

Contents lists available at ScienceDirect

Engineering



journal homepage: www.elsevier.com/locate/eng

Research Active Support of Power System to Energy Transition—Article

基于分布式可交易能源机制的光伏与储能联动产消者的市场运营策略

侯鹏^a,杨光亚^{a,*},胡俊杰^b, Philip J. Douglass^c,薛禹胜^d

^a Technical University of Denmark, Kongens Lyngby 2800, Denmark

^b School of Electrical and Electronic Engineering, North China Electric Power University, Beijing 102206, China

^c Danish Energy, Frederiksberg 1900, Denmark

^d State Grid Electric Power Research Institute, Naniing 211106, China

ARTICLE INFO	摘要		
Article history: Received 20 October 2020 Revised 7 September 2021 Accepted 12 November 2021 Available online 5 March 2022 关键词 需求侧管理 能源产销者 可交易能源 集电商 电网安全性	太阳能光伏(PV)和电池存储系统成本的下降正在推动其在住宅配电系统中的应用。在住宅配电系统 中,越来越多的消费者正在成为产消者。伴随这一趋势的是家庭能源管理系统(HEMS)的潜在推广,它 为生产者提供了一种应对能源价格、天气和能源需求等外部因素的手段。然而,产消者的经济运行会影 响电网安全,尤其是在能源价格极低或极高的情况下。因此,设计一个能够满足配电系统中关键利益相 关者(即网络运营商,产消者和集电商)利益的框架至关重要。本文提出了一种新的基于交易能量(TE)		
	 的操作框架。在此框架下,集电商通过协商过程与配电网运营商交互以确保网络安全;而在较低级别,产 消者通过 HEMS 将其调度提交给集电商。如果网络安全面临风险,集电商将向产消者发送代表安全成本 (CoS)的额外价格成分,以刺激进一步的响应。仿真结果表明,所提出的框架能够有效保证配电系统中 集电商和产消者的经济运行,同时保持电网安全。 © 2022 THE AUTHORS. Published by Elsevier LTD on behalf of Chinese Academy of Engineering and Higher Education Press Limited Company. This is an open access article under the CC BY-NC-ND license 		

(http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/).

1. 引言

分布式能源(DER)的激增正在导致电力系统运行的 范式转变。出于经济原因,房屋所有者越来越多地投资于 住宅太阳能光伏(PV)和电池存储[1]。然而太阳能光伏 发电和居民用能需求的不确定性对配电系统的安全运行提 出了挑战。利用分布式能源的灵活性来缓解潜在的拥塞和 电压违规问题, 被认为是一种有前途的经济解决方案, 引 起了全世界的关注。

可交易能源(TE)代表了以货币价值为唯一媒介的

一组技术,可以促进智能设备的相互协调并平衡不同利益 相关者的利益[2]。早期的TE技术主要是在假设消费者具 有价格响应能力的基础上,将价格信号直接应用于电网服 务的消费者,以减轻网络拥塞或不平衡现象,此种设计简 单明了,但消费者的反应并不可靠,可能会产生"回扣" (kick-back)效应[3]。因此在后续工作中消费者行为被进 一步建模,参考文献[4]考虑了不同的能量向量,提出了 一种针对大多数常见家用电器的优化调度模型。在文献 [5]中,商业建筑等能源消费者的市场参与机制被发展成 不同的投标策略。参考文献[6]进一步阐述了积极的产消 者对外部价格信号做出反应的模型。然而,这些研究仅针

* Corresponding author. E-mail address: gyy@elektro.dtu.dk (G. Yang).

2095-8099/© 2022 The AUTHORS. Published by Elsevier LTD on behalf of Chinese Academy of Engineering and Higher Education Press Limited Company. This is an open access article under the CC BY-NC-ND license (http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/). 英文原文:Engineering 2022, 12(5): 171-182

引用本文: Peng Hou, Guangya Yang, Junjie Hu, Philip J. Douglass, Yusheng Xue. A Distributed Transactive Energy Mechanism for Integrating PV and Storage Prosumers in Market Operation. Engineering, https://doi.org/10.1016/j.eng.2022.03.001

对一种市场运行设置(如日间或近实时),对集电商的市场运营以及其与系统运营商(DSO)的互动并未进行清晰的阐述和提升。

基于 TE 方法的集电商市场运行模型在参考文献[7-10]中得到了进一步完善,在这些研究工作中其市场运行 涉及日前和实时阶段。整个问题被表述为遵循常规操作的 "调度和控制"原则的两阶段优化问题。该模型可以以分 布式方式实现,其中货币价值是各方之间交换的唯一信 息,这保护了他们的隐私和自主权。文献[10]详细阐述了 产消者在当地市场环境中的投标过程。不同于其他参考文 献中的工作,文献[7-8]的研究工作试图为能源产消者开 发一个完整的 TE 市场运营框架,在此框架中引入了一个 独立的市场运营商,在考虑网络约束的同时消除了系统运 营商可能对消费者表现出的偏见。

由上面描述可知,尽管当前工作已经提出了许多TE 方案,但能源产消者的设备主要被假定为由上层代理(如 集电商)直接控制。在参考文献[11]中,TE技术应用于具 有光伏和电动汽车(EV)充电设备的停车场集电商与本 地贸易代理之间的交易,整体过程采用双边拍卖方法。在 参考文献[12]中,在微电网运营商控制微电网拥有的资产 的情况下,TE被用于DSO和微电网运营商之间的交易过 程。在参考文献[13]中,集电商直接控制电动汽车之间的 电力调度,使用提出的分层二分图(HBG)匹配方法来 优化车辆之间的电力交换。

能源产消者与他们的代理人之间的互动也得到了探 索。为了激活产消者的需求响应,文献[14]试图激活拥有 储能系统的产消者与微电网所有者之间的交易。文献[15] 促进了投标方和需求方之间的交易能量,但是并未考虑能 源产消者具有安排自身投标功能和结算的能力。文献[16] 中,每个住宅消费者的需求响应均被其提出的嵌套式TE 方法激活,然而该机制仅涵盖灵活性采购,不包括正常市 场运行和网络约束。

一旦在建模过程中考虑了网络约束,消费者支付的成本就会增加,以降低电网的利用率。文献[17]中考虑了安全性和网格约束。但是,假设DER由集电商直接控制,因此产消者的偏好没有得到充分尊重。基于动态电价的研究[18–19]解决了基于分布式节点边际价格概念的网络成本问题;然而,由于配电系统的径向运行,某些位置(如馈线末端)的消费者的利益总是受到损害;因为与网络中的其他节点相比,这类用户的电力输送引起的功率损耗和电压降更高。尽管这种类型的设计考虑了诸如网损和(或)拥塞等网络影响,但它引入了对某些消费者的自然偏见,从而限制了其适用性。公平的市场运作模式不得在

地理位置方面对消费者产生偏见;否则,将引入特殊政策 来区分用户,这将导致实施这种系统的成本增加。此外, 如文献[18]所示,由于考虑网络约束导致的电能关税升高 可能使得电力价格远高于正常零售价。文献[20]使用了多 领导者多跟随者(MLMF)斯塔克伯格博弈方法对微电网 (MG)之间的能源交易过程进行建模;其中,MG中的资 产是由MG运营商直接控制的。文献[21]提出了一种网络 约束的分布式双边能源定价方案,在此方案中产消者之间 的交易使用相互信誉指数以分布式的方法进行量化。

迄今为止,针对集电商或产消者经济运行的可交易能 源技术研究主要针对集电商或产消者的运营模式与外部市 场信号的交互,或双方的交互作用[22]。因此,缺少一个 可以确保公正的操作、响应性、产消者的隐私以及避免违 反电网运行安全约束的,且涵盖产消者、集电商和电网运 营商利益的完整交互框架。由此,本文提出了解决上述问 题的新型TE框架。具体来说,这项工作的贡献可以分为 以下几个方面:

(1)现有的TE研究大多基于开环机制,而我们的工作具有闭环特征,并结合了一个架构,其中集电商、网络运营商和产消者的利益被考虑在内。该领域以前的工作没有相同的机制或模型[21-22]。

(2)提出了一种创新的价格增量(PA)的概念并将 其应用于所有产消者以激活响应,这可以避免在以前的工 作中由于产消者所处的网络节点位置而使用动态关税引入 的偏差。在以往的工作中,类似的PA概念仅在输电网的 背景下被提及[23-24],或者如参考文献[18-19,25]中所提 议的那样被隐含在分布式节点边际价格(DLMP)的概念 中。参考文献[26]中的作者提出了一种包含PA概念的新 方法,但是并没有考虑电网约束的影响。

(3) 与参考文献[6-7]中的模型相比,集电商的作用 得到了进一步的阐明和增强。在本文中,集电商不仅是能 源交易产消者的代理人和市场参与者,也是电网调度和产 消者之间的中介,制定并传播PA到产消者。本文提出的 这种设置减轻了其他基于社区的市场中集电商的潜在繁重 计算负担[27]。

本文的结构如下:第2节详细阐述了本文提出的TE 框架;第3节对优化模型进行了详尽的描述;第4节给出 了仿真结果和讨论;最后对本文的工作进行了总结。

2. 可交易能源系统框架

本节首先对关税政策进行了探讨,之后详述了提出的 可交易能源框架。

2.1. 目前丹麦的关税模型

关税可以根据客户的生产或消费以及连接的电压水平 来定义[28]。目前,许多国家没有对居民用户设置产能 税,除了联网费外,他们只需为每千瓦时的电能消耗支付 电费[28]。此外,一些DSO采用分时电价来降低峰值负载 [29]。在丹麦,10月1日至3月31日期间的17:00—20:00 时间段,DSO的高峰和非高峰负荷电价分别为每千瓦时 0.09 欧元和0.03 欧元,而TSO的电价为每千瓦时0.01 欧元。 此信息不包含在集电商的优化模型中,因为无论能源价格 如何,电价都由产消者支付[30],这就指出了产消者层面 的能源管理功能的必要性。

2.2. 提出的可交易能源系统框架

在现有的研究工作中消费者的行为大部分都是基于价格-数量特征曲线进行建模。然而,在现实中逼近这样的曲线具有挑战性。此外,如果在外部制定这样的曲线,消费者的隐私可能会受到威胁。相反,随着可控家用太阳能光伏和存储(PVST)装置及在线电气设备的使用越来越多,产消者倾向于优化其自有能源的使用策略,以最大限度地实现自给自足并抵消产能的不确定性。家庭能源管理系统(HEMS)可以帮助产消者根据他们预测的生产和消费偏好来协调和优化他们的日程安排。这样一来,居民能源消耗信息可以不必共享给第三方,允许他们保留自己的隐私[31],而他们的能源消耗信息仍然可以参与到商业化行为中[32]。

配备HEMS的产消者可以直接参与电力市场,前提是 他们被允许进入市场并拥有互动的手段[33]。否则,他们 与电力集电商/零售商签订协议,选择他们作为电能供应 商;电力集电商的运营形式是将分布式资源集中起来参与 市场运作。在后一种情况下,HEMS基于供应合同类型的 信息与集电商通信以提交产消者的用电计划并获取价格。 产消者和集电商之间的这种双向通信促成了可交易能源系 统的生成。从电网运营商方面,为了确保高效的电网运行 和实现网络安全,可以通过配电网独立运行商(DISO) 在集电商与网络运营商之间设置TE框架[6]。这样就可以 建立一个可同时保证产消者、集电商和网络运营商的协同 运作的TE框架。

在此框架中,假设集电商与产消者之间有一个可变价 格的合同,产消者根据相关集电商的预测电价以及预测的 消耗和光伏生产来创建他们的用电计划。基于此,HEMS 可以调整控制策略实现最小化电费(或在超额发电的情况 下最大化利润)。在每个时间间隔内产消者的用电计划将 由其绑定的集电商收集,然后集电商将根据其投标策略在 市场上进行交易。所有集电商的调度将被发送到DSO以 验证网络安全。如果没有违反拥塞或电压限制,DSO将 接受该调度计划。否则,将由DISO触发在DSO与所涉及 的集电商之间的协调机制,此机制以社会福利最大化为 目标进行过程磋商。这个交易过程将生成一个价格量, 代表了由于安全性而增加的成本。在本文中,这个价格 量之后没有被有效地用来激活个人产消者交易过程。相 反,在这项工作中,这个价格量被用来制定一个PA,它 通过集电商传回给产消者,这代表了由于他们的用电计 划而产生的电力网络成本。HEMS 会将这个PA添加到原 始预测电价中,重新安排用电计划,并再次提交给集电 商。如果新的用电计划仍然导致违反网络约束,则该过 程将重复,直到满足安全标准。事实上,这个PA相当于 一个不偏向个人产消者的网络资费。整体概念架构如图1 所示。

2.3. 产消者的滚动窗口运行方式

产消者的能量调度将遵循一个向前滚动的时间窗口, 其中预测的产能和用电消耗在时间窗口内是已知的。时间 窗口长度设计为3h,分辨率为1h。本文建议的滚动窗口 优化(RWO)模型如图2所示。

滚动窗口具有一定的长度(在文中的设定下为3h), 产消者在实际用能时间之前提交他们的用电计划。在每个 滚动窗口中,TE过程的发生是为了确保当时没有违反约 束的用电计划被接受。对每个时间间隔都将采用这种滚动 的调度优化策略(向前移动3h的时间窗口);所以只有在 当前滚动窗口的第一个小时的用电计划将被有效采纳,而 稍后时间间隔的用电计划将在下一个滚动步骤中进行 修订。

整体 TE 操作流程如图 3 所示;总流程为迭代过程, 直到产消者的聚合用电计划满足电网约束后停止。第一 步,光伏和储能产消者将首先根据其预测的价格和用能需 求优化自己的用电计划,然后将用电计划提交给其绑定的 集电商。在第二步中,汇总的用电计划将由集电商传递给 负责的 DSO。如果经过 DSO 核查并没有发现电网约束背 离的行为,则该迭代过程将停止(第三步),集电商将去 电力市场进行交易。如果违反了电网约束,将触发 TE 机 制以帮助重新安排 PVST 产消者的用电计划,直到集电商 与 DSO 之间达成一致(第四步)。之后,集电商将 PA 发 送给其关联的产消者,然后从他们那里获得更新的用电计 划。HEMS 管理每个产消者的用电计划,并在其算法中添 加 PA 信号以考虑其对产消者行为的影响。



图3. 在每一个滚动窗口中的TE系统运行流程。

3. 优化模型

整体优化问题被表述为社会福利最大化(和成本最小化)问题。

3.1. 产消者的运营模式

对于 PVST 类型的产消者,HEMS 主要控制储能设备 实现经济运行。由于关税和税收导致能源采购/销售价格 不对称,因此需要二进制变量来指示产消者的行为(即购 买或出售)和电池运行状态(即充电或放电)。表1提供 了二进制规范变量。

考虑到集电商提供的电力产品,PVST产消者在每个 滚动过程中的目标函数可以表示如下[†]。

Obj.:
$$\max_{P^{\mathrm{S}}, P^{\mathrm{B}}} A_{i,k} = \sum_{t \in T} \left[P^{\mathrm{S}}_{t,i} \mu^{\mathrm{Sell}}_{t,k} + P^{\mathrm{B}}_{t,i} \mu^{\mathrm{Buy}}_{t,k} \right]$$
(1)

$$\mu_{t,k}^{\text{buy}} = (1 + \text{VAT}) \left(\mu_{t,k}^{\text{Agg}} + \mu_t^{\text{TSO}} + \mu_t^{\text{DSO}} + \mu_t^{\text{Etax}} \right)$$
(2)

s.t.,
$$P_{t,i}^{\rm S} = \left(P_{t,i}^{\rm pv} - P_{t,i}^{\rm load} - P_{t,i}^{\rm Ch} + P_{t,i}^{\rm Dis} \right) \ge 0$$
 (3)

$$P_{t,i}^{\rm B} = \left(P_{t,i}^{\rm pv} - P_{t,i}^{\rm load} - P_{t,i}^{\rm Ch} + P_{t,i}^{\rm Dis} \right) \le 0 \tag{4}$$

$$0 \leq P_{t,i}^{\text{Ch}} \leq P_i^+ \tag{5}$$

$$0 \leq P_{t,i}^{\text{Dis}} \leq P_i^{-} \tag{6}$$

$$\operatorname{SOC}_{i}^{\min} \leq \operatorname{SOC}_{t,i} \leq \operatorname{SOC}_{i}^{\max}$$

$$\tag{7}$$

$$SOC_{1,i} = SOC_{initial,i}$$
 (8)

$$\operatorname{SOC}_{t+1,i} = \operatorname{SOC}_{t,i} + \frac{P_{t,i}^{\operatorname{Ch}} \eta_{\operatorname{Ch},i}}{E_{s,i}} - \frac{P_{t,i}^{\operatorname{Dis}}}{E_{s,i} \eta_{\operatorname{Dis},i}}$$
(9)

公式(1)是优化目标方程,表明产消者的净现金流 量,即参与电力交易的利益最大化。由于产消者不能直接 在电力市场进行交易,税费应包括在等式所示的电价中, 此部分描述如公式(2)所示。产消者在同一时刻不能同 时买入和销售电力,其行为约束由公式(3)和公式(4) 所示。充电/放电功率的限制条件如公式(5)和公式(6) 所示,而电池的SOC由公式(7)限制在预定义区域内。 公式(8)定义了每个产消者电池的初始SOC,而电池在

表1 二进制和双线性变量的详细描述

每个时间步长的SOC状态由公式(9)表示。可以看出上 述优化问题存在一种简化的形式。原始问题的模型中包含 双线性项,根据我们之前的工作[7],可以很容易地建立 起一个非凸的模型。为求解这个棘手的非凸优化问题,可 以通过引入额外变量z¹_{ti}到z⁴_{ti}来进行模型的线性化,具体 的变量描述如表1所示。这就是所谓的"大M"方法[34]。 值得注意的是,公式(1)~(9)中的产消者模型除了上 述"大M"法外,在没有出现负电价的情况下还可直接转 化为线性规划模型,这与目前我们研究的家庭产消者的情 况正好符合,因为本文最终采用了此类简化的模型[35]。

为了简化公式的格式以方便阅读,本文后面的公式中下标*i* 被忽略。对于位于节点*j*、时间间隔为*t* 的 PVST 产 消者的用电计划, *P*^{Agg}将通过集电商提交给 DSO。如果用 电计划违反电网约束,TE 机制将被触发;否则,这个用 电计划将被接受。为进一步模拟用户主动参与系统运行的 成本,本文采用了文献[36]所提出的一个简化的电池寿命 成本模型,其数学表示如下。

$$c_{\rm Bd} = c_{\rm bat} / L_{\rm ET} \tag{10}$$
$$U = L L DoD \tag{11}$$

$$L_{\rm ET} = L_{\rm c} L_{\rm s} \text{DoD} \tag{11}$$

为了考虑电池放电退化损耗(BDDC)对优化用户用 能计划的影响,目标方程(1)被修正为如下形式。

Obj.:
$$\min_{P^{s}, P^{b}} A_{i} = \sum_{t \in T} - \left[P_{t}^{s} \mu_{t}^{\text{sell}} + P_{t}^{B} \mu_{t}^{\text{buy}} - c_{\text{Bd}} \left(z_{t}^{2} + z_{t}^{4} \right) / \eta_{\text{Dis}} \right]$$
 (12)

3.2. 配网调度员的目标

电网配网调度的责任是在满足每一个集电商的能源采 购需求的同时保证整体运行计划符合配网系统运行约束。 配网调度员的优化问题可以表示为如下形式。

$$\min_{P^{\rm DSO}} D = \sum_{j \in N_{\rm bus}} \sum_{t \in T} \mu_t^{\rm DSO} (P_{t,j}^{\rm DSO} - P_{t,j}^{\rm Agg})^2$$
(13)

$$P_{\iota,j}^{Agg} = \sum_{i \in \Omega_j} \left(P_{\iota,i}^{S} + P_{\iota,i}^{B} \right)$$
(14)

Variable	Туре	Definition	Description
$\delta^1_{\scriptscriptstyle t,i}$	Binary		Exporting (selling) energy to the grid
$\delta^2_{\scriptscriptstyle t,i}$	Binary		Importing (buying) energy from the grid
$\delta^3_{t,i}, \delta^4_{t,i}$	Binary	$\delta_{t,i}^{1}(P_{t,i}^{\text{pv}} - P_{t,i}^{\text{load}} - \delta_{t,i}^{3}P_{t,i}^{\text{Ch}} + \delta_{t,i}^{4}P_{t,i}^{\text{Dis}}) \ge 0$	The battery is in charging/discharging mode when it is exporting to the grid
$\delta^5_{t,i}, \delta^6_{t,i}$	Binary	$\delta_{t,i}^{2} (P_{t,i}^{\text{pv}} - P_{t,i}^{\text{load}} - \delta_{t,i}^{5} P_{t,i}^{\text{Ch}} + \delta_{t,i}^{6} P_{t,i}^{\text{Dis}}) \leq 0$	The battery is in charging/discharging mode when the prosumer is importing from the grid
$z_{t,i}^1$	Real ≥ 0	$z_{t,i}^{1} = \delta_{t,i}^{1} \delta_{t,i}^{3} P_{t,i}^{\text{Ch}}$	The energy flows into the battery when the prosumer is charging while exporting to the grid
$Z_{t,i}^2$	Real ≥ 0	$z_{t,i}^2 = \delta_{t,i}^1 \delta_{t,i}^4 P_{t,i}^{\text{Dis}}$	The energy flows out from the battery when the prosumer is discharging and exporting to the grid
$z_{t,i}^{3}$	Real ≥ 0	$z_{t,i}^{3} = \delta_{t,i}^{2} \delta_{t,i}^{5} P_{t,i}^{\text{Ch}}$	The energy flows into the battery when charging while the prosumer is importing from the grid
$Z_{t,i}^4$	Real ≥ 0	$z_{t,i}^{4} = \delta_{t,i}^{2} \delta_{t,i}^{6} P_{t,i}^{\text{Dis}}$	The energy flows out from the battery when discharging while the prosumer is importing from the grid

[†]The nomenclature of the symbols used in the paper is provided at the end of the paper.

s.t.,
$$-P_{\text{trans}}^{\max} \leq \sum_{j \in N_{\text{bas}}} P_{t,j}^{\text{DSO}} \leq P_{\text{trans}}^{\max}$$
 (15)

$$U_{\rm trans}^{\rm min} \leq U_{t,j}^0 - J_{21}^{-1} P_{t,j}^{\rm DSO} \leq U_{\rm trans}^{\rm max}$$
(16)

存在于节点*j*的产消者的用电计划将由集电商聚合, 如公式(13)所示。公式(16)中的电压采用电压/无功 灵敏度矩阵进行计算[6]。此方法所得到的结果与采用 Matpower计算得到的结果进行了比较,显示出良好的一 致性。

3.3. 集电商的运行模型

集电商通过在电力市场进行交易以满足产消者的用能 需求。在本文中,我们考虑集电商已经拥有了一个来自日 前市场交易的购买协议。产消者在接近实时运行时提交的 用电计划表示对日前用电计划的修改。与日前用电计划的 偏差可能会增加集电商额外的成本。为了最大限度地降低 成本,本文假设的这种修正可以认为是在平衡市场进行的 采购。每个集电商在这个阶段的优化问题可以表示如下。

Obj.:
$$\min_{P^{\mathrm{S}},P^{\mathrm{B}}} B = \sum_{t \in T} \left(P^{\mathrm{B}}_{t,i} \mu^{\mathrm{Down}}_{t} - P^{\mathrm{S}}_{t,i} \mu^{\mathrm{Up}}_{t} \right)$$
(17)

$$\delta_{ti}^{\mathrm{al}} + \delta_{ti}^{\mathrm{a2}} \leq 1 \tag{18}$$

$$0 \leq P_{t,i}^{s} \leq 2P_{i}^{-} \eta_{\text{Dis},i} \delta_{t,i}^{\text{al}}$$

$$(19)$$

$$0 \leq P_{t,i}^{\mathrm{B}} \leq 2P_{i}^{+} \eta_{\mathrm{Ch},i} \delta_{t,i}^{\mathrm{a2}}$$

$$\tag{20}$$

提交给配网调度员的调度计划可以表示如下。

$$\sum_{k \in N_{\text{Agg}}, i \in \Omega_j} \left(P_{t,i}^{\text{B}} - P_{t,i}^{\text{S}} \right)_k = P_{t,j}^{\text{DSO}}$$
(21)

在平衡市场中,集电商可以提供向上调节或向下调 节,如公式(17)所示。上/下调节能量的范围由公式 (19)和公式(20)描述。考虑到在现实世界中通过智能 电表获取PVST产消者SOC信息的困难性,本文针对这个 问题通过假设在*t*-1时间间隔内整体电池的容量作为约束 来松弛充电/放电限制的边界条件。公式(21)显示了集 电商与DSO之间的共同利益。

3.4. 配网调度与集电商之间的社会福利最大化问题

整体社会福利最大化问题可以表述为如下形式。

Obj.:
$$\min_{\substack{P_{k,k}^{\mathrm{S}}, P_{k,k}^{\mathrm{B}}, P_{k,j}^{\mathrm{DSO}}}} \sum_{k \in N_{\mathrm{Agg}}} \sum_{t \in T} \sum_{i \in \Omega_{j}} B_{k} \left(P_{k,i,k}^{\mathrm{S}}, P_{k,i,k}^{\mathrm{B}} \right) + \sum_{j \in N_{\mathrm{Sgg}}} \sum_{t \in T} D \left(P_{k,j}^{\mathrm{DSO}} \right)$$

s.t., Eqs. (17), (18), (20)–(23). (22)

可以看出公式(22)包含了配网调度和集电商的共同 优化问题。

3.5. 分布式可交易能源模型

公式(22)的优化问题可以使用代表安全成本 (CoS)的价格信号在DSO模型与集电商模型之间迭代求 解。如第3.1节所述,整个问题已被重新表述为凸问题;因此,这里采用乘法器交替方向乘子法(ADMM)解决问题[37]。首先,公式(22)问题的增广拉格朗日形式可表述如下。

$$L_{p}\left(P_{l,j}^{\text{Agg*}}, P_{l,j}^{\text{DSO}}, \lambda_{l,j}\right) = \sum_{k \in N_{\text{Agg}}} \sum_{t \in T_{l} \in \Omega_{j}} B_{k}\left(P_{l,i,k}^{\text{S}}, P_{l,i,k}^{\text{B}}\right) + \sum_{j \in N_{\text{bas}}} \sum_{t \in T_{\text{RO}}} \lambda_{l,j}\left(P_{l,j}^{\text{Agg*}} - P_{l,j}^{\text{DSO}}\right) + \frac{\rho}{2} \left\|\sum_{j \in N_{\text{bas}}} \sum_{t \in T_{\text{RO}}} \left(P_{l,j}^{\text{Agg*}} - P_{l,j}^{\text{DSO}}\right)\right\|_{2}^{2}$$
(23)

式中, $\rho > 0$; $\lambda_{t,j}^{TE}$ 代表 $\lambda_{t,j}$ 第p次迭代的结果。为求解公式 (23)的问题,采用ADMM的整体迭代过程,如下所示。

$$P_{\iota,j}^{\operatorname{Agg},p+1} := \operatorname{argmin}_{P_{\iota,j}^{\operatorname{Agg}}} L_p \left(P_{\iota,j}^{\operatorname{Agg}*}, P_{\iota,j}^{\operatorname{DSO},p}, \lambda_{\iota,j}^p \right)$$
(24)

$$P_{\iota_j}^{\text{DSO},p+1} := \operatorname{argmin}_{P_{\iota_j}^{\text{DSO}}} L_p \left(P_{\iota_j}^{\text{Agg*},p+1}, P_{\iota_j}^{\text{DSO}}, \lambda_{\iota_j}^p \right)$$
(25)

$$\lambda_{t,j}^{p+1} := \lambda_{t,j}^{p} + \rho \left(P_{t,j}^{\text{Agg}*,p+1} - P_{t,j}^{\text{DSO},p+1} \right)$$
(26)

使用恒定步长 ρ 来更新 λ 的值,本文中取值为0.8。原 始残差 ε^{pri} 和对偶残差 $\varepsilon^{\text{dual}}$ 被用作收敛准则,其表示如下。

$$\left\| P_{\iota_{j}}^{\operatorname{Agg},p} - P_{\iota_{j}}^{\operatorname{DSO},p} \right\|_{2} \leq \varepsilon^{\operatorname{pri}}$$

$$(27)$$

$$\left\|\rho\left(P_{\iota_{j}}^{\mathrm{DSO}*,p}-P_{\iota_{j}}^{\mathrm{DSO}*,p-1}\right)\right\|_{2} \leq \varepsilon^{\mathrm{dual}}$$

$$(28)$$

式中, *ε* 被设定为0.005。在公式(23)的求解任务完成 后,新的用电计划将被配网调度和集电商接受,此时集电 商新的用电计划可表示如下。

$$P_{t,j}^{Agg*} = P_{t,j}^{Agg} + P_{t,j}^{B} - P_{t,j}^{S}$$
(29)

3.6. 基于价格增量的PVST产消者的用电计划更新

反映系统安全(CoS)的价格量是由产消者的用电计 划安排引起的,因此应最终传递到产消者,以反映网络状况。由于严格的数学化过程,最终的收敛价格可能远高于 通常的电力零售价,从而限制了这一价格的应用。在这项 工作中,我们提出了一个基于这个收敛价格的价格成分, 称其为PA。为展示调度安排之前和之后的区别,对其数 学表达进行了归一化并由归一化差别(ND)表示如下:

$$\mathrm{ND}_{i,j} = \left(P_{i,j}^{\mathrm{Agg}} - P_{i,j}^{\mathrm{Agg}*} \right) / \max_{t \in [1,T], j \in \Omega_j} \left(P_{i,j}^{\mathrm{Agg}} - P_{i,j}^{\mathrm{Agg}*} \right) \quad (30)$$

当需要更新 PVST 产消者的初始用电计划时,价格信号的变化共有四种组合,如表2 所示。

在表2中,正的ND意味着DSO与集电商之间商定的 新的用电计划要求PVST产消者使用更少的电网能源或向 电网注入更多的能源。可以想象在这种情况下,无论CoS 的符号如何,都应该给产消者一个正的PA信号,以便从 PVST产消者那里激活正确的响应。同样,如果ND为负

表2 根据ND及CoS符号方向的PA指向描述

Value	ND	CoS	PA	
1	+	+	+	
2	+	_	+	
3	-	+	_	
4	-	-	-	

"+" and "-" refer to positive and negative values, respectively.

号,则应应用负的 PA 信号。PA 信号,即 $\lambda_{i,j}^{rev}$ 可由以下公 式表示:

$$\lambda_{t,j}^{\text{rev}} = \left| \lambda_{t,j}^{\text{TE}} \right| \text{ND}_{r,j} \tag{31}$$

式中, $\lambda_{i,j}^{TE} \ge \lambda_{i,j}$ 在经过式(24)至式(26)中所示的迭代 后的收敛值。在收到来自集电商的PA后,每个PVST产 消者将通过添加PA到它的预测价格上通过HEMS重新安 排其用电计划。

在3.1节到3.7节描述的过程将会重复,直到用电计划 得到DSO的认可。

3.7. 讨论

为了使该方案在现实中发挥作用,必须满足以下条件: •产消者可以从提供服务的集电商那里收到预测的电 价,以一定的准确度安排他们的可控设备,并对价格信号 做出响应;

•TE运营的边际成本低,即通信信道畅通;此外,可以快速可靠地求解整体数学模型;

•集电商可以使用平衡或不平衡市场来交易自己的不 平衡电量。

4. 案例分析

使用具有代表性的低压电网来验证所提出框架的有效 性。系统拓扑如图4所示。

4.1. 参数设置

在本文中,我们采用与参考文献[6]中相同的测试系统,假设在一个0.4 kV低压配电系统中共有18个PVST产 消者与两个不同的集电商签约。分配给该地区所有居民的 电力变压器容量为220 kW。总线电压的上下限分别设置 为0.9和1.1标幺值。电池参数见表3。

4.2. 结果与讨论

由于光伏出力的多样性场景并不复杂,这个与电价预 测的情况相似。因此,产消者的用电计划可能存在很大的 一致性,进而在电价高区间或低区间可能产生导致违反网



图4. 案例分析中的配电网系统架构。

表3 电池参数

Tune	$F(\mathbf{k}\mathbf{W},\mathbf{h})$	SOC (%)	SOC (%)	P^+/P^-	$\eta_{ m Ch}/\eta_{ m Dis}$	$C_{\rm bd}({\rm EUR}\cdot$
Type	L_b (K W · II)	$SOC_{min}(70)$	$SOC_{max}(70)$	(kW)	(%)	$(kW \cdot h)^{-1})$
1	13.1	20	90	2.86	0.90/0.95	0.07
2	25.4	20	85	5.57	0.90/0.95	0.07
3	21.8	20	85	4.77	0.90/0.95	0.07
4	12.3	20	90	2.70	0.90/0.95	0.07
5	12.8	20	85	2.81	0.90/0.95	0.07

络约束的情况。为简化起见,假设一个集电商下的所有产 消者都有相同的电价预测。将适用于PVST产消者的预测 时变电价与原始时变电价进行了比较并展示于图5。

图5(c)所示的是2019年3月5日00:00—23:00丹麦 东部(DK2地区)日前市场的价格,此部分信息获取自 Energi Data Service[†]。在本文中,每个集电商的利润通过使 用利润系数来模拟,假设每个集电商是价格接受者的情况 下,此利润系数也代表着每个集电商所期望的利润边际。 这个利润系数的概念应用于集电商的电力采购和销售价 格,反映了集电商竞价策略的差异。与集电商1相关的 PVST产消者的预测买入/卖出电价显示在图5(a)和(b) 中,在本文中这一预测价格的获取是基于图5(c)中的历 史价格。为简洁起见,集电商2的预测电价未在此处显示。

与集电商2使用的业务策略相比较,集电商1向其签约的客户提供更便宜的电力产品,并以更低的价格从其客户那里购买剩余能源。对于集电商1和2,其采购利润系数 w_{buy,k}分别设置为10%和12%,相应的销售利润系数 w_{sell}分别为8%和11%。

$$\mu_{t,k}^{Agg} = \left(1 + \omega_{buy,k}\right) \mu_t^{DAM} \tag{33}$$

$$\mu_{t,k}^{\text{sell}} = \left(1 + \omega_{\text{sell},k}\right) \mu_t^{\text{DAM}} \tag{34}$$

基于第3节中描述的过程,所有产消者的仿真结果如 图6至图9所示。图6(a)中比较了每个滚动窗口优化中 使用TE与否的汇总的用电计划,其中实线代表没有使用 TE的滚动窗口优化用电计划,虚线表示使用TE的滚动窗 口优化用电计划。这对应于图3优化问题中的第一步。每 一个滚动过程后的聚合的用电计划在图6(b)中显示。 为防止在滚动窗口优化过程中发生拥塞,对于每个优化 过程都将经过第二至第七步。可以看出,11:00—13:00之 间出现拥堵问题,这一现象对应着高太阳辐照时间段。 在此情况下,TE将创建激励价格信号,而智能设备将依 据此信号制定新的用电计划,因此如图6(b)所示,采 用了本文提出的策略后不会出现违反网络约束的情况。

可以看到由于电网拥塞约束,TE流程在图6中的第 11小时被激活,这对应于模拟案例中的第6个滚动过程。 第6个滚动过程使用TE之前/之后的用电计划如图7(a) 所示,而与之对应的电压曲线如图7(b)所示。可以看 出每个节点都有显著的电压上升。此滚动优化的TE过程 中产生的CoS如图7(c)所示,此CoS将按照如图3中第 四步之后的步骤进行信息传输。

第7个滚动优化使用TE之前/之后的用电计划如图8 (a)所示,电压曲线如图8(b)所示。图中结果表明网络拥塞和电压越限问题在此期间都有发生。如图8(b)中的绿线所示,使用TE之后系统的电压约束得到满足, 图8(a)也同时表明网络拥塞问题得到解决。此情况下 产生的CoS如图8(c)所示。可以看到,在考虑解决电 压越限问题的同时,每个节点的CoS也是相同的。因此, CoS 受益于 PVST 产消者的灵活性,此灵活性主要来自于 他们的存储单元。

为了详细说明这种情况,我们减小了16号和32号节 点上PVST产消者的电池容量和功率,从13.1 kW·h和 12.3 kW·h降低到4.8 kW·h和3.6 kW·h,额定功率分别 降低为1.05 kW和0.80 kW。重新运行程序后,可以看到 总体模拟结果与图6至图8所示非常相似。但是,如图9 所示,第7步滚动优化产生的CoS表现出不同的特征。



由于电压限制,在16号和32号节点上诱发了较大的

图5.集电商提供的预测时变电价与实际历史电力价格的对比。(a)每个滚动过程中的预测售电价格(集电商1中的产消者);(b)每个滚动过程中的预测购电价格(集电商1中的产消者);(c)日前市场价格。

[†]https://www.energidataservice.dk/



图6. (a)每个滚动窗口优化流程中使用TE之前/之后的产消者汇总用电计划;(b)最终提交给DSO的用电计划。



图7. 第6个滚动优化中第11小时的TE结果汇总。(a)使用TE之前/之后产消者的用电计划;(b)使用TE之前/之后的系统电压;(c)每个节点的CoS。





图8. 第7个滚动优化中第12小时的TE结果汇总。(a)使用TE之前/之后产消者的用电计划;(b)使用TE之前/之后的电网电压;(c)每个节点的CoS。



图9. 假设电池较小时,第7个滚动优化中第14小时每个节点的CoS。

CoS。在这种情况下,电池容量较小的PVST产消者在被 要求重新安排用电计划时无法帮助电网满足系统约束;因此,他们会承担更高的用电价格,以便他们愿意改变他们 的日程安排。这对这些客户来说是不公平的,因为网络电 压问题会受到所有客户的影响。因此,我们建议为所有客 户发布相同的PA信号。

5. 结论

本文提出了一种适用于具有产消者的配电系统的新型 TE框架。该框架包含两个交互作用机制:DSO与集电商 之间的交互,产消者与集电商之间的交互。本文提出了 PA的概念,用于反映产消者运营的系统成本,整体框架 可确保来自产消者响应的具有闭环控制的特性,可促进 PVST产消者参与TE市场以帮助满足系统约束,同时可 保证用户的信息隐私性。

由于需要申报的用电计划的计算是在产消者层面解决 的,该模型具有很强的可扩展性。对于涉及成千上万的产 消者和许多集电商的大型配电系统,集电商的模型会更复 杂,因为每个集电商都有它们各自的目标、变量和约束。 然而,由于本文提出的磋商过程是通过分布式方式解决 的,过程中仅与DSO进行价格交换,所以可扩展性得以 保留。而每个集电商负责为其客户决定价格增量(PA)。

在实践中,产消者的灵活性可能不足以缓解电网问题。在这种情况下,设定TE框架的终止准则时可以在一定程度上放宽,而让DSO仍有空间使用其他控制方法来调节电压和拥塞问题。此外,在TE框架中的DSO优化问题可以扩展到包含更多控制变量的配电网系统最优潮流问题。

Nomenclature

Parameters

i, t, k, r, j	Index of prosumer, time slot, aggregator,
	rolling optimization procedure, and bus
	number, respectively
$A_{i,k}$	Objective function of the <i>i</i> th prosumer as-
	sociated with the <i>k</i> th aggregator
В	Objective function of the aggregator during
	the transactive process
$\mu_{t,k}^{\mathrm{Agg}}$	Forecasted retail electricity price at hour t as-
	sociated with aggregator k, EUR \cdot (kW \cdot h) ⁻¹
$\mu_{t,i}^{\text{Sell}}, \mu_{t,i}^{\text{Buy}}$	Price of selling and purchasing electricity
	by prosumer <i>i</i> at hour <i>t</i> , respectively, EUR \cdot
	$(\mathrm{kW} \cdot \mathrm{h})^{-1}$
$\mu_t^{\mathrm{Up}}, \mu_t^{\mathrm{Down}}$	Up-regulation and down-regulation price at
	hour <i>t</i> , respectively, $EUR \cdot (kW \cdot h)^{-1}$
$\mu_t^{\text{TSO}}, \mu_t^{\text{DSO}}$	Grid tariff at hour t from the Transmission
	system operator (TSO) and distribution sys-
	tem operator (DSO), respectively, EUR \cdot
	$(\mathrm{kW} \cdot \mathrm{h})^{-1}$
$\mu^{ ext{ETax}}$	Electricity tax, $EUR \cdot (kW \cdot h)^{-1}$
μ_t^{DAM}	Day-ahead market price at hour t , EUR \cdot
	$(\mathrm{kW} \cdot \mathrm{h})^{-1}$
$N_{ m Agg}$	Total number of aggregators in the system
$N_{ m bus}$	Total number of buses in the studied distri-
	bution system

$\omega_{\rm hurr},\omega_{\rm coll}$	Profit coefficient of aggregator for purchas-
buy v sen	ing and selling respectively %
VAT	Value-added tax %
Maga	Participation factor representing the prefer-
DSO	ence of each prosumer $\text{EUR} \cdot (kW \cdot h)^{-1}$
T max T min	Minimum and maximum voltage limit n u
0,0	winnihum and maximum vortage mint p.u.
170	
U	Initial voltages of the buses in the network
D max	p.u.
Γ_{trans}	Power capacity of the transformer p.u.
P_i, P_i	Maximum charging and discharging power
DBV	of prosumer <i>i</i> , respectively, kW
$P_{t,i}^{pv}$	PV output of the <i>i</i> th prosumer at hour t , kW
$P_{t,i}^{\text{load}}$	Load consumption of the <i>i</i> th prosumer at
	hour <i>t</i> , kW
J_{21}^{-1}	dV/dP sensitivity matrix in the inversed
	load flow Jacobian
$c_{\rm bat}, c_{\rm Bd}$	Battery capital and degradation cost, $\operatorname{EUR} \cdot$
	$(\mathbf{kW} \cdot \mathbf{h})^{-1}$
$L_{\rm ET}$	Battery life energy throughput, kW · h
$L_{\rm c}, L_{\rm s}, {\rm DoD}$	Cyclic lifetime, battery capacity, and depth
	of discharge, respectively
Ω_j	Set of bus index number
Т	Whole time window of the optimization ho-
	rizon, h
$E_{s,i}, E_b$	Energy storage system capacity of the <i>i</i> th
	prosumer and battery energy capacity re-
	spectively, kW·h
$\eta_{ m Ch}, \eta_{ m Dis}$	Charging and discharging efficiency of bat-
	tery respectively
SOC	, Initial, maximum, and minimum SOC of
SOC ^{min}	battery, respectively
p	Iteration index for price adder
ρ	Step size
ε	Convergence accuracy
Variables	
$p^{Ch} p^{Dis}$	Changed/dischanged newson in the bettern at
$1_t, 1_t$	hour t I-W
$p^{\rm B} p^{\rm S}$	$\frac{1}{1000} \frac{1}{1000} \frac{1}{10000} \frac{1}{10000000000000000000000000000000000$
t ,i , t ,i	Bought/sold power by prosumer l at hour l ,
DDSO	kw
1 t,j	Power schedule submitted to the DSO at
D Ασσ	hour <i>t</i> of bus <i>j</i> , kW
r _{t,j}	Power schedule submitted to the aggrega-
	tor at hour <i>t</i> of bus <i>j</i> , kW

Battery state of charge
Binary indicator of energy Exporting-To
and Importing-From the grid by prosumer i
at hour <i>t</i> , respectively, kW
Price adder, $EUR \cdot (kW \cdot h)^{-1}$
Revised price signal broadcasted to pro-
sumers, used in Eq. (31), $EUR \cdot (kW \cdot h)^{-1}$

致谢

本研究同时得到了丹麦示范项目 Energiteknologiske Udviklings-og Demonstrationsprogram (EUDP, 64017-0041) 及新能源电力系统国家重点实验室开放课题(LAPS21)的 共同资助。

Compliance with ethics guidelines

Peng Hou, Guangya Yang, Junjie Hu, Philip J. Douglass, and Yusheng Xue declare that they have no conflict of interest or financial conflicts to disclose.

References

- [1] Yang G, Hou P, Sera D, Martins JPR, Douglass PJ, Martens S, et al. Integration of PV+storage—technical and economic evaluation at distribution grids. In: Proceedings of the 8th International Workshop on the Integration of Solar Power into Power Systems; 2018 Oct 16–17; Sweden, Stockholm. 2018. p. 1–5.
- [2] Ding Y, Pineda S, Nyeng P, Østergaard J, Larsen EM, Wu Q. Real-time market concept architecture for EcoGrid EU—a prototype for European smart grids. IEEE Trans Smart Grid 2013;4(4):2006–16.
- [3] Han X, Sossan F, Bindner HW, You S, Hansen H, Cajar PD. Load kick-back effects due to activation of demand response in view of distribution grid operation. In: IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies; 2014 Oct 12–15; Istanbul, Turkey. Piscataway: IEEE Press; 2014.
- [4] Wu H, Pratt A, Chakraborty S. Stochastic optimal scheduling of residential appliances with renewable energy sources. IEEE Power & Energy Society General Meeting; 2015 Jul 26–30; Denver, CO, USA. Piscataway: IEEE Press; 2015.
- [5] Hao H, Corbin CD, Kalsi K, Pratt RG. Transactive control of commercial buildings for demand response. IEEE Trans Power Syst 2017;32(1):774–83.
- [6] Xiao Y, Wang X, Pinson P, Wang X. Transactive energy based aggregation of prosumers as a retailer. IEEE Trans Smart Grid 2020;11(4):3302–12.
- [7] Hu J, Yang G, Bindner HW, Xue Y. Application of network-constrained transactive control to electric vehicle charging for secure grid operation. IEEE Trans Sustain Energy 2017;8(2):505–15.
- [8] Hu J, Yang G, Ziras C, Kok K. Aggregator operation in the balancing market through network-constrained transactive energy. IEEE Trans Power Syst 2019; 34(5):4071–80.
- [9] Dolatabadi M, Siano P. A scalable privacy preserving distributed parallel optimization for a large-scale aggregation of prosumers with residential PVbattery systems. IEEE Access 2020;8:210950–60.
- [10] Nizami MSH, Hossain MJ, Fernandez E. Multiagent-based transactive energy management systems for residential buildings with distributed energy resources. IEEE Trans Industr Inform 2020;16(3):1836–47.
- [11] Mohammad A, Zamora R, Lie TT. Transactive energy management of PV-based EV integrated parking lots. IEEE Syst J 2020;15(4):5674–82.
- [12] Wu Y, Shi J, Lim GJ, Fan L, Molavi A. Optimal management of transactive distribution electricity markets with co-optimized bidirectional energy and

ancillary service exchanges. IEEE Trans Smart Grid 2020;11(6):4650-61.

- [13] Zeng L, Li C, Li Z, Shahidehpour M, Zhou B, Zhou Q. Hierarchical bipartite graph matching method for transactive V2V power exchange in distribution power system. IEEE Trans Smart Grid 2020;12(1):301–11.
- [14] Nunna HSVSK, Sesetti A, Rathore AK, Doolla S. Multiagent-based energy trading platform for energy storage systems in distribution systems with interconnected microgrids. IEEE Trans Ind Appl 2020;56(3):3207–17.
- [15] Bedoya JC, Ostadijafari M, Liu CC, Dubey A. Decentralized transactive energy for flexible resources in distribution systems. IEEE Trans Sustain Energy 2020; 12(2):1009–19.
- [16] Nizami MSH, Hossain MJ, Mahmud K. A nested transactive energy market model to trade demand-side flexibility of residential consumers. IEEE Trans Smart Grid 2021;12(1):479–90.
- [17] Divshali PH, Choi BJ, Liang H. Multi-agent transactive energy management system considering high levels of renewable energy source and electric vehicles. IET Gener Transm Distrib 2017;11(15):3713–21.
- [18] Huang S, Wu Q, Shahidehpour M, Liu Z. Dynamic power tariff for congestion management in distribution networks. IEEE Trans Smart Grid 2019;10(2):2148–57.
- [19] Parizy ES, Bahrami HR, Loparo KA. A decentralized three-level optimization scheme for optimal planning of a prosumer nano-grid. IEEE Trans Power Syst 2020;35(5):3421–32.
- [20] Yan M, Shahidehpour M, Paaso A, Zhang L, Alabdulwahab A, Abusorra A. Distribution network-constrained optimization of peer-to-peer transactive energy trading among multi-microgrids. IEEE Trans Smart Grid 2020;12(2):1033–47.
- [21] Ullah MH, Park JD. Peer-to-peer energy trading in transactive markets considering physical network constraints. IEEE Trans Smart Grid 2021; 12(4): 3390–403.
- [22] Li J, Zhang C, Xu Z, Wang J, Zhao J, Zhang YA. Distributed transactive energy trading framework in distribution networks. IEEE Trans Power Syst 2018;33(6): 7215–27.
- [23] Hogan WW. Electricity scarcity pricing through operating reserves. Econ Energy Env Pol 2013;2(2):65–86.
- [24] Papavasiliou A, Smeers Y. Remuneration of flexibility using operating reserve demand curves: a case study of Belgium. Energy J 2017;38(6):105–35.
- [25] Ghamkhari M. Transactive energy pricing in power distribution systems. In: 2019 IEEE Green Technologies Conference (GreenTech); 2019 Apr 3–6; Lafayette, LA, USA. Piscataway: IEEE Press; 2019.
- [26] Tsaousoglou G, Pinson P, Paterakis NG. Transactive energy for flexible prosumers using algorithmic game theory. IEEE Trans Sustain Energy 2021;12(3):1571–81.
- [27] Zia MF, Benbouzid M, Elbouchikhi E, Muyeen SM, Techato K, Guerrero JM. Microgrid transactive energy: review, architectures, distributed ledger technologies, and market analysis. IEEE Access 2020;8:19410–32.
- [28] Aaberg L. Country specific issues related to DSO tariffs [Internet]. Copenhagen: Danish Energy Regulatory Authority; [cited 2020 Oct 20]. Available from: http://www.nordicenergyregulators.org/wp-content/uploads/2017/ 02/DSOtariffs- in-Denmark.pdf.
- [29] De Sa FR, Barroso LA, Lino PR, Carvalho MM, Valenzuela P. Time-of-use tariff design under uncertainty in price-elasticities of electricity demand: a stochastic optimization approach. IEEE Trans Smart Grid 2013;4(4): 2285–95.
- [30] Hou P, Douglass PJ, Yang G, Hielsen AH. Optimal scheduling of PV and battery storage at distribution network considering grid tariffs. In: 11th IET International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management; 2018 Nov 11–15; Hongkong, China. London: IET; 2018.
- [31] Siano P, De Marco G, Rolán A, Loia V. A survey and evaluation of the potentials of distributed ledger technology for peer-to-peer transactive energy exchanges in local energy markets. IEEE Syst J 2019;13(3):3454–66.
- [32] Sunny Home Manager 2.0 [Internet]. Niestetal: SMA Solar Technology AG; [cited 2020 Oct 20]. Available from: https://www.sma.de/en/products/monitoringcontrol/sunny-home-manager-20.html.
- [33] Faqiry MN, Wang L, Wu H. HEMS-enabled transactive flexibility in real-time operation of three-phase unbalanced distribution systems. J Mod Power Syst Clean Energy 2019;7(6):1434–49.
- [34] Mignone D. The REALLY BIG collection of logic propositions and linear inequalities. Technical report. Switzerland: ETH Zurich; 2002 Feb 27. Report No.: AUT01-11.
- [35] Hou P, Hu J, Yang G. Convex optimization of virtual storage system scheduling in market environment. J Mod Power Syst Clean Energy 2019;7(6):1744–8.
- [36] Leou RC. Optimal charging/discharging control for electric vehicles considering power system constraints and operation costs. IEEE Trans Power Syst 2016;31(3):1854–60.
- [37] Boyd S, Parikh N, Chu E, Peleato B, Eckstein J. Distributed optimization and statistical learning via the alternating direction method of multipliers. Found Trends Mach Learn 2010;3(1):1–122.