

基于 Stackelberg 模型的主动配电网动态电价需求响应设计

黄 伟, 李玟萱, 车文学

(华北电力大学电气与电子工程学院, 北京市 102206)

摘要: 传统价格型需求响应(DR)可能造成负荷弹性不大的用户用电成本的增加,为此提出了一种基于 Stackelberg 模型的主动配电网(ADN)动态电价 DR 方案,确保用户参与 DR 的收益。将负荷分为代理负荷和非代理负荷两类,通过 DR 代理调控代理负荷,利用动态博弈理论下的 Stackelberg 模型分析 DR 代理与 ADN 的互动过程,求解 Stackelberg 均衡得到 DR 代理与 ADN 的均衡策略,即动态电价与负荷安排。最后,采用 IEEE 6 节点的算例证明了所提出的 DR 设计在限制用户电费支出方面的有效性。

关键词: 需求响应; 动态电价; Stackelberg 模型; 主动配电网

0 引言

作为未来智能电网的重要组成部分,主动配电网(active distribution network, ADN)强调对配电网中的可控资源进行主动管理和主动控制,以提高配电网运行的可靠性和经济性^[1],而需求响应(demand response, DR)正是 ADN 对于需求侧资源进行主动管理的有效手段。DR 能够削峰填谷,延缓电网升级并有效降低电网运行费用。根据用户不同的响应方式,DR 可划分为 2 种类型:价格型 DR(price-based demand response, PBDR)和激励型 DR(incentive based demand response, IBDR)^[2]。尽管 IBDR 为电网调度提供了便利,但考虑到用户是 DR 的重要参与方,其响应方式及参与响应的收益需要被重视,因此本文所提的 DR 方案是 PBDR。

近年来,国内外对于 PBDR 已有大量研究^[3-8]。文献[3]通过自定义的价值,对比了普通经济调度与加入 PBDR 后的电网运行对发电公司和用户的影响。文献[4-5]研究了负荷与负荷服务商(load serving entity, LSE)之间的互动过程,文献[4]将其等效为一个双层优化问题,文献[5]设计了优化互动机制来解决该问题。文献[6]应用分布式算法解决用户与能源提供商通过智能电表进行的实时电价和电量信息的双向通信问题。动态博弈理论中的 Stackelberg 模型也在研究智能电网下的能量管理方面得到了大量应用^[9-21]。在 Stackelberg 模型中

通常存在领导者(leader)和追随者(follower),通过分别构造领导者和追随者的效用函数来分析二者间的动态决策过程。在应用 Stackelberg 博弈模型的文献中,有的利用 Karush-Kuhn-Tucker(KKT)条件将追随者的效用函数转化为约束,从而将问题转化为单层规划问题来解决^[15-16];有的通过求解 Stackelberg 均衡来分析领导者和追随者的最优策略^[10-11,17-21]。在不同的应用场景下,通常选择不同的领导者和追随者。如文献[11]考虑在智能家居的环境下,以用户能量管理中心(energy management center)为领导者,以用电设备为追随者,通过 1 个领导者-N 个追随者的 Stackelberg 模型建立了“虚拟电价”的交易机制。文献[19]分析在多微网互联的地区内各微网间的能量交互过程,将存在能量盈余的微网看做领导者,将存在能量缺额的微网看做追随者。文献[20]考虑在存在热电联供和自备光伏设备的用户的微网中,以微网的管理者为领导者,以自备光伏设备的用户为追随者,研究微网中的能量管理机制。

传统的 PBDR,如分时电价(time-of-use pricing, TOU)、实时电价(real-time pricing, RTP)和尖峰电价(critical peak pricing, CPP)等,尽管能够充分利用需求价格弹性(price elasticity of demand)来激励用户响应,但对于可调负荷和可平移负荷较少的用户来说,其支付的用电费用可能上升,从而影响用户参与 DR 项目的积极性。本文提出一种基于动态电价的 DR 方式,对动态响应电价进行限制,确保用户参与 DR 项目支付的电费不高于不参与 DR 项目支付的电费,以提高用户参与 DR

项目的积极性。利用 Stackelberg 模型对基于动态电价的 DR 方式进行建模,构造全新的用户不满意程度函数,通过求解 Stackelberg 均衡得到动态电价和最优负荷安排。与以往利用 Stackelberg 模型分析能量管理的文献不同的是,本文并非在特定的场景下考虑某种具体负荷的用电特性,而是通过负荷代理的方式考虑负荷的综合特性,此设计具有普适性。

1 ADN 动态电价 DR 框架

ADN 统筹供电侧和用电侧资源来实现功率平衡。考虑 ADN 内存在多种电能来源,ADN 可以从主网购电,也可以向新能源发电企业等第三方实体购买可再生能源(renewable energy sources, RES),如光伏、风电等,ADN 还拥有各种可控分布式电源(DG)的使用权,如微型燃气轮机、柴油发电机、燃料电池等。ADN 根据电价信息、负荷预测信息及 RES 出力预测等,通过主动配电管理系统(active distribution management system, ADMS)^[22-23]进行优化计算得出日前动态电价^[4,24],并作为 DR 的价格信号发布给用电侧。

用户根据自己的需求将负荷分为代理负荷和非代理负荷。代理负荷为用户对其运行要求不严格,具有可转移或可削减特性的负荷,包括可调整负荷(adjustable loads)和可平移负荷(shiftable loads)^[25],通过高级通信、量测系统以及智能控制终端设备,用户将其控制权委托给 DR 代理,DR 代理通过与用户签订合同获得部分电力终端设备的用电决策权。基于成熟智能电表技术的应用,用户可将所有代理负荷委托给一个 DR 代理,也可根据不同 DR 代理的特性将不同的用电设备委托给不同的 DR 代理。DR 代理是 DR 资源的整合者,其作用是整合分散的 DR 资源来参与电力系统运营^[26]。DR 代理可以是传统意义上的配电公司,也可以是代表单一类型或多种类型负荷的第三方企业^[6]。DR 代理根据 ADMS 发布的日前动态电价优化代理负荷的用电安排。非代理负荷为用户完全掌握其控制权且必须在特定的时间段内供电的负荷。

在 ADN 的条件下,基于高级计量架构(advanced metering infrastructure, AMI)的动态电价 DR 能够实现业务全过程的自动化,具体表现为信息交互化、决策智能化和执行自动化^[27-30]。信息交互化指供需双方能够及时、方便地进行电价和需求等信息的交换,是 ADN 的 DR 的实现前提。决策智能化体现在系统侧和用户侧针对 DR 事件的科学决策,是实现 DR 决策过程自动化并保障方案有效性、科学性的必备条件。执行自动化是 ADN 动

态电价 DR 的直观特征,主要体现在用户侧的响应过程自动执行,无需人工介入。

ADN 动态电价 DR 框架如图 1 所示。

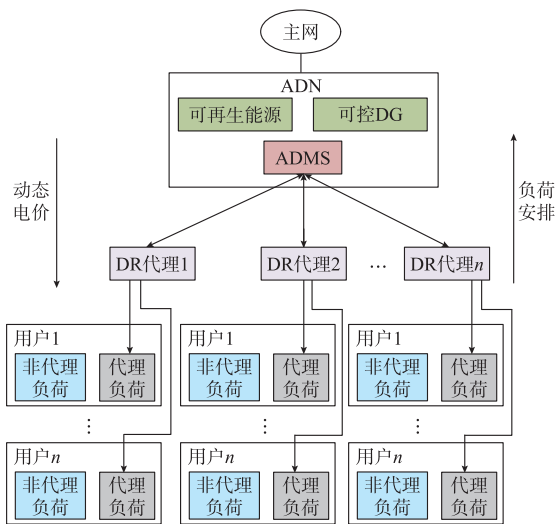


图 1 ADN 动态电价 DR 框架

Fig.1 Framework of dynamic pricing DR design for ADN

2 ADN 动态电价 DR 的 Stackelberg 模型

Stackelberg 模型是用来解决决策存在先后顺序的动态博弈模型。通常 Stackelberg 模型中存在领导者和追随者,博弈的过程是领导者先决定自己的决策,追随者根据领导者的决策做出使自身利益最大的决策。ADMS 与 DR 代理间的电价与用电安排的互动过程可以等效为 Stackelberg 模型,ADMS 为 Stackelberg 模型中的领导者,其策略为日前动态电价,DR 代理为 Stackelberg 模型中的追随者,其策略为代理负荷的用电安排。ADMS 先发布日前动态电价,DR 代理再根据所发布的电价进行代理负荷的用电安排,认为二者都是理性的,即都追求自身利益的最大化。

2.1 DR 代理(追随者)效用函数

构造 DR 代理效用函数 u_{DRd} 如下:

$$u_{DRd} = \sum_{t=1}^T (c_{d,t}^{DR} L_{d,t} + c_t^F L_{d,t}^F + \omega \varphi(L_{d,t})) \quad (1)$$

式中: $c_{d,t}^{DR}$ 为第 d 个 DR 代理在 t 时段代理负荷 DR 的单位电费; $L_{d,t}$ 为第 d 个 DR 代理在 t 时段安排的代理负荷; c_t^F 为非代理负荷在 t 时段的单位电费; $L_{d,t}^F$ 为第 d 个 DR 代理所服务的用户在 t 时段的非代理负荷总量; T 为所取时间段数,本文取时间间隔为 1 h, $T=24$; ω 为不满意程度函数 $\varphi(L_{d,t})$ 在 DR 代理效用函数 u_{DRd} 中的权重。式中等号右侧前两项分别为代理负荷和非代理负荷的电费支出,最后

一项为用户不满意度分量^[11, 31]。

根据文献[7, 11, 31], 用户不满意度函数 $\varphi(L_{d,t})$ 应是一个关于 $L_{d,t}$ 的单调递减函数, 且当实际电量等于理想电量需求值 $L_{d,\text{mid}}$ 时, $\varphi(L_{d,t})$ 为零; 当实际电量小于理想电量需求值 $L_{d,\text{mid}}$ 时, 不满意度函数 $\varphi(L_{d,t})$ 值为正, 表示负荷需求未得到满足, 且随着 $L_{d,t}$ 的减小, $\varphi(L_{d,t})$ 增长更快; 当实际电量大于理想电量需求值 $L_{d,\text{mid}}$ 时, 不满意度函数 $\varphi(L_{d,t})$ 值为负, 表示负荷需求得到满足, 且随着 $L_{d,t}$ 的增加, $\varphi(L_{d,t})$ 减小缓慢, 表示用户的满意度已饱和。 $\varphi(L_{d,t})$ 的性质总结见附录 A 表 A1。

构造用户不满意度函数 $\varphi(L_{d,t})$ 如下:

$$\varphi(L_{d,t}) = -\beta_d L_{d,\text{mid}} \ln \left(\frac{\sin\left(\frac{L_{d,t}}{L_{d,\text{mid}}} - 2 + \frac{\pi}{2}\right)}{\sin\left(-1 + \frac{\pi}{2}\right)} \right) \quad \frac{1}{2} < \frac{L_{d,t}}{L_{d,\text{mid}}} < 2, \beta_d > 0 \quad (2)$$

式中: β_d 为 DR 代理的优先级参数, 不同 DR 代理拥有不同的 β_d 值, 优先级越高的 DR 代理其 β_d 值越大。

对用户用电体验影响较大的负荷和重要负荷应具有较大的 β_d 值, DR 代理根据所代理用户的综合负荷特性, 通过历史负荷数据及用户调查结果^[31] 设置 β_d 值。图 2 展示了不同 β_d 值下的不满意度函数。

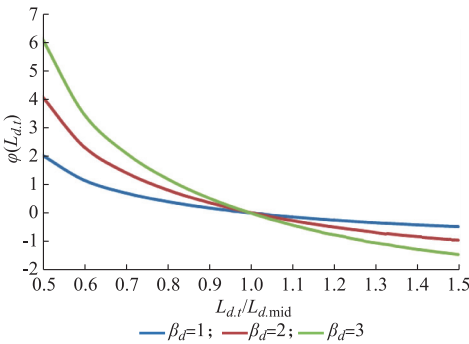


图 2 不同 β_d 值的 $\varphi(L_{d,t})$
Fig.2 $\varphi(L_{d,t})$ with different β_d

DR 代理的目标是使自身的效用函数最小, 定义 DR 代理的策略为 $L_d = \{L_{d,1}, L_{d,2}, \dots, L_{d,24}\}$, 则对于 DR 代理来说, 其最优策略是式(3)所示优化问题的解。

$$\begin{cases} \min u_{\text{DRd}}(\bar{c}_d^{\text{DR}}, L_d) \\ \text{s.t.} & L_{d,t}^{\min} \leq L_{d,t} \leq L_{d,t}^{\max} \\ & \sum_{t=1}^T L_{d,t} \geq L_{d,\text{min}} \end{cases} \quad (3)$$

式中: \bar{c}_d^{DR} 为已知的 DR 动态电价; $L_{d,t}^{\max}$ 和 $L_{d,t}^{\min}$ 分别为 DR 代理各时段代理负荷安排上、下限; $L_{d,\text{min}}$ 为 DR 代理全天代理负荷量最小值。

DR 代理的策略集可表示为:

$$\Omega_{\text{DRd}} = \left\{ L_d \mid L_d \in \mathbf{R}^{24}, L_{d,t}^{\min} \leq L_{d,t} \leq L_{d,t}^{\max}, \sum_{t=1}^T L_{d,t} \geq L_{d,\text{min}} \right\} \quad (4)$$

2.2 ADMS(领导者)效用函数

构造 ADMS 的效用函数 u_{ADMS} 为:

$$u_{\text{ADMS}} = u_{\text{profit}} - u_{\text{cost}} - u_{\text{PAR}} \quad (5)$$

$$u_{\text{profit}} = \sum_{t=1}^T \sum_{d=1}^D (c_{d,t}^{\text{DR}} L_{d,t} + c_t^{\text{F}} L_{d,t}^{\text{F}}) \quad (6)$$

式中: u_{profit} 为电费收入, 其为代理负荷和非代理负荷用电所上交的电费和; u_{cost} 为成本; u_{PAR} 为峰均比分量; D 为 DR 代理个数。

ADMS 的成本 u_{cost} 可表示为:

$$u_{\text{cost}} = \sum_{t=1}^T \left(p_t^{\text{G}} c_t^{\text{G}} + \sum_{i=1}^{N_{\text{RES}}} p_{i,t}^{\text{RES}} c_{i,t}^{\text{RES}} + \sum_{i=1}^{N_{\text{DG}}} C_i(p_{i,t}) \right) \quad (7)$$

式中: p_t^{G} 为 t 时段从主网购电量; c_t^{G} 为 t 时段从主网购电的单位电费; $p_{i,t}^{\text{RES}}$ 为 t 时段 RES 发电量; $c_{i,t}^{\text{RES}}$ 为 RES 购电的单位电费; $C_i(p_{i,t})$ 为 t 时段第 i 个可控 DG 的发电成本; N_{RES} 和 N_{DG} 分别为 ADN 内 RES 和可控 DG 的数量。

本文考虑三种可控 DG, 即微型燃气轮机、柴油发电机和燃料电池, 其发电成本根据文献[32]分别表述如下。

微型燃气轮机的发电成本为:

$$C_i(p_{i,t}) = C_{\text{MTG},1} + C_{\text{MTG},2} \quad (8)$$

$$C_{\text{MTG},1} = \sum_{t=1}^T \left(C_{\text{MTG}} \frac{1}{H_{\text{LHV}} \eta_{\text{MTG}}} p_{i,t} \right) \quad (9)$$

$$\eta_{\text{MTG}} = 0.075 \cdot 3 \left(\frac{\sum_{t=1}^T p_{i,t}}{65} \right)^3 - 0.309 \cdot 5 \left(\frac{\sum_{t=1}^T p_{i,t}}{65} \right)^2 +$$

$$0.417 \cdot 4 \left(\frac{\sum_{t=1}^T p_{i,t}}{65} \right) + 0.10 \quad (10)$$

$$C_{\text{MTG},2} = \sum_{t=1}^T (k_{\text{MTG}} p_{i,t}) \quad (11)$$

式中: $C_{\text{MTG},1}$ 为微型燃气轮机的燃料成本; $C_{\text{MTG},2}$ 为微型燃气轮机的污染物排放成本和运行维护成本; C_{MTG} 为微型燃气轮机采用的燃料气体的单价; H_{LHV} 为天然气的低热热值; η_{MTG} 为微型燃气轮机的效率; k_{MTG} 为微型燃气轮机的污染物排放成本和运行维护成本总的折算系数。

柴油发电机的发电成本为:

$$C_i(p_{i,t}) = C_{\text{DEG},1} + C_{\text{DEG},2} \quad (12)$$

$$C_{\text{DEG},1} = \sum_{t=1}^T (a_{\text{DEG}} + b_{\text{DEG}} p_{i,t} + c_{\text{DEG}} p_{i,t}^2) \quad (13)$$

$$C_{\text{DEG},2} = \sum_{t=1}^T (k_{\text{DEG}} p_{i,t}) \quad (14)$$

式中: $C_{\text{DEG},1}$ 为柴油发电机的燃料成本; $C_{\text{DEG},2}$ 为柴油发电机的污染物排放成本和运行维护成本; a_{DEG} , b_{DEG} , c_{DEG} 为柴油发电机耗量特性函数的参数; k_{DEG} 为柴油发电机污染物排放成本和运行维护成本总的折算系数。

燃料电池的发电成本为:

$$C_i(p_{i,t}) = C_{\text{FC},1} + C_{\text{FC},2} \quad (15)$$

$$C_{\text{FC},1} = \sum_{t=1}^T \left(C_{\text{FC}} \frac{1}{H_{\text{LHV}}} \frac{p_{i,t}}{\eta_{\text{FC}}} \right) \quad (16)$$

$$\eta_{\text{FC}} = \sum_{t=1}^T (0.0023 p_{i,t} + 0.6735) \quad (17)$$

$$C_{\text{FC},2} = \sum_{t=1}^T (k_{\text{FC}} p_{i,t}) \quad (18)$$

式中: $C_{\text{FC},1}$ 为燃料电池的燃料成本; $C_{\text{FC},2}$ 为燃料电池的污染物排放成本和运行维护成本; C_{FC} 为燃料电池采用的燃料气体的单价; k_{FC} 为燃料电池的污染物排放成本和运行维护成本总的折算系数。

峰均比分量 u_{PAR} 表示由于负荷波动而产生的额外运营成本,通过 24 h 内负荷峰均比与系数 μ 的乘积来衡量,其表达式为:

$$u_{\text{PAR}} = \mu \frac{24 \max_{d=1}^D \sum_{t=1}^{24} (L_{d,t}^{\text{F}} + L_{d,t})}{\sum_{t=1}^{24} \sum_{d=1}^D (L_{d,t}^{\text{F}} + L_{d,t})} \quad (19)$$

ADMS 的目标是使 ADN 的效用函数最大,因此对于 ADMS 来说其最优策略是式(20)优化问题的解。

$$\begin{cases} \max u_{\text{ADMS}}(c_d^{\text{DR}}, \{\bar{L}_d\}) \\ \text{s.t. } 0 \leq c_{d,t}^{\text{DR}} \leq c_t^{\text{F}} \end{cases} \quad (20)$$

式中: $\{\bar{L}_d\}$ 表示已知的所有 DR 代理的负荷安排集合。

定义 ADMS 的策略为 $c^{\text{DR}} = \{c_1^{\text{DR}}, c_2^{\text{DR}}, \dots, c_d^{\text{DR}}\}$, 则其策略集可以表示为:

$$\Omega_{\text{ADMS}} = \{c^{\text{DR}} \mid c^{\text{DR}} \in \mathbf{R}^{24 \times D}, 0 \leq c_{d,t}^{\text{DR}} \leq c_t^{\text{F}}\} \quad (21)$$

2.3 约束条件

1) 功率平衡约束

功率平衡约束只考虑有功功率平衡,即

$$p_t^{\text{G}} + \sum_{i=1}^{N_{\text{DG}}} p_{i,t} + \sum_{i=1}^{N_{\text{RES}}} p_{i,t}^{\text{RES}} - \sum_{d=1}^D (L_{d,t}^{\text{F}} + L_{d,t}) = 0 \quad \forall t \quad (22)$$

2) 从主网购电约束

$$0 \leq p_t^{\text{G}} \leq p_t^{\text{G,max}} \quad \forall t \quad (23)$$

式中: $p_t^{\text{G,max}}$ 为 ADN 与主网连接点的功率交换限值。

3) RES 出力约束

$$0 \leq p_{i,t}^{\text{RES}} \leq p_{i,t}^{\text{RES,max}} \quad \forall t \quad (24)$$

式中: $p_{i,t}^{\text{RES,max}}$ 为 t 时段各 RES 的最大出力。

4) 可控 DG 出力约束

$$0 \leq p_{i,t} \leq p_i^{\text{max}} \quad \forall t \quad (25)$$

式中: p_i^{max} 为各可控 DG 最大出力。

3 ADN 动态电价 DR 模型求解

3.1 ADN 动态电价 DR 运行流程

根据 ADMS 和 DR 代理的效用函数和策略集, ADN 动态电价 DR 运行流程如下。

步骤 1: ADMS(领导者)发布日前动态电价,即 ADMS 的策略 $c^{\text{DR}} = \{c_1^{\text{DR}}, c_2^{\text{DR}}, \dots, c_d^{\text{DR}}\}$ 。

步骤 2: DR 代理(追随者)根据自己的效用函数,从其策略集中确定其最优反应策略 $L_d(c_d^{\text{DR}}) = \{L_{d,1}, L_{d,2}, \dots, L_{d,24}\}$ 并上报给 ADMS。

步骤 3: ADMS(领导者)根据 DR 代理(追随者)的最优反应策略及自身效用函数,再确定自身最优策略。

步骤 4: 重复步骤 1 至步骤 3,直到 ADMS 和 DR 代理不再改变各自策略。

3.2 Stackelberg 均衡

Stackelberg 博弈的最优结果即 Stackelberg 均衡^[11-13,33]。Stackelberg 均衡为 ADMS(领导者)在 DR 代理(追随者)的最优反应策略的基础上选择使自身效用函数最大的策略,而 DR 代理(追随者)的最优反应策略为在已知 ADMS(领导者)策略的基础上使自己效用函数最小的策略。定义 Stackelberg 均衡如下。

定义 以 $L = \{L_1, L_2, \dots, L_d\}$ 表示所有 DR 代理的策略集,以 $c^{\text{DR}*}$ 表示 ADMS 的 Stackelberg 均衡策略,以 L^* 表示所有 DR 代理的 Stackelberg 均衡策略集,则 Stackelberg 均衡策略集 $(c^{\text{DR}*}, L^*)$ 是式(26)优化问题的最优解。

$$\begin{cases} (c^{\text{DR}*}, L^*) = \operatorname{argmax} u_{\text{DMS}}(c^{\text{DR}}, L^*) \\ \text{s.t. } L_d^* = \operatorname{argmin} u_{\text{DR}d}(c^{\text{DR}}, L_d) \end{cases} \quad (26)$$

3.3 Stackelberg 均衡的存在性和唯一性

根据 Stackelberg 模型的运行流程, Stackelberg 均衡可通过逆序归纳法^[10-11,17,34]求解。首先根据 DR 代理的效用函数求出各 DR 代理的最优反应策

略,根据 DR 代理的最优反应策略及 ADMS 的效用函数即可求出 ADMS 的最优策略,即 Stackelberg 均衡。针对该 Stackelberg 博弈模型提出如下定理。

定理 满足如下条件时,该 Stackelberg 博弈模型存在唯一的 Stackelberg 均衡,即①ADMS 和 DR 代理策略空间是非空、闭的、有界的凸集;②针对 ADMS 的每一个 DR 电价,DR 代理都有唯一的最优策略;③ADMS 对于 DR 代理的每一个策略都有唯一的最优策略。

证明如下。

1)由式(4)和式(21)可知,ADMS 和 DR 代理的策略集都是非空、闭的、有界的凸集,因此定理的第 1 个条件满足。

2)针对 ADMS 的每一个 DR 电价求 DR 代理的最优反应策略。首先求 u_{DRd} 对于 $L_{d,t}$ 的一阶偏导数,即

$$\frac{\partial u_{DRd}}{\partial L_{d,t}} = c_{d,t}^{DR} - \frac{\omega\beta_d}{L_{d,\text{mid}}} \cot\left(\frac{L_{d,t}}{L_{d,\text{mid}}} - 2 + \frac{\pi}{2}\right) \quad (27)$$

令式(27)为 0,求得 DR 代理的最优反应策略为:

$$L_{d,t}(c_i^{DR}) = L_{d,\text{mid}} \left(\text{arccot}\left(\frac{L_{d,\text{mid}}c_{d,t}^{DR}}{\omega\beta_d}\right) + 2 - \frac{\pi}{2} \right) \quad (28)$$

u_{DRd} 二阶偏导数为:

$$\frac{\partial^2 u_{DRd}}{\partial^2 L_{d,t}} = \frac{\omega\beta_d}{L_{d,\text{mid}}^2} \text{scs}^2\left(\frac{L_{d,t}}{L_{d,\text{mid}}} - 2 + \frac{\pi}{2}\right) \quad (29)$$

式(29)的值总为正,所以 DR 代理的效用函数为凸函数,且式(4)定义的 DR 代理策略集为凸集,则式(28)即为 DR 代理唯一的最优反应函数。

3)将 DR 代理的最优反应函数式(28)代入 ADMS 的效用函数式(5)可得:

$$\begin{aligned} u_{ADMS} = & \sum_{i=1}^T \left[c_i^F L_i^F + \right. \\ & \left. \sum_{d=1}^D c_{d,t}^{DR} L_{d,\text{mid}} \left(\text{arccot}\left(\frac{L_{d,\text{mid}}c_{d,t}^{DR}}{\omega\beta_d}\right) + 2 - \frac{\pi}{2} \right) \right] - \\ & \sum_{i=1}^T \left(p_i^G c_i^G + \sum_{i=1}^{N_{RES}} p_i^{RES} c_i^{RES} + \sum_{i=1}^{N_{DG}} C_i(p_{i,t}) \right) - \\ & 24 \max_{d=1}^D (L_{d,t}^F + L_{d,t}) \\ & \mu \frac{\sum_{t=1}^{24} \sum_{d=1}^D (L_{d,t}^F + L_{d,t})}{\sum_{t=1}^{24} \sum_{d=1}^D (L_{d,t}^F + L_{d,t})} \quad (30) \end{aligned}$$

求 u_{ADMS} 的二阶导数可得:

$$\frac{\partial^2 u_{ADMS}}{\partial c_{d,t}^{DR} \partial c_{p,t}^{DR}} = \begin{cases} -\frac{2L_{d,\text{mid}}^2 \omega^3 \beta_d^3}{[(\omega\beta_d)^2 + (c_{d,t}^{DR} L_{d,\text{mid}})^2]^2} & d=p \\ 0 & d \neq p \end{cases} \quad (31)$$

u_{ADMS} 的海森矩阵的所有对角元素都为负,而非对角元素都为 0,则 u_{ADMS} 的海森矩阵为严格负定矩阵,即 ADMS 的效用函数为一个凹函数,且式(21)定义的 ADMS 的策略集为凸集,因此式(20)表示的优化问题是一个凸规划问题,且存在唯一的解。

根据以上证明,本文设计的 ADN 动态电价 DR 模型存在唯一的 Stackelberg 均衡,即可通过逆序归纳法求得 ADMS 和 DR 代理的 Stackelberg 均衡策略。

4 算例分析

4.1 算例基础数据

本文算例采用文献[4]中的 IEEE 6 节点 ADN 为例进行分析,其电气结构见附录 A 图 A1,通过节点 1 与主网相连,忽略连接点功率交换限值的变化,即 $p_i^{G,\text{max}} = p^{G,\text{max}}$,且不考虑各线路的容量问题及网损;节点 1 同时连接一个光伏发电装置,假设 ADMS 能够准确预测 RES 出力及非代理负荷,且 RES 满出力,光伏预测出力见附录 A 图 A2。节点 3 和节点 4 分别连接 DR 代理,考虑用户各时段代理负荷理想电量需求值不变,DR 代理参数设置见附录 A 表 A2,并设置 $L_{d,\text{min}} = 0.8 \times 24L_{d,\text{mid}} = 76.8 \text{ MW} \cdot \text{h}$,用户非代理负荷如附录 A 图 A2 所示。节点 2,5,6 分别连接三种可控 DG,DG1 为微型燃气轮机,DG2 为柴油发电机,DG3 为燃料电池,DG 参数及系统参数参照文献[5,11,32]设置见附录 A 表 A3。从主网购电的分时电价 c_i^G 、非代理负荷分时电价 c_i^F 及参数 ω 设置见附录 A 表 A4。

4.2 算例结果分析

根据式(22)至式(26)、式(28)和式(30),采用 LINGO 计算得到在 Stackelberg 均衡时两个 DR 代理的负荷安排和动态电价如图 3 所示。由图 3 可知,由于 DR 代理 1 的 β_d 值大于 DR 代理 2,即 DR 代理 1 的优先级高于 DR 代理 2,因此 DR 代理 1 的电价在各时段均不高于 DR 代理 2,且 DR 代理 1 各时刻的负荷安排不低于 DR 代理 2。

在 21:00—22:00 和 22:00—23:00 两个时段内,DR 代理 1 实时电价不同,但负荷安排相同,这是由于这两个时段设置了不同的 ω 值,由于 22:00—23:00 时段内的 ω 值大于 21:00—22:00 时段内的 ω 值,即 22:00—23:00 时段的用户满意度在 DR 代理的效用函数中所占比重更大,因此 DR 代理 1 在 22:00—23:00 时段内的电价低于 21:00—22:00 时段。

表 1 对比了两个 DR 代理 24 h 参与该 DR 项目和不参与 DR 项目代理负荷支付的电费。代理负荷不参与 DR 项目支付的电费根据代理负荷的理想需求电量及分时电价计算。参与本文设计的 DR 项目后,DR 代理 1 和 DR 代理 2 均在增加负荷需求的基础上减小了电费支出,证明了本文设计的初衷,即保证用户在参与 DR 项目的条件下不增加电费的支出。

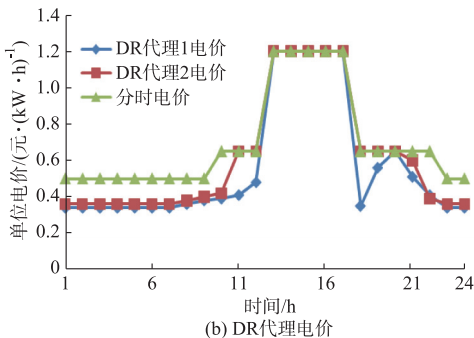
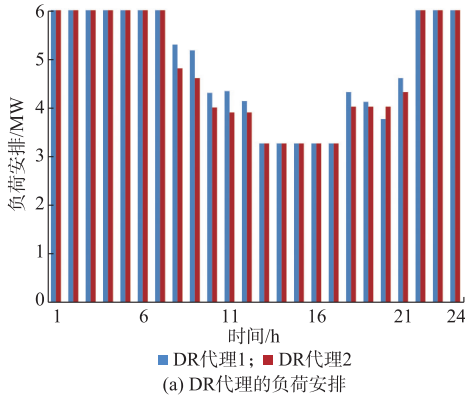


图 3 24 h 的 DR 代理负荷安排和 DR 代理电价
Fig.3 Load arrangement and price of 24 h DR agent

表 1 是否参与 DR 项目电费支出对比
Table 1 Electricity expenditure comparison with and without participating in DR projects

DR 代理	参与 DR 项目		未参与 DR 项目	
	支付电费/ 万元	负荷量/ (MW·h)	支付电费/ 万元	负荷量/ (MW·h)
1	6.12	126.32	6.68	96
2	6.60	121.89	6.68	96

图 4 展示了实施本文设计的 DR 项目和未实施 DR 项目日负荷曲线的变化。未实施 DR 时,峰荷出现在 13:00—14:00 时段,参与 DR 后,峰荷转移至 18:00—19:00 时段,并由 19.80 MW 下降至 18.93 MW,下降 4.4%。

ADN 的收益在实施本文设计的 DR 后由未实施 DR 项目时的 3.11 万元变为 3.37 万元。实施 DR 后,部分代理负荷被转移到用电低谷时段,不仅减小

了 ADN 的购电成本,也进一步通过降低负荷峰均比而减小了 ADN 由于负荷波动而造成的运营成本,可见本文设计的 DR 方式并不影响 ADN 的收益,有利于 DR 在 ADN 中的实施和推广。

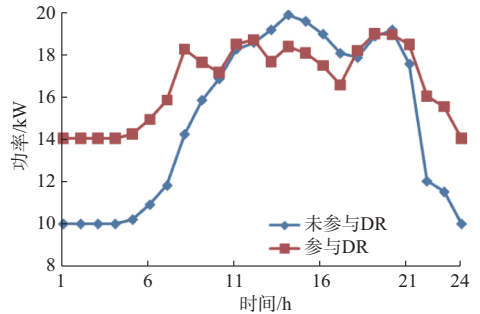


图 4 日负荷曲线对比
Fig.4 Comparison of daily load curves

DG 出力安排见附录 A 图 A3,由于不考虑 DG 的最小运行时间、最小停机时间和爬坡速率等约束,DG 仅在峰荷时安排出力,以缓解负荷高峰时向主网的购电压力。

5 结语

为确保用户参与 DR 的收益,本文设计了一种 PBDR 方式,通过负荷代理的方式考虑负荷的综合特性,利用 Stackelberg 模型建立了 ADN 与 DR 代理间的互动模型,求解模型所得 Stackelberg 均衡能够充分调动用户参与 DR 的积极性,有利于 DR 发挥其作为负荷侧可调资源的优势。基于本文设计的 DR 方式,模型仅考虑了 DR 代理的综合负荷特性,而未涉及用户间代理负荷的分配问题。在 DR 代理获益的基础上,无论 DR 代理采用简单地按比例分配还是按照用户优先级分配或其他合理的分配方式,均可保证用户参与 DR 的收益。此外,本文假设负荷预测和 RES 出力的预测是准确的,而实际对于存在不确定因素的量进行精确预测是困难的,因此本文未来的研究方向是利用不确定性优化方法(如模糊规划和鲁棒优化等)对模型进行完善。

附录见本刊网络版 (<http://www.aeps-info.com/aeps/ch/index.aspx>)。

参考文献

[1] 尤毅,刘东,于文鹏,等.主动配电网技术及其进展[J].电力系统自动化,2012,36(18):10-16.
YOU Yi, LIU Dong, YU Wenpeng, et al. Technology and its trends of active distribution network[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(18): 10-16.

- [2] 张钦,王锡凡,王建学,等.电力市场下需求响应研究综述[J].电力系统自动化,2008,32(3):97-107.
ZHANG Qin, WANG Xifan, WANG Jianxue, et al. Survey of demand response research in deregulated electricity markets[J]. Automation of Electric Power Systems, 2008, 32(3): 97-107.
- [3] ZHU Quanyan, SAUER P, BAŞAR T. Value of demand response in the smart grid[C]// 2013 IEEE Power and Energy Conference at Illinois, February 22-23, 2013: 76-82.
- [4] NGUYEN D T, NGUYEN H T, LONG B L. Dynamic pricing design for demand response integration in power distribution networks[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2016, 31(5): 3457-3472.
- [5] NGUYEN D T, LE L B. Optimal bidding strategy for microgrids considering renewable energy and building thermal dynamics [J]. IEEE Trans on Smart Grid, 2014, 5(4): 1608-1620.
- [6] 王珂,刘建涛,姚建国,等.基于多代理技术的需求响应互动调度模型[J].电力系统自动化,2014,38(13):121-127.DOI:10.7500/AEPS20131016002.
WANG Ke, LIU Jiantao, YAO Jianguo, et al. A multi-agent based interactive scheduling model considering demand response [J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(13): 121-127. DOI: 10.7500/AEPS20131016002.
- [7] SAMADI P, MOHSENIAN-RAD A H, SCHOBER R, et al. Optimal real-time pricing algorithm based on utility maximization for smart grid[C]// 2010 First IEEE International Conference on Smart Grid Communications, October 4-6, 2010: 415-420.
- [8] 王康琪.智能电网环境中基于动态价格的需求响应策略[D].合肥:中国科学技术大学,2014.
- [9] NEKOEI E, ALPCAN T, CHATTOPADHYAY D. Game-theoretic frameworks for demand response in electricity markets [J]. IEEE Trans on Smart Grid, 2015, 6(2): 748-758.
- [10] YANG Jie, ZHANG Guoshan, MA Kai. Demand response based on Stackelberg game in smart grid[C]// Proceedings of the 32nd Chinese Control Conference, July 26-28, 2013: 8820-8824.
- [11] YU M, HONG S H. A real-time demand-response algorithm for smart grids: a Stackelberg game approach[J]. IEEE Trans on Smart Grid, 2016, 7(2): 879-888.
- [12] MENG F L, ZENG X J. A Stackelberg game-theoretic approach to optimal real-time pricing for the smart grid[J]. Soft Computing, 2013, 17(12): 2365-2380.
- [13] MAHARJAN S, ZHU Q, ZHANG Y, et al. Dependable demand response management in the smart grid: a Stackelberg game approach[J]. IEEE Trans on Smart Grid, 2013, 4(1): 120-132.
- [14] CHEN J, YANG B, GUAN X. Optimal demand response scheduling with Stackelberg game approach under load uncertainty for smart grid[C]// 2012 IEEE Third International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm), November 5-8, 2012, Taiwan, China: 546-551.
- [15] ASIMAKOPOULOU G E, DIMEAS A L, HATZIARGYRIOU N D. Leader-follower strategies for energy management of multi-microgrids[J]. IEEE Trans on Smart Grid, 2013, 4(4): 1909-1916.
- [16] WEI W, LIU F, MEI S. Energy pricing and dispatch for smart grid retailers under demand response and market price uncertainty[J]. IEEE Trans on Smart Grid, 2015, 6(3): 1364-1374.
- [17] JIA L, TONG L. Dynamic pricing and distributed energy management for demand response[J]. IEEE Trans on Smart Grid, 2016, 7(2): 1128-1136.
- [18] MAHARJAN S, ZHU Q, ZHANG Y, et al. Demand response management in the smart grid in a large population regime[J]. IEEE Trans on Smart Grid, 2016, 7(1): 189-199.
- [19] LEE J, GUO J, CHOI J K, et al. Distributed energy trading in microgrids: a game-theoretic model and its equilibrium analysis [J]. IEEE Trans on Industrial Electronics, 2015, 62(6): 3524-3533.
- [20] MA L, LIU N, ZHANG J, et al. Energy management for joint operation of CHP and PV prosumers inside a grid-connected microgrid: a game theoretic approach [J]. IEEE Trans on Industrial Informatics, 2016, 62(5): 1930-1942.
- [21] TUSHAR W, CHAI B, YUEN C, et al. Three-party energy management with distributed energy resources in smart grid [J]. IEEE Trans on Industrial Electronics, 2015, 62(4): 2487-2498.
- [22] 余南华,钟清.主动配电网技术体系设计[J].供用电,2014(1): 33-35.
YU Nanhua, ZHONG Qing. Design of active distribution network technology system [J]. Distribution & Utilization, 2014(1): 33-35.
- [23] 陈炯聪,宋旭东,余南华.主动配电网及其关键技术研究[J].广东电力,2014(10):79-83.
CHEN Jiongcong, SONG Xudong, YU Nanhua. Research on active power distribution network and key technology [J]. Guangdong Electric Power, 2014(10): 79-83.
- [24] BORENSTEIN S, HOLLAND S. On the efficiency of competitive electricity markets with time-invariant retail prices [J]. Rand Journal of Economics, 2005, 36(3): 469-493.
- [25] 符杨,蒋一鑫,李振坤,等.计及可平移负荷的微网经济优化调度[J].中国电机工程学报,2014,34(16):2612-2620.
FU Yang, JIANG Yiliu, LI Zhenkun, et al. Optimal economic dispatch for microgrid considering shiftable loads [J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(16): 2612-2620.
- [26] 高赐威,李倩玉,李慧星,等.基于负荷聚合商业务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.
- [27] 盛万兴, 史常凯, 孙军平, 等. 智能用电中自动需求响应的特征及研究框架[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(23): 1-7. SHENG Wanxing, SHI Changkai, SUN Junping, et al. Characteristics and research framework of automated demand response in smart utilization[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(23): 1-7.
- [28] PIETTE M A, SEZGEN O, WATSON D S, et al. Development and evaluation of fully automated demand response in large facilities [EB/OL]. [2016-11-05]. <http://digital.library.unt.edu/ark:/67531/metadc778011/>.
- [29] 赵波, 王财胜, 周金辉, 等. 主动配电网现状与未来发展[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(18): 125-135. DOI: 10.7500/AEPS20131218007. ZHAO Bo, WANG Caisheng, ZHOU Jinhui, et al. Present and future development trend of active distribution network[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(18): 125-135. DOI: 10.7500/AEPS20131218007.
- [30] 王成山, 王丹, 周越. 智能配电系统架构分析及技术挑战[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(9): 2-9. DOI: 10.7500/AEPS20141202002. WANG Chengshan, WANG Dan, ZHOU Yue. Framework analysis and technical challenges to smart distribution system [J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(9): 2-9. DOI: 10.7500/AEPS20141202002.
- [31] YANG P, TANG G, NEHORAI A. A game-theoretic approach for optimal time-of-use electricity pricing[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2013, 28(2): 884-892.
- [32] 窦鹏冲, 李鹏. 计及微网实时电价的并网运行控制策略[J]. 电网与清洁能源, 2014(8): 8-12. DOU Pengchong, LI Peng. Grid-connected operation control strategy with microgrid real-time price considered[J]. Power System and Clean Energy, 2014(8): 8-12.
- [33] CHEN C, KISHORE S, SNYDER L V. An innovative RTP-based residential power scheduling scheme for smart grids [C]// 2011 IEEE International Conference on Acoustics, May 22-27, 2011, Prague, Czech Republic: 5956-5959.
- [34] 李光久, 李昕. 博弈论简明教程[M]. 镇江: 江苏大学出版社, 2013: 85-92.

黄伟(1962—), 男, 博士, 教授, 主要研究方向: 电力系统规划与可靠性, 电力系统分析、运行与控制。E-mail: huangwei@ncepu.edu.cn

李玟莹(1991—), 女, 通信作者, 硕士研究生, 主要研究方向: 博弈论在电力系统中的应用、电力市场等。E-mail: ddmmndh@163.com

车文学(1991—), 女, 硕士研究生, 主要研究方向: 海上风电、微网、主动式配电网等。

(编辑 孔丽蓓)

Stackelberg Model Based Dynamic Pricing Demand Response Design for Active Distribution Network

HUANG Wei, LI Minxuan, CHE Wenxue

(School of Electrical and Electronic Engineering, North China Electric Power University, Beijing 102206, China)

Abstract: As traditional price-based demand response (DR) may increase the electricity cost for some customers with small flexible loads this paper presents a dynamic pricing DR scheme for active distribution network (ADN) with the help of Stackelberg model to ensure cost saving for users in the DR program. The loads of users are divided into two types, namely, fixed loads and shiftable loads. Shiftable loads are assumed to be aggregated by DR agents and the Stackelberg model is formulated to capture the interaction between the ADN and DR agents where ADN is the leader and DR agents are the followers. The existence of a unique Stackelberg equilibrium that provides optimal energy demand and optimal pricing is demonstrated. Numerical results show that the proposed DR design is effective in helping customers save cost.

Key words: demand response (DR); dynamic pricing; Stackelberg model; active distribution network (ADN)