37-43.
- [22] 魏鞞,刘锋,梅生伟. 电力系统鲁棒经济调度(二)应用实例[J]. 电力系统自动化,2013,37(18):60-67.

- WEI Wei,LIU Feng,MEI Shengwei. Robust and economical scheduling methodology for power systems part two:application examples[J]. Automation of Electric Power Systems,2013,37(18):60-67.
- [23] 李丹,刘俊勇,刘友波,等. 风电接入后考虑抽蓄-需求响应的多场景联合安全经济调度模型[J]. 电力自动化设备,2015,35(2):28-34.
- LI Dan,LIU Junyong,LIU Youbo,et al. Joint secure & economic dispatch considering wind power,pumped storage and demand response[J]. Electric Power Automation Equipment,2015,35(2):28-34.
- [24] 王蓓蓓,刘小聪,李扬. 面向大容量风电接入考虑用户侧互动的系统日前调度和运行模拟研究[J]. 中国电机工程学报,2013,33(22):35-44.
- WANG Beibei,LIU Xiaocong,LI Yang. Day-ahead generation scheduling and operation simulation considering demand response in large-capacity wind power integrated systems[J]. Proceedings of the CSEE,2013,33(22):35-44.
- [25] 牛林华,龚庆武,黄炳翔,等. 大规模风电接入下的电气火电力系统联合优化调度[J]. 电力自动化设备,2015,35(11):52-58.
- NIU Linhua,GONG Qingwu,HUANG Bingxiang,et al. Optimal dispatch of wind-gas-coal power generation system with large-scale wind farm[J]. Electric Power Automation Equipment,2015,35(11):52-58.
- [26] 谢应昭,卢继平. 含风储混合系统的多目标机组组合优化模型及求解[J]. 电力自动化设备,2015,35(3):18-26.
- XIE Yingzhao,LU Jiping. Multi-objective unit commitment optimization model including hybrid wind-storage system and its solution[J]. Electric Power Automation Equipment,2015,35(3):18-26.
- [27] 李振坤,陈星莺,余昆,等. 配电网重构的混合粒子群算法[J]. 中国电机工程学报,2008,28(31):35-41.
- LI Zhenkun,CHEN Xingying,YU Kun,et al. Hybrid particle swarm optimization for distribution network reconfiguration[J]. Proceedings of the CSEE,2008,28(31):35-41.
- [28] 张晓庆. 基于改进粒子群算法的电力系统经济调度计算研究[D]. 哈尔滨:哈尔滨理工大学,2014.
- ZHANG Xiaoqing. Study on the calculation of economic dispatch of power system based on improved particle swarm optimization algorithm[D]. Harbin:Harbin University of Science and Technology,2014.
- [29] MAURIZIO D,DAVIDE F,MARCO M,et al. Energy storage for PV power plant dispatching[J]. Renewable Energy,2015,80:61-72.

作者简介:



曾鸣

曾鸣(1957—),男,山西太原人,教授,博士研究生导师,主要从事电力规划、电力技术经济、新能源电力系统规划、需求侧管理、综合资源规划等方面的研究工作(E-mail:zengmingbj@vip.sina.com);

杨雍琦(1990—),男,山东济南人,博士研究生,主要从事需求侧管理、电力技术经济方面的研究工作;

向红伟(1968—),男,湖南澧县人,博士研究生,主要从事电力技术经济、新能源电力系统规划方面的研究工作。

Optimal dispatch model based on coordination between “generation-grid-load-energy storage” and demand-side resource

ZENG Ming¹, YANG Yongqi¹, XIANG Hongwei^{1,2}, WANG Lihua¹, ZENG Bo²

(1. School of Economics and Management, North China Electric Power University, Beijing 102206, China;

2. State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources, North China Electric Power University, Beijing 102206, China)

Abstract: A concept of improving the controllability of the coordination between demand-side and generation-side resources is proposed to cope with the bilateral randomness problem of power system, based on which, the demand-side response model, the SOC model of energy storage device and the power output prediction model of wind farm and photovoltaic station are established. An optimal generation-grid-load-energy storage system dispatch model with the minimum system cost and pollution emission as its objective is built and the corresponding multi-objective particle swarm optimization algorithm is proposed. The case analysis is carried out to compare the system cost and pollution emission between with and without the demand-side resource, which verifies the scientificity and rationality of the proposed model and algorithm and the important role of demand-side resource in system stability improvement, energy saving and emission reduction.

Key words: demand-side resource; bilateral randomness problem; multi-objective particle swarm optimization algorithm; optimization; dispatch; electric load management; energy storage