

目录

1 项目概况	3
2 电费节约潜力点分析	4
2.1 电度电费收费方式	4
2.2 电度电费成本节约	4
2.3 电费节约需求实现方式	4
3 xxx 能源分布式储能系统解决方案	5
3.1 分布式储能系统配置及并网方案	5
3.1.1 分布式储能系统配置方案	5
3.1.2 分布式储能系统 6.3kV 并网方案	6
3.2 xxx 能源分布式储能系统	9
3.2.1 常规分布式电力储能系统结构介绍	9
3.2.2 分布式储能系统的特点	11
3.2.3 分布式储能系统的规划和设计	11
3.2.4 分布式储能系统运营方案	12
3.2.5 分布式储能系统技术参数	13
3.2.5.2 主要技术指标	13
3.2.5.3 电磁特性	15
3.2.6 分布式储能系统硬件配置	15
3.2.7 分布式储能系统控制介绍	18
3.2.7.2 充放电	19
3.2.7.3 待机	19
3.2.7.4 电池串直流并网	19
3.2.7.5 离网运行	20
3.2.7.6 紧急停机	20
3.2.7.7 溢出跳闸	20
3.2.7.8 气体灭火	20

3.2.8 分布式储能系统模块功能说明.....	21
3.2.8.2 储能双向变流器.....	21
3.2.8.3 电池管理系统.....	22
3.2.8.4 磷酸铁锂电池.....	22
3.2.8.5 气体灭火系统.....	23
3.2.8.6 集装箱系统	23
(一) 接地方案	24
a) 功能	25
b) 制冷	25
c) 加热.....	25
d) 除湿.....	26
3.3 分布式储能系统的高阶应用.....	26
4 项目预期收益.....	28
5 xxx 能源介绍.....	29
5.1 公司简介	29
5.2 发展历程.....	29
5.3 核心业务.....	30
6 xxx 能源项目案例.....	31
6.1 项目案例汇总.....	31
6.2 典型项目介绍.....	31

1 项目概况

随着互联网技术和电力电子技术的进步、电池材料成本的进一步降低、新能源发电弃风弃光现象日益严重以及2015 年 3 月国务院《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》的颁布，分布式储能系统技术最近几年得到飞速发展。

电度电费是企业向电网公司缴纳的可变电费成本，电网公司依据企业当月不同的峰谷平价格时段的电力消耗的多少收取对应的成本。建设分布式储能系统，通过充放电进行移峰填谷，电价谷值或平值时段充电，电价峰值时段放电，可以降低每月电度电费，从而达到降低企业用电成本的目的。

xxx能源科技有限公司(以下简称“xxx 能源”)通过为用户提供安装分布式储能系统、电力数据采集装置和提供移动终端服务，为**变压器有限责任公司(以下简称“*变压器”)提供以下关键服务：

1. 分布式储能系统运营；
2. 关键通用负荷调节控制；
3. 电费账单可视化服务；
4. 电力运营分析报告(提供季度、年度总结报告)。

本项目拟建设2套630kW/2, 500kWh 分布式储能系统，经升压6.3kV 汇流后单回路接入*变压器主变低压侧6.3kV 母线备用间隔，项目总规模1.26MW/5MWh。xxx 能源通过对用户数据的分析和优化，为企业管理及运行人员提供更为全面、精细的企业电能转移运营服务。基于移峰填谷功能的应用，预计储能系统首年能够带来电费节省收益148万余元，15年内能够带来电费节省收益共计1,600万元，项目整体具有较好的投资价值。

*公司享受储能系统放电电价11%的优惠。

2 电费节约潜力点分析

2.1 电度电费收费方式

根据*地区供电营业规则，电网公司按照峰谷平不同时段征收不同电价，00:00–8:00 为谷值电价时段，12:00–17:00和21:00–24:00 为平值电价时段，8:00–12:00及17:00–21:00为峰值电价时段。对于35kV 的其他大工业用户，峰值时段电价为1.0447元/kWh，平值时段电价为0.6268 元/kWh，谷值时段电价为0.3089 元/kWh，峰谷价差可以达到0.7358元/kWh，而峰平价差略小为0.4179元/kWh。

2.2 电度电费成本节约

根据*地区的分时电价规则，如果通过分布式电池储能系统将谷值电价时段或平值电价时段的电能储存起来，并在峰值电价时段释放替代部分电网高价电力输送的电能，将可以获得可观的移峰填谷收益。

以*35kV 其他大工业用户分时电价为例，当夜间谷值电价(0.3089元/kWh)时段能够将电能以某种方式储存起来，并在白天峰值电价(1.0447 元/kWh)时段释放，那么同样的电力能源，因为从电网采购的单价存在价格差，那么将存在0.7358 元/kWh的“套利”空间。同样的情况存在于在白天平值电价(0.6268元/kWh)时段储存电能，在第二个峰值电价时段释放将存在0.4179元/kWh 的“套利”空间。分布式储能系统采用一天“两充两放”的运行策略，电价谷值和平值时段充电，电价峰值时段放电，可以最大限度获得移峰填谷的差价收益，节约电度电费。

2.3 电费节约需求实现方式

近年来电池储能得到长足发展，特别是电动汽车行业的爆发催生了电池产量的激增和电池技术的进步，电池的成本在最近几年迅速下跌。电池除了可以作为动力驱动用作电动汽车的应用场合，也可以作为电力运营所需的能量储存和释放的应用场合，电池储能应用逐渐具有经济性，并且具有成熟的应用案例和运行维护经验。

电池储能系统灵活性强，响应及时放电速度快，支持移动应用和二次梯级利用，磷酸铁锂电池具有能量密度高、占地空间小、循环寿命长、安全稳定的特点，结合上述基本电费和电度电费节约需求，本方案建议采用基于磷酸铁锂的分布式储能系统。

3 XXX 能源分布式储能系统解决方案

3.1 分布式储能系统配置及并网方案

3.1.1 分布式储能系统配置方案

2018年7月21日*变压器两台主变负荷曲线如下图所示，1#主变0:00-8:00谷值时段负荷在700kW 至1200kW 之间变化，8:00-12:00峰值时段负荷在1000kW 至2000kW 之间变化，12:00-17:00平值时段负荷在1000kW 至2000kW 之间变化，17:00-21:00峰值时段负荷在1000kW 至1200kW 之间变化；2#主变0:00-8:00谷值时段负荷在100kW 至8000kW 之间变化(其中0:00-6:00负荷低于500kW),8:00-12:00峰值时段负荷在3500kW 至8000kW 之间变化，12:00-17:00平值时段负荷在1000kW 至6400kW 之间变化，17:00-21:00峰值时段负荷在1200kW 至3000kW 之间变化。



2018年11月26日*变压器两台主变负荷曲线如下图所示，1#主变0:00-8:00 谷值时段负荷在700kW 至1400kW 之间变化，8:00-12:00 峰值时段负荷在800kW 至2400kW 之间变化，12:00-17:00平值时段负荷在1000kW 至2200kW 之间变化，17:00-21:00峰值时段负荷在900kW 至1400kW 之间变化；2#主变全天负荷基本维持在4000kW。



主意考，思务建程期

两台主变容量均为8000kVA， 为保证分布式储能系统在谷值和平值时段充电时不会导致变压器过载，且在峰值时段放电时可以被负荷全额消纳，建议配置23 套630kW/2, 500kWh 储能系统，储能总规模1. 26MW/5MWh。

3.1.2 分布式储能系统6.3kV 并网方案

本项目设计的1. 26MW/5MWh (2 套630kW/2, 500Wh) 分布式电池储能系统采用6.3kV 高压母线并网方案，储能系统经升压6.3kV 汇流后单回路接入*变压器主变低压侧6.3kV 母线备用间隔，实现分布式储能系统的高压并网。

分布式储能系统在6.3kV 高压并网，具有以下几点优势：1. 集装箱式储能系统可以集中部署，不需要根据6.3/0.4kV 变压器的分布和负载情况将5MWh 电池分散部署到各台变压器，集中部署提高了日后管理维护的便利性。

2. 储能系统集中部署允许配置大功率 PCS, 相比于多台小功率 PCS 而言, 电能转换效率更高。

3. 储能系统基于需量削峰和自动需求侧响应的应用可以依据*变压器的总负荷曲线来调度, 不必考虑每台6.3/0.4kV 变压器的负荷情况, 运行效果更佳, 可将收益最大化。

4. 储能系统充放电时线缆损耗更小。

本方案设计的1.26MW/5MWh 分布式电池储能系统完全符合国家电网江苏省电力公司最新发布的《客户侧储能系统并网管理规定》(试行), 适用于10千伏及以下电压等级接入, 并网点的电能质量应符合国家标准, 工程设计和施工应满足《储能系统接入配电网技术规定》(Q/GDW564-2010) 和《电池储能电站设计规程》(Q/GDW11265-2014) 等标准。

分布式储能系统6.3kV 电压等级接入的工作流程如下: 1. 向市/区县供电公司发起用户侧储能项目接入申请, 填写用户侧储能接入申请表, 并提交完整的相关支持性文件和资料。

2. 市/区县供电公司用电检查员组织相关部门开展联合现场勘查, 并将现场勘察意见报市/区县供电公司发展部, 市供电公司发展部负责通知经研所制订接入系统方案。

3. 市供电公司经研所按照国家、行业、企业相关规定和技术标准, 制订用户储能并网方案。

4. 市供电公司发展策划部负责组织审定10 千伏及以上电压等级用户侧储能接入系统方案并形成评审意见。

5. 市/区县供电公司将接入系统方案确认单答复用户。

6. 依据接入系统方案开展建设及配套工作, 并向市/区县供电公司提交用户侧储能项目的设计审查和相关设计资料。

7. 市/区县供电公司在收到相关设计资料后, 组织相关部门(单位), 依照国家、行业、企业标准和已确认的接入系统方案对设计资料进行审查, 出具审查意见书并答复用户。

8. 用户侧储能系统安装完成后，向市/区县供电公司提出并网验收和并网调试申请，配合供电公司调控中心开展并网验收和并网调试工作，根据并网验收意见进行整改和完成验收。

9. 并网验收合格后，向市/区县供电公司申请安装电能计量装置和用电信息采集装置，配合市供电公司调控中心完成用户侧储能采集装置的安装联系和采集主站的配置、联调工作。

10. 根据市供电公司调控中心要求定制开发相应通讯协议，实现微瓦云调度平台每15分钟向调控中心配网自动化系统上传以下数据：用户侧储能并网点电压、电流、有功功率、无功功率、充放电量和并网点开关状态。

11. 微瓦云调度平台与调控中心配网自动化系统联调完成之后，用户侧储能系统准许正式运行。

12. 用户侧储能系统正常运行过程中必须保证以下参数可每15分钟向调度自动化系统上传，包括并网设备状态、并网点电压、电流、有功功率、无功功率和充放电电量等实时运行信息。

13. 用户侧储能涉网设备按照并网调度协议约定纳入市供电公司调控中心调度管理。用户侧储能并网点开关(属用户资产)的倒闸操作，须经市/区县供电公司和用户技术人员共同确认后，由市/区县供电公司相关部门许可。

14. 市/区县供电公司用电检查专职负责用户侧储能并网相关项目经济运行情况的统计分析，定期组织开展用户侧储能并网运行情况的专项检查。

3.2xxx 能源分布式储能系统

3.2.1 常规分布式电力储能系统结构介绍

PowerCombo™ 集装箱储能系统是将磷酸铁锂电池、电池管理系统、储能双向变流器、气体灭火系统、环境控制系统、调度控制终端等多个子系统有机配置于标准集装箱中，集成组合的储能系统，可广泛应用于分布式储能电站、园区微网系统、电动汽车充放储一体化电站、城市储能电站、工商业储能电站等领域。



PowerCombo™ 集装箱储能系统可以直接与微瓦云平台进行互联，基于区域电网电价政策进行功率负荷响应和峰谷套利，获得最佳经济效益，缩短设备投资成本回收年限。此外，系统可靠性体现在对电池故障、电池直流并网不均衡、离网、储能变流器故障、环境异常以及人为操作故障做出动作，保障系统长期运行安全。

PowerCombo™ 分布式储能系统结构如下图所示，分别为储能电池模块组、电池管理系统(BMS)、双向逆变系统(PCS)，双向电能计量，云端能量管理调度系统(EMS-RTU)，以及负荷中心/储能接入点几个部分组成。其主要功能如下所述：



1. 储能电池模组：由若干个电池模块串联，并与电路系统相联组成的电池系统，电路系统一般由监测、保护电路、电气、通讯接口及热管理装置等组成。
2. 电池管理系统 (BMS)：用于对蓄电池充、放电过程进行管理，提高蓄电池使用寿命，并为用户提供相关信息的电路系统的总称，由 BMU、MBMS 和 BAMS 等管理单元组成，可根据储能系统配置选用两层或三层架构。
3. 双向逆变系统 (PCS)：实现电池与交流电网之间双向能量转换的装置，其核心部分是由电力电子器件组成的逆变器及对应的嵌入式控制软件。
4. 负荷监测终端 (双向计量系统)：实现负荷侧和电池侧双向的电能量，付费率计算，向用户提供储能系统整体的成本报告测量依据。
5. 云端能量管理调度系统 (EMS-RTU)：实现分布式储能系统的云端监控、调度和管理，向用户实时直观展现储能系统的运行状态、运行参数、异常报警事件、系统运行成本与收益统计分析等信息，同时支持向储能系统下达调度指令、创建/修改运行策略等控制功能。
6. 负荷中心和储能接入：主要是用户现场的配电系统。既在晚间向储能系统提供电能输入，又作为负荷中心在白天接受储能系统的电能输入。

上述几个组成部分为主要的系统划分，实际系统运行中，还涉及到消防、动力环境保持、电气保护、空气调节、防尘防潮等辅助设施系统保证整体系统有序运行。

3.2.2 分布式储能系统的特点

- 并网运行，不支持孤岛运行；电网交流侧失电后，系统脱离电网转入离网运行，主动降低系统运行能耗；
- 模块化设计，线性扩展电池单元和储能双向逆变单元；
- 采用私有云端调度，结合本地固化策略运行，远程更新运行策略和固件升级；
- 故障场景设计，当遭遇故障时，迅速切断故障点，保护电池安全；
- 直流并网逻辑闭锁控制，确保多串电池并网运行；
- 基于区域电价政策实时计算电量电费，同步电网计费；
- 快速工程安装，运行维护成本低；
- 适用于对用电负荷调控、降低企业电费支出；
- 适用于响应电网负荷控制，平抑生产负荷。

3.2.3 分布式储能系统的规划和设计

一个充分规划的储能系统有系统稳定安全、单次充放电成本低、电池寿命长、回报稳定可预期、支持高倍率放电等优点，而满足这些优点，必须考虑以下的关键因素：

1. 区域分时电价价格和时间区域。在电网公司工商业电价表中，晚间一般是谷值电价时段，对储能系统设计和选型影响不大，而白天的峰值和平值的时段和价格不同区域各不相同，这直接影响到 PCS 充放电倍率的设计，以及电池充电和放电倍率对应的成本选择。一般来说，充放电倍率越高，PCS 价格越贵，电池寿命越短。但是在给定分时电价区域的条件下，选择最优的 PCS 和电池配比可以将电池系统的运行效率最大化。
2. 电池选型。支持1C 倍率或者2C 倍率充放电的磷酸铁锂电池价格存在很大的差异，且电池的充放电循环次数及对应的最大次数和衰减率是衡量一个电池系统能够有效工作的时间周期，特别是对于1天内可能存在多充多放的场合，电池选型对整个系统的投资有着直接影响。
3. PCS 选型。PCS 本身是电力电子设备，其硬件主要由 IGBT，电容模块和控制单元组成，而控制单元中的嵌入式软件是在硬件质量一定的条件下，对于整体系统的成本节约量影响最大的单元。这一点由xxx 能源的核心 PCS 专利技术达到系统设计的要求。

-
4. 用户侧的基本负荷特性曲线。不同用户侧对应的基本负荷特性对 PCS 系统和电池储能系统的配比是直接的影响因素。特别是在峰值电价时段，如果叠加了用户负荷峰产生，那么由此产生的成本节约将非常明显。而如果平值时间段内出现负荷峰值出现，那么就要在系统设计时，考虑不同时间段的充放电特性，这又对 PCS 选型是正相关的。
 5. 持续的分布式储能系统投入。根据xxx 能源在电池行业的拓展，未来1-2 年内磷酸铁锂电池电芯的价格持续下降，和国家层面对储能用于电力系统的补贴出台将是大概率事件，基于这些条件下的增加储能系统投入从而获得更多的成本节约优化将成为必然。

3.2.4 分布式储能系统运营方案

xxx能源将为*变压器提供分布式储能系统运营解决方案，主要的工作范围如下所述：

1. 现场勘查。项目6.3kV 高压配电房现场将进行全面的勘查，以确认对潜在的变压器负载电气开关柜增加储能系统对应的实际安装位置和安装方法。
 2. 系统设计。xxx 能源将根据国家电网相关设计标准和项目负荷特性分析，参考现场勘查结果，设计2套630kW/2,500kWh 的 PowerCombo™ 集装箱储能系统，采用6.3V 高压接入配电房现有备用间隔实现并网。
 3. 系统集成。xxx 能源将根据优化设计结果，对系统进行选型和采购，以使得最终系统运行指标和设计一致。所需要集成的系统主要涵盖以下几大类：双向交直流逆变控制系统(PCS)，电池管理系统(BMS)，电池组件(Battery Modules)及封装(PowerCombo™)，消防、动环及其他辅助系统。
 4. 运行控制。xxx 能源将基于本地的电价时间表、电池充放电特性、预期净现金区间估计、基础用户负荷特性等重要决策参数和气象条件、用户生产计划、电池运行数据分析等辅助决策参数共同建立项目储能系统充放电曲线模型，并通过云端的大数据运营系统进行实时的跟踪优化，控制 PCS根据实际用电负荷进行变功率放电调度。根据当分时电价确定基础充放电区间控制逻辑，0:00-8:00谷值时段充电8小时，8:00-12:00峰值时段放电4小时，12:00-17:00平值时段充电5小时，17:00-21:00峰值时段放电4 小时。
-

5. 性能保证合同(Energy Performance Contract)和电力采购服务(Power Purchase Agreement)。不同于传统的系统设备采购合同和执行流程，xxx 能源采用电力采购服务的方式向用户交付，并担保整体系统的完整和可用性。

3.2.5 分布式储能系统技术参数

3.2.5.1 系统参数

630kW/2, 000kWh 集装箱储能系统的定义如下：

型号	变流器功率	电池容量	调度控制	空间	重量
PCC-630-2500	630千瓦	2,500千瓦时	微瓦云	12.192(长)*2.438(宽)*2.896(宽)(m)	<32吨

3.2.5.2 主要技术指标

PCC-630-2500 主要技术指标列表：

序号	项 目		指标
1	系统标称	额定功率	630千瓦
		标称容量	2,500千瓦时
2	交流侧	额定电压	380伏(相-相)/500伏(相-相)/6.3千伏(相-相) 备注：可接入400V/500V/6.3kV系统
		额定电流	957安培(相)/727安培(相)/58安培(相)
		额定频率	50赫兹
		功率因数	大于0.99
		接线方式	三相四线
		隔离变压器	630千伏安/1,000千伏安
		励磁涌流	小于7倍I _e
		谐波畸变率	小于3%(变压器副边)
3	直流侧	额定电压	729.6伏
		下限电压	638伏
		上限电压	787伏

		额定电流	863安培
		电芯规格	90安时
		电芯数量	8,208个
		模组数量	684个
		模组规格	3 并 4 串
		实际容量	2,364千瓦时
4	电池管理	簇电池	12组
		簇单元	19个
		电压精度	0.2%
		温度精度	1%
		SOC精度	5%
		电量精度	1%
5	柜体	电池柜	2,200*550*700
		控制柜	2,000*600*700
		PCS柜	2,000*1,600*700
6	空调	安装方式	嵌入式
		冷功率	3千瓦
7	消防	消防介质	七氟丙烷
		喷出方式	管道式(电池室) 探火管(PCS室)
8	通信接口	无线	2G, 1分钟更新
		有线	网络, 5秒钟更新
9	系统循环寿命		>3,500次(25℃)
10	容量可用率		>80%
11	系统转换总效率		>87%
12	系统可靠性	平均无故障运行时间MTBF	>80,000h
		平均维修时间MTTR	<5min
13	重量		<35吨
14	结构尺寸		12.192m*2.438m*2.896m

3.2.5.3 电磁特性

静电抗扰性试验	EN 61000-4-2, Level 3
辐射抗扰性试验	EN 61000-4-3, Level 3
电快速瞬变脉冲群抗扰性试验	EN 61000-4-4, Level 4
浪涌抗扰性试验 (1.2/50 μ s)	EN 61000-4-5, Level 3
传导射频干扰试验	EN 55022, Class B
辐射射频干扰试验	EN 55022, Class B
谐波电流发射限制	EN 61000-3-2, Class A

3.2.5.4 使用环境

- 工作温度： -10~+45℃；
- 贮存温度： -20~+55℃；
- 相对湿度： 不超过95%；
- 使用地点不允许有爆炸危险的介质；
- 使用地点应具有防御雨、雪、风、沙、灰的设施；
- 选择有硬化地基，夏季不被阳光直晒，非低洼地势的场地。

3.2.6 分布式储能系统硬件配置

序号	设备名称	型号	数量	单位
—	锂电池单元			
1	磷酸铁锂电芯	3.2V/90AH, 方形	8,208	只
2	电池PACK	12.8V/270AH, 3并4串, 带极耳, 含电压温度采集线束, 激光焊接	684	套
二	电池管理系统			
1	BMU单元	12路电压、5路温度、被动均衡	228	台
2	S BMS主机	串电压、串电流、SOC、SOH	12	台
		电池超温、超压、失压、温升保护		

以上内容仅为本文档的试下载部分，为可阅读页数的一半内容。如要下载或阅读全文，请访问：<https://d.book118.com/047112001046006103>