

风光储联合发电系统并网优化研究

文/徐 敏¹ 李万伟¹ 张中丹¹ 白望望¹ 刘 宏²

1. 国网甘肃省电力公司发展事业部（经济技术研究院）2. 中国能源建设集团甘肃省电力设计院有限公司

随着新能源装机容量的快速上升，其出力的随机性和间歇性给电网的安全稳定运行带来了考验。风光储联合发电系统利用风电和光伏的天然互补性以及储能的功率调节，实现平滑出力波动和提升新能源消纳。首先分析了风光储系统定位、系统构成；然后基于系统需要分析了调峰、调频及保供电方案下的储能运行方式特性；最后探讨了不同形式的储能接入方式，并对储能的不同运行方式进行了并网环节主要设备的选型优化。对于工程实践和系统优化设计具有指导意义。

随着我国新能源发电的快速发展，风力发电和光伏发电作为新能源发电中占比较高的发电类型，全国装机容量逐年上升。大规模的新能源发电能够提供高效清洁能源供应，解决环境污染和化石能源短缺问题，但也因其发电形式的随机性给接入的电网带来了更多的挑战。风力发电和光伏发电在一天内的出力具有一定的天然互补性，风光互补系统可在一定程度上减弱出力随机性的影响。但是，风光互补发电系统的电源不能像传统发电站一样满足电网灵活调度的要求，因此配置可调度的储能以改善并网的电网质量，平抑风电、光伏的出力随机波动，使风光储互补系统的输出趋于平滑。

目前国内外对风光储系统的研究已取得一些进展，主要集中在项目规划设计阶段储能的配置研究、模型优化研究、调度策略及求解优化算法等方面。本文从工程实际应用出发，针对风光储联合发电系统并网环节的优化展开研究，首先分析了风光储系统定位、系统构成；然后基于系统需要分析了调峰、调频及保供电方案下的储能运行方式特性；最后针对储能及新能源发电系统各环节的物理特性分析了储能的接入方式，并对储能的不同运行方式进行了并网环节主要设备的选型优化，对工程实践

和系统优化设计具有指导意义。

风光储联合发电系统

根据相关规范，风光储联合发电站是由风力发电、光伏发电和电化学储能组合形成的联合发电站，分为风力发电、光伏发电、储能电站联合发电站；风力发电、储能电站联合发电站；以及光伏发电、储能电站联合发电站。并网系统一般指风光储联合发电站与公网或其他电力系统的联络并网环节，离网型风光储联合发电站不与公网相连接，需要同步建设配套配电系统，用于电能传输和使用。

从风光储联合发电系统的功能定位来看，可分为以并网发电为主的并网型风光储系统和以供负荷为主的基于源网荷储一体化的风光储系统。

1. 并网型风光储系统

并网型风光储系统（见图1）在大型风电光伏基地开展，通常需要配合建设调节性电源保障基地电力输出趋于稳定，且调节性能要求良好，满足基地输出电力的调峰需求，需要结合受端进行整体规划。调节性电源应以煤电为主，可结合实际情况配置抽水蓄能、光热电站和新型储能等。新型储能可选择装机规模大、储能时长较长的压缩空气储能和

技术成熟、布局灵活的电化学储能。

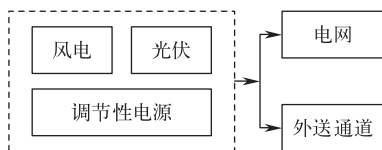


图1 并网型风光储系统构成

2. 源网荷储一体化项目

源网荷储一体化项目（见图2）主要针对增量负荷，通过优化整合电源侧、电网侧和负荷侧资源，提高新能源电量就地消纳水平，打造绿色低碳园区。根据国家发展改革委、国家能源局《关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见》，一体化项目强化源网荷储各环节协调互动，提升系统运行效率和电源开发综合效益，构建多元功能智慧保障体系。为保障一体化项目的负荷供应和系统调节性能，通常需结合电源特性、负荷规模和负荷特性等进行系统性规划。系统需与大电网相联络，在系统出力不足或出力盈余时可与电网进行少量的电力交换。

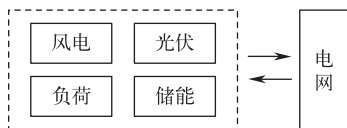


图2 源网荷储一体化项目组成

储能运行方式

风光储系统中的储能运行方式由系统调峰和调频需求决定，特殊情况下，需要储能参与一定的保供电供应。

1. 调峰服务的储能运行方式

储能参与调峰是指在系统电源大出力，尤其是新能源大发期间，储能充电以存储多余电能，在系统新能源小出力时放电，起到削峰填谷的作用。在新能源装机占比较高的系统内，调峰缺额的增加主要是由于系统内新能源装机大规模发展导致，在新能源大发时刻尤其需要投入调峰电源。以甘肃电网为例，光伏午间发电期间系统调峰压力最大，风电大发的凌晨调峰压力次之。在光伏大发的午间时段和风电大发的夜间时段，系统负荷为腰值或低值，安排储能运行在充电状态；负荷晚高峰安排储能运行在放电状态。其余时段，储能运行比较灵活，可

根据储能电池状态安排充放电。

2. 调频服务的储能运行方式

调频是指在电力系统频率偏离目标频率时，通过系统内发电有功调整变化减少频率偏差，通常对调节响应速度和精度具有一定要求。电池储能因快速和精确的功率响应，相对于传统调频电源具有较大优势。

在发电端，由于风电、光伏发电具有天然波动性和间歇性，新能源发电出力突然升高，将导致系统频率升高，此时需要调频机组和储能按照频率控制要求快速降低出力，储能运行在充电模式；反之，新能源发电出力降低时，储能需要运行在放电模式。

3. 保供电需求的储能运行方式

按照系统电源容量配置原则，电力系统中的电源配置总量应当满足最大负荷容量和系统备用容量。保供电需求是指在电力系统局部发生较严重故障导致供电能力不足情况下，统筹局部区域内发电资源，最大程度地进行负荷保供电。

（1）并网型风光储系统

假设某系统内区域A、区域B及大电网的连接方式如图3所示，正常情况下区域A配置的电源容量及与大电网的联络线路能够满足区域内负荷供电，在严重故障情况下，当联络线1、2、3中发生两回线路故障时，此时区域A供电能力存在短缺，区域A内部需要采取措施保障负荷供电，以便消除故障，恢复正常供电。保供电期间，无论新能源出力大小，储能都将最大程度地进行保供电，在一段时间内储能持续运行在放电模式。



图3 某区域电网互联结构示意图

（2）源网荷储一体化项目

源网荷储一体化项目本身定位为“相对独立”的小系统，规划设计阶段应考虑到系统内电源配置的容量能满足最大负荷容量需要，储能主要用于调节新能源出力波动尽可能与负荷匹配。在正常情况下，与大电网的联络线路不进行功率交换或只进行很少的功率交换，承担一定的保底供电。因此，储

能与新能源是完全错峰的发电形式，不会出现“新能源大发+储能放电”工况，如图4所示。

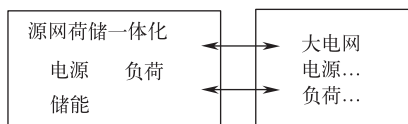


图4 源网荷储一体化互联结构示意图

并网运行优化

1. 储能单元的接入方式

储能与新能源发电的连接形式，从连接电压等级上可分为直流连接和交流连接，从储能系统的独立性上可分为分散式连接和集中式连接。

(1) 直流接入形式

以常见的电化学储能为例，原理为采用直流电池储存电量，因此在与交流电网进行电力交换时需要通过“交-直-交”变换环节实现，储能系统内部同时存在交流和直流电压等级。

对于风力发电机组，双馈异步风力发电机组内部均为交流环节，同步风力发电机存在“交-直-交”变换环节；对于光伏发电来说，并网逆变器环节存在“直-交”环节。

若不考虑风电、光伏和储能常用技术路线中“交-直-交”电压等级的差异，通过内部连接系统的拓扑改变，可形成储能与风电、光伏发电的内部接入形式，形成配置在风电、光伏直流侧的储能系统。直流侧接入储能一般属于分散式储能接入方式。

光伏侧储能直流接入主要依靠光伏电站的直流汇流母线，对于集中式逆变器方案，直流汇流母线在逆变器直流侧，汇集的光伏容量通常比组串式逆变器大，一般为2.5~4.5 MW；对于组串式逆变器方案，直流汇流母线在组串式逆变器直流侧，汇集容量较小，一般为200~300 kW，如图5所示。

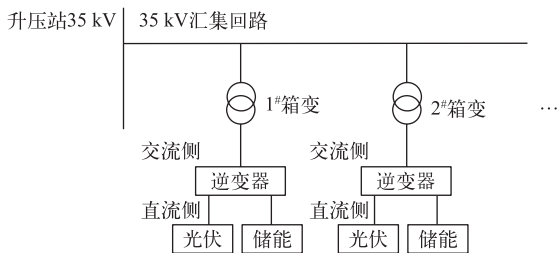


图5 光伏侧储能直流接入示意图

风电侧储能直流接入主要应用在同步风力发电机，在其内部“交-直-交”变换的直流侧接入储能，单台风机容量一般为2.0~6.5 MW，比光伏发电单机容量更大，如图6所示。

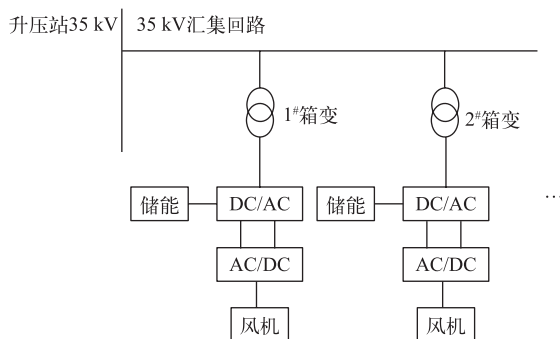


图6 同步风力发电机侧储能直流接入示意图

(2) 交流接入形式

交流侧接入形式是将储能系统独立逆变为交流后接入风电或光伏发电的交流侧，从与风电、光伏发电是否共用一台箱式变压器的角度可分为分散式交流接入和集中式交流接入，两种方案下储能均拥有独立的储能变流器，如图7、图8所示。

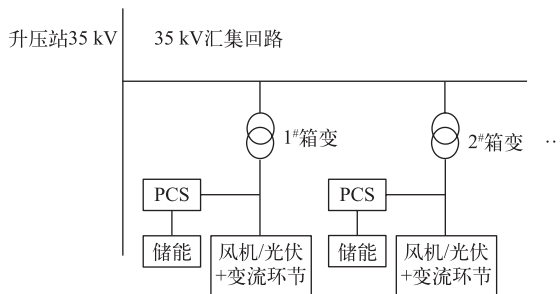


图7 储能分散式交流接入示意图

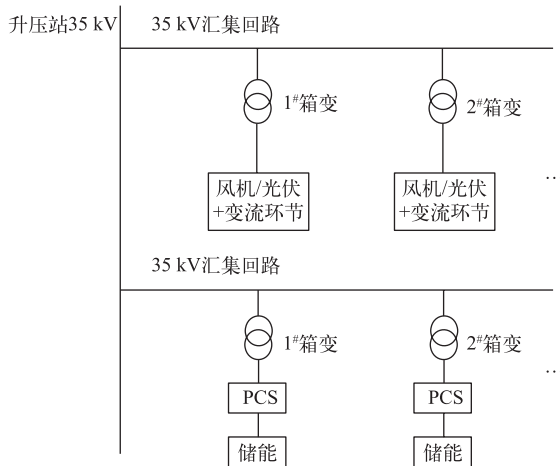


图8 储能集中式低压交流接入示意图

对于某些大型集中式储能，还可设置单独的储能专用升压主变压器，接入新能源项目的升压站高压侧，如图9所示。

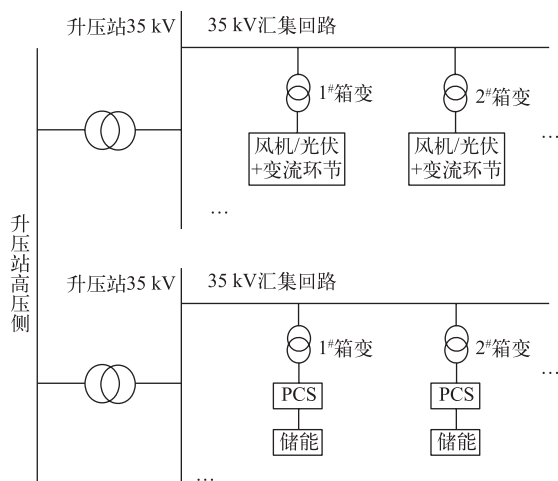


图9 储能集中式交流高压侧接入示意图

2. 接入方式对比

储能接入方式对比见表1。

表1 储能接入方式对比

接入方式	优点	缺点	适用场景
分散式直流入入	1. 储能电池在光伏直流侧充放电，减少损耗 2. 减少储能系统交流汇集系统和箱式变压器投资	1. 储能只能在发电单元内充放电，不能从电网交换功率 2. 运行灵活性差，调控复杂，不利于参与市场交易	分布式风光储系统
分散式交流接入	1. 储能电池在新能源交流侧充放电，可与电网双向交换电力 2. 减少储能系统交流汇集系统和箱式变压器投资	1. 储能与电网进行双向功率交换受限 2. 运行灵活性一般	并网型风光储系统、微电网级风光储系统
集中式低压交流侧接入	1. 储能系统相对独立，调控运行较为便利 2. 与新能源发电系统共用主变压器，节约投资，减少损耗	相对独立的变流升压环节导致投资增加	并网型风光储系统、源网荷储一体化风光储系统
集中式高压交流侧接入	储能系统独立性强，调控运行便利	独立的变流升压环节导致投资增加	并网型风光储系统、源网荷储一体化风光储系统

随着电力辅助服务市场的建设，储能项目作为重要的独立市场主体参与交易，储能设施应当具备

发电自动控制功能（AGC），性能应当满足电网相关要求并接入调度机构，实现充放电等信息实时上传，接受调度指令，满足调度运行指挥要求。因此，为更好地参与辅助服务市场交易，集中式交流接入更具优势。

在工程实践中，考虑到风光储系统的规模、储能系统调控运行便利性和便于参与市场服务，优先推荐集中式低压交流侧接入方案，在储能规模进一步增加及储能服务范围扩大情况下，可采用集中式高压交流侧接入方案。

3. 主变压器容量及送出线路选择

根据新能源项目并网设计，在不含储能情况下，一般按照不小于新能源装机的原则选择主变压器。考虑储能后，由于双向电力交换和运行模式的不同，等效穿越主变压器的容量将有所变化，理论上主变压器容量的选择将有所不同。

（1）并网型风光储系统主变压器容量选择

并网型风光储系统主要定位为发电，储能项目以集中式交流侧接入升压站低压侧，储能充电时等效穿越容量为“新能源+储能”，储能放电时等效穿越容量为“新能源+储能”。

根据储能运行方式分析，调峰运行时的储能将运行在“削峰填谷”方式，即在新能源大发期间充电运行并在新能源小发期间放电运行，即最大主变压器穿越容量为“新能源容量”；调频运行时的储能根据系统需要参与调频，即最大主变压器穿越容量为“新能源+储能”。

（2）源网荷储一体化项目主变压器容量选择

源网荷储一体化项目的储能主要定位为调节电源，使系统发电出力尽可能与负荷用电相匹配，储能主要承担调峰作用，若储能项目以集中式低压交流侧接入，最大主变压器穿越容量为“新能源+储能”。

主变压器容量选择见表2。并网型风光储系统大多数运行在场景1和场景2，少数运行在场景3和场景4，理论上按照不小于新能源容量选择主变压器容量可满足大多数运行场景，但随着电力系统中新能源装机占比进一步提升，电网的安全稳定运行压力也日益增加，从可靠性角度出发，有必要按照场景3和场景4的运行需求选择主变压器容量。此外，按照新能源装机20%~30%配置储能，主变压器容

量比仅考虑新能源增大20%~30%，主变压器设备投资增加10%~15%。结合以上可靠性要求和技术经济性，仍推荐并网型风光储项目升压站主变压器容量按照不小于“新能源+储能容量”选择。源网荷储一体化项目将运行在场景5和场景6，即升压站最大等效穿越容量为“新能源容量”，推荐按照不小于新能源容量选择。

表2 主变容量选择建议

运行场景	新能源出力方式	储能运行需求	储能运行方式	等效主变压器穿越容量	主变压器容量选型建议
一、并网型风光储系统					
1	大出力	调峰	充电	新能源-储能	≥新能源容量
2	小出力	调峰	放电	新能源+储能	≥新能源容量
3	大/小出力	调频	充/放电	新能源±储能	≥新能源+储能容量
4	大/小出力	保供电	放电	新能源+储能	≥新能源+储能容量
二、源网荷储一体化项目					
5	大出力	调峰	充电	新能源-储能	≥新能源容量
6	小出力	调峰	放电	新能源+储能	≥新能源容量

(3) 并网线路容量选择

确定各升压站主变压器容量后，升压站整体送出需求即可确定，送出线路选型应按照送出线路满足升压站最大送出需求的原则进行。对于源网荷储一体化项目，为保障负荷供电可靠性，一般采用两回或两回以上线路与大电网联络，建议按照“N-1”原则选择线路型号。

结束语

本文通过分析风光储系统定位、系统构成、运行特性，研究了系统中的储能运行方式，以及并网环节的优化。

1) 通过系统构成分析，根据系统定位风光储联合发电系统可分为并网型风光储系统和源网荷储一体化项目，大电网应当着重关注并网型风光储系统和源网荷储一体化项目的建设，通过配置储能和风光互补性提升发电出力稳定性，提高新能源利用率。

2) 通过储能并网后的需求分析，储能提供的

功能服务按照调峰服务、调频服务和保供电服务三大方面展开，不同类型风光储系统中的储能服务功能、运行状态和新能源发电出力之间的关系不尽相同。

3) 通过风光储系统各环节构成分析，提出储能项目与风光储系统的多种连接形式，工程实践中考虑到风光储系统的规模、储能系统调控运行便利性和便于参与市场服务，优先推荐集中式低压交流侧接入方案，在储能规模进一步增加及储能服务范围扩大情况下，可采用集中式高压侧交流接入方案。

4) 针对风光储联合发电系统并网方案优化，集中式交流侧接入风光储系统，新能源项目与储能项目可共用升压主变压器，根据不同运行场景选择主变压器和送出线路容量。EA

参考文献

[1] 舒印彪, 张智刚, 郭剑波, 等. 新能源消纳关键因素分析及解决措施研究[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(1): 4-12.

[2] 唐西胜, 邓卫, 李宁宁, 等. 基于储能的可再生能源微网运行控制技术[J]. 电力自动化设备, 2012, 32(3): 99-103.

[3] 李建林, 郭斌琪, 牛萌, 等. 风光储系统储能容量优化配置策略[J]. 电工技术学报, 2018, 33(6): 1189-1196.

[4] 刘宏, 刘鹏德, 李志伟, 等. 风光储互补系统基于不确定性分析的储能配置研究[J]. 中国勘察设计, 2021(S1): 70-73.

[5] 王佳. 风光储直流微电网中混合储能系统的控制策略研究[D]. 武汉: 武汉工程大学, 2022.

[6] 刘艳平. 风光储混合发电系统容量优化及协调控制方法[D]. 济南: 山东大学, 2014.

[7] 张淑兴, 马驰, 杨志学, 等. 基于深度确定性策略梯度算法的风光储系统联合调度策略[J/OL]. 中国电力: 1-9[2022-11-15].

[8] 刘志刚, 伍也凡, 肖振锋, 等. 基于重力储能的风光储系统多目标容量优化规划[J]. 全球能源互联网, 2021, 4(05): 464-475.

[9] 孙玉树, 杨敏, 师长立, 等. 储能的应用现状和发展趋势分析[J]. 高电压技术, 2020, 46(1): 80-89.