

储能支撑大规模分布式光伏接入的价值评估

黄碧斌, 李琼慧

(国网能源研究院, 北京 102209)

摘要: 提出了一种评估储能支撑分布式光伏接入价值的方法, 分别针对有储能和无储能接入 2 种情况, 以适应大规模分布式光伏接入所采取的技术措施总成本最优为目标, 利用年度 8760 h 潮流计算和智能优化方法, 优化确定 2 种情况下的最优技术措施组合及其相应的成本, 从而通过对比 2 种情况下的技术措施成本构成进而进行储能价值评估。案例分析显示, 储能可以减少高比例分布式光伏接入带来的电网改造成本和限电损失, 但实际应用中需加以优化; 现有投资成本条件下, 仅考虑电量价值, 储能自身尚不具备经济性; 推动储能快速起步需要计及其带来的电力价值。

关键词: 储能; 分布式光伏; 技术措施; 价值评估; 成本; 电网改造; 限电损失

中图分类号: TM 761; TM 615

文献标识码: A

DOI: 10.16081/j.issn.1006-6047.2016.06.013

0 引言

在国家政策大力支持下, 近年来我国分布式光伏保持快速发展势头, 连续 2 年新增超过 2×10^3 MW。局部地区分布式光伏渗透率较高, 尤其是分布式光伏应用示范区、光伏扶贫工程等区域, 带来了一些技术问题, 包括电压偏差、设备过载、电能质量等。以海宁示范区 110 kV 尖山 2 号变供电区为例, 分布式光伏渗透率达到 63%, 净负荷曲线的峰谷特性发生明显改变, 低谷出现在正午, 仅为日高峰负荷的 30%。根据《太阳能利用“十三五”规划》(征求意见稿)^[1], 2020 年底我国分布式光伏将达到 7×10^4 MW, 未来分布式光伏对电力系统的影响将更为显著, 局部区域需要采用多项技术措施以适应高比例分布式光伏接入。目前通常采用优化接入方式、进行电网改造、加强运行监控等措施以提高电网接纳分布式光伏的能力^[2-5]。随着储能技术的逐渐成熟和其成本的降低, 储能作为一种提高电网接纳能力的有效技术手段, 也将在未来获得更广泛的应用^[6-7]。

目前国内外已有一些储能支撑大规模分布式光伏接入的研究。文献[8]针对我国典型中压馈线, 以安装储能系统的容量最小为目标, 研究了不同储能容量对光伏消纳能力的影响。文献[9]以澳大利亚某低压配电网为案例, 选择在多个并网点接入蓄电池, 采用基于 SOC 反馈的充放电策略, 研究了储能对缓解光伏造成的配电网电压越限问题的作用。文献[10]以 24 h 中 15 min 间隔的潮流计算结果为基础, 通过优化储能的管理策略, 解决光伏发电出力过高引起的过电压问题, 以提高配电网对光伏的消纳能

力。总的来看, 现有研究仍有一些需要完善的方面, 譬如, 采用我国实际案例可更好地反映储能的作用, 开展年度 8760 h 分析可更好地反映季节差异, 各类技术措施的实施策略需要符合实际应用, 综合考虑和对比分析多种技术措施可使研究成果更具科学性。

本文提出了一种储能支撑高比例分布式光伏接入的价值评估方法, 利用年度 8760 h 潮流计算和优化方法, 得到有储能和无储能接入情况下的最优技术措施组合, 通过对比不同措施组合的成本构成, 评估储能支撑分布式光伏接入的价值, 案例分析表明所提方法可以提高价值评估结果的准确性和针对性。

1 储能对分布式光伏接入的作用

1.1 制约分布式光伏接入的主要因素

分布式光伏发电大量接入电网将会导致配电网产生双向潮流, 可能带来电压控制问题和线路过载问题^[11-12]。其中电流过载问题和电压越限问题密切相关, 都是由反向潮流引起的, 但两者受到的约束不同。

电压越限问题主要是源于反向潮流引起的电压升高, 多出现在天气良好的节假日时期, 尤其是在分布式光伏出力较大、用电负荷较小的时候。以金寨县为例, 分布式光伏快速发展使得金寨电网呈现白天送出、夜晚受进的特点, 2015 年最大送出电力 210 MW, 最大受进电力 50 MW。部分时段居民用户电压已达到 260 V, 村级光伏电站并网点电压达到 450 V, 远超电能质量的国家标准要求, 已出现成片地区家用电器损坏、光伏逆变器频繁强制退出等问题。

电流过载问题是指反向潮流过大, 超过线路和变压器限制, 超过运行极限。随着分布式光伏渗透率增大, 反向功率的发生也更加频繁。图 1 展示了德国某区域大量安装光伏发电设备后变电站的电力输送情况, 从图中可见, 反向功率可能比变压器或者线

收稿日期: 2016-03-01; 修回日期: 2016-04-21

基金项目: 国家电网公司科技项目(XM2014040033211)

Project supported by the Science and Technology Research Program of SGCC(XM2014040033211)

路的容量还高。

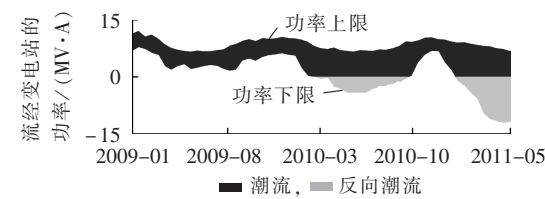


图 1 某变电站接入分布式光伏后的反向潮流
Fig.1 Reverse power flow after distributed PVs are connected to a substation

1.2 支撑大规模分布式光伏接入的措施

针对分布式光伏带来的电压越限和电流过载问题,目前已有“PV-GRID”、“Connecting The Sun”等多个知名研究项目开展了支撑大规模分布式光伏接入的技术措施研究^[11-12]。

支撑大规模分布式光伏接入的技术措施可分为电网侧、电源用户侧、源网荷互动 3 类。电网侧措施包括电网改造、有载调压、高级电压控制、静态无功控制、电网侧储能等;电源用户侧措施包括用户侧储能、政策激励下的自发自用、光伏限电、光伏发电无功功率控制等;源网荷互动措施包括基于价格信号的需求响应、广域电压控制等。

各种技术措施的成本不同,不同情景下最优技术措施组合的成本也不完全相同。“Connecting The Sun”以实际低压配电网为案例,研究了采取电网改造、限电、自动功率调节和智能配电变压器等不同策略的成本,结果如图 2 所示。其中,实际郊区低压电网(122 户用户)光伏安装容量占初始变压器容量(250 kV·A)比例为 72%。各项成本中,减少光伏系统上网电量的成本为光伏运营商承担的成本,其余均为配电运营商承担的成本。

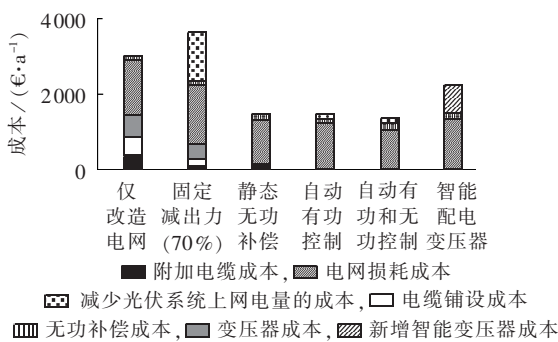


图 2 不同电压控制策略下的成本
Fig.2 Costs for different voltage control strategies

1.3 储能支撑分布式光伏接入的作用

储能系统具备有功功率的双向调节和无功功率的四象限调节能力,可以有效缓解分布式光伏接入后的节点电压升高和设备过载问题。当电压越限或者电流过载时,通过储能系统存储部分分布式光伏电量,尤其是出力高峰时刻电量,可以降低配电网反

向潮流带来的电网电压升高的负面影响,以及电流过载的风险,从而降低高峰出力带来的电网改造需求和光伏限电量。同时,在大部分情况下还将有利于配电网网损的减小。此外,利用储能采用逆变器并网、可灵活调节无功功率的特点,将储能调节和无功补偿设备、变压器分接头等措施协调配合,调整配电网电压分布。

2 储能支撑分布式光伏接入的价值评估方法

2.1 价值评估思路和流程

储能应用在含高比例分布式光伏的配电网中可以减少电网改造并降低光伏限电量,体现了储能支撑分布式光伏接入的价值。相对于发电侧利用储能降低预测误差避免惩罚成本、用户侧利用储能套利等应用领域的储能价值评估,对储能在支撑分布式光伏接入方面的价值评估比较复杂,主要原因在于储能只是提高电网接纳能力的可选措施之一,实际研究中不能将储能作为唯一的技术措施进行价值评估。

本文提出的评估储能支撑分布式光伏接入的价值的基本思路是,将电网改造、储能、限电等作为备选措施,针对实际案例开展研究,优化确定有储能和无储能接入 2 种情况下适应高比例分布式光伏接入的最优技术措施组合,通过对比 2 种情况下技术措施的成本,从而评估储能支撑分布式光伏接入的价值。在求解最优技术措施组合时,需要基于分布式光伏接入电网后的年度运行状态,以各项技术措施的总成本最优为目标进行确定。

储能支撑分布式光伏接入的价值评估的流程如图 3 所示,具体步骤如下。

(1)确定储能接入点。考虑到单个变电站供电区域内没有太多储能适宜选点,在实际应用中往往不适合通过优化方法确定储能选址。储能支撑分布式

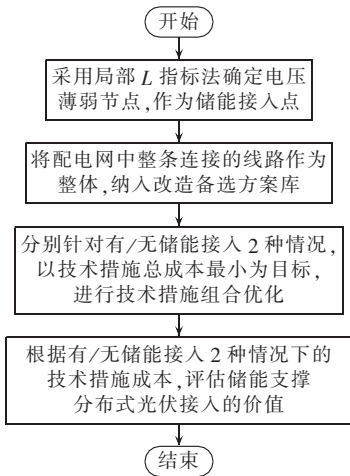


图 3 储能支撑分布式光伏接入的价值评估流程
Fig.3 Flowchart of value assessment for energy storage in supporting large-scale integration of distributed PVs

光伏接入的主要作用是防止出现电压越限和电流过载问题,因此在确定储能接入点时可以选择电压稳定薄弱节点。目前有多种能够确定电压稳定薄弱节点的方法,其中,局部 L 指标法具有简便、快捷、实用等特点,常被用于评价馈线系统各节点的电压稳定程度^[13]。

(2)确定线路更换备选方案库。配电网中同一型号线路通常都是一整条线路,不存在仿真分析模型中的线路节点,因此,在电网改造中更换线路通常是整条更换。本文研究从实际应用出发,将同一条主干线或者分支线作为整体,纳入线路更换备选方案库,供技术措施组合优化时使用。

(3)进行技术措施组合优化。优化目标是电网改造、限电、储能投资等各项技术措施总成本最小,成本计算需要基于含分布式光伏和储能的配电网年度 8760 h 潮流计算结果。采用智能优化算法进行优化求解,确定技术措施组合。电网改造措施方面,得到需要改造的线路以及改造采用的线路型号;限电措施方面,得到各个小时的限电量;储能措施方面,得到各个储能接入点的储能容量和在各个时间点的充放电情况。

(4)对比评估储能的价值。基于有储能和无储能接入情况下的技术措施优化组合成本,对比得到储能支撑分布式光伏接入的价值,即减少的电网改造成本和限电损失。

2.2 储能模型和控制策略

考虑到需要计算储能接入后的配电网潮流,本文储能模型采用电路模型,储能出力由运行策略控制,储能容量通过优化确定。这和电力系统生产模拟分析中的储能模型有较大差异,后者充放电状态往往是在给定约束条件下通过优化得到。

储能装置具有 3 种工作状态:充电、放电和闲置状态。本文采用的电路模型中,3 种状态的切换通过触发器来实现。当储能装置工作在充电或放电状态时,串联的充放电损耗电阻主要用来模拟充放电损耗。当储能装置工作在闲置状态时,考虑到装置本身存在一定的损耗,在模型中并联一个导纳来模拟。

储能模型存在如下基本约束:当储能装置工作在充电状态时,储能装置能量不断增加,直至达到额定容量时,切换至闲置状态。当储能装置工作在放电状态时,储能装置能量不断减少,直至达到最低允许容量时,切换至闲置状态。同时考虑到储能装置自身的承受力,充电功率和放电功率均不能超过设定的最大允许充放电功率,否则装置切换至闲置状态。

2.3 储能控制策略

考虑到每个时间点上储能充放电状态与电网运行状态有关,最准确的方法是进行迭代计算处理使

得储能满足控制目标,但是这种方法需要多次重复计算,耗费大量计算时间。因此,本文从兼顾计算速度和控制精度的角度出发,采用 2 步计算的简化方法。第 1 步,将所有储能置为闲置状态,进行潮流计算,获取无储能情况下的配电网运行状态;第 2 步,根据配电网运行状态和储能控制策略,得到该时刻下的储能充放电状态及充放电功率,重新计算配电网运行状态。

本文采用的储能控制策略为,当某个时刻全网最高节点电压超出国家标准规定的 7% 偏差时,对所有储能进行充电,确保该时刻下各节点电压满足国家标准要求。如果此时储能装置已经充满,则不再充电,此时允许出现限电。当全网最高电压小于额定电压的 5% 时,储能进行放电,为后续储存限电量做好准备。同时,储能充放电状态和功率控制需要符合不超过额定容量、不小于最小允许容量、小于规定充放电功率等储能基本约束条件。

储能控制策略流程如图 4 所示,图中字母 A、B、C 表示对应的运行控制操作,其具体操作分别如下。

A:若系统最大节点电压标幺值 $U_{\max}$ 大于 1.07 p.u.,对储能进行充电,充电比例为此时刻所有限电量除以所有储能总功率,目标是将所有限电电量存入储能,即 $r_{\text{charge}} = \frac{\sum_{i=1}^x E_{i,t}}{\sum_{i=1}^n P_i}$ 。其中, $E_{i,t}$ 为 t 时刻分布式光伏发电 i 的限电量; P_i 为储能 i 的装机容量; n 为储能数量; x 为分布式光伏发电数量。需要注意的是,有可能储能剩余容量小于限电电量,在计算时会触发储能基本约束,但在确定储能控制策略时可不再考虑。

B:若系统最大节点电压标幺值 $U_{\max}$ 小于 1.05 p.u.,

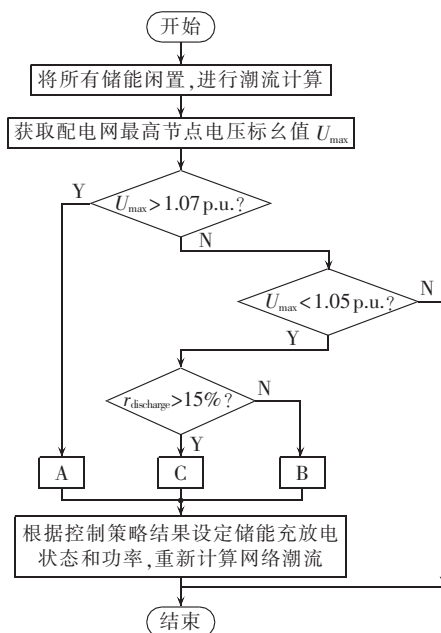


图 4 储能的控制策略

Fig.4 Control strategy of energy storage

对储能进行放电(放电比例 $r_{\text{discharge}}$ 为该时刻负荷的 1.05 倍与光伏发电量的差值除以所有储能总功率),为后续存储限电电量做准备。

C:若系统最大节点电压标么值 $U_{\max}$ 小于 1.05 p.u.,对储能进行放电,若计算得到的放电比例 $r_{\text{discharge}} > 15\%$,则将放电比例控制为 15%,主要目的是保证储能放电后不引起电压越限。

若系统最大节点电压标么值 $U_{\max}$ 介于 1.05 p.u. 和 1.07 p.u. 之间时,将储能状态仍然保持为闲置状态,不再对潮流进行重新计算。

2.4 储能选址

采用局部 L 指标法确定分布式光伏安装后系统的最薄弱节点,将储能接入这些节点,可有效降低分布式光伏对电网电压的影响,提高储能支撑分布式光伏接入的效果。局部 L 指标 L_j 取值范围为 $[0, 1]$, L_j 值越接近 1,该节点电压越容易崩溃。

负荷节点 j 的局部 L_j 指标定义为:

$$L_j = \left| 1 - \frac{\sum_{i \in a_G} F_{ji} U_i}{U_j} \right| \quad j \in a_L \quad (1)$$

其中, a_G 为所有发电机的节点集合; a_L 为全部负荷的节点集合; L_j 为第 j 个负荷节点的局部指标; U_i 为第 i 个发电机节点的复电压; U_j 为第 j 个负荷节点的复电压; F_{ji} 为负荷参与因子^[8]。

2.5 优化目标

优化目标为技术措施总成本最低,成本主要包括电网改造成本、限电损失、储能投资成本、运维成本等,计算式为:

$$C_{\text{all}} = C_c + C_r + C_{\text{es}} \quad (2)$$

其中, C_{all} 为各种技术措施的总成本; C_c 为限电损失; C_r 为分布式光伏接入引起的电网改造成本; C_{es} 为储能投资成本。

(1) 限电损失。

分布式光伏发电的限电损失以限电量和单位电量价值之积表示。

$$C_c = \sum_{t=1}^{8760} \sum_{i=1}^x E_{i,t} C_E \quad (3)$$

其中, C_E 为单位限电量的价值。

(2) 电网改造成本。

电网改造成本主要考虑线路更换的成本,根据确定的备选线路对线路进行整条更换^[5]。

$$C_r = \sum_{i=1}^m \sum_{l=1}^x C_{\text{km}_i} l_i R_i \quad (4)$$

其中, C_{km_i} 为线路 i 的单位长度成本; l_i 为线路 i 的长度; R_i 表示线路 i 是否需要进行改造,如需改造则为 1,不改造则为 0; m 为该网络中线路的数量。

(3) 储能投资成本。

储能投资成本通常以装机容量和单位装机容量成本之积表示。

$$C_{\text{es}} = \sum_{i=1}^n C_{\text{kw}_i} P_i \quad (5)$$

其中, C_{kw_i} 为储能 i 的单位装机容量成本。考虑到储能的寿命明显短于光伏发电和电网设备的使用寿命,且和储能运行情况有关,因此,储能投资成本需要考虑储能设备的更换。

3 储能支撑分布式光伏接入的案例分析

国网能源研究院在分布式电源和配电网联合规划软件 G-NJP (distributed Generation and distribution Network Joint Planning)^[14]中加入了储能模型,可对含分布式电源的配电网进行优化分析,得到适应大规模分布式电源接入配电网的最优技术措施组合。

3.1 配电网案例概述

选择河北某村低压配电网为案例,该村共有 4 台公用配变,主变容量为 $(3 \times 100 + 200) \text{ kV} \cdot \text{A}$;电源为城东站 (35 kV),主变容量为 $(8 + 10) \text{ kV} \cdot \text{A}$,2013 年最大负荷为 11.7 MW;该村低压配变通过义安镇 512 线路与城东站相连,义安镇 512 线路总长为 26 km。

该村共有居民 160 余户,户表数为 217 户,其中单相居民用户 180 户,三相动力用户 37 户,2013 年最大负荷为 3464 kW。

该低压配电网示意图如图 5 所示,图中“■”表示一个可安装 3 kW 光伏的居民用户屋顶,粗线表示主干线,细线表示分支线,数字表示节点编号。

3.2 案例计算结果

(1) 确定储能接入点。

该低压配电网中有 4 个低压台区,除村南台区外都接入了较多的分布式光伏,存在电压超标风险,因此拟在除村南台区外的 3 个台区各选择 1 个电压薄弱点作为储能接入点。根据局部 L 指标法,村东变电压薄弱点为 232 节点,村东北变电压薄弱点为 234 节点,村内变电压薄弱点为 231 节点,因此选择在这 3 个点接入储能。

(2) 确定线路更换备选方案。

根据该低压配电网实际情况,设定 14 条线路更换备选方案,分别是村南变所有线路、村内变 1 条主干线和 4 条分支线、村东北变 1 条主干线和 2 条分支线、村东变 1 条主干线和 4 条分支线,如图 5 所示。进行技术措施组合优化时,电网改造方案对上述 14 条线路的更换进行 0 和 1 的优选,0 表示不更换,1 表示更换。

(3) 得到有/无储能接入的成本分析结果。

利用 G-NJP 软件对有/无储能接入 2 种情况进行优化分析,得到 2 种情况下的优化技术措施组合的成本,并选择有储能接入情况下的 2 种典型情景一起进行分析,结果如图 6 所示。

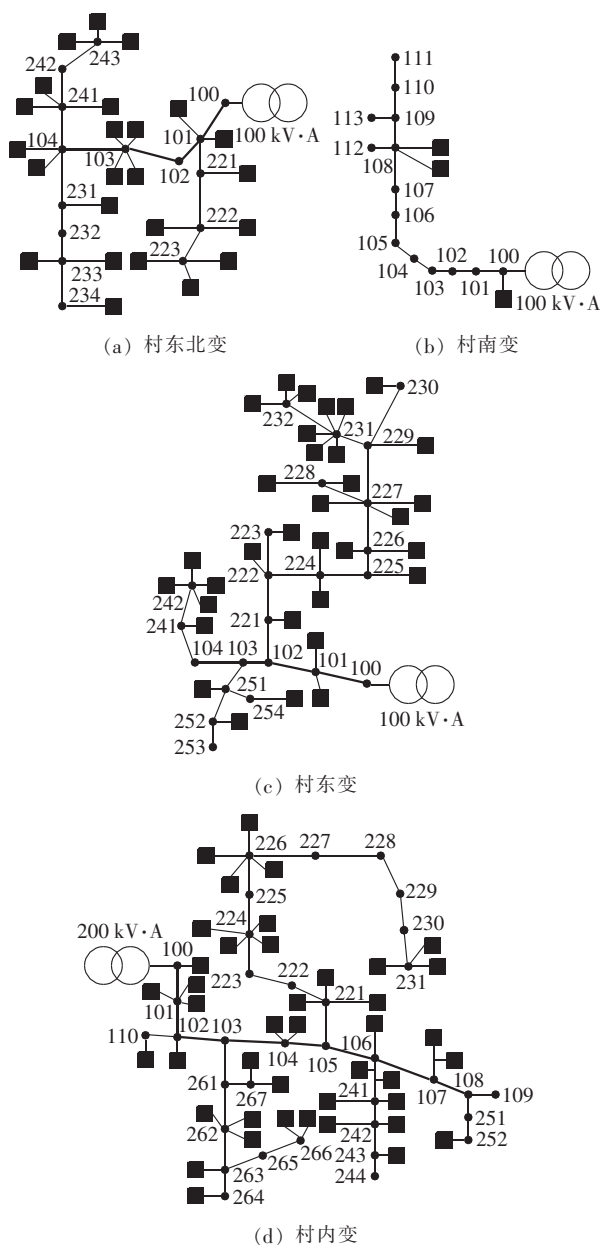


图 5 低压配电网示意图

Fig.5 Schematic diagram of low voltage distribution network

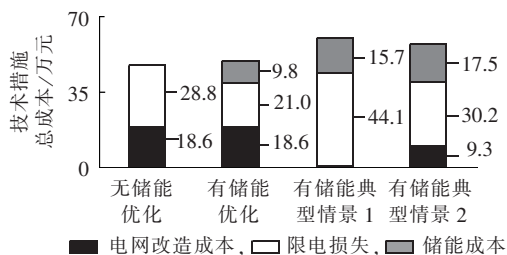


图 6 案例分析结果

Fig.6 Results of case analysis

分析优化结果,得到如下结论。

(1)储能接入可有效减少电网改造成本和限电损失,实际应用中需要优化确定储能装机容量,从而确保技术措施总成本最小。无储能接入情况下电网

改造成本和限电损失合计47.4万元,而有储能接入情况下,通过储能容量优化和电网改造优化,可以实现技术措施总成本的优化,典型情景下总成本可降低接近20%。

(2)在目前投资成本条件下,储能支撑分布式光伏接入普遍不具备经济性。本文中按照20 a内储能4次更换的平均投资成本为2300元/(kW·h)计算,在此条件下,有储能接入优化情景的技术措施总成本仍然高于无储能接入优化情景,不具备经济性。如果对限电电量存在规定比例,譬如不超过5%,当出现限电比例稍高于5%的情况,此时进一步实施电网改造就不太经济,采用少量储能则具备较好的经济性。

(3)从支撑分布式光伏接入的经济性上考虑,储能选择时偏向小容量、短时间。按照平均投资成本2300元初步估算,储能接入如果要具有经济性,则单位千瓦时的储能每年吸收限电电量应不少于470 kW·h,折合每天至少吸收限电电量1 kW·h。这就要求选择容量偏小的储能,从而提高储能利用次数。

(4)若考虑电力价值,本案例中当功率价值标准超过7.8元/kW时,储能接入就具备经济性。就案例现有优化结果来看,按照参考变压器基本容量费40元/kW计算,100%储能案例下可以实现累计电力价值10.2万元,按照此标准计算,有储能最优情况下实际成本为39.2万元,远小于无储能接入最优情况下的47.4万元。如果按照有储能和无储能最优情况下成本持平的原则计算,则电力价值费用为7.8元/kW。

4 结论

本文针对储能支撑分布式光伏接入应用,提出了一种基于多技术措施优化组合的储能价值评估方法。通过我国实际案例计算分析,对价值评估方法进行了实证研究,具有较强的科学性、准确性和实用性。

从案例结果来看,储能接入可有效减少电网改造成本和限电损失,实际应用中需要注重优化,但就储能项目自身来看,目前尚不具备经济性。

参考文献:

- [1] 国家能源局. 太阳能利用“十三五”发展规划(征求意见稿)[R]. 北京:国家能源局新能源司,2015.
- [2] 张沈习,李珂,程浩忠,等. 间歇性分布式电源在主动配电网中的优化配置[J]. 电力自动化设备,2015,35(11):45-51.
ZHANG Shenxi, LI Ke, CHENG Haozhong, et al. Optimal allocation of intermittent distributed generator in active distribution network [J]. Electric Power Automation Equipment, 2015, 35(11): 45-51.

- [3] 栗然,马慧卓,祝晋尧,等. 分布式电源接入配电网多目标优化规划[J]. 电力自动化设备,2014,34(1):6-12.
LI Ran,MA Huizhuo,ZHU Jinyao,et al. Multi-objective optimization for DG integration into distribution system[J]. Electric Power Automation Equipment,2014,34(1):6-12.
- [4] 赵波,张雪松,洪博文. 大量分布式光伏电源接入智能配电网后的能量渗透率研究[J]. 电力自动化设备,2012,32(8):95-100.
ZHAO Bo,ZHANG Xuesong,HONG Bowen. Energy penetration of large-scale distributed photovoltaic sources integrated into smart distribution network[J]. Electric Power Automation Equipment,2012,32(8):95-100.
- [5] 黄碧斌,李琼慧,高菲,等. 高渗透率分布式光伏接入农村电网的成本分析[J]. 电力系统及其自动化学报,2016,28(4):1-7.
HUANG Bibin,LI Qionghui,GAO Fei,et al. Cost analysis of high penetration distributed photovoltaic in rural network [J]. Proceedings of the CSU-EPSA,2016,28(4):1-7.
- [6] 王成山,武震,李鹏. 分布式电能存储技术的应用前景与挑战[J]. 电力系统自动化,2014,38(16):1-8.
WANG Chenshan,WU Zhen,LI Peng. Probabilistic prospects and challenges of distributed electricity storage technology [J]. Automation of Electric Power Systems,2014,38(16):1-8.
- [7] 颜伟,吕冰,赵霞,等. 含高渗透率风电配网中电池储能系统和开关的协调规划[J]. 电力自动化设备,2015,35(3):6-11.
YAN Wei,LÜ Bing,ZHAO Xia,et al. Coordinated allocation of BESS and controllable switches in distribution system with high penetration of wind power[J]. Electric Power Automation Equipment,2015,35(3):6-11.
- [8] 赵波,韦立坤,徐志成,等. 计及储能系统的馈线光伏消纳能力随机场景分析[J]. 电力系统自动化,2015,39(9):34-40.
ZHAO Bo,WEI Likun,XU Zhicheng,et al. Photovoltaic accommodation capacity determination of actual feeder based on stochastic scenarios analysis with storage system considered[J]. Automation of Electric power systems,2015,39(9):34-40.
- [9] ALAM M J E,MUTTAQI K M,SU TANTO D. Mitigation of rooftop solar PV impacts and evening peak support by managing available capacity of distributed energy storage systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2013,28(4):3874-3884.
- [10] NADEESHANI J,PETER W,MOHAMMAD A S M. An optimal management strategy for distributed storages in distribution networks with high penetrations of PV[J]. Electric Power Systems Research,2014,116(11):147-157.
- [11] BARTH B,CONCAS G,ZANE E B,et al. PV-GRID final project report[R]. Berlin,Germany;PV GRID Project,2014.
- [12] EPIA. Connecting the sun:solar photovoltaics on the road to large-scale grid integration[R]. Brussels,Belgium;EPIA,2012.
- [13] 贾宏杰,余贻鑫,王成山. 利用局部指标进行电压稳定在线监控的研究[J]. 电网技术,1999,23(1):45-49.
JIA Hongjie,YU Yixin,WANG Chengshan. An application of local index to on-line monitoring and control of power system voltage stability [J]. Power System Technology,1999,23(1):45-49.
- [14] 黄碧斌,胡静,戈狄,等. 分布式电源接入的综合经济效益分析和软件开发[J]. 大众科技,2015,17(8):53-55.
HUANG Bibin,HU Jing,GE Di,et al. Comprehensive economic benefit analysis and software development of distributed generation integration[J]. Popular Science and Technology,2015,17(8):53-55.

作者简介:



黄碧斌

黄碧斌(1982—),男,江苏宜兴人,高级工程师,博士,主要研究方向为新能源和分布式电源的政策法规、规划运营和技术经济等(E-mail:huangbibin@sgeri.sgcc.com.cn);

李琼慧(1969—),女,湖北天门人,高级工程师,硕士,主要研究方向为能源电力和新能源的政策管理和技术经济等(E-mail:liqionghui@sgeri.sgcc.com.cn)。

Value assessment for energy storage in supporting large-scale integration of distributed PVs

HUANG Bibin,LI Qionghui

(State Grid Energy Research Institute,Beijing 102209,China)

Abstract: A method for assessing the value of energy storage in supporting the large-scale integration of distributed PVs is proposed,which applies the annual 8 760-hour power-flow calculation and intelligent optimization method with the minimum total cost of all technical measures for the large-scale integration of distributed PVs as its objective to determine the optimal combination of technical measures and its relevant total cost for two conditions:with and without the energy storage. The value of energy storage is assessed by the comparison of total cost. Results of case analysis show that,the application of energy storage can reduce the cost of power network reinforcement and the power curtailment loss due to the highly proportional integration of distributed PVs,but its application to actual power grid needs to be optimized;if only its electricity value is considered,the application of energy storage does not have the economic benefit in the condition of present investment cost;its power value should be counted in for promoting its application.

Key words: energy storage; distributed PV; technical measure; value assessment; costs; power network reinforcement; power curtailment loss