МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«АЛТАЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ им. И. И. ПОЛЗУНОВА»

ООО «МЕЖРЕГИОНАЛЬНЫЙ ЦЕНТР ЭЛЕКТРОННЫХ ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫХ РЕСУРСОВ»

К 100-летию принятия
плана ГОЭЛРО

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Сборник научных статей кафедры
«Электроснабжение промышленных предприятий»
Алтайского государственного технического университета
им. И. И. Ползунова

ООО «МЦ ЭОР»
Барнаул - 2021

УДК 621.31+620.9-047.645+620.97

Интеллектуальная энергетика [Электронный ресурс] : сборник научных статей кафедры «Электроснабжение промышленных предприятий» АлтГТУ им. И. И. Ползунова / сост. С. О. Хомутов, В. И. Сташко – Барнаул : ООО «МЦ ЭОР», 2021. – Режим доступа: http://mceor.ru/altgtu/21101 (дата обращения: 14.11.2021).
ISBN 978-5-6044608-3-2

В сборнике представлены статьи ученых, преподавателей, студентов и аспирантов, подготовленные по результатам научных исследований кафедры «Электроснабжение промышленных предприятий» энергетического факультета АлтГТУ им. И. И. Ползунова.

Сборник посвящен знаменательной для России дате - одобренному 22 декабря 1920 года VIII Всероссийским съездом Советов плану Государственной Электрификации России (ГОЭЛРО) – 22.12.2020 г. исполнилось 100 лет.

В сборнике представлены научно-исследовательские работы учащихся магистратуры, вошедшие в онлайн-курс «Основы интеллектуальной энергетики», созданный при грантовой поддержке «Стипендиальной программы Владимира Потанина».

БЛАГОТВОРИТЕЛЬНЫЙ ФОНД ВЛАДИМИРА ПОТАНИНА

Материалы изданы в авторской редакции.

Редакционная коллегия (составители):

С. О. Хомутов, доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой «Электроснабжение промышленных предприятий» АлтГТУ;

В. И. Сташко, кандидат технических наук, доцент кафедры «Электроснабжение промышленных предприятий» АлтГТУ.

ISBN 978-5-6044608-3-2
9 785604 460832

© С. О. Хомутов, В. И. Сташко, 2021
© ООО «МЦ ЭОР», 2021

Содержание

Сташко В. И. ОТ ПЛАНА ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ РОССИИ К ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМУ ПЕРЕХОДУ И ТРАНСФОРМАЦИИ ПАРАДИГМЫ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ 9

Хомутов С. О., Рассохина Е. О. АКТУАЛЬНОСТЬ ВНЕДРЕНИЯ АСКУЭ В РОССИИ: БОРЬБА С ПОТЕРЯМИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ВНЕДРЕНИЕ ДИФФЕРЕНЦИРОВАННЫХ ПО ЗОНАМ СУТОК ТАРИФОВ 20

Грибанов А. А., Тюрина Н. А. МЕТОДИКА ФОРМИРОВАНИЯ МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ДЛЯ РАСЧЁТА УДЕЛЬНОЙ МОЩНОСТИ ДЛЯ ПОМЕЩЕНИЙ ПРОМЫШЛЕННОГО И ОБЩЕСТВЕННОГО НАЗНАЧЕНИЯ 24

Белицын И. В., Попов А. Н., Попов К. П. СРЕДСТВА ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В МАГИСТРАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ 35

Попов А. Н., Прийма Д. И. РАЗРАБОТКА ОПТИМАЛЬНОЙ КОНСТРУКЦИИ АВТОМАТИЧЕСКОГО ПУНКТА СЕКЦИОНИРОВАНИЯ ДЛЯ ВОЗДУШНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 6-10 кВ 39

Сташко В. И., Пеняйкин А. Л. ЦИФРОВЫЕ СИСТЕМЫ ДИАГНОСТИКИ ПОДСТАНЦИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА ОАО «РЖД» 46

Попов А. Н., Востриков С. В. РАЗРАБОТКА КОМПЛЕКСА МЕРОПРИЯТИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА МОДЕРНИЗАЦИЮ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ СТАБИЛИЗАТОРА НАПРЯЖЕНИЯ 50

Мартко Е. О., Чубаков А. А. АНАЛИЗ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЭНЕРГОСБЫТОВЫХ КОМПАНИЙ АЛТАЙСКОГО КРАЯ 55

Сташко В. И., Михалев А. С. МОДЕРНИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ВОДНО-ХИМИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ «БАРНАУЛЬСКОЙ ТЭЦ-3» 62

Попов А. Н., Кречетов А. Д. ИЗУЧЕНИЕ СПОСОБОВ И ПЕРСПЕКТИВ АВТОМАТИЧЕСКОЙ ПЛАВНОЙ КОРРЕКЦИИ КОЭФФИЦИЕНТА МОЩНОСТИ 68

Попов А. Н., Фриауф Д. В. АНАЛИЗ ПРОБЛЕМНЫХ СИТУАЦИЙ В СЕТЯХ С ЧАСТО МЕНЯЮЩИМСЯ НАПРЯЖЕНИЕМ И ПУТЕЙ ИХ РЕШЕНИЯ С ПОМОЩЬЮ СТАБИЛИЗАТОРОВ 72

Мартко Е. О., Тригуб М. А. НЕТРАДИЦИОННЫЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ КАК СОВРЕМЕННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ СБАЛАНСИРОВАННОСТИ ОТДАЛЕННЫХ ЭНЕРГОРАЙОНОВ С ДЕЦЕНТРАЛИЗОВАННЫМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕМ 76

Мартко Е. О., Чубаков А. А. ПОДХОДЫ К ОРГАНИЗАЦИИ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ ПЛАТНЫХ СЕРВИСОВ ЭНЕРГОСБЫТОВЫХ КОМПАНИЙ 83

Степанова В. В., Сташко В. И. РАЗВИТИЕ МИКРОГЕНЕРАЦИИ В РОССИИ, КАК ПОДДЕРЖКА ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНОГО ПРОИЗВОДСТВА 88

Сташко В. И., Терехина К. С. ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ «УМНЫХ СЕТЕЙ» 92

Сташко В. И., Терехина К. С. АНАЛИЗ ДИНАМИКИ И ПЕРСПЕКТИВ РАЗВИТИЯ «УМНЫХ СЕТЕЙ» В ГОРОДЕ БАРНАУЛЕ 95

Попов А. Н., Венгерский А. Д. РАЗРАБОТКА МОДЕЛИ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ГЕНЕРАЦИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ СОЛНЕЧНЫМИ ПАНЕЛЯМИ НА ОСНОВЕ АЛГОРИТМА ГРАДИЕНТНОГО БУСТИНГА 101

Попов А. Н., Коваленко С. В. ОТ ГОЭЛРО ДО ГОЭЛРО-2. НОВАЯ ВЕХА В РАЗВИТИИ ЭНЕРГЕТИКИ 104

Дорохов А. С., Сташко В. И. РАЗВИТИЕ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ СИСТЕМ УЧЕТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ (МОЩНОСТИ) В РОССИИ 108

Дорохов А. С., Сташко В. И. ПРЕДОПЛАТНЫЕ СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ И УЧЕТА ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ 112

Зыкин А. М., Сташко В. И. АНАЛИЗ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ В РФ 120

Левен П. А., Сташко В. И. МОДЕРНИЗАЦИЯ СИСТЕМ УЧЕТА БЫТОВЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ С ВОЗМОЖНОСТЬЮ ДИСТАНЦИОННОГО ОГРАНИЧЕНИЯ/ВОЗОБНОВЛЕНИЯ РЕЖИМА ПОТРЕБЛЕНИЯ 127

Макарова М. В., Сташко В. И. ОСНОВНЫЕ СПОСОБЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ПРЕДПРИЯТИЙ 136

Сигодин К. Ю., Сташко В. И. НЕТРАДИЦИОННЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ ДЛЯ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 138

Славянский Д. В., Сташко В. И. ВНЕДРЕНИЕ БИЛЛИНГОВЫХ СИСТЕМ В ЭНЕРГОСБЫТОВЫХ ОРГАНИЗАЦИЯХ 144

Коноплев Н. Е., Сташко В. И. ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПУТЕМ ВНЕДРЕНИЯ ВОДОРОДНЫХ НАКОПИТЕЛЕЙ 146

Шувалова А. А., Сташко В. И. ИССЛЕДОВАНИЕ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ С АКТИВНО-АДАПТИВНОЙ СЕТЬЮ (SMART GRID) 150

Степанова В. В., Сташко В. И. ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ НА ПРИМЕРЕ УЛИЧНОГО ОСВЕЩЕНИЯ 156

Горбенко А. А., Сташко В. И. ДОЛГОСРОЧНОЕ ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ С ПОМОЩЬЮ ИСКУССТВЕННЫХ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ 161

Гумаров Р. У., Сташко В. И. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ БЕСПРОВОДНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ZIGBEE ДЛЯ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ И УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ 167

Проскурнин С. С., Сташко В. И. РЕКОНСТРУКЦИЯ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕМ НГДУ «ФЕДОРОВСКНЕФТЬ» 172

Циттель Л. Ф., Сташко В. И. ПРОБЛЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ДЕБИТОРСКОЙ ЗАДОЛЖЕННОСТЬЮ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ И МЕТОДЫ ЕЕ РЕШЕНИЯ 176

Грибанов А. А., Клименко В. В. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ ЩЁТОЧНО-КОНТАКТНОГО АППАРАТА ТУРБОГЕНЕРАТОРА 181

Попов А. Н., Вагенлейтер Д. А. ПРОБЛЕМЫ НЕПРЕРЫВНОЙ ДИАГНОСТИКИ ИЗОЛЯЦИИ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ НАПРЯЖЕНИЕМ 6-10 кВ ПОД РАБОЧИМ НАПРЯЖЕНИЕМ 187

Щербак И. Ю., Сташко В. И. О ПРОБЛЕМАХ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДИКИ РАСЧЕТА НЕУЧТЕННОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ 191

Жабин Н. И., Сташко В. И. МОНИТОРИНГ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА СОЛНЕЧНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ 196

Жабин Н. И., Сташко В. И. СОЛНЕЧНАЯ ЭНЕРГИЯ – ЭНЕРГИЯ БУДУЩЕГО 203

Долгов Е. А., Сташко В. И. ИНТЕГРАЦИЯ СУЩЕСТВУЮЩИХ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКОВ В ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНУЮ СИСТЕМУ УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ С ПОМОЩЬЮ ТЕХНОЛОГИИ NB-IoT 207

Долгов Е. А., Сташко В. И. ПРОБЛЕМЫ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ МИКРОСЕТЯХ 210

Панарин И. И., Сташко В. И. РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ ОРГАНИЗАЦИОННО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ ДЛЯ ВЫЯВЛЕНИЯ НЕСАНКЦИОНИРОВАННОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ 214

Панарин И. И., Сташко В. И. ПРЕИМУЩЕСТВА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МЕТОДА «БАЛАНСОВЫХ ЗОН» ДЛЯ СИСТЕМ УЧЕТА КОЛИЧЕСТВА И КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ 219

Панарин И. И., Сташко В. И. АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СИСТЕМ АИИС КУЭ ДЛЯ УЧЕТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ 224

Коротовский А. Н., Сташко В. И. ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ НА ОПТОВОМ РЫНКЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ, ПУТЁМ ВНЕДРЕНИЯ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ СИСТЕМ КОММЕРЧЕСКОГО УЧЁТА 229

Дитятев Д. С., Сташко В. И. ВНЕДРЕНИЕ ИННОВАЦИЙ В РАБОТУ ТЭС В НОВОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОБСТАНОВКЕ 233

Жук В. Л., Сташко В. И. ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ МИКРОГЕНЕРАЦИИ МИРА И РОССИИ 237

Овчаров М. О., Сташко В. И. ПРИМЕНЕНИЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ ДЛЯ УЛИЧНОГО ОСВЕЩЕНИЯ В СЕЛЬСКОЙ МЕСТНОСТИ 241

Овчаров М. О., Сташко В. И. КЛАССИФИКАЦИЯ СОЛНЕЧНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ПО УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ СОЛНЕЧНЫХ МОДУЛЕЙ 245

Мартко Е. О. СПОСОБЫ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ НА КОНЦАХ ПРОТЯЖЕННЫХ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ СРЕДНЕГО НАПРЯЖЕНИЯ ПРИ ПОМОЩИ ИЗМЕНЕНИЯ СТРУКТУРЫ ЛИНИИ 254

Капустин С. Д., Поляков И. А. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДОПУСТИМЫХ ПЕРЕТОКОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В КОНТРОЛИРУЕМЫХ СЕЧЕНИЯХ ЭНЕРГОСИСТЕМ 257

Капустин С. Д., Поляков И. А. РАСЧЕТ ДОПУСТИМЫХ ПАРАМЕТРОВ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ В КОНТРОЛИРУЕМЫХ СЕЧЕНИЯХ ЭНЕРГОСИСТЕМ 262

Капустин С. Д., Семдянкина Д. С. МОДЕЛЬ ПОСТРОЕНИЯ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТЬЮ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПАНИЙ 268

Пьянзина Н. Н., Сташко В. И. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ УСТАНОВКИ ДЛЯ ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ СЕЛЬСКИХ РАЙОНОВ 272

Пьянзина Н. Н., Сташко В. И. ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СОЛНЕЧНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ. ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ 279

Щербак И. Ю., Власова Е. С. О ПРОБЛЕМАХ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДИКИ РАСЧЕТА НЕУЧТЕННОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ 284

Щербак И. Ю., Власова Е. С. О ПРОБЛЕМАХ РАСЧЕТА СБЫТОВЫХ НАДБАВОК ГАРАНТИРУЮЩИХ ПОСТАВЩИКОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДА СРАВНЕНИЯ АНАЛОГОВ (ЭТАЛОНОВ) 288

Леснова А. В., Сташко В. И. ПРИМЕНЕНИЕ ГИБРИДНЫХ УСТАНОВОК С ВОЗОБНОВЛЯЕМЫМИ ИСТОЧНИКАМИ ЭНЕРГИИ 292

Леснова А. В., Сташко В. И. УПРАВЛЕНИЕ СПРОСОМ НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ КАК СПОСОБ ЭКОНОМИИ ЗАТРАТ 295

Козлов Д. И., Грибанов А. А. СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ЦИФРОВОЙ ПОДСТАНЦИЕЙ 298

Югатов В. А., Сташко В. И. ВВЕДЕНИЕ ОГРАНИЧЕНИЯ РЕЖИМА ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ОТНОШЕНИИ СОЦИАЛЬНО-ЗНАЧИМЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ 303

Югатов В. А., Сташко В. И. МЕТОДЫ РАБОТЫ С ДЕБИТОРСКОЙ ЗАДОЛЖЕННОСТЬЮ ЮРИДИЧЕСКИХ ЛИЦ В ЭНЕРГОСБЫТОВЫХ КОМПАНИЯХ 307

Лапин А. А. ОПТИМИЗАЦИЯ И ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ 312

Лапин А. А. ОЦЕНКА ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ОТ СОСТОЯНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 318

Михалев А. С., Сташко В. И. МОДЕРНИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ВОДНО-ХИМИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ «БАРНАУЛЬСКОЙ ТЭЦ-3» 324

Побединский Г. А., Сташко В. И., Белицын И. В. РАЗРАБОТКА СТРАТЕГИИ ЦИФРОВОЙ ТРАНСФОРМАЦИИ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ АЛТАЙСКОГО КРАЯ 330

УДК 621.31

ОТ ПЛАНА ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ РОССИИ К ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМУ ПЕРЕХОДУ И ТРАНСФОРМАЦИИ ПАРАДИГМЫ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ

Сташко Василий Иванович, diael@mail.ru

Аннотация:

В статье представлена информация, связанная с сущностью, разработкой, и реализацией плана ГОЭЛРО. Также, исследованы вопросы, касающиеся состояния отечественной энергетики в начале XX века, и указаны причины, помешавшие реализовать план электрификации России до 1917 г. Рассмотрены основные этапы становления отечественной энергетики, и причины вызвавшие необходимость проведения реформирования РАО «ЕЭС России». Основной целью исследований является анализ процессов, которые проходили в электроэнергетике России за прошедшее столетие, и определение дальнейших перспектив в связи с началом нового, четвертого энергетического перехода. Актуальность исследований обусловлена тем, что в России принят плана по развитию водородной энергетики, который, по сути, является катализатором динамичного перехода отечественной энергетики от ископаемого топлива к «зелёному» водороду.

Ключевые слова: ГОЭЛРО, энергетика, электроэнергетика, электростанция, мощность, энергия, ВИЭ, энергетический переход, водород.

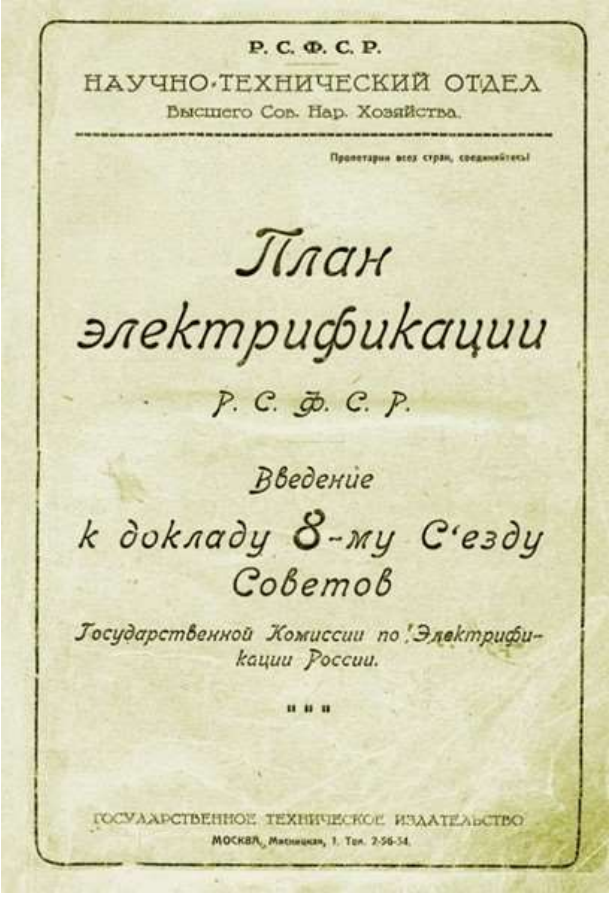
План ГОЭЛРО (Государственная комиссия по электрификации России) – это план электрификации России, который стал основой не только для индустриализации, но и в целом, для более динамичного развития нашей страны во всех сферах социально-экономической деятельности. План ГОЭЛРО был успешно реализован в достаточно короткие сроки, а его значение невозможно переоценить. Так, именно развитие электроэнергетики в 20-30-е годы прошлого столетия, позволило ускорить процесс социально-экономических преобразований в СССР, и быстро перейти к индустриальному этапу развития экономики с более развитыми новыми технологиями в промышленном производстве. В результате, Победа в Великой Отечественной войне была обеспечена, в том числе, и огромному вкладу промышленности, которая фактически с нуля была создана благодаря планам индустриализации и ГОЭЛРО.

Государственный план электрификации России (рисунок 1) был принят 22 декабря 1920 года, и именно в этот день отмечается профессиональный праздник работников энергетической промышленности – День энергетика.

Согласно данных некоторых источников, в основу плана ГОЭЛРО положены наработки энергетической академической Комиссии, которая была создана в 1916 г., для изучения естественных производительных сил в Российской империи (КЕПС). Примечателен тот факт, что в 1930 г. КЕПС была преобразована в Энергетический институт АН СССР.

По другим данным, разработка плана масштабной электрификации России была начата до революции немецкими инженерами, которые были специально для этого наняты Петербургской электрической компанией. Но, так как в 1914 г.

началась Первая мировая война, то все работы по разработке этого грандиозного плана были прекращены.


Р. С. Ф. С. Р.

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ОТДЕЛ
Высшего Сов. Нар. Хозяйства.

Пролетарии всех стран, соединяйтесь!

План электрификации Р. С. Ф. С. Р.

Введение к докладу 8-му С'езду Советов Государственной Комиссии по Электрификации России.

ГОСУДАРСТВЕННОЕ ТЕХНИЧЕСКОЕ ИЗДАТЕЛЬСТВО
МОСКВА, Мясницкая, 1. Тел. 2-56-34.

Рисунок 1 - Государственный план электрификации России (ГОЭЛРО)

В России начала XX века власти понимали важность развития экономики, основой которой должна была стать электроэнергетика. Россия уступала многим странам по выработке электроэнергии. Для сравнения в 1913 г. в США было выработано 26,3 млрд. квт·ч в год, что почти в 10 раз больше, чем в России.

Кроме того, нельзя было не учитывать тот факт, что в стране уже давно существовала развитая электротехническая научная школа, проводились Всероссийские электротехнические съезды, разрабатывались проекты электрификации, планы по оптимальному распределению электроэнергии по всей территории страны и т.д. К сожалению, осуществление планов и проектов электрификации России тормозилось существованием множества неразрешимых проблем. Главными из них были следующие проблемы:

- частная собственность на землю;
- отсутствие или несовершенство нормативной и правовой базы;
- отсутствие единой системы управления;
- более 50% энергообъектов принадлежало иностранному капиталу.

Все эти проблемы исчезли сами собой в октябре 1917 г., и уже через три года, в труднейшие для страны времена (шла гражданская война и продолжалась интервенция), в кротчайшие сроки руководством РСФСР был разработан план

электрификации, и для его реализации была создана комиссия под руководством Г. М. Кржижановского (рисунок 2). Здесь особо следует отметить тот факт, что учёный в области энергетики, академик АН СССР, советский государственный деятель Г. М. Кржижановский является основателем научных подходов в развитии отечественных энергетических систем и электрификации всех отраслей экономики. В результате, под руководством Кржижановского, в конце 50-х годов прошлого столетия, был разработан план комплексный научно-исследовательских работ, целью которых являлось создание в СССР единой энергетической системы.

Примечателен также и тот факт, что Г. М. Кржижановский уделял огромное внимание вопросам не только вовлечения в топливный баланс вторичных энергоресурсов и использования комбинированного топлива, но и использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ), причем, речь не только гидроэнергетике. Так, после создания Энергетического института (ЭИН) в 1930 г., по инициативе Г. М. Кржижановского, была создана исследовательская группа по использованию солнечной и ветровой энергии. Позже, в ЭИН была создана отдельная научно-исследовательская лаборатория, которая занималась разработками в области использования ВИЭ.

Рисунок 2 - Комиссия по разработке плана ГОЭЛРО. Слева направо: К. А. Круг, Г. М. Кржижановский, Б. И. Угримов, Р. А. Ферман, Н. И. Вашков, М. А. Смирнов

План ГОЭЛРО был рассчитан максимум на 15 лет, но, уже через 10 лет после начала его реализации, был фактически перевыполнен. Реализация плана ГОЭЛРО представлена в таблице 1.

Таблица 1 - Реализация плана ГОЭЛРО (показатели 1913-1927 гг.)

Показатель	**1913**	**1927**
Установленная мощность (кВт)	712	18 500
Текущее потребление (тыс. кВт·ч)	427	10 000
Количество электростанций	33	858
Электрифицированные сельские населённые пункты	-	89 739

Наиболее тяжелейшим испытанием для всех жителей нашей страны стала Великая Отечественная война, в ходе которой значение энергетики достаточно сложно переоценить, так как именно она была основой экономического, а следовательно и военного могущества СССР. И именно поэтому, гитлеровская Германия ставила перед собой одну из наиболее важных задач, уничтожение и захватит главных энергетических ресурсов. Поэтому уже в первые месяцы войны, вражеской авиацией в нашей стране было уничтожено более половины хранилищ топлива, в результате чего танки и авиация остались без горючего. Также, начиная с первых дней войны, был нанесен колоссальный ущерб электросетевому комплексу, были нанесены удары и разрушены объекты энергетической инфраструктуры и топливно-энергетического комплекса.

Но, несмотря на то, что почти половину генерирующих мощностей были потеряны, в руководстве сраны понимали, что для скорейшей Победы без энергетики, как в тылу, так и на фронте, не обойтись (рисунок 3).

Рисунок 3 – Энергетический плакат времен Великой Отечественной войны

Советские энергетики самоотверженно трудились в тылу, героически сражались на фронте, на передовой, и внесли свой исключительный вклад в Победу.

Восстановление объектов энергетики в СССР начиналось сразу же, после освобождения городов и территорий от немецко-фашистской оккупации.

Основным периодом послевоенного восстановления отечественной энергетики считается период с 1945 по 1959 годы. Некоторые важные этапы этого периода приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Важные этапы восстановления энергетики 1945-1959 гг.

Событие	**Дата**
Восстановлена Нижне-Свирской ГЭС	1945
Восстановлена Лесогорская ГЭС	1945
Восстановление работы Дубровской ГРЭС	1946
Пуск 2-х гидрогенераторов Кондопожской ГЭС	1947
Запущена Финская и Святогорская ГЭС	1947
Запущена ГЭС на р. Оредеж в Ленинградской области	1948
Строительство Нива ГЭС-3 с подземными турбинами	1949
Введена в эксплуатацию Янискоски ГЭС и реконструирована Василеостровская ТЭЦ	1950
Запущен первый гидроагрегат Верхне-Свирской ГЭС	1951
Электрифицирован Валаам, запущена Нива ГЭС-3	1952
Начала работу Маткожненская ГЭС в Карелии	1953
Запущены Пальеозерская ГЭС, и 1-й турбоагрегат Выборгской ТЭЦ	1954
Заработали в полную силу Каскад Пазских ГЭС в Заполярье, Нарвская ГЭС и Княжегубская ГЭС	1955
Начала работу Ондская ГЭС (Карелия), Автовская ТЭЦ (Ленинград), создано Карелэнерго	1956
Начала работу Первомайская ТЭЦ в Ленинграде	1957
Введена в эксплуатацию Кайтакоски ГЭС и Апатитская ТЭЦ в Мурманской области	1959

Мощность вновь вводимых в 50-х годах генерирующих мощностей постоянно возрастала. Началось строительство крупнейших Красноярской, Братской и Волжской ГЭС, а также первой дальней линии электропередачи (ЛЭП) 400 кВ. Параллельно с этим развивались работающие раздельно три объединенные электроэнергетические системы Центра, Юга и Урала.

27 июня 1954 г. считается днем, когда энергетика мира вступила в новую эпоху. За день до этого, на первой в мире атомной электростанции - Обнинской АЭС, был запущен турбогенератор, и началась выработка электроэнергии. Первая в мире АЭС мощностью 5 МВт встала под промышленную нагрузку.

В 1964 г. ведены в эксплуатацию энергоблоки Нововоронежской (и 360 МВт) и Белоярской АЭС (200 МВт). Началось дальнейшее, бурное развитие отечественной атомной энергетики, которая и на сегодняшний день по уровню научно-технических разработок является одной из лучших в мире. Так,

например, совсем недавно стало известно, что на предприятиях Росатома и Роскосмоса, начато строительство первого в мире космического атомного буксира «Нуклон» (рисунок 4) [1].

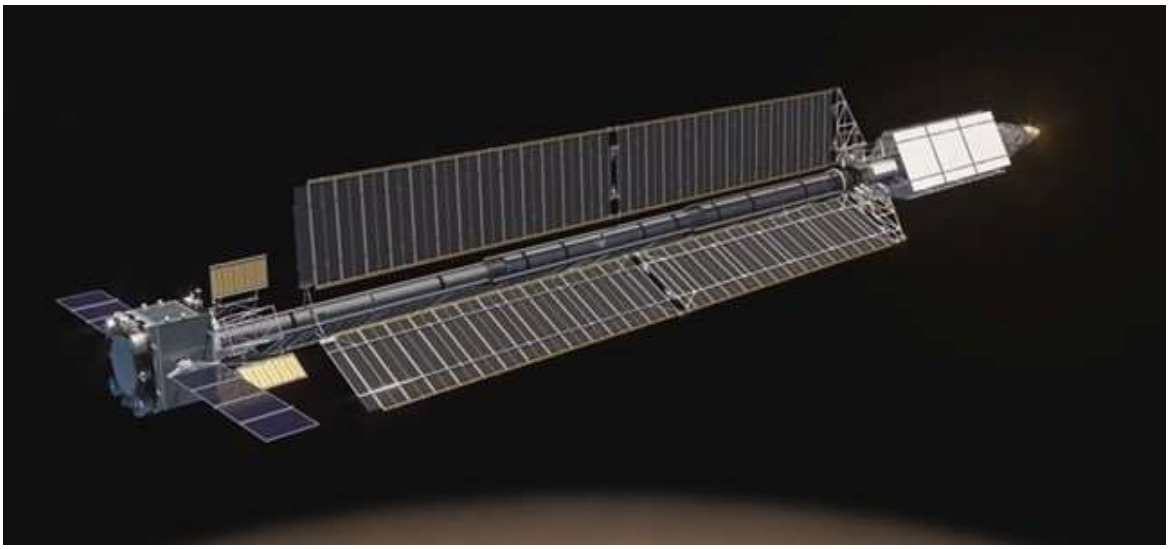


Рисунок 4 - Космический буксир «Нуклон» с ядерным двигателем

В первой половине 60-х годов, все существующие на тот момент времени дальние ЛЭП, были переведены на напряжение 500 кВ, ставшие в последующие годы основными системообразующими сетями единой энергосистемы (ЕЭС) европейской части СССР. Системообразующей сети в объединенной энергосистеме (ОЭС) восточной части страны, также были переведены с 220 кВ на 500 кВ. ОЭС Северного Кавказа и Юга были соединены на параллельную работу по ЛЭП 110-220 кВ, вступила в строй первая опытно-промышленная линии ЛЭП постоянного тока напряжением 800 кВ, соединившая Донбасс и Волгоград.

Следующий этап развития энергетики нашей страны начался в 70-х годах, и связан он был с формированием ЕЭС СССР. Так, в состав ЕЭС, в 1972 г. вошли ОЭС Средней Азии и ОЭС Казахстана, а в 1978 г. завершено строительство транзитной ЛЭП напряжением 500 кВ, соединившей Урал, Казахстан, и Сибирь. В это же время, с ЕЭС СССР начали параллельную работу энергосистемы европейских стран членов СЭВ (Совет экономической взаимопомощи) и энергосистема Монголии.

Экспорт электроэнергии в Турцию от ЕЭС СССР был осуществлен в 70-х годах, а объединение с энергосистемами Скандинавских стран (Финляндия, Норвегия и др.) реализовано посредством вставки постоянного тока (ВПТ) в г. Выборге, эксплуатация которой началась в 1981 году.

Развитие системообразующих сетей в 70-80-е годы происходило поэтапно, путем последовательного перехода на более высокие ступени напряжений. Впервые, вводом в эксплуатацию ЛЭП Конаковская ГРЭС – Москва, было освоено напряжения 750 кВ. Возрастало напряжение, росла протяженность ЛЭП, в результате появлялась возможность объединения крупнейших энергосистем в единую энергосистему.

В начале 1990 г., девять из одиннадцати ОЭС, вошли в состав ЕЭС СССР, охватив почти 2/3 всей территории страны. Но, после распада СССР в 1991 г., некоторые части ЕЭС оказались на территории других государств, в результате чего некоторые связи с энергосистемами были нарушены.

Рассматривать структуру современной электроэнергетики России, необходимо исключительно в контексте преобразований в отрасли, которые произошли в результате реорганизации РАО «ЕЭС России». Данную реорганизацию называют реформой российской энергетики, она была начата в начале 2000-х годов, и завершилась в 2008 году.

С момента завершения этапа реформы электроэнергетики прошло относительно не много времени, поэтому для понимания происходящих в отрасли процессов, важно разобраться в тех причинах, которые и вызвали необходимость проведения реформирования РАО «ЕЭС России».

Основная проблема в процессе реформирования отечественной электроэнергетики заключалась в том, что в развитых странах с рыночной экономикой, демонополизация энергетики была начата почти на 20-25 лет раньше, чем в России. У нас же, реформирование электроэнергетики было начато и проходило в достаточно жестких условиях политического и экономического кризиса. На протяжении десятилетия, начиная с 1991 года, рыночные отношения в экономике страны еще не сложились, а вся система государственного регулирования, в том числе и в энергетике, была полностью демонтирована. Износ основных фондов в электроэнергетике, в отдельных регионах достигал 75 % и более, а объем инвестиций, как частных, так и государственных в отрасль, был минимальным. Соответственно, реформирование сопровождалось технологическим отставанием, и происходило на фоне постоянного падения экономических показателей.

До сих пор, между сторонниками и противниками реформирования российской электроэнергетики продолжается спор, суть которого сводится к тому, что для предотвращения деструктивных процессов в электроэнергетике, существовали и другие способы. И действительно, теоретически, существовали как минимум еще два способа избежать уже состоявшегося реформирования РАО «ЕЭС России».

Суть первого из этих способов заключалась в том, что все накопленные в Стабилизационном фонде средства, около 3,5 млрд руб., должны были быть направлены на поддержку отрасли, главным образом, на обновление основных фондов, обновление инфраструктуры, строительство и т.д. Но, при таком варианте развития событий, дефолт для макроэкономики был бы неизбежен. Суть второго способа сводилась к резкому повышению тарифов (в 3-5 раз) в достаточно короткий промежуток времени. Реализация такого варианта привела бы к лавинообразному росту цен, и к дестабилизации социально-политической обстановки в стране [2, 3].

Таким образом, с целью вывода отечественной электроэнергетики из кризиса, привлечения частных и зарубежных инвестиций, снижения темпов роста цен на электроэнергию и т.д., в новые столетия реформирование отрасли продолжилось. При этом основным ориентиром было названо создание современного высокоэффективного рынка электроэнергии на основе конкурентных отношений [4].

В результате изменилась структура отрасли, функции естественно-монопольных (передача электроэнергии и оперативно-диспетчерское управление) и потенциально конкурентных (производство и сбыт электроэнергии) были разделены. Вместо прежних вертикально-интегрированных компаний, выполнявших все эти функции, были созданы компании, которые специализировались на отдельных видах деятельности. В общем виде, с точки зрения функционирования, структура современной российской электроэнергетики представлена на рисунке 5.

Также, одним из главных результатов реформирования электроэнергетической отрасли явилось то, что образовался двухуровневый конкурентный рынок электроэнергии.

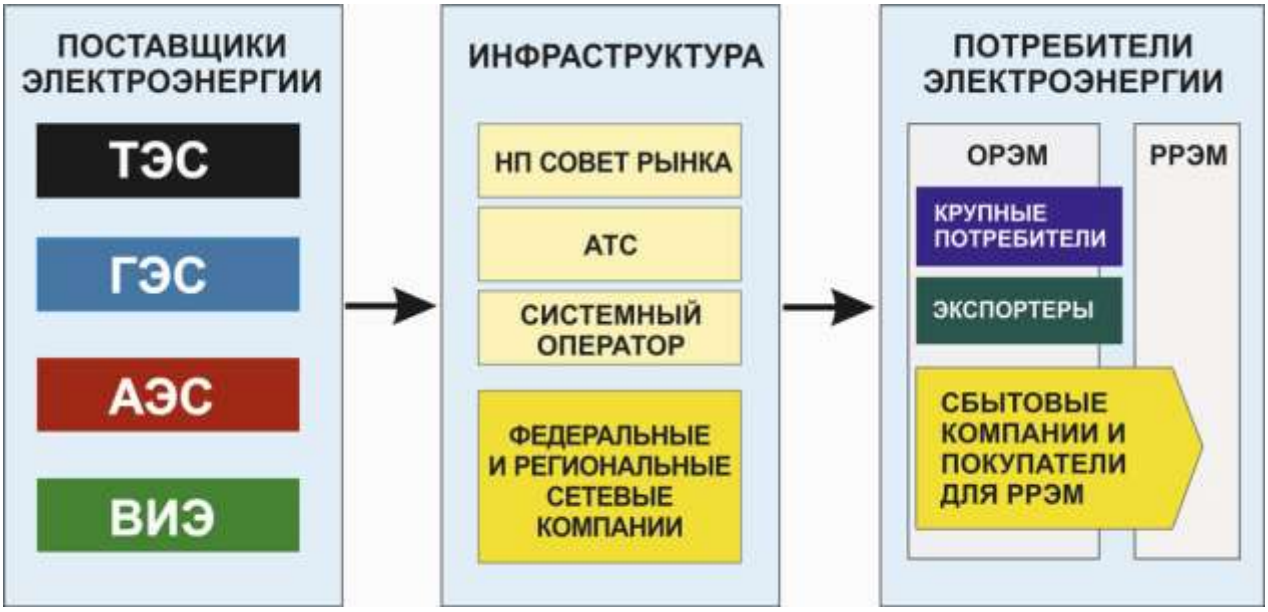


Рисунок 5 – Функциональная схема электроэнергетики России

В 2019 г. вышел подготовленный Институтом энергетических исследований РАН совместно с Московской школой управления «Сколково» очередной «Прогноз развития энергетики мира и России», который подтвердил тот факт, что мировая энергетическая система находится в состоянии очередного периода изменений. При этом, изменения носят фундаментальный характер [5].

Если посмотреть на основные прогнозные показатели (рисунок 6), которые характеризуют будущее мировой энергетики, то нельзя не заметить достаточно существенный разброс экспертных оценок. А это, мягко говоря, создает огромную неопределённость, и при определённых обстоятельствах (политическая, экономическая нестабильность, и др.) может вызвать реальную угрозу энергобезопасности государства.

Таким образом, «Прогноз развития энергетики мира и России 2019» констатирует тот факт, что мир вступает в новый этап 4-го энергетического перехода (далее - Энергопереход), к широкому использованию ВИЭ.

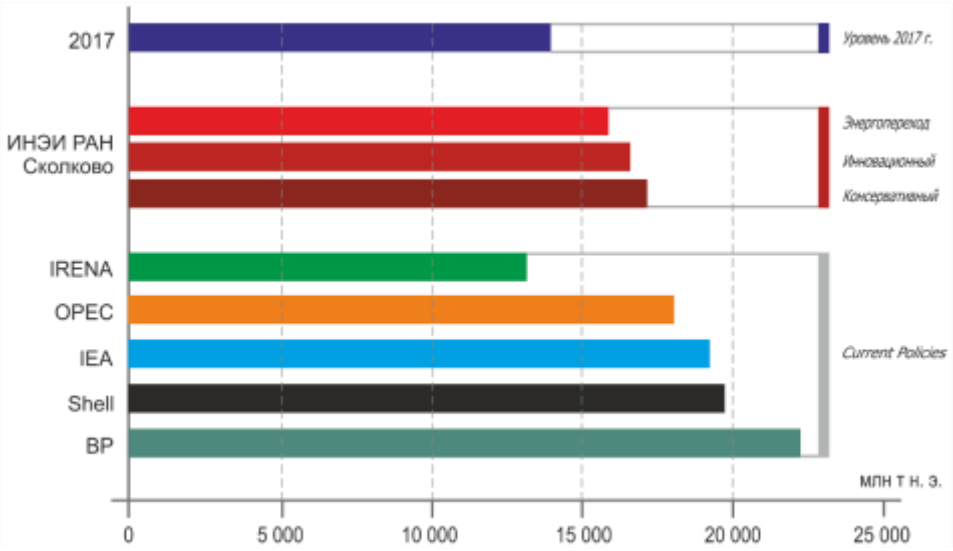


Рисунок 6 - Первичное энергопотребление в мире в 2040 г. млн т н. э.

Текущий, четвертый Энергопереход - это очередное фундаментальное преобразование мирового энергетического сектора. Динамика мирового энергопотребления по видам топлива с 1860 по 2040 годы, представлена на рисунке 7.

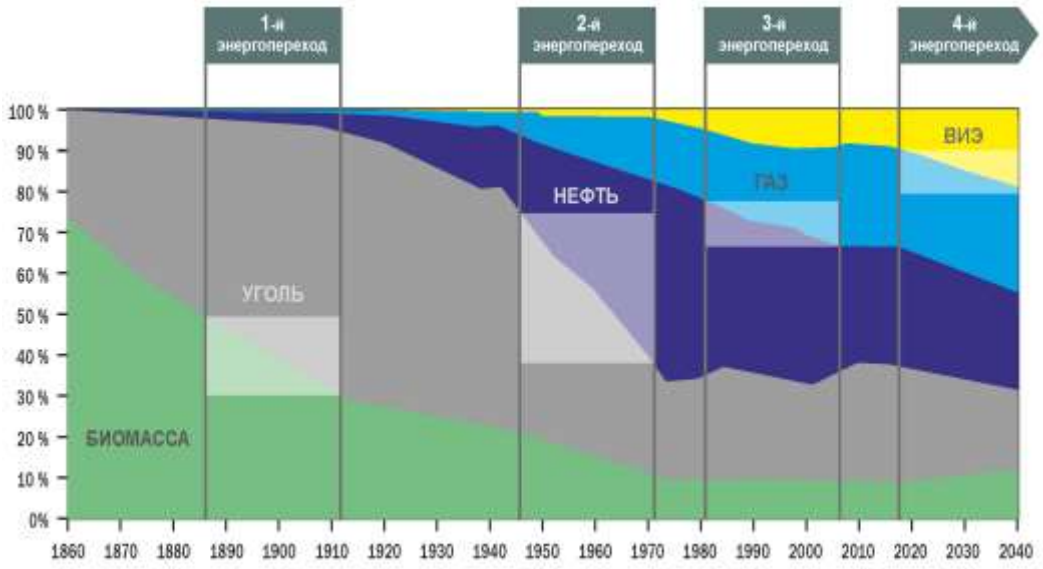


Рисунок 7 – Энергетические переходы и энергопотребление

Каждый последующий энергетический переход – это результат коренных изменений в технологиях, которые позволяют существенно изменить структуру первичного энергопотребления.

Вообще «энергетический переход» – это перевод немецкого термина «Energiewende». И впервые этот термин был использован в 1980 г. в публикации Института прикладной экологии Германии. Называлась публикация так: «Энергетический поворот. Рост и благосостояние без нефти и урана». В данной работе

доказывалась возможность экономического роста и устойчивого энергоснабжения без использования атомной энергии – за счёт возобновляемой энергетики.

С количественной точки зрения Энергопереход можно определить, как 10% сокращение доли рынка определенного энергоресурса за 10 лет.

Первый энергетический переход происходил от биомассы к углю, в ходе него доля угля в общем объеме потребления первичной энергии с 1840 по 1900 гг. увеличилась с 5 % до 50 %. Уголь стал основным источником энергии индустриального мира;

Второй энергетический переход связан с распространением нефти – ее доля выросла с 3 % в 1915 г. до 45 % к 1975 г. Наиболее интенсивный период переключения с угля на нефть пришелся на годы после Второй мировой войны. Начался «век моторов» и доминирования нефти, который завершился в конце 1970-х гг. нефтяным кризисом;

Третий энергетический переход привел к широкому использованию природного газа (его доля выросла с 3 % в 1930 г. до 23 % в 2017 г.) за счет частичного вытеснения как угля, так и нефти [5].

4-й энергетический переход обуславливается не одной конкретной технологической революцией, а целой массой технологических прорывов.

Бурный рост технологических инноваций в энергетике и изменение государственных приоритетов в области энергетической политики в сторону более широкого применения ВИЭ позволяет отказаться от дорогостоящих и невозобновляемых энергоресурсов и открывает путь к диверсификации энергоснабжения. В первую очередь, речь сегодня идет об энергосистемах и системах электроснабжения, получающих электроэнергию от ВИЭ. Но, и здесь, судя по тенденции развития электроэнергетики в мире, традиционная схема «генерация – транспортировка - потребитель» претерпевает существенные изменения.

Декарбонизация является первопричиной трансформации. Декарбонизация – переход к экологически чистой «безуглеродной» экономике и энергетике, не сопровождающейся выбросами парниковых газов (в частности, диоксида углерода)

- увеличение доли ВИЭ в энергетическом балансе стран и их объединений;
- максимальный отказ от применения любых технологий, в которых формируются выбросы парниковых газов (угольной генерации, газового отопления, двигателей внутреннего сгорания);
- увеличение доли электрического транспорта, в первую очередь, частных электромобилей.

С каждым годом, всё больше и больше потребителей электроэнергии отказываются от централизованного энергоснабжения, и, по всему миру, уже около 13 % крупных производств, перешли на собственные источники генерации. Так, например, в Дании, уже более 50 % различных производств, получают электроэнергию от своих собственных источников [6].

Таким образом, можно констатировать тот факт, что системы распределенной энергетики и микрогенерации (производство электроэнергии объектами малой мощности) получают наибольшее развитие, полностью независимы от централизованных систем электроснабжения и предназначены для выработки электроэнергии непосредственно рядом с потребителем. Распределенная энергетика становится важнейшим элементом глобальной трансформации мировой энергосистемы, и динамика этих процессов усиливается с каждым годом.

Одновременно с этим, всё заметнее становятся изменения энергополитики ведущих стран мира, подталкивая энергетику в переходу от углеводородов к «зелёному» водороду. Стремление декарбонизации экономики, неизбежно выводит водород на первый план, который уже давно и по праву считается топливом будущего. Поэтому, транзит к энергии ВИЭ от энергии ископаемого топлива, накопление (аккумулирование и хранение) этой энергии – это те задачи XXI века, решить которые возможно только используя уникальные свойства водорода.

В 2020 г. в России был принят план развития водородной энергетики до 2024 г., и, тем самым, наша страна вступила глобальную «водородную гонку» [7]. Согласно принятому плану, который по праву можно назвать планом «ГОЭЛРО XXI века», предполагает не просто реализовать несколько крупномасштабных проектов, но и по сути, осуществить водородную революцию, начав широкомасштабный процесс генерации водорода для новой энергетики нашей страны.

Список используемой литературы

1. Нуклон (космический комплекс) [Электронный ресурс]: Википедия. Свободная энциклопедия. – Режим доступа: https://ru.wikipedia.org/wiki/Нуклон_(космический_комплекс) (дата обращения: 21.12.2020).
2. Бадовская Н. Реформа электроэнергетики в России //Мировое и национальное хозяйство. – 2009. – №. 2. – С. 13-22.
3. Реформа электроэнергетики в новой России // Студми. Учебные материалы для студентов. Режим доступа: https://studme.org/138450/tehnika/reforma_elektro-energetiki_novoy_rossii (дата обращения: 21.12.2020).
4. Уильямсон О. И. Экономические институты капитализма: Фирмы, рынки, «отношенческая» контрактация / Научн. ред. и вступительная статья В. С. Катькало; пер. с англ. Ю. Е. Благова, В. С. Катькало, Д. С. Славнова, Ю. В. Федотова, Н. Н. Цытович. СПб.: Лениздат; CEV Press, 1996, 702 с.
5. Прогноз развития энергетики мира и России 2019 / под ред. А. А. Макарова, Т. А. Митровой, В. А. Кулагина; ИНЭИ РАН–Московская школа управления СКОЛКОВО – Москва, 2019. – 210 с. - ISBN978-5-91438-028-8.
6. Электроэнергетика Дании - Electricity sector in Denmark Электроэнергетика [Электронный ресурс]: Из Википедии, бесплатной энциклопедии. – Режим доступа: https://ru.qaz.wiki/wiki/Electricity_sector_in_Denmark (дата обращения: 21.12.2020).
7. План мероприятий («дорожная карта») по развитию водородной энергетики в Российской Федерации до 2024 года [Электронный ресурс]: Официальный сайт Министерства энергетики Российской Федерации. – Режим доступа: https://minenergo.gov.ru/node/19194 (дата обращения: 21.12.2020).

Информация об авторах

Сташко В. И., кандидат технических наук, доцент кафедры «Электроснабжение промышленных предприятий» Алтайского государственного технического университета им. И. И. Ползунова, г. Барнаул.

УДК 621.315-759.8

АКТУАЛЬНОСТЬ ВНЕДРЕНИЕ АСКУЭ В РОССИИ: БОРЬБА С ПОТЕРЯМИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ВНЕДРЕНИЕ ДИФФЕРЕНЦИРОВАННЫХ ПО ЗОНАМ СУТОК ТАРИФОВ

Рассохина Екатерина Олеговна, ekaterina_rassokhina@mail.ru
Хомутов Станислав Олегович, homutov.so@yandex.ru

Аннотация:
Современную энергосистему невозможно представить без потерь различного характера. В этом контексте довольно остро стоит проблема потерь электроэнергии, поскольку из-за них энергокомпании терпят существенные убытки. Одним из путей выхода из данной ситуации является внедрение АСКУЭ, которая способствует уменьшению коммерческих потерь. Этот тип потерь нередко обусловлены воровством потребителей, поэтому современные технологии стимулируют их вести законопослушный образ жизни. Помимо этого АСКУЭ позволяет внедрить дифференцированную по зонам суток тарификацию, что может быть выгодно как потребителю, так и энергокомпании. В данной статье рассматривается упрощённый вариант подобной тарификации на заданном примере. Также немаловажным является вопрос энергоэффективности, который обсуждается и решается на законодательном уровне посредством принятия соответствующих законов и нормативно-правовых актов. В этом вопросе также может помочь АСКУЭ.

Ключевые слова: Энергоэффективность, коммерческие потери, тарифы на электроэнергию, АСКУЭ, энергосбережение, тарификация, дифференцированные по зонам суток тарифы, тарифы на электроэнергию.

Современные технологии не стоят на месте. С каждый днём в нашу жизнь входит всё больше оборудования и технологий, которые не только позволяют облегчить жизнь человеку, но и способствуют эффективному и экономичному расходованию различных ресурсов. Одним из таких ресурсов является электрическая энергия.

При рассмотрении данного понятия стоит помнить, что рядом с ним, бок о бок, всегда идут потери. Это обусловлено тем, что по ряду причин потребитель получает не весь объём поставляемого товара (в современной энергетике электроэнергию рассматривают как товар).

Энергетики укрупнённо делят потери на две довольно обширных категории: технологические и коммерческие. В этой статье рассматривается второй вид, поскольку в формате АСКУЭ — автоматизированной системы коммерческого учёта электроэнергии его можно считать наиболее актуальным.

Под этой аббревиатурой стоит понимать такую современную систему учёта, которая позволяет собирать, обрабатывать и передавать данные непосредственно в энергокомпании различного уровня. Это позволяет выявлять не только недобросовестных потребителей путём простейших математических расчётов, но и вовремя отслеживать, например, сломанные счётчики, поскольку с них может переставать поступать информация.

При этом стоит отметить, что помимо этого внедрение АСКУЭ актуально и с точки зрения законодательства. С 2010 года Российская Федерация активно занимается вопросами энергоэффективности. Так, например, был принят закон №261-ФЗ «Об энергосбережении…» (на государственном уровне согласовывался годом ранее – в 2009 году), который задаёт вектор дальнейшего развития для отечественной энергетики.

Также при работе с АСКУЭ можно говорить о дифференцированной по зонам суток тарификации. Такой вид тарификации выгоден как потребителю, так и энергетической отрасли, поскольку первый экономит финансы, а вторая – улучшает свои показатели в различных областях (например, выравнивает график нагрузки энергосистемы).

Однако стоит отметить, что для реализации данной идеи необходимо отслеживание показателей в определённые промежутки времени, поэтому следует понимать, что, например, индукционный счётчик в этом случае не подойдёт из-за своих ограниченных технических возможностей.

Далее вопрос внедрения дифференцированного тарифа будет рассмотрен с точки зрения выгоды для потребителя. Примером послужила жилая 2-ух комнатная квартира в Алтайском крае. При этом данная жилплощадь имеет электрическую плиту и располагается на территории одного из городов края. Среднее потребление электроэнергии в месяц составляет 274 кВт·ч. Тарификация выбрана на основе данных АО «Барнаульская горэлектросеть».

Расчёт произведён для дифференцированного по двум зонам суток тарифа. Стоит оговориться, что рассмотрено для наглядности три варианта. Суммарное потребление электроэнергии с заданной квартиры за месяц выбрано за 100 процентов, а минимальный шаг для изменения соотношения – 10 процентов.

Первый вариант представляет собой распределение ежемесячного потребления электроэнергии в следующих частях – 10 процентов в дневное время и 90 процентов в ночное.

Таблица 1 – Тарификация электроэнергии при 10 процентах потребления в дневное время и 90 процентах в ночное

Тариф	Расход, кВт*ч	Тариф, руб/кВт*ч	Стоимость в месяц, руб.	Стоимость в год, руб.
Одноставочный тариф	274	3,5	959	11508
Тариф, дифференцированный по двум зонам суток	27,4	4,02	110,148	1321,776
	246,6	2,26	557,316	6687,792
Сумма двух зон суток			667,464	8009,568
Разница между выбранными системами тарификации			291,536	3498,432

Из таблицы видно, что при заданных условиях потребитель будет существенно экономить, в частности, потенциально сэкономленных денег (разница между выбранными системами тарификации) хватит для оплаты электроэнергии более чем за три месяца при старом одноставочном тарифе.

Во втором варианте представлена наиболее негативная ситуация, поскольку «выгодные» часы используются минимально и потребитель тратит «дорогую» электроэнергию.

Таблица 2 – Тарификация электроэнергии при 90 процентах потребления в дневное время и 10 процентах в ночное

Тариф	Расход, кВт*ч	Тариф, руб/кВт*ч	Стоимость в месяц, руб.	Стоимость в год, руб.
Одноставочный тариф	274	3,5	959	11508
Тариф, дифференцированный по двум зонам суток	246,6	4,02	991,332	11895,984
	27,4	2,26	61,924	743,088
Сумма двух зон суток			1053,256	12639,072
Разница между выбранными системами тарификации			-94,256	-1131,072

Разница между выбранными системами тарификации составляет 1131,072 рублей, что говорит о том, что выбранный вариант крайне неэффективен для потребителя, поскольку он, упрощённо можно сказать, оплачивает ещё и «тринадцатый месяц» (959 рублей стоит ежемесячная оплата при одноставочной тарификации).

Таблица 3 – Тарификация электроэнергии при 50 процентах потребления в дневное время и 50 процентах в ночное

Тариф	Расход, кВт*ч	Тариф, руб./кВт*ч	Стоимость в месяц, руб.	Стоимость в год, руб.
Одноставочный тариф	274	3,5	959	11508
Тариф, дифференцированный по двум зонам суток	137	4,02	550,74	6608,88
	137	2,26	309,62	3715,44
Сумма двух зон суток			860,36	10324,32
Разница между выбранными системами тарификации			98,64	1183,68

Аналогично первому и второму вариантам рассматривается третий, который включает равное процентное соотношение между дневными и ночными часами.

Как видно из таблицы, из трёх вариантов данный является наиболее оптимальным, поскольку сочетает в себе более разумное распределение потребления электроэнергии за сутки, а также приводит к экономической выгоде для потребителя.

Таким образом, можно сделать вывод, что АСКУЭ является актуальным системой, которая способствует эффективному расходованию энергоресурсов. Помимо борьбы с коммерческими потерями, она выступает активным элементом при внедрении дифференцированных по зонам суток тарифов электроэнергии.

В упрощённом виде на рассмотренном примере было выявлено, что наиболее оптимальный вариант данной дифференцированной тарификации представляет собой равное распределение потребление электроэнергии между дневными и ночными часами.

Список используемой литературы

1. Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные акты Российской Федерации : Федеральный закон № 261-ФЗ : [принят Государственной думой 11 ноября 2009 года : одобрен Советом Федерации 18 ноября 2009 года] : (с изменениями на 26 июля 2019 года). – Доступ из справ.- правовой системы «КонсультантПлюс» (дата обращения: 10.11.2020). – Текст: электронный.

2. Барнаульская горэлектросеть : [сайт]. – Барнаул, 2019 – . – URL: http://bges.ru/ (дата обращения: 07.11.2020). – Текст : электронный.

Информация об авторах

Хомутов С. О. – д.т.н., профессор, Рассохина Е. О. – студент группы 8Э-01, ФГБОУ ВО «Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова», РФ, Алтайский край, г. Барнаул.

УДК 628.931:621.31

МЕТОДИКА ФОРМИРОВАНИЯ МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ДЛЯ РАСЧЁТА УДЕЛЬНОЙ МОЩНОСТИ ДЛЯ ПОМЕЩЕНИЙ ПРОМЫШЛЕННОГО И ОБЩЕСТВЕННОГО НАЗНАЧЕНИЯ

Тюрина Наталья Александровна, turinanatalie@yandex.ru
Грибанов Алексей Александрович, diread@mail.ru

Аннотация:
В статье подробно рассмотрен метод регрессионного моделирования для формирования математической модели расчета для последующего расчета удельной мощности для проектирования освещения в помещениях промышленного и общественного назначений. Также в статье представлен подробный расчет относительной погрешности модели.

Ключевые слова: метод удельной мощности, математическая модель, регрессионное моделирование, освещенность, источники света.

Расчет электрических нагрузок является основополагающим этапом проектирования систем электроснабжения. Электрические нагрузки подразделяются на силовые и осветительные. На сегодняшний день существуют три наиболее популярных метода расчета осветительных нагрузок: метод удельной мощности, точечный метод, метод коэффициента использования. Метод удельной мощности наиболее часто используется проектировщиками для приближенного расчета мощности осветительного оборудования, отличается простотой использования и сравнительно малым объемом исходных данных, что значительно расширяет круг его использования. Значения удельной мощности были получены в середине двадцатого столетия и, к сожалению, их использование для современных светодиодных и люминесцентных источников некорректно[1]. В ходе эксперимента мною были получены актуальные значения для таких источников.

В рамках исследования было проведено 830 экспериментов путем расчета в среде Dialux evo, рассмотрено 29 расчетных случаев. Расчетный случай - это помещение общественного и промышленного назначения, для которых определялись нормируемая освещенность, высота подвеса источников света, площадь. Помимо этого, для каждого расчетного случая было отобрано 6 источников света. Всего в эксперименте участвовало 49 источников света.

В ходе исследования были получены математические модели, для каждой из которых посчитаны относительная погрешность источника света и относительная погрешность для расчетного случая. Значения относительных погрешностей лежат в допустимом диапазоне, что позволяет в дальнейшем рассчитывать мощность источников света для проектирования освещения в помещениях промышленного и общественного назначений для входных параметров, не участвовавших в эксперименте.

Общий вид математической модели (1):

$$W = a \cdot S^4 + b \cdot E^4 + c \cdot S^3 + d \cdot E^3 + e \cdot S^3E + f \cdot S^3H_p + g \cdot E^3H_p + h \cdot E^3S + i \cdot H_p^2 + j \cdot S^2 + k \cdot E^2 + l \cdot H_p^2S + m \cdot H_p^2S^2 + n \cdot H_p^2E^2 + o \cdot S^2E^2 + p \cdot H_p^2E + q \cdot S^2H_p + r \cdot S^2E + s \cdot E^2S + t \cdot E^2H_p + u \cdot H_p^2 \cdot S \cdot E + v \cdot H_p \cdot S^2 \cdot E + w \cdot H_p \cdot S \cdot E^2 + x \cdot H_p + y \cdot S + z \cdot E + \alpha \cdot H_p \cdot S + \beta \cdot H_p \cdot E + \gamma \cdot S \cdot E + \delta \cdot H_p \cdot S + \varepsilon \quad (1)$$

где W – значение удельной мощности осветительной нагрузки на единицу площади помещения, Вт/м^2;

$a, b, c, d, e, f, g, h, i, j, k, l, m, n, o, p, q, r, s, t, u, v, w, x, y, z, \alpha, \beta, \gamma, \delta, \varepsilon$– коэффициенты регрессионного уравнения, которые необходимо определить.

Для определения значения уровня варьирования применялась следующая формула (2):

$$X_{\text{пр}i} = \frac{2 \cdot \left(X_i - \left(X_{min} - \frac{X_{max} - X_{min}}{2}\right)\right)}{X_{max} - X_{min}} \quad (2)$$

где $X_{\text{пр}i}$ – значение параметра, приведённое к шкале от -1 до $+1$;

X_i – текущее значение параметра, абс. ед.;

X_{max} – максимальное значение параметра, абс. ед.;

X_{min} – минимальное значение параметра, абс. ед.

Уровни варьирования для использовавшихся в экспериментах параметров ниже приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Уровни варьирования параметров

H_p^2, м	Уровень H_p^2	S, м	Уровень	E, лк	Уровень
4,9	-1	36	-1	200	-1
10,9	0	144	-0,905	300	-0,81
16,9	1	576	-0,524	400	-0,619
		1296	0,1111	500	-0,429
		2304	1	750	0,0476
				1250	1

Для определения коэффициентов уравнения приведем результаты расчётного эксперимента к табличному виду. В дальнейших таблицах для упрощения введён параметр X_0=1, соответствующий свободной переменной, перед которой стоит коэффициент ε.

Данные эксперимента для источника света ULV-R24J представлены в таблице 2.

Таблица 2– Таблица эксперимента для источника света ULV-R24J

№ экс.	X_0	H_p	S	E	H_p^2	S^2	E^2	$H_p S$	$H_p E$	$S \cdot E$	$H_p^2 S$	$H_p^2 E$	$S^2 H_p$	$S^2 E$	$E^2 H_p$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	1	-1	-1	-0,62	1	1	0,383	1	0,619	0,619	-1	-0,619	-1	-0,619	-0,3832
2	1	-1	-1	-0,43	1	1	0,184	1	0,429	0,429	-1	-0,429	-1	-0,429	-0,184
3	1	-1	-1	0,048	1	1	0,002	1	-0,05	-0,048	-1	0,0476	-1	0,048	-0,0023
4	1	-1	-1	1	1	1	1	1	-1	-1	-1	1	-1	1	-1
5	1	-1	-0,905	-0,62	1	0,819	0,383	0,91	0,619	0,5602	-0,905	-0,619	-0,819	-0,507	-0,3832
6	1	-1	-0,905	-0,43	1	0,819	0,184	0,91	0,429	0,3882	-0,905	-0,429	-0,819	-0,351	-0,184
7	1	-1	-0,905	0,048	1	0,819	0,002	0,91	-0,05	-0,043	-0,905	0,0476	-0,819	0,039	-0,0023
8	1	-1	-0,905	1	1	0,819	1	0,91	-1	-0,905	-0,905	1	-0,819	0,819	-1
9	1	-1	-0,524	-0,62	1	0,275	0,383	0,52	0,619	0,3244	-0,524	-0,619	-0,275	-0,17	-0,3832
10	1	-1	-0,524	-0,43	1	0,275	0,184	0,52	0,429	0,2248	-0,524	-0,429	-0,275	-0,118	-0,184
11	1	-1	-0,524	0,048	1	0,275	0,002	0,52	-0,05	-0,025	-0,524	0,0476	-0,275	0,013	-0,0023
12	1	-1	-0,524	1	1	0,275	1	0,52	-1	-0,524	-0,524	1	-0,275	0,275	-1
13	1	-1	0,111	-0,62	1	0,012	0,383	-0,1	0,619	-0,069	0,1111	-0,619	-0,012	-0,008	-0,3832

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
14	1	-1	0,111	-0,43	1	0,012	0,184	-0,1	0,429	-0,048	0,1111	-0,429	-0,012	-0,005	-0,184
15	1	-1	0,111	0,048	1	0,012	0,002	-0,1	-0,05	0,0053	0,1111	0,0476	-0,012	6E-04	-0,0023
16	1	-1	0,111	1	1	0,012	1	-0,1	-1	0,1111	0,1111	1	-0,012	0,012	-1
17	1	-1	1	-0,62	1	1	0,383	-1	0,619	-0,619	1	-0,619	-1	-0,619	-0,3832
18	1	-1	1	-0,43	1	1	0,184	-1	0,429	-0,429	1	-0,429	-1	-0,429	-0,184
19	1	-1	1	0,048	1	1	0,002	-1	-0,05	0,0476	1	0,0476	-1	0,048	-0,0023
20	1	-1	1	1	1	1	1	-1	-1	1	1	1	-1	1	-1
21	1	0	-1	-0,62	0	1	0,383	0	0	0,619	0	0	0	-0,619	0
22	1	0	-1	-0,43	0	1	0,184	0	0	0,429	0	0	0	-0,429	0
23	1	0	-1	0,048	0	1	0,002	0	0	-0,048	0	0	0	0,048	0
24	1	0	-1	1	0	1	1	0	0	-1	0	0	0	1	0
25	1	0	-0,905	-0,62	0	0,819	0,383	0	0	0,5602	0	0	0	-0,507	0
26	1	0	-0,905	-0,43	0	0,819	0,184	0	0	0,3882	0	0	0	-0,351	0
27	1	0	-0,905	0,048	0	0,819	0,002	0	0	-0,043	0	0	0	0,039	0
28	1	0	-0,905	1	0	0,819	1	0	0	-0,905	0	0	0	0,819	0
29	1	0	-0,524	-0,62	0	0,275	0,383	0	0	0,3244	0	0	0	-0,17	0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
30	1	0	-0,524	-0,43	0	0,275	0,184	0	0	0,2248	0	0	0	-0,118	0
31	1	0	-0,524	0,048	0	0,275	0,002	0	0	-0,025	0	0	0	0,013	0
30	1	0	-0,524	-0,43	0	0,275	0,184	0	0	0,2248	0	0	0	-0,118	0
31	1	0	-0,524	0,048	0	0,275	0,002	0	0	-0,025	0	0	0	0,013	0
32	1	0	-0,524	1	0	0,275	1	0	0	-0,524	0	0	0	0,275	0
33	1	0	0,111	-0,62	0	0,012	0,383	0	0	-0,069	0	0	0	-0,008	0
34	1	0	0,111	-0,43	0	0,012	0,184	0	0	-0,048	0	0	0	-0,005	0
35	1	0	0,111	0,048	0	0,012	0,002	0	0	0,0053	0	0	0	6E-04	0
36	1	0	0,111	1	0	0,012	1	0	0	0,1111	0	0	0	0,012	0
37	1	0	1	-0,62	0	1	0,383	0	0	-0,619	0	0	0	-0,619	0
38	1	0	1	-0,43	0	1	0,184	0	0	-0,429	0	0	0	-0,429	0
39	1	0	1	0,048	0	1	0,002	0	0	0,0476	0	0	0	0,048	0
40	1	0	1	1	0	1	1	0	0	1	0	0	0	1	0
41	1	1	-1	-0,62	1	1	0,383	-1	-0,62	0,619	-1	-0,619	1	-0,619	0,3832
42	1	1	-1	-0,43	1	1	0,184	-1	-0,43	0,429	-1	-0,429	1	-0,429	0,184
43	1	1	-1	0,048	1	1	0,002	-1	0,048	-0,048	-1	0,0476	1	0,048	0,0023

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
44	1	1	-1	1	1	1	1	-1	1	-1	-1	1	1	1	1
45	1	1	-0,905	-0,62	1	0,819	0,383	-0,9	-0,62	0,5602	-0,905	-0,619	0,819	-0,507	0,3832
46	1	1	-0,905	-0,43	1	0,819	0,184	-0,9	-0,43	0,3882	-0,905	-0,429	0,819	-0,351	0,184
47	1	1	-0,905	0,048	1	0,819	0,002	-0,9	0,048	-0,043	-0,905	0,0476	0,819	0,039	0,0023
48	1	1	-0,905	1	1	0,819	1	-0,9	1	-0,905	-0,905	1	0,819	0,819	1
49	1	1	-0,524	-0,62	1	0,275	0,383	-0,5	-0,62	0,3244	-0,524	-0,619	0,2746	-0,17	0,3832
50	1	1	-0,524	-0,43	1	0,275	0,184	-0,5	-0,43	0,2248	-0,524	-0,429	0,2746	-0,118	0,184
51	1	1	-0,524	0,048	1	0,275	0,002	-0,5	0,048	-0,025	-0,524	0,0476	0,2746	0,013	0,0023
52	1	1	-0,524	1	1	0,275	1	-0,5	1	-0,524	-0,524	1	0,2746	0,275	1
53	1	1	0,111	-0,62	1	0,012	0,383	0,11	-0,62	-0,069	0,1111	-0,619	0,0123	-0,008	0,3832
54	1	1	0,111	-0,42	1	0,012	0,176	0,11	-0,42	-0,047	0,1111	-0,419	0,0123	-0,005	0,1756
55	1	1	0,111	0,048	1	0,012	0,002	0,11	0,048	0,0053	0,1111	0,0476	0,0123	6E-04	0,0023
56	1	1	0,111	1	1	0,012	1	0,11	1	0,1111	0,1111	1	0,0123	0,012	1
57	1	1	1	-0,62	1	1	0,383	1	-0,62	-0,619	1	-0,619	1	-0,619	0,3832
58	1	1	1	-0,42	1	1	0,176	1	-0,42	-0,419	1	-0,419	1	-0,419	0,1756
59	1	1	1	0,048	1	1	0,002	1	0,048	0,0476	1	0,0476	1	0,048	0,0023
60	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Продолжение таблицы 2

№ экс	E^2S	S^3	E^3	$H_pS\,E$	S^4	E^4	S^3H_p	S^3E	E^3H_p	E^3S	$H_p^2S^2$	$H_p^2E^2$	S^2E^2	$H_p^2S\,E$	H_pS^2E	$H_p\,S\,E^2$	W
1	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33
1	-0,383	-1	-0,237	-0,619	1	0,147	1	0,619	0,237	0,2372	1	0,383	0,383	0,619	0,619	0,3831	10
2	-0,184	-1	-0,079	-0,429	1	0,034	1	0,429	0,079	0,079	1	0,184	0,184	0,429	0,429	0,1840	13,33
3	-0,002	-1	1E-04	0,0476	1	5E-06	1	-0,048	-1E-04	-1E-04	1	0,002	0,002	-0,0476	-0,048	0,0022	20
4	-1	-1	1	1	1	1	1	-1	-1	-1	1	1	1	-1	-1	1	33,33
5	-0,346	-0,741	-0,237	-0,56	0,67	0,147	0,741	0,4588	0,237	0,2146	0,819	0,383	0,314	0,5601	0,507	0,3467	6,25
6	-0,166	-0,741	-0,079	-0,388	0,67	0,034	0,741	0,318	0,079	0,0715	0,819	0,184	0,151	0,3882	0,351	0,1665	8,33
7	-0,002	-0,741	1E-04	0,043	0,67	5E-06	0,741	-0,035	-1E-04	-1E-04	0,819	0,002	0,002	-0,0430	-0,039	0,0020	12,5
8	-0,905	-0,741	1	0,905	0,67	1	0,741	-0,741	-1	-0,905	0,819	1	0,819	-0,905	-0,819	0,905	20
9	-0,200	-0,144	-0,237	-0,324	0,07	0,147	0,144	0,0891	0,237	0,1243	0,274	0,383	0,105	0,3243	0,17	0,2007	5
10	-0,096	-0,144	-0,079	-0,225	0,07	0,034	0,144	0,0617	0,079	0,0414	0,274	0,184	0,051	0,2247	0,118	0,0964	5,83
11	-0,001	-0,144	1E-04	0,0249	0,07	5E-06	0,144	-0,007	-1E-04	-6E-05	0,274	0,002	6E-04	-0,0249	-0,013	0,0011	8,44
12	-0,524	-0,144	1	0,524	0,07	1	0,144	-0,144	-1	-0,524	0,274	1	0,275	-0,524	-0,275	0,524	14,9
13	0,042	0,001	-0,237	0,0688	0,001	0,147	-0	-8E-04	0,237	-0,026	0,012	0,383	0,005	-0,0687	0,008	-0,0425	4,17
14	0,020	0,001	-0,079	0,0477	0,001	0,034	-0	-6E-04	0,079	-0,009	0,012	0,184	0,002	-0,0476	0,005	-0,0204	5,56
15	0,001	0,001	1E-04	-0,005	0,001	5E-06	-0	7E-05	-1E-04	1E-05	0,012	0,002	3E-05	0,0052	-6E-04	-0,0002	7,78
16	0,111	0,001	1	-0,111	0,001	1	-0	0,0014	-1	0,1111	0,012	1	0,012	0,1111	-0,012	-0,1111	13,33
17	0,383	1	-0,237	0,619	1	0,147	-1	-0,619	0,237	-0,237	1	0,383	0,383	-0,619	0,619	-0,3831	4,06

Продолжение таблицы 2

1	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33
18	0,184	1	-0,079	0,429	1	0,034	-1	-0,429	0,079	-0,079	1	0,184	0,184	-0,429	0,429	-0,1840	5,08
19	0,002	1	1E-04	-0,048	1	5E-06	-1	0,0476	-1E-04	0,0001	1	0,002	0,002	0,0476	-0,048	-0,0022	7,5
20	1	1	1	-1	1	1	-1	1	-1	1	1	1	1	1	-1	-1	12,58
21	-0,383	-1	-0,237	0	1	0,147	0	0,619	0	0,2372	0	0	0,383	0	0	0	26,67
22	-0,184	-1	-0,079	0	1	0,034	0	0,429	0	0,079	0	0	0,184	0	0	0	33,33
23	-0,002	-1	1E-04	0	1	5E-06	0	-0,048	0	-1E-04	0	0	0,002	0	0	0	50
24	-1	-1	1	0	1	1	0	-1	0	-1	0	0	1	0	0	0	81,67
25	-0,346	-0,741	-0,237	0	0,67	0,147	0	0,4588	0	0,2146	0	0	0,314	0	0	0	12,5
26	-0,166	-0,741	-0,079	0	0,67	0,034	0	0,318	0	0,0715	0	0	0,151	0	0	0	15
27	-0,002	-0,741	1E-04	0	0,67	5E-06	0	-0,035	0	-1E-04	0	0	0,002	0	0	0	23,33
28	-0,905	-0,741	1	0	0,67	1	0	-0,741	0	-0,905	0	0	0,819	0	0	0	37,5
29	-0,200	-0,144	-0,237	0	0,0	0,147	0	0,0891	0	0,1243	0	0	0,105	0	0	0	6,67
30	-0,096	-0,144	-0,079	0	0,07	0,034	0	0,0617	0	0,0414	0	0	0,051	0	0	0	8,44
31	-0,001	-0,144	1E-04	0	0,07	5E-06	0	-0,007	0	-6E-05	0	0	6E-04	0	0	0	12,5
32	-0,524	-0,144	1	0	0,07	1	0	-0,144	0	-0,524	0	0	0,275	0	0	0	20,42
33	0,042	0,001	-0,237	0	0,001	0,147	0	-8E-04	0	-0,026	0	0	0,005	0	0	0	5,6
34	0,020	0,001	-0,079	0	0,001	0,034	0	-6E-04	0	-0,009	0	0	0,002	0	0	0	6,67
35	0,001	0,001	1E-04	0	0,001	5E-06	0	7E-05	0	1E-05	0	0	3E-05	0	0	0	10,42
36	0,111	0,001	1	0	0,001	1	0	0,0014	0	0,1111	0	0	0,012	0	0	0	16,71
37	0,383	1	-0,237	0	1	0,147	0	-0,619	0	-0,237	0	0	0,383	0	0	0	4,74
38	0,184	1	-0,079	0	1	0,034	0	-0,429	0	-0,079	0	0	0,184	0	0	0	6,25

Продолжение таблицы 2

1	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33
39	0,002	1	1E-04	0	1	5E-06	0	0,0476	0	0,0001	0	0	0,002	0	0	0	8,91
40	1	1	1	0	1	1	0	1	0	1	0	0	1	0	0	0	15
41	-0,383	-1	-0,237	0,619	1	0,147	-1	0,619	-0,237	0,2372	1	0,383	0,383	0,619	-0,619	-0,3831	40
42	-0,184	-1	-0,079	0,429	1	0,034	-1	0,429	-0,079	0,079	1	0,184	0,184	0,429	-0,429	-0,1840	50
43	-0,002	-1	1E-04	-0,048	1	5E-06	-1	-0,048	1E-04	-1E-04	1	0,002	0,002	-0,047	0,048	-0,0022	81,67
44	-1	-1	1	-1	1	1	-1	-1	1	-1	1	1	1	-1	1	-1	120
45	-0,346	-0,741	-0,237	0,5602	0,67	0,147	-0,74	0,4588	-0,237	0,2146	0,819	0,383	0,314	0,5601	-0,507	-0,3467	20
46	-0,166	-0,741	-0,079	0,3882	0,67	0,034	-0,74	0,318	-0,079	0,0715	0,819	0,184	0,151	0,3882	-0,351	-0,1665	22,5
47	-0,002	-0,741	1E-04	-0,043	0,67	5E-06	-0,74	-0,035	1E-04	-1E-04	0,819	0,002	0,002	-0,043	0,039	-0,0020	33,75
48	-0,905	-0,741	1	-0,905	0,67	1	-0,74	-0,741	1	-0,905	0,819	1	0,819	-0,905	0,819	-0,905	60
49	-0,200	-0,144	-0,237	0,3244	0,07	0,147	-0,14	0,0891	-0,237	0,1243	0,274	0,383	0,105	0,3243	-0,17	-0,200	9,38
50	-0,096	-0,144	-0,07	0,2248	0,07	0,034	-0,14	0,0617	-0,079	0,0414	0,274	0,184	0,051	0,2247	-0,118	-0,096	11,46
51	-0,001	-0,144	1E-04	-0,025	0,07	5E-06	-0,14	-0,007	1E-04	-6E-05	0,274	0,002	6E-04	-0,024	0,013	-0,001	17,6
52	-0,524	-0,144	1	-0,524	0,07	1	-0,14	-0,144	1	-0,524	0,274	1	0,275	-0,524	0,275	-0,524	28,33
53	0,042	0,001	-0,23	-0,069	0,001	0,147	0,001	-8E-04	-0,237	-0,026	0,012	0,383	0,005	-0,068	-0,008	0,0425	7,22
54	0,019	0,001	-0,07	-0,047	0,001	0,031	0,001	-6E-04	-0,074	-0,008	0,012	0,176	0,002	-0,046	-0,005	0,0195	8,33
55	0,001	0,001	1E-04	0,0053	0,001	5E-06	0,001	7E-05	1E-04	1E-05	0,012	0,002	3E-05	0,0052	6E-04	0,0002	12,59
56	0,111	0,001	1	0,1111	0,001	1	0,001	0,0014	1	0,1111	0,012	1	0,012	0,1111	0,012	0,1111	21,38
57	0,383	1	-0,23	-0,619	1	0,147	1	-0,619	-0,237	-0,237	1	0,383	0,383	-0,619	-0,619	0,3831	5,83
58	0,175	1	-0,074	-0,419	1	0,031	1	-0,419	-0,074	-0,074	1	0,176	0,176	-0,419	-0,419	0,1755	7,5
59	0,002	1	1E-04	0,0476	1	5E-06	1	0,0476	1E-04	0,0001	1	0,002	0,002	0,0476	0,048	0,0022	10,94
60	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	18,23

Для определения коэффициентов уравнения была составлена матрица X, включающая в себя закодированные условия эксперимента (столбцы 2-32 таблицы 2) и матрица Y, включающая в себя результаты эксперимента (столбец 33 таблицы 2). Далее матрица X транспонируется и умножается на исходную матрицу X, получается матрица $X^{т} \cdot X$. МатрицаYтакже умножается на транспонированную матрицу X, получается матрица$X^{т} \cdot Y$. Затем для матрицы $X^{т} \cdot X$ вычисляется обратная матрица матрицы $X^{т} \cdot X^{-1}$. Перемножив обратную матрицу $X^{т} \cdot X^{-1}$ и матрицу$X^{т} \cdot Y$ получим матрицу коэффициентов уравнения. Аналогичные действия были проведены и для других источников. Коэффициенты уравнения представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Значения коэффициентов уравнения для источника света ULV-R24J

Коэффициент	Значение	Коэффициент	Значение	Коэффициент	Значение
a	197,9528	o	-2,20866	γ	7,971183
b	-787,518	p	0,246307	δ	-6,55663
c	51,82713	q	10,70104	ε	9,236572
d	-0,20926	r	12,16946	w	1,151468
e	-22,7247	s	-0,95427	x	1,955213
f	-21,9228	t	0,601649	y	-71,445
g	-2,8479	u	0,256037	z	185,4502
h	4,971413	v	7,89911	α	10,77238
i	0,941711	w	1,151468	β	1,65678
j	-188,79	x	1,955213	γ	7,971183
k	619,1289	y	-71,445	δ	-6,55663
l	0,434813	z	185,4502	ε	9,236572
m	-0,96256	α	10,77238		
n	-0,45885	β	1,65678		

Подставив в уравнение регрессионной модели значение коэффициентов получим расчетные значения удельной мощности. Для проверки модели необходимо определить погрешность по следующей формуле (3):

$$\delta=\left|\left(\frac{Э-Р}{Э}\right)\right|\cdot 100\%, \qquad (3)$$

где δ- относительная погрешность модели;

Э-значение, полученное экспериментальным путем

Р- значение, полученной в ходе расчетов.

Погрешность модели представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Погрешность модели

№ экс.	Модель	Погрешность, %	№ экс.	Модель	Погрешность, %
1	13,9919	39,91898	31	12,64536	1,162852
2	16,80444	26,0648	32	18,87858	7,548597
3	24,4924	22,462	33	5,130717	8,38006
4	38,12079	14,37382	34	6,300265	5,54326
5	-0,36718	105,8749	35	9,34373	10,32889
6	1,483	82,19688	36	17,34571	3,804361
7	6,670282	46,63775	37	4,85478	2,42151
8	15,97088	20,14562	38	6,644945	6,319127
9	9,860271	97,20542	39	8,878142	0,35755
10	9,979778	71,17972	40	14,85808	0,94611
11	10,35096	22,64166	41	42,58757	6,468932
12	12,16677	18,34385	42	50,84062	1,681248
13	2,188917	47,50798	43	73,63661	9,836399
14	3,903002	29,80213	44	111,1638	7,363495
15	7,029684	9,644159	45	17,68025	11,59876
16	15,9782	19,86643	46	24,14745	7,322015
17	3,785543	6,760028	47	42,44663	25,76778
18	5,992345	17,95956	48	71,95485	19,92475
19	7,662753	2,170045	49	7,026184	25,09399
20	11,90528	5,363426	50	9,004485	21,42683
21	28,91519	8,418392	51	15,8475	9,957379
22	34,35846	3,0857	52	25,79613	8,944122
23	49,52167	0,956661	53	9,337025	29,32168
24	75,56654	7,473324	54	9,263315	11,20427
25	9,081534	27,34773	55	13,63813	8,325088
26	13,14609	12,35941	56	20,30131	5,045314
27	24,79895	6,296414	57	5,778422	0,884694
28	44,64727	19,05938	58	6,566685	12,4442
29	8,238882	23,52147	59	10,96721	0,248685

Средняя относительная погрешность модели рассчитывается по формуле (4):

$$\delta_1=\frac{\sum\delta}{60}=18{,}262 \qquad (4)$$

Список используемой литературы

1. СП52 13330.2016. Естественное и искусственное освещение. Общее положение : дата ведения 1996-01-01. – Москва : Стандартинформ, 2017. – 135с.

Информация об авторах

Грибанов А. А. – к. т. н., доцент, Тюрина Н. А. – студент группы 8Э-01, ФГБОУ ВО «Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова», РФ, Алтайский край, г. Барнаул.

УДК 621.31

СРЕДСТВА ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В МАГИСТРАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Белицын Игорь Владимирович, b_i_w@mail.ru
Попов Андрей Николаевич, oleandr78@mail.ru
Попов Константин Павлович, kotik5637@mail.ru

Аннотация:
Одной из важнейших задач электроэнергетики является повышение качества электрической электроэнергии. В работе произведен анализ нормативных документов регламентирующих показатели качества электрической энергии. Рассмотрены основные технические мероприятия позволяющие повысить качество электроэнергии.

Ключевые слова: качество электрической энергии, импульсные напряжения, система электроснабжения, компенсация реактивной мощности, регулирование напряжения.

MEANS OF IMPROVING THE QUALITY OF ELECTRIC ENERGY IN MAIN ELECTRIC NETWORKS

Belitsyn Igor Vladimirovich, Associate Professor, b_i_w@mail.ru
Popov Andrey Nikolaevich, oleandr78@mail.ru
Popov Konstantin Pavlovich, kotik5637@mail.ru

Abstract:
One One of the most important tasks of the electric power industry is to improve the quality of electric power. The paper analyzes the normative documents regulating the quality indicators of electric energy. The main technical measures to improve the quality of electricity are considered.

Keywords: quality of electrical energy, pulse voltages, power supply system, reactive power compensation, voltage regulation.

Снижение качества электроэнергии является неотъемлемой частью цикла производства и потребления. На всех стадиях электроэнергия претерпевает изменения, поэтому получение идеальной синусоидальной трехфазной системы напряжений задача труднореализуемая. Поэтому основной задачей является именно минимизация влияния всех ступеней электроэнергетической системы на качество энергии.

Если говорить о системе генерации, то реализация задачи повышения качества упирается в совершенствование конкретных силовых машин, а именно генераторов, более точная подгонка деталей, использование новых магнитных материалов, работа с системами стабилизации генераторов, по типу АРВ, во время возникновения крупных аварий.

Поэтому еще на стадии генерации мы получаем синусоиду отличную от идеально, но наибольшее искажение электроэнергия претерпевает именно в системах передачи, распределения и потребления. Большая часть энергии просто теряется в линиях электропередач, переходя в тепло, а форма кривой напряжения искажается нагрузкой.

Все это негативно сказывается на системе в целом, и на потребителях этой самой энергии в первую очередь.

В понятие качества электроэнергии входит большое количество параметров, которые регламентируются стандартами ГОСТ 32144-2013.

К параметрам качества электроэнергии относят:

– Отклонение частоты;
– Отклонение напряжения;
– Суммарный коэффициент гармонических составляющих напряжения;
– Колебания напряжения и фликер;
– Несинуидальность напряжения;
– Несимметрия напряжения;
– Провалы напряжения и перенапряжения;
– Импульсные напряжения;
– Максимальное значение и длительность перенапряжения.

Также параметры качества электроэнергии принято делить на две группы: длительные и кратковременные.

Возникновение кратковременных изменений параметров качества электроэнергии, как правило, обусловлено коммутацией нагрузки большой мощности, грозовой активностью, авариями в сети.

Например, появление кратковременных перенапряжений может быть вызвано ударами молний вблизи линий электропередач или подстанций. Провалы напряжения могут быть следствием возникновения коротких замыканий, или включение в сеть мощной нагрузки.

Причины длительных отклонений параметров качества могут быть обусловлены особой нагрузкой, либо структурой сети, проектными ошибками, связанными с выбором оборудования или уровней напряжения, либо возрастающим уровнем нагрузки в сети, дисбалансом активной и реактивной мощности. Также сюда можно отнести длительные ненормальные режимы в распределительных сетях.

Со стороны потребителя выделяют приемники с нелинейной вольтамперной характеристикой, или несимметричной пофазной нагрузкой.

К нелинейной нагрузке относятся вентильные преобразователи, электродуговые сталеплавильные печи, установки дуговой и контактной сварки. Работа таких устройств вызывает возникновение высших гармонических составляющих, которые накладываются на основную частоту кривой напряжения,

искажая ее. В преобразователях могут возникать гармоники вплоть до 25-го порядка, в печах это гармоники с 3 по 7, в сварке с 5 по 11.

Искажение формы кривой напряжения приводит к возникновению дополнительных потерь активной мощности во всех элементах сети: линиях электропередач, трансформаторах, электрических машинах, поскольку их сопротивление зависит от частоты. Также может возникать перегрев обмоток двигателей из-за возникновения паразитных полей, ускорение процесса старения изоляции в кабелях, трансформаторах и электрических машинах.

Несимметричная нагрузка обладает фазными токами, отличающимися своими величинами, что приводит к различным потерям напряжения в разных фазах. Несимметрия напряжений в сети вызывает перегрев обмоток асинхронных двигателей, в синхронных машинах возникают опасные вибрации.

Большое влияние на качество электроэнергии оказывает сама структура сетей и их топология. Говоря о совокупности сетей и качества электроэнергии обычно говорят о проблеме больших потерь электроэнергии. Поскольку наибольших уровень потерь, а именно, более 60% от общего числа приходится именно на передачу электроэнергии по линиям электропередач и еще около 17% приходится на эффект возникновения коронного разряда в магистральных сетях высокого напряжения. В распределительных сетях большие потери обусловлен высоким уровнем морального и технического устаревания сетевого комплекса.

Большие потери снижают общий уровень экономичности сетей и качества электроэнергии в целом, приводя к снижению питающего напряжения на шинах потребителя. От пониженного уровня напряжения в первую очередь страдают асинхронные двигатели, увеличивая свой потребляемый ток, что приводит к перегреву обмоток и старению изоляции. В целом работа на напряжении ниже номинального для всех видов нагрузок приводит к уменьшению их срока службы, а иногда и полному выходу из строя.

Для повышения качества электроэнергии используются различные технические мероприятия.

Традиционно, для повышения качества электроэнергии в электрических сетях применяют следующие технические мероприятия:

– Регулирование напряжения;
– Компенсация реактивной мощности;
– Установка фильтров;
– Оптимизация схем и режимов работы сети;
– Установка вольтодобавочных трансформаторов.
– Применение динамических компенсаторов искажения напряжения;
– Выравнивание нагрузок фаз;

Список используемой литературы

1. ГОСТ 32144–2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения . – Введ. 2014–07–01. – М. : Стандартинформ, 2014. – 19 с.

2. Железко. Ю. С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчетов. М.: ЭНАС, 2009. - 456 с.

3. Жежеленко, И. В.. Высшие гармоники в системах электроснабжения промпредприятий / Жежеленко И. В. - М.: Энергоатомиздат, 2000.

4. Belitsyn I.V. The quality of electric power as a complex index / I.V. Belitsyn // International Conference «Process Management and Scientific Developments», Birmingham, United Kingdom, September. 2017. pp. 113-121.

5. Белицын, И. В. Оптимальный параметр регуляризации для определения электромагнитной совместимости линии электропередачи / И. В. Белицын // III международная научно-практическая конференция «Европейские научные исследования», Пенза, МЦНС «Наука и просвещение», 2017. С 48-53.

6. Белицын, И. В. Качество электрической энергии, проблемы нормативной базы / И. В. Белицын // Международная научно-практическая конференция «Прикладные и теоретические исследования», Самара, ЦНИК «Наука и просвещение», 2017. С 24-27.

Информация об авторах

Белицын И. В. - к. п. н., доцент, Попов А. Н. - к. т. н., доцент, Попов К. П. – студент группы 8Э-91, ФГБОУ ВО «Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова», РФ, Алтайский край, г. Барнаул.

УДК 621.315.1

РАЗРАБОТКА ОПТИМАЛЬНОЙ КОНСТРУКЦИИ АВТОМАТИЧЕСКОГО ПУНКТА СЕКЦИОНИРОВАНИЯ ДЛЯ ВОЗДУШНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 6-10 кВ

Попов Андрей Николаевич, popov.a.n@mail.altstu.ru
Прийма Дмитрий Игоревич, priyma_dima@mail.ru

Аннотация:

С целью повышения надежности электроснабжения в электрических сетях используются автоматические пункты секционирования (АПС), которые разделяют (секционируют) линию на участки, что приводит к значительному сокращению времени отключенного состояния потребителей в случае возникновения аварии. Наиболее часто технологические нарушения происходят в сетях напряжением 6 – 10 кВ и приводят к большому недоотпуску электрической энергии. Наиболее протяженные фидеры, которые имеют длинные ответвления или ответственных потребителей, делят на части (секционируют), где и ставится автоматический пункт секционирования.

Наличие большого количества функций реклоузера приводит к усложнению конструкции, и в следствии этого, высокой стоимости. Установка дорогостоящих реклоузеров на воздушную линию напряжением 6 – 10 кВ не даёт положительного экономического эффекта на большинстве линий, а, следовательно, проблема с большим количеством недоотпуска электроэнергии в сетях 6 – 10 кВ остается нерешенной. Целью данной работы является разработка оптимальной конструкции автоматического пункта секционирования, использование которого позволит повысить эффективность процессов передачи и распределения электрической энергии путем совершенствования системы секционирования электрических сетей напряжением 6 – 10 кВ в условиях существующих линий электроснабжения и тем самым повысить надежность электроснабжения и сократить время перерывов в электроснабжении потребителей. В данной статье приводится описание предложенных вариантов оптимизации конструкции реклоузера для электрических сетей напряжением 6 – 10 кВ.

Ключевые слова: автоматический пункт, надежность, секционирование, конструкция, эффект, цифровизация, электроснабжение, блок управления.

Наиболее эффективным способом повышения надежности электроснабжения в воздушных электрических сетях среднего напряжения является секционирование линии коммутационными аппаратами (разъединителями, управляемыми разъединителями, пунктами секционирования). В существующих схемах построения распределительных сетей чаще всего используется ручной подход к управлению аварийными режимами.

Исследования специалистов свидетельствуют о том, что одним из наиболее эффективных способов повышения надежности электроснабжения в воздушных распределительных сетях является реализация автоматического подхода к управлению аварийными режимами, при котором обеспечивается полная независимость работы пунктов секционирования от внешнего управления. Этот подход также получил название децентрализованного. Каждый отдельный аппарат, являясь интеллектуальным устройством, анализирует режимы работы электри-

ческой сети и автоматически производит ее реконфигурацию в аварийных режимах, то есть локализацию места повреждения и восстановление электроснабжения потребителей неповрежденных участков сети [1].

Традиционные пункты секционирования, выполненные на базе ячеек КРУН, имеют в своем составе классические защиты, выполненные на электромеханических или микропроцессорных терминалах реле. Такие защиты весьма затруднительно использовать на магистральных участках сети, особенно в сетях с двухсторонним питанием. К классическим защитам не предъявляются требования о возможности реализации многократных АПВ, не требуются и независимые уставки при различных направлениях потока мощности. Минимальная ступень селективности классических микропроцессорных защит составляет 0,3 с, электромеханических – от 0,5 с. Всего этого недостаточно для реализации децентрализованного подхода. Как следствие, большая часть установленных пунктов секционирования чаще всего работает по ручному принципу.

Аппаратом, отвечающим всем требованиям децентрализованного подхода, является вакуумный реклоузер, представляющий собой совокупность вакуумного коммутационного модуля со встроенной системой измерения токов и напряжения и шкафа управления с микропроцессорной системой релейной защиты, и автоматики [2].

Реклоузер выполняет:

– оперативные переключения в распределительной сети (местная и дистанционная реконфигурация);

– автоматическое отключение поврежденного участка;

– автоматическое повторное включение воздушных ЛЭП;

– автоматическое выделение поврежденного участка;

– автоматический ввод резерва;

– автоматический сбор, обработку и передачу информации о параметрах режимов работы сети и состоянии собственных элементов.

Основным элементом реклоузера, его коммутирующим устройством является вакуумный выключатель. Для вакуумных выключателей характерна высокая скорость срабатывания (десятые доли секунды) и возможность автоматического управления в нештатных ситуациях.

Вакуумные выключатели на номинальное напряжение 6 – 10 кВ выпускаются многими предприятиями нашей страны. В настоящее время в реклоузерах чаще всего применяются следующие вакуумные выключатели отечественных производителей:

– ВВ/TEL-10, «Таврида Электрик» (г. Москва);

– ВВР-10, «Росвакуум» (г. Москва);

– ВВМ-СЭЩ-3-10, «Самараэлектрощит» (г. Самара);

– EX-ВВ, «КЭПС» (г. Новосибирск);

– ВВ/AST-10, «Астер Электро» (г. Новосибирск).

Первые четыре позиции в списке занимают вакуумные выключатели внутренней установки, что означает, что они должны быть заключены в корпус, защищающий аппарат от осадков и других нежелательных внешних воздействий. Выключатель ВВ/AST-10 позиционируется как устройство наружной установки, то есть может устанавливаться без защитного кожуха.

В настоящее время бытует мнение, что наилучшими качеством обладают вакуумные выключатели ВВ/TEL «Таврида Электрик». Возможно, так оно и есть, однако, существенных различий в надежности выключателей разных производителей пока не обнаружено, а вот по цене выключатели ВВ/TEL точно являются «лидерами», превосходя цену конкурентов иногда более, чем на 60 тысяч рублей.

Микропроцессорная защита – это устройство управления реклоузером. Чтобы вакуумный выключатель сработал и отключил линию в аварийной ситуации, нужно, чтобы кто-то обнаружил нештатную ситуацию отправил соответствующую команду на отключение. Причем сделать это необходимо за доли секунды, пока аварийная ситуация не привела к необратимым последствиям.

Команду на отключение вакуумного выключателя посылает устройство релейной защиты и автоматики (РЗА). Название "релейная защита" устоялось еще с тех пор, когда управляющими устройствами были обычные электромеханические реле. В настоящее время электромеханические реле повсеместно заменяются микропроцессорными устройствами защиты. Микропроцессорные устройства (микропроцессорные терминалы защиты) по цене сопоставимы с традиционными реле, не уступают им по надежности, но при этом значительно превосходят по функциональности и удобству настройки и обслуживания [3].

Существует четыре основных группы реклоузеров:

– реклоузеры на специализированных датчиках тока и напряжения;
– пункты секционирования на традиционных трансформаторах тока;
– пункты секционирования с функцией учета электроэнергии;
– пункты отключения линии на базе вакуумного выключателя нагрузки.

Все существующие 4 группы пунктов секционирования имеют ряд недостатков, которые не позволяют устанавливать их повсеместно на большинстве воздушных линий.

Для повышения надежности электроснабжения потребителей и электроприемников, автоматизации процессов поиска и локализации повреждений на линии, нужно устройство для электрических сетей напряжением 6 – 10 кВ, способное производить двух – трех кратное автоматическое повторное включение линии при возникновении кратковременного короткого замыкания, автоматизировать устройство путем создания связи его работы с диспетчерским управлением, оптимизировать конструкцию путем включения вакуумного выключателя нагрузки, в замен дорогостоящих вакуумных выключателей, а также создать собственный блок управления, обеспечивающий все требуемые виды защит и автоматики.

Вакуумный выключатель нагрузки с моторным приводом позволит исключить из устройства линейные разъединители, так как сам позволяет наблюдать видимый разрыв и механически производить заземление.

Первым этапом практической реализации устройства стала разработка его структурной схемы. Она изображена на рисунке 1.

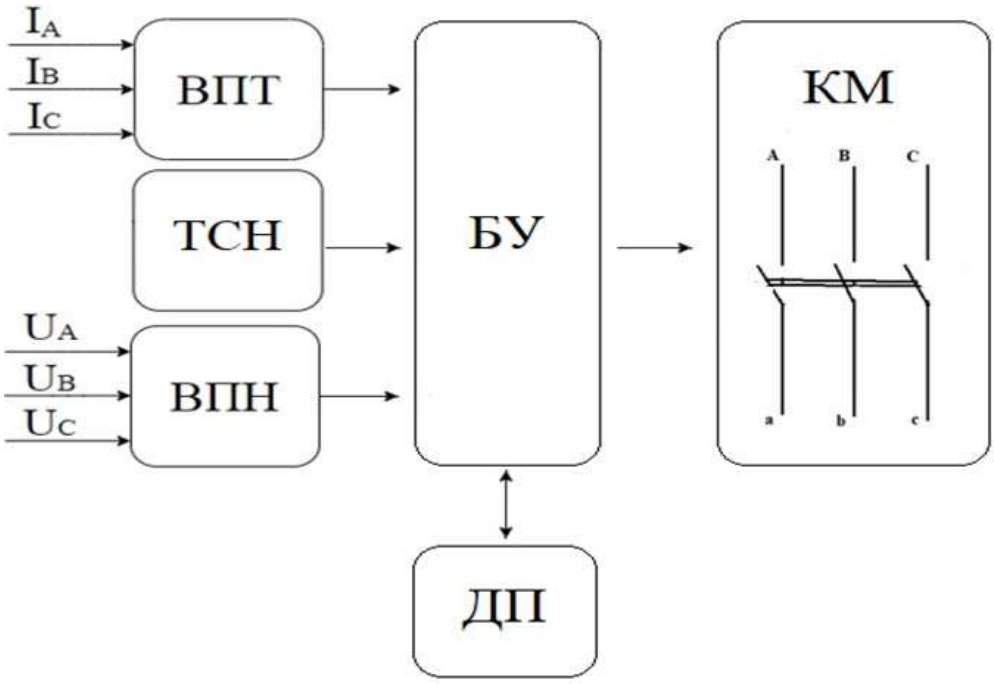


Рисунок 1 – Структурная схема устройства

Основными составляющими устройства предполагаются: ВПТ – входной преобразователь тока; ВПН – входной преобразователь напряжения; БУ – блок управления; КМ – коммутационный модуль; ТСН – трансформатор собственных нужд; ДП – диспетчерский пункт.

Работа устройства осуществляется следующим образом: входные преобразователи преобразуют фазные токи и напряжения в величины доступные для восприятия блока управления, блок управления на основе полученных мгновенных значений фазных токов и напряжений осуществляет вычисление действующих значений и подает напряжение на привод коммутационного модуля.

Вторым этапом практической реализации устройства стала разработка его принципиальной схемы. Она изображена на рисунке 2.

Следующим этапом практической реализации устройства стала разработка блока управления. 3D-визуализация платы представлена на рисунках 3 и 4.

Комплексная цифровизация путем построения «умной сети» предполагает внедрение вторичного оборудования, обеспечивающего наблюдаемость и автоматическое режимное управление сетями и не предусматривает замену основного оборудования подстанций, реконструкцию линий электропередачи. Разработанное устройство позволит автоматизировать работу распределительных

сетей 6 – 10 кВ посредством автоматического повторного включения без особо крупных затрат и с впечатляющим экономическим эффектом.

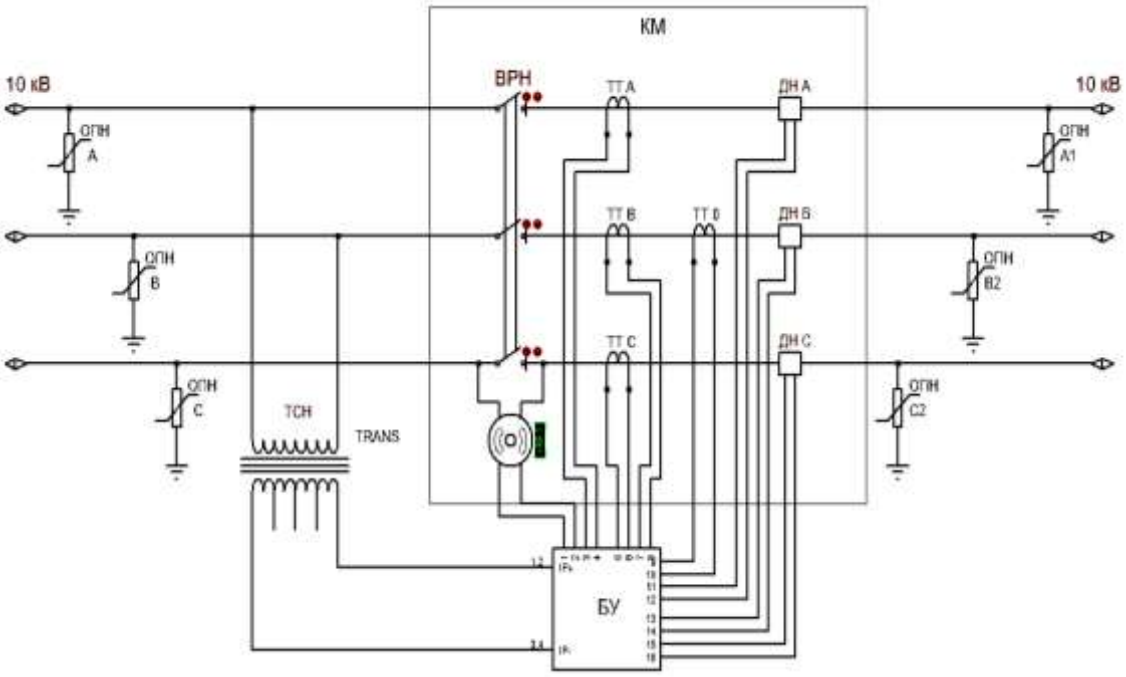


Рисунок 2 – Принципиальная схема подключения устройства к ВЛ

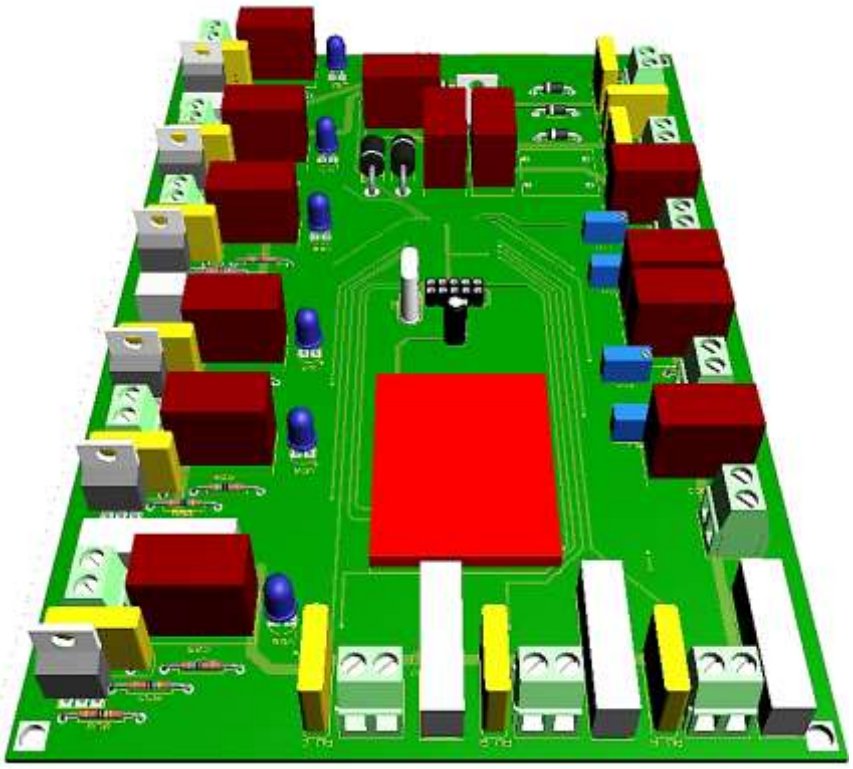


Рисунок 3 – 3D-визуализация печатной платы (вид со стороны элементов)

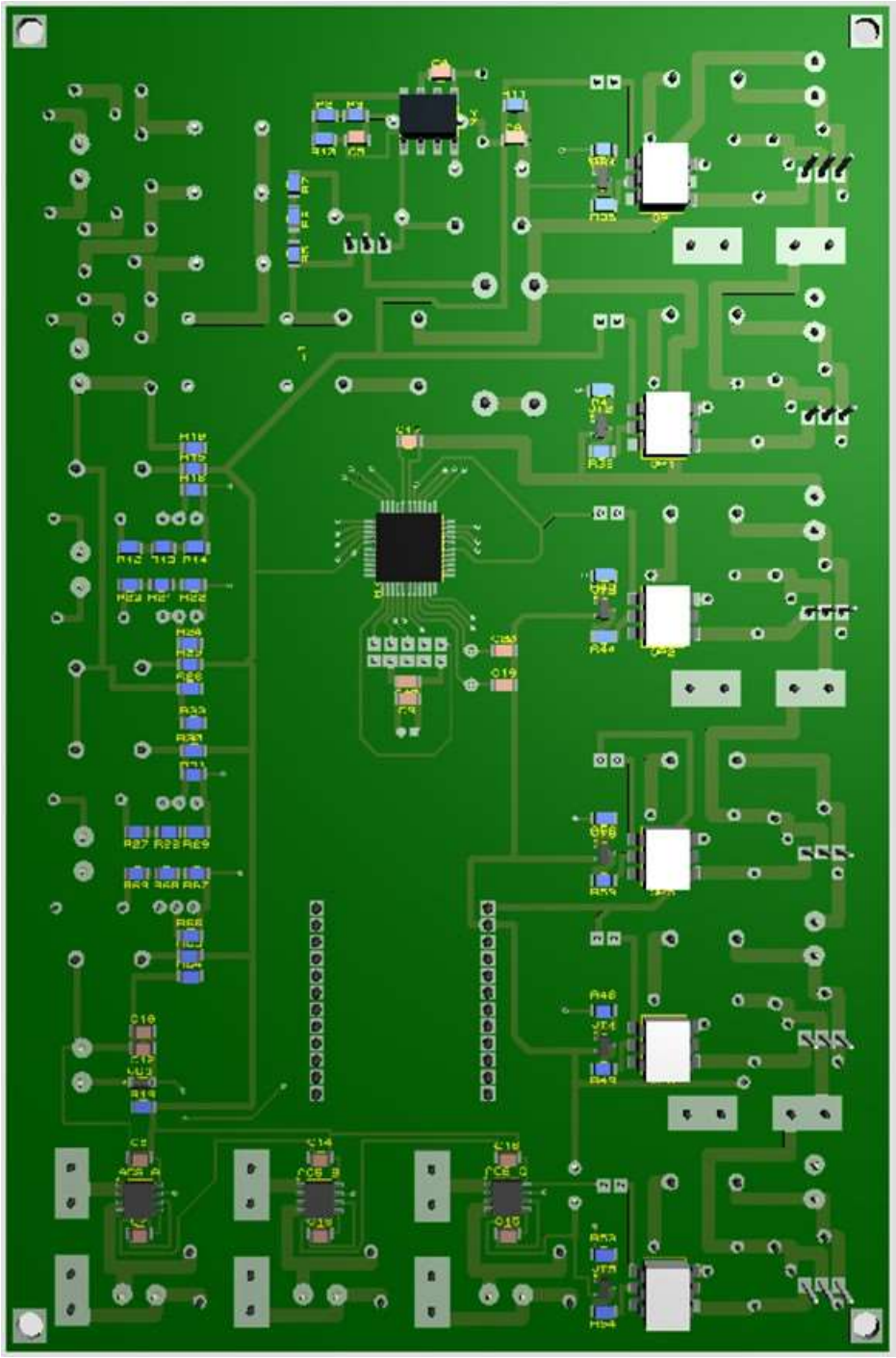


Рисунок 4 – 3D-визуализация печатной платы (вид с оборотной стороны)

Годовой экономический эффект от внедрения одного устройства составляет 20 137,01 р./год [4].

При комплексном применении современных технологий, направленных на цифровизацию, планируется достижение следующих эффектов:

– снижение потерь электроэнергии;

– снижение затрат на обслуживание сетей напряжением 6 – 10 кВ;

– улучшение показателей надежности сетей напряжением 6 – 10 кВ (средней продолжительности и частоты отключений) на 75%.

Использование предлагаемого устройства позволит:

– снизить длительности перерывов в электроснабжении потребителей;
– увеличить надежность электроснабжения потребителей;
– уменьшить недоотпуск электроэнергии;
– повысить производительность труда персонала и сократить затраты на ГСМ.

Разработанное устройство, принцип работы которого достаточно прост, несомненно является надежным и эффективным средством повышения надежности потребителей с конкурентной ценой на рынке.

Список используемой литературы

1. Алферова, Т. В. Надежность электроснабжения потребителей агропромышленного комплекса : Учеб. пособие. – Текст : непосредственный / Т. В. Алферова, О. Ю. Пухальская, А. А. Алферов.– Гомель : Изд-во ГГТУ им. П. О. Сухового, 2017. – С. 90-106.

2. Документация по реклоузерам серии REC15 и REC25.– Текст : электронный. – . Загл. с экрана. – URL : https://www.tavrida.com/upload/iblock/0f0/TER_RecDoc_PG_1.pdf . – Режим доступа : свободный.

3. Пухальская, О. Ю. Выбор мест установки пунктов автоматического секционирования в распределительных электрических сетях сельскохозяйственного назначения. – Текст : электронный. – Загл. с экрана. – URL : https://www.elibrary.ru/item.asp?id=29671543. – Режим доступа : для зарегистрированных пользователей

4. Гришин, Д. А. Экономическая эффективность применения вакуумных реклоузеров серии PBA/TEL. – Текст : электронный. – Загл. с экрана. – URL : https://www.elibrary.ru/-item.asp?id=26648185. – Режим доступа : для зарегистрированных пользователей

Информация об авторах

Попов А. Н. – к. т. н ., доцент, Прийма Д. И. – студент группы 8Э-91, ФГБОУ ВО «Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова», РФ, Алтайский край, г. Барнаул.

УДК 621.31

ЦИФРОВЫЕ СИСТЕМЫ ДИАГНОСТИКИ ПОДСТАНЦИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА ОАО «РЖД»

Сташко Василий Иванович, diael@mail.ru
Пеняйкин Артём Леонидович, artempenaikin@gmail.com

Аннотация:
Одной из целей представленных в данной статье исследований, является повышения надежности электроснабжения объектов ОАО «РЖД». Данная цель обусловлена тем, что одной из важнейших задач программы инновационного развития ОАО «РЖД» является реализация комплексного проекта «Цифровая железная дорога», который направлен на повышение эффективности деятельности компании за счет применения передовых информационных технологий. В статье рассматриваются примеры реализации проектов по развитию железнодорожного транспорта с использование внедрения цифровых систем на подстанциях энергетического комплекса ОАО «РЖД», таких как, например, частотно-диспетчерский контроль. Особое внимание уделяется проблемам безопасности железнодорожного транспорта, что в немалой степени обеспечивается за счет повышения надежности электроснабжения за счет внедрения цифровых систем диагностики на трансформаторных подстанциях. В статье рассмотрена система мониторинга работоспособности, надежности и безопасности железнодорожных электрических сетей , и система АСКУЭ.

Ключевые слова: частотно-диспетчерский контроль, мониторинг, цифровизация, производительность труда, энергоэффективность.

В России на железные дороги приходится более 45% общероссийского грузооборота и более 25% пассажирооборота, и поэтому они остаются важнейшим видом транспорта в стране. Это связано с тем, что в нашей стране с суровыми погодными условиями именно этот вид транспорта в достаточной мере способен на удовлетворение потребностей экономики и населения. В условиях индустрии и высококонкурентного транспортного рынка устойчивое развитие этого значимого сектора транспортной отрасли во многом зависит от стремления к разработке и внедрению инновационных технологий. Ведь ОАО «РЖД»- это огромное предприятие, для контроля которого возможностей человека уже недостаточно, и в дело вступает цифровизация.

Одной из важнейших задач программы инновационного развития ОАО «РЖД-2020» является реализация комплексного проекта «Цифровая железная дорога», направленный на повышение эффективности деятельности компании за счет применения прорывных информационных технологий. Цель цифровизации энергетики состоит в создании условий для цифровой трансформации ТЭК России, внедрения цифровых технологий и платформенных решений. Для достижения системного эффекта от цифровизации необходимо объединить усилия всех сторон государства, компаний, инновационного сообщества, науки.

Энергообеспечение является важнейшей сферой деятельности в ОАО «РЖД». От бесперебойного снабжения электроэнергией зависит эксплуатация

подвижного состава и надежная работа устройств автоматики и телемеханики, работу железнодорожных сооружений.

За последние десятилетия железная дорога постепенно ввела новые технологии. Примером может служить «Цифровой мониторинг», суть его работы заключается в отслеживании на компьютере положение напольных устройств СЦБ, а также контроль движения и местоположения подвижного состава. Также с помощью мониторинга производится контроль за правильностью выполнения графика технологического процесса и за качеством проведения различного рода работ, и проведения проверок после них, согласно технологическим картам и инструкциям. Вторым примером развития железнодорожного транспорта в области цифровизации, это «частотно-диспетчерский контроль» (ЧДК). С помощью ЧДК происходит значительная экономия средств. На каждой сигнальной точке перегона установлены генераторы ЧДК, которые в свою очередь контролируют наличие как основного питания (ПХ, ОХ), так и резервного (РПХ, РОХ), а также целостность ламп, исправность аппаратуры, установленной в релейном шкафу на сигнальной точке. Работа ЧДК позволяет выявить отказные и предотказные состояния. Еще одним доказательством успешной реализации проектов, связанных с цифровизацией, является автоматизированная система контроля и учета энергоресурсов (АСКУЭ) ОАО «РЖД», включающая в себя более 250 тысяч пунктов учета электроэнергии.

Развитие АСКУЭ позволит ОАО «РЖД»:

- осуществлять автоматические действия во внештатных ситуациях;
- определять точное время конца жизнедеятельности оборудования;
- исключать человеческий фактор ошибок;
- автоматически прогнозировать продажу электроэнергии с помощью искусственного интеллекта и др.

С этой целью в ОАО «РЖД» предусмотрены значительные финансирования на внедрение АСКУЭ. (рисунок 1).

Существует система мониторинга работоспособности надежности и безопасности АСКУЭ, которая в свою очередь осуществляет наблюдение за приборами системы, формирует отчет об их состоянии, оптимизирует их работу, контролирует своевременную замену, объединятся в одно целое с системами телеизмерений и технологическими системами, которые располагаются на подстанции.

Начала реализовываться система центров планирования и контроля потребления электроэнергии ОАО «РЖД» (ЦПК). Данный проект помогает решить множество проблем:

- прогнозировать продажу электроэнергии;
- устанавливать причины отличия планового и фактического потребления;
- контролировать поставки электроэнергии;
- контролировать исправность работы всех видов АСКУЭ.

ЦПК включает в себя следующие основные составляющие:

- raid-массивы – технология, позволяющая объединять устройства (жесткие диски) в единое целое, что способствует быстрой обработке информации и надежному ее хранению;

- автоматизированные рабочие места диспетчеров;
- систему контроля доступа и систему безопасности персонала;
- систему бесперебойного электроснабжения.

Для исправной работы ЦПК человек обязан проводить некоторые мероприятия:

- осуществлять контроль работоспособности оборудования систем электроснабжения на местах;
- обновлять программное обеспечение;
- по результатам отчетов системы осуществлять ремонт оборудования;
- вести документацию эксплуатации.

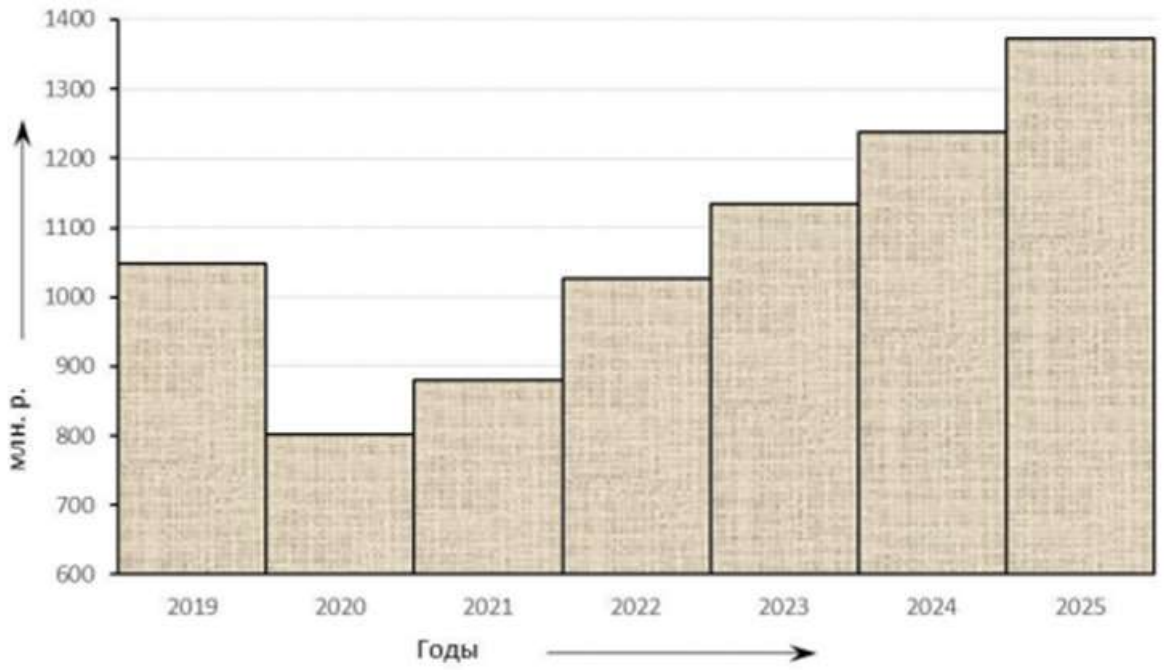


Рисунок 1- Инвестиции на внедрение АСКУЭ

Внедрение цифровизации позволит произвести оптимизацию штата, что является плюсом для компании в целях экономии, но минусом для государства, т. к. повысится безработица. Для предотвращения этого можно работников, которые попали под оптимизацию, отправить на переобучение, и после эти работники будут проводить мероприятия, направленные на обеспечение исправной работы ЦПК.

Если рассматривать перемещение информации средствами цифровизации в системе электроснабжения, можно выделить три уровня:

- тяговые и трансформаторные подстанции, системы тягового электроснабжения, линейные устройства;
- дистанции электроснабжения, линейные устройства;
- дирекции по энергообеспечению.

На первом уровне сервер располагается на подстанции и собирает, обрабатывает данные с оборудования. Данная информация представляет из себя отчет с задачами, стоящими перед ремонтным персоналом, и отчет о техническом состоянии каждого элемента подстанции. Эта информация поступает на второй и третий уровни. Ее передача осуществляется следующим образом: если на первом уровне не приняты своевременные меры по решению проблемы, то информация передается на второй уровень, а при такой же ситуации на втором уровне- передается на третий. Такой подход позволяет избежать избыточности информации и дублирования функций.

Цифровизация в электроснабжении ОАО «РЖД» повышает производительность труда, снижает его стоимость, улучшает контроль и безопасность производства и является основой бесперебойного энергообеспечения транспортного процесса.

Список использованной литературы

1. Приложение № 4 к протоколу заседания совета директоров ОАО «РЖД».-2019.- С. 9.
2. Давыдов, Н. Цифровая подстанция/ Н. Давыдов // Евразия вести. – 2019. – С. 4.
3. Материалы VII всероссийской студенческой научной конференции с международным участием: В 4 ч. / Омской гос. Ун-т путей сообщения. Омск, 2020. Ч. 1. 472 с.

Информация об авторах

Сташко В. И. – к.т.н., доцент, Пеняйкин А. Л. – студент группы 4Э(с)-72, ФГБОУ ВО «Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова», РФ, Алтайский край, г. Барнаул.

УДК 62-533.7:62-519

РАЗРАБОТКА КОМПЛЕКСА МЕРОПРИЯТИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА МОДЕРНИЗАЦИЮ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ СТАБИЛИЗАТОРА НАПРЯЖЕНИЯ

Востриков Сергей Витальевич, nice.sergey23@mail.ru
Попов Андрей Николаевич, popov.a.n@mail.altstu.ru

Аннотация: Постоянная необходимость в снижении затрат на устройства, повышение эффективности и надежности, тенденция к постоянному росту энергопотребления в мире, требует от проектировщиков новых методов разработки с использованием более функциональных и гибких составляющих в своих устройствах. Поэтому в данной статье рассматривается разработка комплекса мероприятий по модернизации систем управления стабилизатором напряжения, а также проектирование устройства индикации и управления трехфазным стабилизатором напряжения. Актуальность проводимых исследований обусловлена цифровым переходом и необходимостью применения современных микропроцессорных систем управления для использования в их составе устройств стабилизации напряжения. Использование разработанной системы управления стабилизатором напряжения позволит повысить качество электроэнергии в электрических сетях напряжением до 1000 В, сократить экономические издержки на производстве, уменьшить размер брака выпускаемой продукции, модернизировать устаревшие устройства стабилизации напряжения на предприятии.

Ключевые слова: качество электроэнергии, устройства регулирования напряжения, микропроцессорные технологии, печатная плата, полупроводниковые элементы, микроконтроллер.

Надежность работы, технологического электрооборудования в промышленных сетях, непосредственно связана с качеством электроэнергии.

В случае несоответствия параметров качества электроэнергии (ПКЭ), установленных в [1], возможно возникновение нарушений в работе оборудования, снижение его срока службы и экономических показателей [3]. Основными причинами снижения качества электроэнергии является:

– изношенность оборудования, систем управления и распределительных сетей;

– отсутствие контроля электроэнергии и защиты от помех, вносимых этими же устройствами;

– включение в сеть устройств с нелинейной вольтамперной характеристикой;

– недостаточный уровень использования устройств регулирования ПКЭ.

Большая часть технологического электрооборудования особо чувствительна к колебаниям и отклонениям напряжения. Так, например, вентильные выпрямительные агрегаты выходят из строя при размахе напряжения в 10-15%, на металлургических заводах чувствительны к перепадам станы непрерывной прокатки, а у турбогенераторов возникают качания, особо высокие требования выдвигаются к точности поддержания частоты вращения приводов, в качестве которых используют асинхронные двигатели. Поскольку получить требуемое

стабильное напряжение в современных разветвленных сетях очень сложно, а иногда и невозможно, в виду разброса в сети, который определяется колебаниями в сети, разностью напряжения при нагрузке и холостом ходе, возникает необходимость в регулировании напряжения.

Анализ устройств регулирования напряжения в сетях промышленных предприятий показал, что к основным техническим средствам регулирования напряжения относят:

– регулирование напряжения на электростанциях;

– регулирование напряжения на понижающих подстанциях;

– специальные регулирующие устройства;

– компенсирующие устройства.

В общем случае к регулированию напряжения на шинах электрической станции относят автоматическое регулирование с помощью быстродействующего автоматического регулятора возбуждения (АРВ) синхронных генераторов. В этом случае должно обеспечиваться автоматическое распределение реактивной мощности между генераторами и поддерживаться напряжение на шинах электростанции или в другой точке электроэнергетической системы (ЭЭС).

На понижающих подстанциях напряжение регулируется путем установки специального устройства – регулятор под нагрузкой (РПН), представляющее собой автоматическое устройство, меняющее ответвление витков обмотки трансформатора, тем самым, изменяя коэффициент трансформации.

Приведенные выше способы относятся к централизованному регулированию напряжения, и в ряде случаев оказываются недостаточными.

Для электроприемников, чувствительных к колебаниям напряжения, устанавливают вольтодобавочные трансформаторы (ВДТ), индивидуальные стабилизаторы напряжения. ВДТ включаются вторичной обмоткой последовательно линии и могут быть установлены в любой точке электрической сети, могут устанавливаться в сетях напряжением до 1000 В на линиях, к которым непосредственно подключены электроприемники. Регулирование напряжения осуществляется за счет изменения коэффициента трансформации регулировочного трансформатора, путем согласного включения обмоток при положительных добавках, и противовключения при отрицательных.

Для полного раскрытия потенциала этого способа необходима модернизация систем управления с использованием микропроцессорных технологий. А для того, чтобы связать электронику с силовыми цепями, необходимы «связывающие звенья» - реле. При ступенчатом регулировании напряжения коммутация осуществляется двумя способами: аппаратами механического типа, либо тиристорными переключателями [2].

Анализ ситуации на рынке силового электрооборудования показал, что, большинство стабилизаторов напряжения средней и низкой ценовой категории представленных на рынке, имеют электромеханический или релейный принцип стабилизации. Наиболее частой поломкой в таких устройствах является неисправность в реле, переключающих обмотки трансформатора. Причиной являются многоразовые переключения контактов реле. Также имеется и ряд других

недостатков: большой ток, необходимый катушке для включения; низкое быстродействие; шум при переключении; управляющее напряжение должно быть переменным; искрение [2].

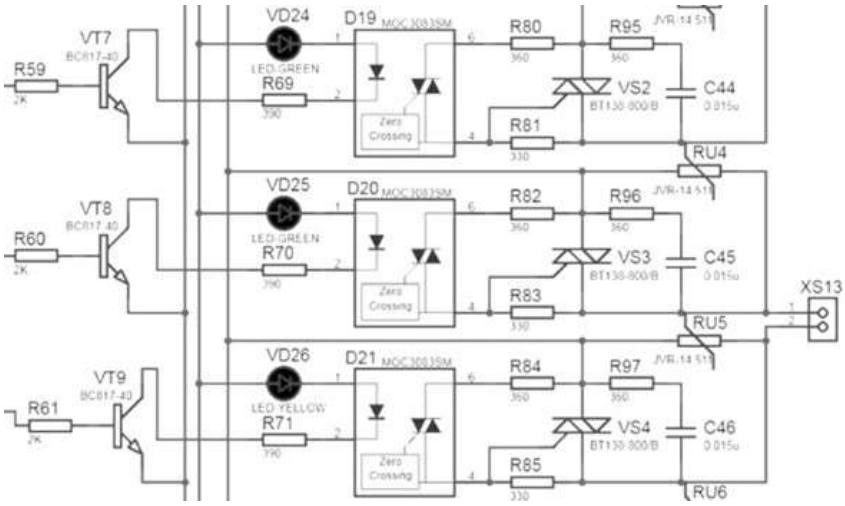


Рисунок 1 – Фрагмент принципиальной схемы блока симисторной коммутации платы управления стабилизатора напряжения

Рисунок 2 – Внешний вид платы управления стабилизатора напряжения

У электронных ключей отсутствуют вышеперечисленные недостатки, что повышает актуальность их использования как элементов переключения. Твердотельные реле (ТТР) не содержат подвижных механических контактов, а только электронную схему с электронным ключом, благодаря чему, осуществляется почти мгновенное, бесшумное и безыскровое переключение.

После обоснования применения полупроводниковых элементов была проведена модернизация системы управления стабилизатором напряжения. В ходе, которой электромеханические реле были заменены на симисторы. На первом

этапе было выполнено электронное моделирование в программе-симуляторе для электронных схем (рисунок 1) и сборка опытного образца (рисунок 2).

Поскольку устройство трехфазного стабилизатора подразумевает установку трех плат управления на каждую фазу, то возникает необходимость в разработке общей платы управления и индикации, которая бы позволила получать информацию с других плат, а также производить управление. Для этого необходимо установить дисплей, блок кнопочного управления, а также для удобства цветовую индикацию, которая бы указывала на конкретную фазу (А – желтый, В – зеленый, С – красный). Принципиальные схемы отдельных блоков представлены на рисунке 3.

На конечном этапе осталось лишь установить связь между платами. Анализ возможных путей решения привел к двум основным вариантам: прямое электрическое соединение всех элементов, либо установление непосредственной связи между микроконтроллерами. Сделав приближенный технико-экономический расчет, сразу проявляются недостатки первого варианта такие, как большое использование соединительных проводов, и в связи с этим резкое уменьшение надежности.

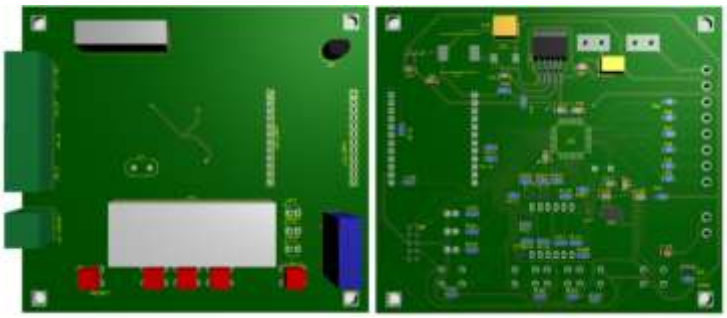
а) б)

Рисунок 3 – Принципиальная схема блока:
а) – блок кнопочного управления; б) – блок цветовой индикации

Поэтому к исполнению принимаем второй вариант. Связь осуществляется через интерфейс UART, а именно через линии связи RXD и TXD. Схема соединения общего контроллера с локальными представлена на рисунке 4.

Рисунок 4 – Схема соединения общего контроллера
с локальными контроллерами

В ходе выполнения работы был выполнен анализ существующих проблемных ситуаций в области выбора элементов переключения в стабилизаторах напряжения, обоснована актуальность применения полупроводниковых элементов. Помимо этого разработана система управления трехфазным стабилизатором напряжения, спроектирована печатная плата (рисунок 5).



а) б)

Рисунок 5 – Внешний вид печатной платы:
а) – лицевая сторона; б) – оборотная сторона

Применение полупроводниковых элементов позволяет построить более эффективные изделия, закладывает большой потенциал в области твердотельной электроники.

Список используемой литературы

1. ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – Москва : Стандартинформ, 2013. – 39 с. – Текст : непосредственный.

2. Чиженко, И. М. Основы преобразовательной техники: учеб. пособие для вузов / И. М. Чиженко, В. С. Руденко, В. И. Сенько. – Москва : Высшая школа, 1974. – 430 с. – Текст : непосредственный.

3. Дубинин, В. В. Контроль показателей качества электроэнергии в промышленных электрических сетях / В. В. Дубинин, А. Н. Попов. // Ползуновский вестник. – 2013. – № 4-2. – С. 66-68. – ISSN 2072-8921. – Текст : электронный. – URL : http://elib.altstu.ru/journals/Files/0020_pv2013_04_2/ pdf/066dubinin.pdf. – Режим доступа: для авториз. пользователей.

Информация об авторах

Попов А. Н. - к.т.н., доцент, Востриков С. В. - студент группы Эпр-71, ФГБОУ ВО «Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова», РФ, Алтайский край, г. Барнаул.

УДК 621.31

АНАЛИЗ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЭНЕРГОСБЫТОВЫХ КОМПАНИЙ АЛТАЙСКОГО КРАЯ

Мартко Екатерина Олеговна, martnight@mail.ru
Чубаков Андрей Алексеевич, summa00891@gmail.com

Ключевую роль в электроэнергетической отрасли России в настоящее время играют энергосбытовые компании как гаранты стабильного функционирования электроэнергетики и снабжения электроэнергией экономики и населения. Текущая финансовая ситуация в управлении большинством энергосбытовых компаний характеризуется снижением выручки под влиянием таких основных факторов, как снижение средней цены реализации юридическим лицам вследствие изменения принципов ценообразования на розничном рынке, а также снижением объема продаж. Выйти на новый уровень прибыльности, повысить клиентоориентированность, а также лояльность собственного персонала возможно с помощью дополнительных платных сервисов.

В данной статье проведен сравнительный анализ следующих энергосбытовых компаний Алтайского края:

– АО «Алтайкрайэнерго»;
– АО «Барнаульская горэлектросеть»;
– ООО «Заринская горэлектросеть».

Из данного списка было исключено АО «Алтайэнергосбыт», т.к. по всем показателям данная энергосбытовая компания значительно превосходит остальные субъекты рынка.

В первую очередь, рассмотрим характеристику исследуемых компаний и перечень их дополнительных платных сервисов.

АО «Алтайкрайэнерго» ведет свою историю с 25 мая 1965 года.

Местонахождение: Российская Федерация, Алтайский край, г. Барнаул, ул. Воровского, 163.

Среднесписочная численности работников за 2019 год – 336 человек.

Основной вид деятельности АО «Алтайкрайэнерго» по ОКВЭД – 35.14 Торговля электроэнергией. Предметом деятельности компании является:

– покупка и продажа электроэнергии;
– торговля электроэнергией;
– коммерческая и посредническая деятельность;
– производство продукции, предназначенной для удовлетворения собственных нужд;
– торговая деятельность; сдача имущества в аренду;
– добыча, производство и переработка соли;
– оптовая и розничная торговля солью;
– другие виды деятельности, предусмотренные действующим законодательством РФ [1].

В состав компании входят 9 отделений в Алейске, Белокурихе, Бийске, Змеиногорске, Камне-на-Оби, Новоалтайске, Рубцовске, Славгороде и Кулунде. АО «Алтайкрайэнерго» имеет статус гарантирующего поставщика электроэнергии в 81 населенном пункте Алтайского края. На сегодняшний день это одна из ведущих компаний электроэнергетики Алтайского края, обеспечивающая надежное и бесперебойное электроснабжение 11,6 тысячам юридических и 326,8 тысячам физических лиц [2].

По итогам работы за 2019 г. АО «Алтайкрайэнерго» получена выручка в сумме 5 860 456 тыс. руб. Выручка компании сложилась в результате реализация электроэнергии потребителям. В 2019 г. по сравнению с 2018 г. объем выручки снизился на 2,0% (или на 121897 тыс. руб.). Объем затрат на производство и реализацию товаров (работ, услуг) в 2019 г. составил 5 637 млн руб., что меньше прошлого года на 4,1%. По итогам года компанией получена чистая прибыль в размере 12281 тыс. руб. (снижение за год более, чем вдвое).

Перечень дополнительных услуг, оказываемых АО «Алтайкрайэнерго», приведен в таблице 1

Таблица 1 – Дополнительные услуги АО «Алтайкрайэнерго» [2]

Вид услуг	Стоимость, руб. с НДС
Стоимость подключения абонента – юридического лица к воздушной линии электропередач / для фидерных абонентов (по действующему договору энергоснабжения, купли-продажи электроэнергии)	5 000,00
Стоимость подключения абонента к воздушной линии электропередач / для фидерных абонентов и абонентов в многоквартирных домах (по действующему договору энергоснабжения, купли-продажи электроэнергии)	500,00
Стоимость отключения абонента – юридического лица от воздушной линии электропередач /для фидерных абонентов (по действующему договору энергоснабжения, купли-продажи электроэнергии)	5 000,00
Стоимость отключения бытового абонента от воздушной линии электропередач / для фидерных абонентов и абонентов в многоквартирных домах (по действующему договору энергоснабжения, купли-продажи электроэнергии)	500,00

По данным таблицы 1 можно заключить, что АО «Алтайкрайэнерго» не отличается активной практикой реализации дополнительных платных сервисов.

АО «Барнаульская горэлектросеть» основана в 1961 году.

Местонахождение: 656015, Российская Федерация, Алтайский край, г. Барнаул, ул. Деповская, 19.

Адрес офиса по обслуживанию юридических и физических лиц: г. Барнаул, ул. Ползунова, 50. Адреса офисов по обслуживанию физических лиц: г. Барнаул, ул. Ползунова, 50 и ул. Энтузиастов, 34а.

Среднесписочная численности работников за 2019 год – 114 человек.

Основной вид деятельности АО «Барнаульская горэлектросеть» по ОКВЭД – 35.14 Торговля электроэнергией.

В Уставе компании выделены следующие основные виды деятельности АО «Барнаульская горэлектросеть»:

– покупка электроэнергии (мощности) на оптовом рынке;

– продажа электроэнергии (мощности) на розничном рынке потребителям, в том числе, гражданам;

– выполнение всего комплекса энергосбытовых услуг, в т.ч. заключение договоров электроснабжения, проведение расчетов за электроэнергию, ведение претензионно-исковой работы;

– изготовление электротехнической продукции;

– продажа, установка и обслуживание систем учета электрической энергии;

– оказание энергосервисных услуг и др. [3].

Клиентская база АО «Барнаульская горэлектросеть» – 217,3 тысяч абонентов города Барнаула и пригородных поселков, в том числе:

– население – 211 тысяч;

– юридические лица – 6,3 тысяч [5].

По итогам работы за 2019 г. АО «Барнаульская горэлектросеть» получена выручка в сумме 5601744 тыс. руб. По сравнению с 2018 г. объем выручки увеличился на 4,5% (или на 241935 тыс. руб.). По итогам года компанией получена чистая прибыль в размере 50496 тыс. руб. (рост за год отмечен почти в три раза).

Перечень услуг, оказываемых АО «Барнаульская горэлектросеть», приведен на рисунке 1

Услуги частным лицам	Услуги юридическим лицам
• Счётчики • Вызов инспектора • Справки и консультации • Энергоаудит • Подключение / отключение • Электромонтаж	• Услуги, связанные с заключением и сопровождением договоров • Услуги, связанные с обслуживанием приборов учета электрической энергии • Электромонтажные работы • Испытания и измерения • Ремонт электрооборудования • Прочие виды услуг

Рисунок 1 – Перечень услуг, оказываемых
АО «Барнаульская горэлектросеть» [5]

В таблице 2 приведена информация о перечне и ценах на оказываемые услуги частным лицам.

Таблица 2 – Услуги АО «Барнаульская горэлектросеть», оказываемые частным лицам [5]

№ п/п	Наименование	Единица измерения	Сумма, руб.
1	2	3	4
УСЛУГИ, ОКАЗЫВАЕМЫЕ АО «БАРНАУЛЬСКАЯ ГОРЭЛЕКТРОСЕТЬ»*			
1	Производство отключений (подключений) электроустановок потребителей с опоры ВЛ напряжением до 1000 В	1 отключение (подключение)	500,00
2	Производство отключений (подключений) электроустановок потребителей в РУ напряжением до 1000 В	1 отключение (подключение)	500,00
3	Срочный вызов инспектора с целью допуска прибора учета в эксплуатацию: в течение 5 рабочих дней с момента подачи заявки	1 вызов	500,00
4	Срочный вызов инспектора с целью последующего демонтажа прибора учета (для ремонта, поверки): в течении 7 рабочих дней	1 вызов	500,00
5	Вызов инспектора по заявке потребителя с целью проверки состояния прибора учета:	1 вызов	500,00
	(кроме случаев первичного технологического присоединения)		
6	Замена электросчетчика напряжением 220 В (без стоимости счетчика)	1 ед.	1 000,00
7	Замена электросчетчика напряжением 220 В (включая стоимость ПУ 700 руб.)	1 ед.	1 500,00
8	Программирование (перепрограммирование) многотарифных приборов учета на территории заказчика по его заявке (без стоимости прибора учета)	1 ед.	1000,00
9	Установка дополнительных знаков визуального контроля показаний приборов учета электрической энергии:	1 ед.	
-	при единовременной заявке на 1 многоквартирный жилой дом до 100 приборов учета (включительно)	1 ед.	100,00
-	при единовременной заявке на 1 многоквартирный жилой дом свыше 100 приборов учета	1 ед.	90,00
10	Энергетическое обследование объектов, проведение инструментальных замеров, составление энергетического паспорта, энергосервисные услуги	1 объект	цена договорная
*Примечание: * Участникам ВОВ оказание услуг осуществляется без взимания оплаты*			
УСЛУГИ, ОКАЗЫВАЕМЫЕ ООО «БАРНАУЛЬСКАЯ СЕТЕВАЯ КОМПАНИЯ»			
1	Производство электромонтажных и пусконаладочных работ на объектах напряжением до 35 кВ		цена договорная

Таким образом, можно заключить, что АО «Барнаульская горэлектросеть» оказывает широкий спектр услуг потребителям. Для удобства клиентов специалистами компании разработан единый прейскурант, позволяющий выбрать именно то, что нужно конкретному заказчику – от справок и консультаций специалистов, установки прибора учета электроэнергии до полного энергоаудита предприятия или частного дома.

ООО «Заринская горэлектросеть» было создано в марте 2007 года.

Местонахождение: 659100, Российская Федерация, Алтайский край, г. Заринск, ул. Молодежная, д. 17.

Среднесписочная численности работников за 2019 год – 23 человека.

Основной вид деятельности ООО «Заринская горэлектросеть» по ОКВЭД – 35.13 Распределение электроэнергии, дополнительный – 68.20.2 Аренда и управление собственным или арендованным нежилым недвижимым имуществом.

В настоящее время компания обслуживает г. Заринск, станции Голуха, Тягун и Аламбай Заринского района, а также райцентры Кытманово, Залесово и Тогул. Это почти 30 тысяч бытовых потребителей и около двух тысяч юридических лиц и индивидуальных предпринимателей.

По итогам работы за 2019 г. ООО «Заринская горэлектросеть» получена выручка в сумме 457968 тыс. руб., снизившись по сравнению с 2018 г. на 13144 тыс. руб. или 2,7%. Объем затрат на производство и реализацию товаров (работ, услуг) в 2019 г. составил 407434 тыс. млн руб., что меньше прошлого года на 6243 тыс. руб. или 1,5%. По итогам года компанией получена чистая прибыль в размере 22001 тыс. руб. (рост за год на 53,4%).

ООО «Заринская горэлектросеть» в г. Заринске открыт единый центр обслуживания клиентов, где созданы благоприятные условия для обслуживания потребителей. Платными услугами компании являются:

– компенсация расходов по введению ограничения режима потребления и последующего возобновления подачи электроэнергии для граждан;

– замена, установка, снятие счетчиков и электрооборудования;

– вызов электромонтера и т.д. [4].

В целом, сегодня ООО «Заринская горэлектросеть» – это динамично развивающаяся энергосбытовая компания с высокими деловыми и финансовыми показателями, развитой инфраструктурой, современной технической оснащенностью и высококвалифицированным персоналом. Предприятие имеет большую клиентскую базу с налаженными связями и контактами на обслуживаемой территории. Однако по спектру дополнительных сервисов отстает от АО «Барнаульская горэлектросеть».

В заключение статьи, представив краткую характеристику энергосбытовых компаний Алтайского края, обобщим результаты исследования в таблице 3.

Таким образом, по данным таблицы выше, можно заключить, что наиболее развиты дополнительные платные сервисы в АО «Барнаульская горэлектросеть», а наименее – в АО «Алтайкрайэнерго».

Таблица 3 – Сравнительная характеристика энергосбытовых компаний Алтайского края

Показатели	АО «Алтайкрай-энерго»	АО «Барнаульская горэлектросеть»	ООО «Заринская горэлектросеть»
Категория сбытовой компании	Гарантирующий поставщик, субъект ОРЭМ	Гарантирующий поставщик, субъект ОРЭМ	Гарантирующий поставщик, субъект ОРЭМ
Основной вид деятельности по ОКВЭД	35.14 Торговля электроэнергией	35.14 Торговля электроэнергией	35.13 Распределение электроэнергии
Местонахождение, география	г. Барнаул; 9 городов и 81 населенных пунктов Алтайского края	г. Барнаул; г. Барнаул и пригородные поселки в границах МО	г. Заринск; г. Заринск, станции Голуха, Тягун и Аламбай Заринского района, а также районные центры Кытманово, Залесово и Тогул
Энергопотребление	1689,85 млн. кВт ч, доля в общем объеме – 16,8%	1579,4 млн. кВт ч, доля в общем объеме – 15,7%	119,15 млн. кВт ч, доля в общем объеме – 1,2%
Выручка	5860456 тыс. руб. (снижение за год)	5601744 тыс. руб. (рост за год)	457968 тыс. руб. (снижение за год)
Чистая прибыль	12281 тыс. руб. (снижение за год)	50496 тыс. руб. (рост за год)	22001 тыс. руб. (рост за год)
Численность кадров	336 человек	114 человек	23 человека
Клиентская база	11,6 тысяч юридических и 326,8 тысяч физических лиц	211 тысяч физических и 6,3 тысяч юридических лиц	30 тысяч физических и 2 тысячи юридических лиц
Оказываемые платные услуги	Физическим и юридическим лицам	Физическим и юридическим лицам	Физическим и юридическим лицам
Развитость дополнительных платных сервисов	Очень слабый уровень	Уровень выше среднего	Слабый уровень

В заключение следует отметить, что за рубежом доля выручки энергосбытовых компаний от дополнительных платных сервисов доходит до 20%, причем клиентам доступны услуги, которые не ограничиваются только установкой приборов. Продуктовая линейка включает в себя как отраслевые сервисы, например, переход на специальные тарифы или энергетический консалтинг, так и смежные, прежде всего финансовые, в том числе кредитование и страхование объектов . Российские энергосбытовые компании пока существенно отстают от своих зарубежных коллег: в среднем по стране они получают от дополнительных услуг не

более 1-3% от выручки. Кроме того, скромнее выглядит и система продаж. В то время как европейские сбытовые организации имеют мощные подразделения по продажам или привлекают для этого профессиональные агентства, отечественные компании зачастую ограничиваются прейскурантом на корпоративном сайте (как это представлено на примере исследуемых энергосбытовых компаний Алтайского края). Вместе с тем, по мнению экспертов, развитие дополнительных платных услуг потребителям электроэнергии становится не только распространенной практикой, но и дополнительным источником доходности компании, позволяет энергосбытовым компаниям повысить свою ценность для клиентов и конкурентоспособность, улучшить взаимоотношения с потребителем, а также обеспечить переход от энергонадзора к многопрофильной сервисной организации. Кроме того, развитие платных услуг позволяет повысить доход работников сбытовой компании, их лояльность, а также снизить отток квалифицированных кадров, что сейчас очень актуально для отрасли в целом.

Таким образом, развитие дополнительных платных сервисов в настоящее время является актуальной тенденцией в работе энергосбытовых компаний. И исследуемые компании Алтайского края здесь не являются исключением.

Список используемой литературы

1. Устав акционерного общества «Алтайкрайэнерго» (новая редакция): утв. распоряжением управления имущественных отношений Алтайского края от 30.08.2019 № 1148. – Барнаул, 2019. – 26 с.

2. Официальный сайт АО «Алтайкрайэнерго» [Электронный ресурс]. – URL: https://www.altke.ru/ (дата обращения: 03.07.2020).

3. Устав акционерного общества «Барнаульская горэлектросеть» (новая редакция): утв. годовым общим собранием акционеров АО «Барнаульская горэлектросеть» от 31.05.2019. – Барнаул, 2019. – 20 с

4. Официальный сайт ООО «Заринская горэлектросеть» [Электронный ресурс]. – URL: http://zges22.ru/ (дата обращения: 03.07.2020).

5. Официальный сайт АО «Барнаульская горэлектросеть» [Электронный ресурс]. – URL: http://bges.ru/ (дата обращения: 03.07.2020).

Информация об авторах

Мартко Е. О. – к.т.н., доцент, Чубаков А. А. – студент группы 8Э(з)-81, ФГБОУ ВО «Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова», РФ, Алтайский край, г. Барнаул.

УДК 621.321

МОДЕРНИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ВОДНО-ХИМИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ «БАРНАУЛЬСКОЙ ТЭЦ-3»

Сташко Василий Иванович, diael@mail.ru
Михалев Алексей Сергеевич, miniaxel@mail.ru

Аннотация:
Статья посвящена одной из важных областей контроля параметров ТЭЦ, водно-химическому контролю, методу контроля, его модернизации. Рассмотрено значение воды на ТЭЦ, важность водно-химического контроля и его роль в производственном процессе. Проанализирован текущий метод контроля, выявлены его недостатки. Предложено модернизировать водно-химический контроль, с помощью передачи унифицированных аналоговых сигналов и выводом их на рабочее место оператора. Это позволит не только избежать потерь питательной воды, в следствии более точного анализа данных, но и обеспечит безопасную эксплуатацию оборудования, что положительно скажется на экономическом аспекте.

Ключевые слова: Водно-химический контроль, контроль параметров, электроустановка, оборудование, методы контроля.

Современный мир уже сложно представить без электричества. Производство электроэнергии служит основой для развития главных отраслей промышленности, которые определяют перспективы общественного прогресса. Современная энергосистема России располагает 846 крупными электростанциями, общей мощностью более 250 ГВт. Выработка электрической энергии в 2019 году достигла 1096 млрд. кВт/ч, что на 0,4% больше аналогичного показателя в 2018 года. На сегодняшний день более половины электрической энергии вырабатывается на действующих тепловых электростанциях – ГРЭС и ТЭЦ [1].

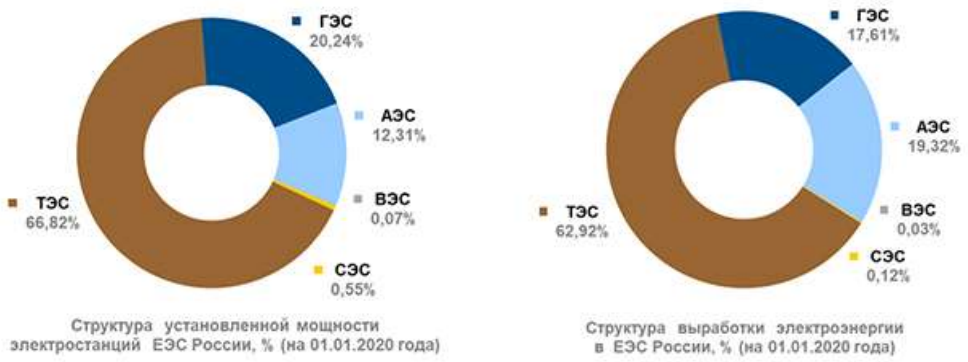


Рисунок 1 – Структура установленной мощности и выработки электроэнергии ЕЭС России

Помимо электрической энергии ТЭЦ используется для выработки тепла, обеспечивая потребителей горячей водой и отоплением. Исторически в нашей стране сложилась централизованная система теплоснабжения. Источниками

тепловой энергии для неё выступают те же самые ТЭЦ и крупные котельные, совместно производящие 92,4% потребляемой тепловой энергии. [2]

В алтайском крае основную мощность вырабатывают ТЭС. По состоянию на конец 2018 года, на территории Алтайского края эксплуатировались 11 тепловых электростанций общей мощностью 1537,5 МВт [3]

Таблица 1 – Структура установленной мощности на территории Алтайского края по состоянию на 31.12.2018

Наименование объекта	Установленная мощность, МВт	Структура, %
ВСЕГО	1531,0	100,0
в том числе		
АЭС	0,0	0,0
ТЭС	1531,0	100,0
в том числе		
КЭС	0,0	0,0
из них ПГУ	0,0	0,0
ТЭЦ	1479,4	96,6
из них ПГУ и ГТ-ТЭЦ	51,6	3,4
ГЭС	0,0	0,0
Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии	0,0	0,0
в том числе	0,0	0,0
ветровые ЭС	0,0	0,0
мини-ГЭС	0,0	0,0
гео ТЭС	0,0	0,0
солнечные ЭС	0,0	0,0
Прочие	0,0	0,0

В городе Барнаул основную мощность вырабатывает «Барнаульская ТЭЦ-3». Предприятие основано в 1973 году, электрическая мощность составляет 445 МВт, тепловая мощность составляет 1450 Гкал/час. [3]

В настоящее время теплоэнергетика переживает своё второе рождение. Изношенное, в результате длительной эксплуатации оборудование заменяется современным. Так на Барнаульской ТЭЦ-3 в 2018 году был реализован проект модернизация ХВО «Замещение исходной водопроводной воды обессоливающей установки и установки подпитки теплосети на техническую (речную) воду». Было полностью заменено оборудование, так же реализована установка АСУ ТП на базе контроллера Siemens S-400H.

Установка предназначена для предварительной очистки технической (речной) воды с целью получения осветленной (очищенной) воды нормируемого качества и подачи ее на последующие стадии обработки и подпитку теплосети. Исходная техническая вода последовательно проходит несколько стадий обработки: методом контактной коагуляции в напорных контактных емкостях, затем флокуляции и динамического осветления в динамических осветительных фильтрах, где удаляются взвешенные вещества, железо до получения на выходе установки, качества воды, соответствующего требованиям, установленных в СТО ВТИ 37.002-2005. Технологический режим работы установки – непрерывный,

круглогодичный. Отличительной особенностью технологического режима ВПУ является то, что при непрерывном режиме работы всей установки большая часть оборудования работает периодически с определенной цикличностью.

Водоподготовка является важным этапом для работы ТЭЦ, в связи с тем, что вода учувствует во многих технологических процессах.

В котлоагрегатах из питательной воды получают пар, который с давлением P= 104 кгс/см^2 и температурой t = 560 °С попадает в главный паропровод, откуда подается к турбоагрегатам. В паровых турбинах энергия расходуется на: выработку электроэнергии, где тепловая энергия пара преобразуется в механическую, а механическая в кинетическую; на подогрев питательной воды в регенеративных подогревателях высокого и низкого давления; на подогрев сетевой воды в сетевых горизонтальных подогревателях. Сетевая вода подается подпорными сетевыми насосами последовательно, а оттуда во всасывающую линию сетевых насосов, которые направляют ее в теплофикационную сеть. Основным составляющим питательной воды котлоагрегата являются конденсат турбин, химически-обессоленная вода, конденсат греющего пара и пиковых бойлеров.

Для получения качественного пара в котлах применена схема двухступенчатого испарения. Первой ступенью испарения (чистый отсек), являются барабан с подключенными к нему циркуляционными контурами. Вторая ступень испарения включает в себя два блока выносных циклонов (по три циклона в каждом блоке), представляющие собой, вертикально установленные справа и слева от топки котла цилиндрические сосуды с подключенными к ним циркуляционными контурами.

Чтобы вода и пар соответствовали установленным требованиям, на станции должен быть организован водно-химический режим. Ведение водно-химического режима – совокупность мероприятий, обеспечивающих работу основного и вспомогательного оборудования электростанции без повреждений и снижения экономичности, вызванных коррозией внутренних поверхностей и образованием отложений на теплопередающих поверхностях и в проточной части турбины, шлама в оборудовании, насосах и трубопроводах. Эксплуатация оборудования складывается из отдельных периодов: пуска, работы, останова в резерв и ремонт. Водно-химический режим должен быть организован так, чтобы на каждом этапе достигалось требуемое качество воды, пара и конденсата.

На данный момент на Барнаульской ТЭЦ-3 водно-химический контроль реализован текущим оперативным контролем и измерениями, а также углубленным периодическим контролем и измерениями параметров качества воды и пара.

Текущий оперативный химический контроль и измерения выполняются в целях проверки соответствия параметров качества воды и пара их нормативным значениям и правильности поддержания водно-химического режима котла в любой момент его эксплуатации. По результатам контроля и измерений устанавливается также режим коррекционной обработки воды (фосфатирование, нитратирование, аминирование) и рассчитывается величина продувки котла. Результаты измерений концентрации продуктов коррозии служат основанием для оценки интенсивности коррозии металла в пароводяном тракте энергоустановки.

Текущий оперативный контроль и измерения параметров водно-химического режима осуществляются с помощью кондуктометров типа АК-310 и МАРК-602. Кондуктометры согласно РД 24.031.121-2012 вынесены в отдельные помещения – экспресслаборатории [4].

Углубленный периодический контроль и измерение параметров водно-химического режима осуществляются в процессе наладки водного режима энергоустановки, а также в процессе эксплуатации с целью усовершенствования режимов работы оборудования.

Результаты углубленного периодического контроля дают полное количественное представление о химических параметрах питательной воды и составляющих ее потоков, о динамике изменения химических параметров воды в тракте энергетической установки во времени, а также о химических параметрах, определяющих качество выдаваемого котлами пара.

Данные углубленного периодического контроля и измерений химических параметров воды и пара, в том числе и по среднесуточным пробам, используются для уточненных расчетов величины продувки котла, влажности пара, эффективности работы обескислороживающей установки, процента возврата конденсата в питательную систему котлов.

Углубленный контроль осуществляется персоналом химического цеха. Оперативный персонал химического цеха берет пробы воды и пара с периодичностью в два часа, производится химический анализ, результаты докладываются оперативно-диспетчерскому персоналу турбинного и котельного цеха. В случае отклонения от норм производится учащенный химический контроль.

В связи с тем, что отборы располагаются в отдельных помещениях, недостатками данной системы контроля является отсутствия наглядности параметров электропроводности. Так же для определения текущих параметров необходимо пройти в другое помещение, что мешает контролировать другие необходимые параметры котлоагрегатов и турбоагрегатов.

Устранение данных недостатков решит модернизация водно-химического контроля. Модернизация включает в себя перенос показаний из экспресслаборатории на щит управления.

Показания будут передаваться по интерфейсу RS-485 по протоколу Modbus RTU, при помощи модулей аналогового ввода ОВЕН МВ110-224.8А, далее в преобразователь протокола МКОН Modbus RTU/TCP. Сбор данных будет производиться в программе TRACE MODE.

Инструментальная система TRACE MODE 6 это универсальное средство разработки и отладки приложений для автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУТП) и управления производством (АСУП). С помощью сервера удаленного web-доступа Data Center обеспечивается удаленный доступ к информации реального времени через веб-браузер по Internet сетям. Подключится, может одновременно до 8 пользователей.[5] Таким образом, данные могут просматривать не только машинист, но и начальники смен, дежурный инженер станции и т.д.

Рисунок 2 – Интерфейс программы, общий вид

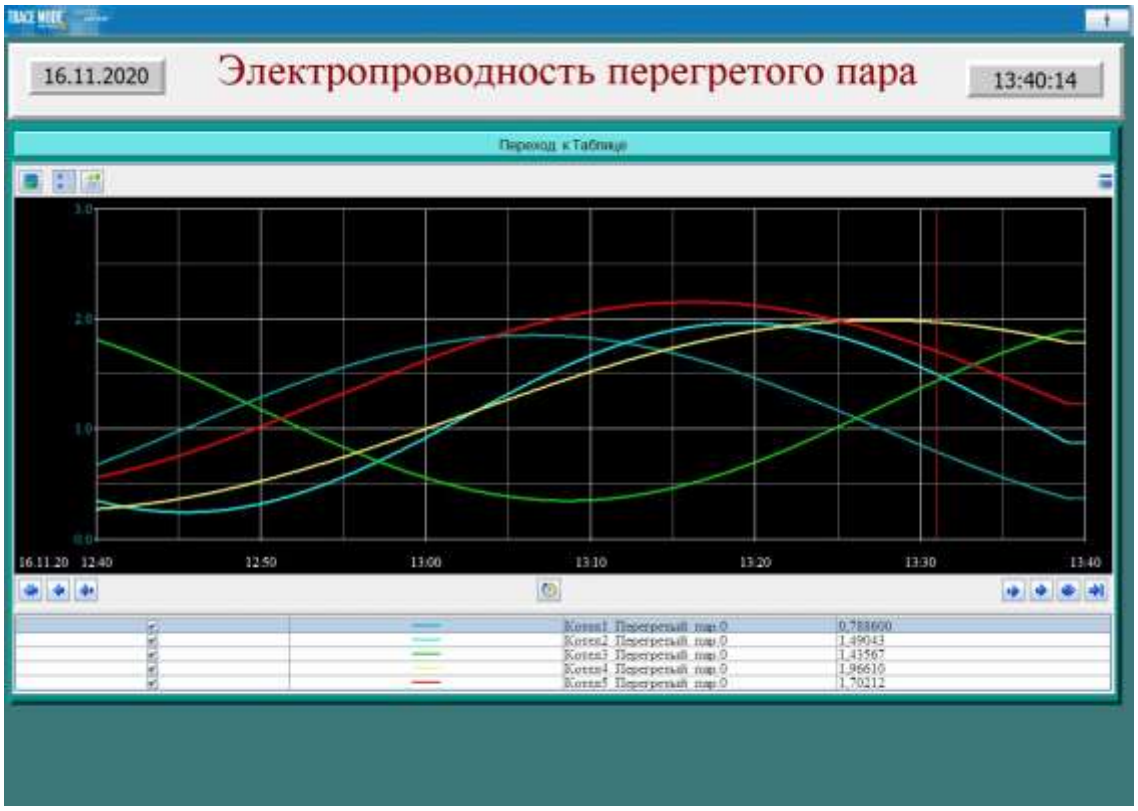


Рисунок 3 – Интерфейс программы, тренды

С помощью модернизации водно-химического контроля будут достигнуты следующие цели:

1. Рациональное ведение технологического процесса;
2. Повышение надежности и достоверности вычислений комплексных параметров;
3. Анализ ретроспективной информации, в том числе аварий и нарушений;
4. Учета критических режимов, техническим состоянием технологического оборудования и агрегатов;
5. Повышения информативности средств визуализации технологических процессов, и состояния оборудования;
6. Уменьшение эксплуатационных затрат на обслуживание технологического процесса и оборудования, в том числе средств и систем автоматизации;
7. Сокращение ошибочных действий оперативного персонала.

Контроль состояния, диагностика нарушений и ведение водно-химического режима являются одной из наиболее сложных задач, решение которой следует искать в направлении повышения информативности приборов и систем автоматического химического контроля на базе простых и надежных измерений. Преимущества правильного ведения ВХР - не только в обеспечении безопасности эксплуатации котельных установок, но и в значительном экономическом эффекте.

Список используемой литературы

1. Системный оператор единой энергетической системы: сайт. – 2020. – URL: https://www.so-ups.ru/?id=962 (дата обращения 26.11.2020).

2. Энергосети России: сайт. – 2020. – URL: https://energoseti.ru/articles/energetika-rossii (дата обращения 26.11.2020).

3. Указ губернатора алтайского края от 30.04.2020 №72 об утверждении схемы и программы «Развитие электроэнергетики Алтайского края»

3. РД 24.031.121-2012 Оснащение паровых стационарных котловустройствами для отбора проб пара и воды. ОАО «НПО ЦКТИ», 2012. – 36 с.

5. Trace mode: сайт. – 2020. URL: http://www.adastra.ru/products/dev/ (дата обращения 27.11.2020).

Информация об авторах

Сташко В. И. – к.т.н., доцент, Михалев А. С. – студент группы 8Э(з)-01, ФГБОУ ВО «Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова», РФ, Алтайский край, г. Барнаул.

УДК 621.316.722.076.12

ИЗУЧЕНИЕ СПОСОБОВ И ПЕРСПЕКТИВ АВТОМАТИЧЕСКОЙ ПЛАВНОЙ КОРРЕКЦИИ КОЭФФИЦИЕНТА МОЩНОСТИ

Попов Андрей Николаевич, popov.a.n@mail.altstu.ru
Кречетов Артём Дмитриевич, xxxxxxxxx-1999@mail.ru

Аннотация:
В условиях функционирования современной системы электроснабжения наиболее важное место отводится снижению издержек при передаче и распределении электроэнергии и контроля показателей качества электроэнергии. Для достижения указанных целей чаще всего используется устройства компенсации реактивной мощности, которые позволяют повышать пропускную способность линий электропередачи, регулировать напряжение, снижать потери электроэнергии, но наиболее часто применяемые устройства компенсации обладают рядом недостатков, не позволяющим произвести широкое внедрение подобных устройств, таким образом для оптимизации режимов работы электросетей, возникает необходимость в разработке устройства, позволяющего автоматически осуществлять плавную корректировку коэффициента мощности, которое бы было возможно широко внедрять в большую часть звеньев распределительных электросетей. В данной работе рассматриваются вопросы о способах коррекции коэффициента мощности и методах автоматизации данного процесса.

Ключевые слова: компенсация реактивной мощности, коэффициент мощности, потери электроэнергии, устройства компенсации реактивной мощности, микроконтроллер.

В наши дни сложилась определенная ситуация, сущность которой заключается в том, что первоначальным этапом любой сферы деятельности современного человека является электроэнергетика, постоянное совершенствование энергетической системы позволяет повышать степень эффективности всех сфер деятельности человека.

Также следует отметить, что в настоящее время, приближается тот момент, когда в обозримом будущем прогнозируется исчерпание большинства наиболее часто используемых ископаемых горючих, и с учетом этого факта, принимает актуальность вопрос энергоэффективности процессов распределения и потребления электроэнергии на всех этапах и звеньях энергосистемы.

Таким образом, для повышения энергоэффективности системы электроснабжения следует обеспечить максимальное снижение технологических и коммерческих потерь, говоря другими словами, внедрение мер по повышению показателей эффективности передачи и распределения электроэнергии, позволит наиболее целесообразно расходовать энергетические ресурсы нашей страны, снижать стоимость содержания и обслуживания энергосистемы, тем самым возможно обеспечить снижение тарифов на электроэнергии, что также положительно повлияет, как на бытовых и промышленных потребителей, так и на экономику страны в целом.

Для анализа оптимального режима работы энергосистемы и приемников электроэнергии, следует стараться минимизировать различные эффекты и влияния, которые своими проявлениями могут негативно сказываться на многочис-

ленных аспектах работоспособности используемого в промышленной деятельности и повседневной жизни электрооборудования и электронных устройств. К ним можно отнести различные несинусоидальности напряжения, оказывающей пагубное воздействие как на саму энергосистему, так и на электроприемники, запитанные от сети с высокой степенью несинусоидальности напряжения, что приводи к снижению срока службы оборудования подвергнутого влиянию подобных условий эксплуатации, появлению дополнительных потерь в сетях и всевозможных электрических машинах, возникновению резонансных перенапряжений в электрических сетях.

Избыток реактивной мощности приводит к излишней нагрузке линий электропередачи, силовых трансформаторов, приводит к увеличению потерь активной и реактивной мощностей, а также имеет свойство оказывать воздействие на уровень напряжения на нагрузке, что говорит о необходимости уделять особое внимание регулированию реактивной мощности.

Не последнее место в теме снижения потерь электроэнергии занимает такой показатель, как коэффициент мощности. Различные электроприемники и виды электрических нагрузок вносят свой вклад в изменение формы и фазового сдвига тока и напряжения, относительно друг друга [1]. В текущих условиях увеличения количества и величин электрических нагрузок в электросетях, вопрос коррекции коэффициента мощности все чаще и чаще набирает актуальность в области повышения эффективности функционирования электрической системы городов и сельских населенных пунктов.

Степень изменения фазового сдвига зависит от характера электрической нагрузки, наиболее ощутимое влияние на этот показатель оказывает двигательная нагрузка, из-за индуктивного характера обмоток двигателя [2]. Таким образом, следует сделать вывод, что для снижения коэффициента мощности в сетях, необходимо широкое внедрение систем компенсации реактивной мощности в электросетевой комплекс.

В качестве устройств компенсации реактивной мощности наиболее часто применяют синхронные компенсаторы и батареи конденсаторов, но на практике наиболее распространенное применение нашли стационарные батареи конденсаторов, которые обладают целым рядом преимуществ, таких как, долговечность, неприхотливость в обслуживании и низкие потери реактивной мощности. Но также батареи конденсаторов имеют существенный недостаток, дискретный характер регулировки.

Таким образом, возможно решение сложившейся ситуации в виде разработки устройства плавной коррекции коэффициента мощности, что в значительной степени позволила бы улучшить качество компенсации реактивной мощности.

В настоящее время наиболее часто применяемыми устройствами компенсации реактивной мощности являются управляемые шунтирующие реакторы и статические тиристорные компенсаторы, они обладают рядом преимуществ по сравнению с обычными масляными реакторами, статическими батареями конденсаторов и синхронными компенсаторами. В двух словах, УШР и СТК позволяют подстраивать степень компенсации реактивной мощности под необходи-

мое значение в зависимости от потребления потребителем реактивной мощности из сети, но коррекция коэффициента мощности также осуществляется ступенчато с различной степенью дискретности, зачастую для большего эффекта необходимы меньшие значения ступеней регулировки.

Таким образом, управляемые компенсирующие устройства позволяют компенсировать реактивную мощность с большей точностью, что позволяет в достаточной степени снижать передаваемую по линии мощность, тем самым снижая сопровождающие этот процесс потери в линии электропередачи, а также уменьшить степень снижения напряжения на нагрузке, а возможность регулирования напряжения позволяет повысить статическую устойчивость системы электроснабжения в целом.

Использование в статических тиристорных компенсаторах тиристорных ключей производит различные искажения и является источником токов высоких гармоник, что является негативным эффектом и для его устранения необходима установка дополнительных фильтрокомпенсирующих устройств, что увеличивает стоимость установки в целом и ограничивает сферу применения подобных устройств [3, 4]. Таким образом, для создания возможности широкого внедрения устройств плавной компенсации реактивной мощности, следует необходимость разработки устройства не вносящего искажения в форму электрического сигнала. Таким решением может стать использование конденсаторов переменной мощности.

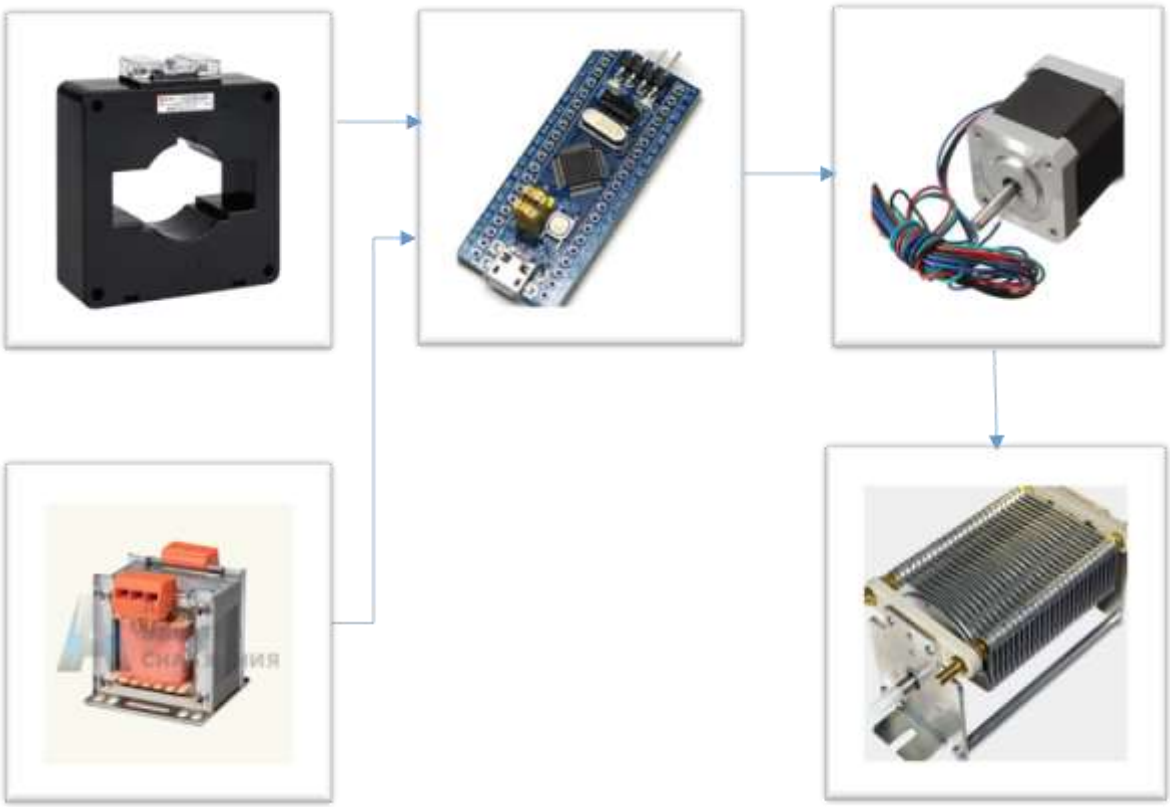


Рисунок 1 – Структурная схема микроконтроллерного устройства плавной коррекции коэффициента мощности

На рисунке 1 представлена структурная схема микроконтроллерного устройства плавной коррекции коэффициента мощности, которая состоит из измерительного модуля, в состав которого входят измерительные трансформаторы тока и напряжения. Микроконтроллер, который на основе измеренных значений токов и напряжений вычисляет значение cosφ, после чего подается управляющий сигнал на шаговый двигатель, который регулирует емкость конденсатора переменной емкости, тем самым осуществляя компенсацию реактивной мощности наиболее близко к требуемому значению емкости конденсатора.

Таким образом, в данной работе предложена структурная схема микроконтроллерного устройства плавной коррекции коэффициента мощности, которое может быть широко внедрено во многие звенья распределительных электрических сетей электроснабжения промышленных предприятий или населенных пунктов.

Список используемой литературы

1. Попов, А. Н. Устройство автоматического управления компенсации реактивной мощности / А. Н. Попов // Ползуновский вестник. – 2011. – № 2-2. – С. 104-111. – ISSN:2072-8921. – Текст : электронный. – URL : http://elib.altstu.ru/journals/Files/pv2011_02_2/-pdf/104popov.pdf – Режим доступа: для авториз. пользователей.

2. Галстян, Р. А. Организационные мероприятия по снижению потерь электроэнергии в сети / Р. А. Галстян // Молодой исследователь Дона. – 2019. – № 2(17). – С. 6-12. – ISSN:2500-1779. – Текст : электронный. – URL : https://www.elibrary.ru/download/-elibrary_38213983_97854592.pdf – Режим доступа: для авториз. пользователей.

3. Бурлака, В. В. Гибридный компенсатор реактивной мощности с плавным регулированием / В. В. Бурлака, С. В. Гулаков, С. К. Поднебенная, О. С. Савенко // Электротехника. – 2014. – № 2. – С. 13-19. – ISSN:1607-6761. – Текст : электронный. – URL : https://www.elibrary.ru/download/elibrary_29144736_51878182.pdf – Режим доступа: для авториз. пользователей.

4. Горбачевский, Н. И. Активный корректор коэффициента мощности на основе демпфирующего конденсатора / Н. И. Горбачевский, С. Н. Сидоров, Р. Н. Ганиев // Вестник Чувашского университета. – 2018. – № 1. – С. 36-43. – ISSN:1810-1909. – Текст : электронный. – URL : https://www.elibrary.ru/download/elibrary_32658824_81002938.pdf – Режим доступа: для авториз. пользователей.

Информация об авторах

Попов А. Н. – к.т.н., доцент, Кречетов А. Д. – студент группы 8Э-01, ФГБОУ ВО «Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова», РФ, Алтайский край, г. Барнаул.

УДК 621.3.051.025:621.316.722.1

АНАЛИЗ ПРОБЛЕМНЫХ СИТУАЦИЙ В СЕТЯХ С ЧАСТО МЕНЯЮЩИМСЯ НАПРЯЖЕНИЕМ И ПУТЕЙ ИХ РЕШЕНИЯ С ПОМОЩЬЮ СТАБИЛИЗАТОРОВ

Попов Андрей Николаевич, popov.a.n@mail.altstu.ru
Фриауф Диана Витальевна, friaufd@mail.ru

Аннотация: На сегодняшний день одной из главных проблем электроснабжения является обеспечение качества электроэнергии. Вследствие того, что в сетях с часто меняющимся напряжением происходит потеря качества электроэнергии, то это нужно решать. Актуальность данной проблемы подтверждает и тот факт, что низкое качество электроэнергии ведёт к увеличению потерь электроэнергии, что плохо сказывается на системе электроснабжения в целом. Стабилизаторам напряжения, используемым в системах питания электроприёмников, требовательных к качеству напряжения по параметру отклонения напряжения, требуется частое переключение обмоток их трансформаторов, и, следовательно, контакторы, используемые для этих переключений, претерпевают значительный износ. Лучшим решением данной проблемы может стать замена электромеханических контакторов на твердотельные, соответственно, в данной статье приводится альтернативная замена одних контакторов на другие.

Ключевые слова: качество электроэнергии, стабилизатор напряжения, контакторы, обмотки трансформатора, электроснабжение.

В настоящее время одной из главных проблем электроснабжения является обеспечение качества электроэнергии. Актуальность данной проблемы подтверждает и тот факт, что низкое качество электроэнергии ведёт к увеличению потерь электроэнергии [1].

Ухудшение качества электроэнергии происходит по ряду причин. Основная из них – пониженное и/или нестабильное напряжение в сети электропитания (скачки напряжения). Скачками напряжения в повседневной речи принято называть резкое значительное изменение значения напряжения.

Это особенно актуально для городских сетей и, в частности, для города Барнаула. Основными причинами пониженного и/или нестабильного напряжения являются:

– одновременное отключение мощных бытовых приборов. Причина появления скачка параметров тока кроется у нас дома. Сегодня современный дом очень насыщен мощными электрическими приборами. В домах со старой проводкой это очень опасно. Но и в новых домах часто бывает, что нагрузка не может быть рассчитана на использование очень мощных приборов по причине подключения всего нового дома к «старым электрическим сетям». На практике часто происходит следующее. В доме включаются несколько мощных электрических приборов, это приводит к падению параметров тока в сети. При резком отключении мощного прибора или нескольких мощных электрических приборов происходит резкий скачок;

– нестабильность в работе трансформаторной подстанции. Большинство трансформаторных подстанций, осуществляющих электроснабжение в распре-

делительных и транспортирующих сетях, было построено достаточно давно. Оборудование, установленное на этих подстанциях, имеет сегодня значительный износ. Кроме того, многие подстанции работают с большой перегрузкой ввиду увеличения потребления электроэнергии. В результате на подстанциях случаются сбои в работе оборудования, приводящие к возникновению скачков;

– значительная перегрузка сети. Электрооборудование, смонтированное на электрических подстанциях, рассчитано на конкретное максимальное значение мощности подключаемой нагрузки. В настоящее время идет очень большой рост потребления электроэнергии в наших домах. Первая причина здесь – это строительство новых больших зданий на месте старых маленьких домиков. Вместо 10 квартир получается сразу 100 квартир в одном большом доме. Вторая причина – рост числа используемых мощных электрических приборов. Посмотрите на фасад современно многоквартирного дома, на нем 200 сплит-систем, а это дополнительно 400 кВт мощности. Плюс 100 микроволновых печей, плюс 100 электрических калориферов, плюс 100 стиральных машин, плюс 100 электрических нагревателей воды, набегает очень большая суммарная мощность дома. При этом подстанции испытывают значительные перегрузки, и скачки в та-ком районе города неизбежны;

– включение промышленного оборудования в смежной сети электро-передач. Большие и систематические скачки напряжения в сети наблюдаются вблизи крупных промышленных объектов. Включение мощного электро-двигателя порождает большие пусковые токи. Эти токи могут «вернуться» в электрическую сеть в виде большой реактивной нагрузки. И хотя на таком оборудовании должны устанавливаться специальные пускатели и дополнительные сетевые фильтры, порождения электрических скачков избе-жать нельзя. И вовсе не обязательно жить рядом с большим металлургическим заводом, чтобы получить неприятные электрические сюрпризы. Для порождения хорошего скачка напряжения будет достаточно соседства с насосной станцией, с мощным вентиляционным оборудованием, с автомобильной мастерской или с большим супермаркетом;

– ослабление заземления. Заземление электрических приборов играет важную роль в обеспечении безопасности использования устройств. В случае нарушения изоляции электрических приборов, напряжение часто пере-дается на корпус прибора. В этом случае «заземление» играет роль отвода этого аварийного тока. В случае ухудшения качества заземления вероятность появления скачков параметров тока существенно вырастает [3].

Важность защиты электрической сети и приборов в электрической сети от воздействия больших скачков напряжения трудно переоценить. Для защиты сети и потребителей от скачков могут использоваться стабилизаторы напряжения со встроенной защитой от скачков напряжения.

Вследствие этих причин, стабилизаторам напряжения, используемым в системах питания электроприёмников, требовательных к качеству напряжения по параметру отклонения напряжения, требуется частое переключение обмоток их трансформаторов, и, следовательно, контакторы, используемые для этих переключений, претерпевают значительный износ.

Решением данной проблемы может стать замена электромеханических контакторов на твердотельные. Когда твердотельное реле выпускается в сборе с

радиатором, а иногда и с вентилятором и предохранителями, как единое законченное изделие, оно часто называется твердотельным (или электронным) контактором (рисунок 1).

Рисунок 1 – Твердотельный контактор

Часто в этих изделиях используются бескорпусные тиристоры, созданные по гибридной технологии (DCB) с прямым нанесением меди на керамическую основу, что значительно улучшает теплоотдачу за счет большой площади поверхности чипа и плотного контакта с радиатором. Так же конструктивно электронные контакторы от реле может отличать наличие электробезопасного клеммника и приспособления для монтажа на DIN-рейку. Благодаря этим особенностям и компактным размерам, твердо-тельные контакторы можно быстро и удобно монтировать в электрошкафу, устанавливая их вплотную друг к другу на DIN-рейке [2].

Обычные реле, как и все электромагнитные коммутационные приборы работает следующим образом – есть катушка на которую подается ток от системы управления или кнопочного поста. В результате протекания тока че-рез катушку возникает магнитное поле, которое притягивает якорь с контактной группой. После этого контакты замыкаются и по ним начинает протекать ток в нагрузку.

У твердотельных нет катушки управления и нет подвижной контактной группы. В нем, как было сказано выше, вместо силовых контактов используются полупроводниковые ключи: транзисторы, симисторы, тиристоры и другие в зависимости от сферы применения.

В связи с этим у твердотельного значительно больше срок службы, поскольку нет механического износа контактной группы, также стоит отметить, что и быстродействие полупроводниковых реле выше, чем у электро-магнитных.

Кроме отсутствия механического износа, нет и искр или дуг при ком-мутации, как и звуков от ударов контактов при переключении. Кстати, если нет

искр и дуговых разрядов при коммутации – твердотельные реле могут работать во взрывоопасных помещениях.

Плюсы у твердотельных реле по сравнению с обычными следующие:

– бесшумность;

– наработка на отказ порядка 10 миллиардов переключений, что в 1000 и более раз превышает ресурс обычных реле;

– быстродействие твердотельных реле составляет доли и единицы миллисекунд, тогда как у обычных от 50 мс до 1 с.

– энергопотребление на 95% ниже, чем потребление катушки электромагнитных аналогов.

В таблице 1 приведены общие характеристики твердотельных реле се-рий TSR (трёхфазных) и SSR (однофазных) от производителя «FOTEK» (одни из самых распространенных).

Таблица 1 – Общие характеристики твердотельных реле серий TSR (трехфазные) и SSR (однофазные)

Сопротивление изоляции	>50 Мом/500 В
Электрическая прочность изоляции вход/выход	Выдерживает 2,5 кВ в течении 1 минуты
Ток срабатывания	Не более 7,5 мА
Перегрузочная способность	До 10 номинальных токов в течении 10 мс
Метод коммутации	При переходе через ноль (в моделях для переменного тока) или мгновенно (для постоянного тока)
Встроенная защита	В серии SSR есть сменный предохранитель

Исходя из вышесказанного можно сделать вывод, что для решения проблемы применения стабилизаторов в се-тях с часто меняющимся напряжением рациональным вариантом будет применение твердотельных контакторов.

Список используемой литературы

1. Попов, А. Н. Микропроцессорная система управления стабилизатором напряжения // Модернизация и инновационное развитие топливноэнергетического комплекса: Материалы международной научно-практической конференции. – Текст: электронный. – Санкт-Петербург: СПбФ НИЦ МС, 2018. – №1. – С. 94-96. – URL: https://elibrary.ru/item.asp?id=36626713. – Режим доступа: для зарегистрированных пользователей;

2. Твердотельные реле и контакторы. – Текст: электронный. – URL: https://www.autonics-ru.com/item/7641918710. – Режим доступа: свободный.

Информация об авторах

Попов А. Н. – к. т. н., доцент, Фриауф Д. В. – студент группы Эпр-71, ФГБОУ ВО «Алтайский. государственный технический университет им. И. И. Ползунова», РФ, Алтайский край, г. Барнаул.

УДК 621.31

НЕТРАДИЦИОННЫЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ КАК СОВРЕМЕННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ СБАЛАНСИРОВАННОСТИ ОТДАЛЕННЫХ ЭНЕРГОРАЙОНОВ С ДЕЦЕНТРАЛИЗОВАННЫМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕМ

Мартко Екатерина Олеговна, martnight@mail.ru
Тригуб Максим Александрович, roo7max@yandex.ru

Аннотация:

Производство энергии является важной составляющей нормального функционирования общества в целом, необходимость в ней увеличивается с каждым годом, со временем меняются человеческие потребности и как следствие рыночная конъюнктура. На сегодняшний день наблюдается модернизация электроэнергетической отрасли, производится внедрение новых генерирующих мощностей на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ), осуществляется поиск новых технических решений, происходит развитие законодательной базы возобновляемой энергетики. На фоне развития энергетической отрасли России, отмечается рост стоимости производства энергии, данное увеличение стоимости наблюдается в наиболее удаленных районах таких как Камчатский край, Чукотский автономный округ, Республика Саха (Якутия), Магаданская область где используется децентрализованная система электроснабжения. Основой для решения данной проблемы является внедрение возобновляемых источников энергии преимущества которых будут отражены ниже. В данной статье рассмотрены проблемы внедрения данных систем, произведена оценка эффективности их применения.

Ключевые слова: возобновляемые источники энергии, автономные системы электроснабжения, энергоэффективность, децентрализованное энергоснабжение, ветряные установки, геотермальная энергетика, гидроэнергетика, арктический регион.

Одной из целей преследуемой современной энергетикой является стремление к сбалансированности энергорайонов, повышение надежности электроснабжения потребителей. Так энергетика удаленных районов без централизованного энергоснабжения характеризуется небольшой плотностью населения, рассредоточенностью потребителей, относительно невысокой мощностью потребления, достаточной протяженностью электрических сетей и суровыми климатическими условиями, совокупность данных особенностей в итоге приводит к довольно низкому уровню надежности энергообеспечения потребителей, именно из-за проблемы децентрализации энергоснабжения большая часть населенных пунктов питается от топливных установок.

Электроснабжение Дальнего Востока, районов Крайнего Севера, отдаленных областей Сибири обеспечивается за счет дизельных электростанций, которые ежегодно используют до 9 млн. тонн топлива, при этом для таких регионов стоимость экспортируемого топлива превышает цену мирового рынка что приводит к высокому удельному весу топлива при производстве электроэнергии и в конечном итоге это вызывает удорожание генерируемой электроэнергии и в потребности государственного субсидирования. Поэтому крайне важной целью является повышение энергоэффективности децентрализованных зон путем комплексного

анализа всех составляющих применения ВИЭ, а именно технологической, экономической, геологической, климатической и научной составляющих. Так Арктические зоны России имеют довольно высокий потенциал для развития ВИЭ, здесь ключевыми элементами является энергия ветра особенно вдоль морских границ где скорость ветра достигает 6-7 м/с, также в отдельных районах это энергия растительной биомассы, энергия морских волн, приливов и солнечная энергия [1].

В Камчатском крае и Чукотском автономном округе есть условия для развития геотермальной энергетики ярким примером которой является Мутновская ГеоЭС крупнейшая геотермальная электростанция расположенная в Камчатском крае, мощность которой составляет 50 МВт, фактором сдерживающим дальнейшее развитие данного вида энергетики является отсутствие государственной поддержки и объективных стимулов для развития данной технологии, но помимо законодательных ограничений также присутствуют технологические ограничения связанные с высокой стоимостью строительства скважин, неравномерностью расположения геотермальных месторождений, повышенных капиталовложениях при довольно низких эксплуатационных издержках и относительно низкая мощность.

Эффективность применения геотермальных источников можно отметить в практической неисчерпаемости данного ресурса, компактности геотермальной электростанции что особенно важно если рельеф неоднородный и возведение традиционной электростанции невозможно на данной местности, экологическая безопасность заключающаяся в минимизированном выбросе вредных веществ [2].

Гидроэнергетический потенциал еще одно направление которому стоит уделить внимание, а применительно к отдаленным регионам это строительство малой ГЭС как оптимальное решение для автономного энергоснабжения. Развитие гидроэнергетики энергодефицитных территорий обеспечит стабильность экономической и социальной составляющих в населенных пунктах, позволит создать собственные генерирующие мощности и компенсировать нехватку электроэнергии, к проблемам возникающим на пути развития малой гидроэнергетики относятся: недостаточная проработанность стратегии развития, административно-хозяйственные проблемы на федеральном и региональном уровнях, отсутствие характерной базы для проектирования и создания оборудования, для малых ГЭС наибольший потенциал их применения находится в восточной и центральной частях страны.

Стимулом к развитию малой гидроэнергетики могут послужить финансирование проектов по данному направлению, предоставление налоговых льгот, более полное информирование инвесторов и пользователей о преимуществах развития малой гидроэнергетической отрасли. Преимущества мини ГЭС заключаются в самостоятельности работы, изолированно от основной энергосистемы, относительно быстрой окупаемости при небольших капиталовложениях и довольно небольшом сроке строительства [3].

Как было отмечено выше энергопотенциал для развития ветроэнергетики наблюдается в области морских границ при скоростях ветра достигающих 6-7 м/с и выше, преимущества которые нам предлагает данное направление состоят, в особенности для северных районов это снижение топливной и транспортной составляющих которое позволит покрыть дефицит энергии и снизить использование дизельного топлива, экологически чистый способ получения электроэнергии,

ветротурбины отлично подходят для комбинирования с ней других возобновляемых источников энергии, из-за того что мощности ветротурбин варьируются от нескольких кВт до нескольких десятков МВт объединение ветряных энергоустановок в ветропарк позволяет обеспечивать снабжение электроэнергией в более крупных масштабах, но автономное функционирование будет целесообразным в случае большого количества промышленных предприятий с подключением к единой энергосистеме.

Суровые климатические условия предъявляют повышенные требования к надежности как самой установки так и к электроснабжению с помощью данной ветротурбины, помимо технических сложностей также стоят правовые заключающиеся в неадаптированных стандартах которые бы учитывали особенности возобновляемой энергетики в частности для ветроэнергетики и экономические с привлечением инвестиций [4].

Еще одним из перспективных направлений в сфере ВИЭ является применение солнечных батарей, но следует отметить что в течение полугода в Арктических зонах имеет место полярная ночь и эффективность таких батарей будет невысокая.

Причины по которым применение возобновляемых источников энергии на арктических территориях считается оправданным является уменьшение природных ресурсов, появление кризисных явлений в региональной энергетической системе, конкурентно способность ВИЭ с системой традиционной энергетики, основные отличия которой представлены в таблице 1 по которой можно проследить основные преимущества и недостатки традиционной и возобновляемой энергетики.

Таблица 1 – Принципиальные отличия традиционной энергетики от возобновляемой

Характеристика	Традиционная энергетика	Возобновляемая энергетика
Исчерпание энергоресурсов	Используемые ресурсы являются исчерпаемыми и невозобновляемыми	Используемые ресурсы являются неисчерпаемыми и восстанавливаемыми
Ограниченность использования	Территориальная зависимость (в зависимости от условий территории)	Используется в зависимости от наличия ВИЭ в конкретном месте в определенное время
Себестоимость производства энергии	Относительно высокая	Относительно низкая
Транспортная часть в структуре расходов на производство энергии	Высокая	Низкая

Продолжение таблицы 1

Способность бесперебойного обеспечения энергией населенных пунктов арктических регионов	Низкая	Высокая
Влияние энергетических объектов на окружающую среду	Относительно высокое	Относительно низкое
Потенциальная мощность производимой энергии	Очень высокая	Низкая
Зависимость от климатических условий	Низкая	Высокая
Надежность объектов энергосистемы	Высокая	Средняя
Нормативно-правовое регулирование деятельности энергосистем	Полное	Частичное
Возможность государственно-частного партнерства при реализации проектов	Ограниченная	Высокая

По данной таблице видно как плюсы так и минусы традиционной и возобновляемой энергетики и применение только лишь источников ВИЭ будет не совсем правильным, данное утверждение можно продемонстрировать на следующем сравнении, так из-за того что бесперебойное обеспечение энергией населенных пунктов у возобновляемой энергетики высокое применение ее более предпочтительно, но с другой стороны у возобновляемой энергетики пункт надежность объектов энергосистемы уступает системе традиционной энергетики и поэтому можно сделать вывод о том что повышение надежности электроснабжения можно достичь дополнением мощностей возобновляемой энергетики мощностями традиционной энергетики, что в перспективе прекращения выработки электроэнергии от ВИЭ можно было моментально перейти на энергоснабжение от резервного источника питания традиционной энергетики.

Для определения оптимальной мощности ВИЭ в малонаселенных и труднодоступных областях с суровыми климатическими условиями необходимо обладать исходной информацией которая включает в себя несколько видов базы данных, а именно потребителей, показателей потенциала энергоресурсов, оборудования ВИЭ блок-схема которой представлена на рисунке 1. Состав генерирующих мощностей определяется набором требований промышленных и бытовых потребителей.

В таблице 2 приводится масштабы применения возобновляемых источников энергии для децентрализованного электроснабжения до 2030 года. Из табличных данных видно что наиболее рентабельным является развитие мини ГЭС и ветряных электростанций [5].

Рисунок 1 – Блок-схема для определения оптимальной мощности ВИЭ

Таблица 2 - Применения ВИЭ для зон децентрализованного электроснабжения России

Вводимые мощности за периоды, МВт	Тип электростанции				Всего, МВт
	Мини ГЭС	ВЭС	ГеоТЭС	СЭС	
2013-2020	156	38	12	25	256
2021-2030	420	135	12	100	757
2013-2030	576	173	24	125	1013

В настоящий момент применение в полном объеме альтернативных источников энергии не позволяет ряд препятствий. Прежде всего это политика налогообложения государством, отсутствие разработки системы стандартов и лоббирование традиционной энергетики. Из-за не универсальности политики стимулирования ВИЭ генерации зависящей от различного рода факторов от организации электроэнергетического рынка до этапов внедрения возобновляемых источников энергии, выявляются сложности по развитию и продвижению ВИЭ это

в свою очередь ведет к необходимости уточнению определенных факторов и классификаций. Одна из них характеризует политику стимулирования выделяя три направления: крупные установки, распределенная ВИЭ генерация и ВИЭ генерация на изолированных территориях что особенно актуально для большей части РФ, данная классификация представлена в таблице 3 [6].

Таблица 3 – Классификация мер регулирования ВИЭ генерации

Тип ВИЭ-генерации	Меры
Все установки	Зеленые квоты (обязательства по покупке ВИЭ, зеленые обязательства, портфельные стандарты)
Крупные установки	Конкурентное ценообразование (аукционы) и административное ценообразование (зеленые тарифы, премии)
Распределенная генерация	Административное ценообразование (зеленые тарифы, премии), системы чистого измерения
Удаленные и изолированные энергосистемы	Определение подходов к ценообразованию, выдача разрешений и лицензий, раскрытие планов по развитию централизованных систем

Для создания возможностей развития возобновляемых источников энергии на изолированных территориях должно применяться определенное регулирование которое предоставляет частному сектору право на распоряжение электроэнергией, а именно производство, распределение и продажа электроэнергии. Стимулом для развития ВИЭ на таких территориях, будет внедрение механизма экономии бюджетных средств для обеспечения ускоренной окупаемости инвестиций.

Также еще одной мерой, предусматривающей развитие проектов по повышению энергоэффективности на основе использования ВИЭ может стать привлечение венчурного капитала, использование которого должно поспособствовать организации на территории России ряда производств, базирующихся на последних достижениях российских и зарубежных ученых, данный капитал связан с высокой степенью риска, но доходность от таких вложений будет выше среднего, а это в свою очередь является отличным импульсом для инвесторов.

Как видим, на сегодняшний момент есть все предпосылки для реализации проектов ВИЭ и применение их в децентрализованных зонах является оправданным. Для внедрения мощностей на базе ВИЭ и обеспечения их энергоэффективности необходимо производство специализированного оборудования, адаптированного под холодные климатические условия и обеспечивающих высокую долю замещения дизельного топлива. Для роста числа проектов в области возобновляемых источников энергии в северных районах, необходимы

инвестиционный капитал желательно высокий, эффективная и работающая нормативно-правовая база, а также обязательная поддержка государства.

Для решения проблемы ограниченности бюджетных средств помогает внедрение механизма государственно-частного партнерства позволяющее объединить частные и государственные инвестиции в определенном процентном соотношении, распределять риски при реализации программ, появлению новых рабочих мест за счет строительства объектов ВИЭ, использовать специальные инвестиционные контракты для стимулирования привлечения инвестиций и являющихся гарантом для бизнеса, что важно для готовности участия последнего в реализации проектов.

Список используемой литературы

1. Потенциал развития ВИЭ на территориях России с децентрализованным энергоснабжением [Электронный ресурс] - Режим доступа: https://www.c-o-k.ru/articles/potencial-razvitiya-vie-na-territoriyah-rossii-s-decentralizovannym-energosnabzheniem- Загл. с экрана.

2. Обзор альтернативных источников энергии. Геотермальная энергия [Электронный ресурс] - Режим доступа: https://cyberleninka.ru/article/n/obzor-alternativnyh-istochnikov-energii-geotermalnaya-energiya/viewer - Загл. с экрана.

3. Обзор перспектив развития объектов малой гидроэнергетики в России и анализ решения проблем, связанных с их строительством и эксплуатацией [Электронный ресурс] - Режим доступа:https://cyberleninka.ru/article/n/obzor-perspektiv-razvitiya-obektov-maloy-gidroenergetiki-v-rossii-i-analiz-resheniya-problem-svyazannyh-s-ih-stroitelstvom-i/viewer -Загл. с экрана.

4. Ветроэнергетика в России: возможности, барьеры и перспективы развития [Электронный ресурс] - Режим доступа: https://cyberleninka.ru/article/n/vetroenergetika-v-rossii-vozmozhnosti-bariery-i-perspektivy-razvitiya/viewer - Загл. с экрана.

5. Вопросы электроснабжения потребителей, удаленных от сетевой инфраструктуры - Режим доступа: https://docplayer.ru/38239824-Voprosy-elektrosnabzheniya-potrebiteley-udalennyh-ot-setevoy-infrastruktury.html - Загл. с экрана.

6. Политика в области возобновляемых источников энергии в переходный период - Режим доступа: https://www.irena.org/publications/2018/Apr/Renewable-energy-policies-in-a-time-of-transition - Загл. с экрана.

Информация об авторах

Мартко Е. О. – к.т.н., доцент, Тригуб М. А. – студент группы Эпр-71, ФГБОУ ВО «Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова», РФ, Алтайский край, г. Барнаул.

УДК 621.31

ПОДХОДЫ К ОРГАНИЗАЦИИ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ ПЛАТНЫХ СЕРВИСОВ ЭНЕРГОСБЫТОВЫХ КОМПАНИЙ

Мартко Екатерина Олеговна, martnight@mail.ru
Чубаков Андрей Алексеевич, summa00891@gmail.com

Для любой современной, интенсивно развивающейся энергосбытовой компании дополнительные платные сервисы (ДПС) являются важной составляющей частью деятельности в работе с потребителями.

Подходы к организации ДПС рассмотрены на примере двух энергосбытовых компаний России – АО «Мосэнергосбыт», ПАО «Рязанская энергетическая сбытовая компания» (ПАО «РЭСК», входит в Группу «РусГидро»).

Так, АО «Мосэнергосбыт» рассматривает два ключевых направления для получения дополнительного дохода, одним из которых является развитие дополнительных платных сервисов. В частности, на рынке, ориентированном на удовлетворение потребностей домохозяйств, приоритетным направлением является развитие услуг по учету всех коммунальных услуг. На рынке услуг для юридических лиц приоритетным направлением развития является оказание услуг по проектированию, монтажу и обслуживанию инженерных систем, так как на сегодня Обществом уже оказывается не менее 30% услуг, входящих в данное направление (монтаж внешних инженерных систем, внутренние электромонтажные работы, монтаж светотехнического оборудования, проектирование и монтаж систем АСКУЭ и т.д.). Перечень ДПС АО «Мосэнергосбыт» приведен на рисунке 1. Чтобы заказать дополнительную услугу, нужно использовать один из вариантов: оставить заявку на востребованные услуги в личном кабинете клиента, обратиться в колл-центр или любой филиал Мосэнергосбыта.

Ниже рассмотрен подход к организации ДПС АО «Мосэнергосбыт» на примере электромонтажных работ.

ДПС для физических лиц	ДПС для юридических лиц
• Приборы учета электроэнергии. Продажа и обслуживание • Продажа электротехнической продукции • Сантехнические работы • Установка системы защиты от протечек воды • Установка и обслуживание приборов учета расхода воды	• Приборы учета. Продажа и обслуживание • Системы учета электроэнергии • Продажа электротехнической продукции • Энергоэффективность • Электромонтажные работы • Электроизмерения и испытания • Установка, обслуживание, поверка индивидуальных приборов учёта расхода воды

Рисунок 1 – Перечень ДПС АО «Мосэнергосбыт»

Для более полного информирования клиентов о спектре предоставляемых услуг компания создала отдельный сайт http://mes-elektrik.ru/. Здесь представлен перечень услуг, ценовая политика, а также прочая полезная информация по электромонтажным работам. В спектр услуг входят проектные работы и электромонтаж для квартир и жилых домов, а также офисов и промышленных помещений (таблица 1).

Таблица 1 – Перечень электромонтажных работ АО «Мосэнергосбыт» [1]

Группа услуг	Услуги
Вызов электрика на дом	Прокладка различных кабелей Монтаж домофона и звонков, электроточек и розеток Установка боксов, УЗО, счетчиков, автовыключателей, электрического щитка Диагностика электрики Демонтаж электрооборудования и электропроводки
Электрика под ключ	Электрика под ключ в частном доме Электрика в квартире Электрика в новостройке под ключ
Сборка и реконструкция электрощита	Установка и замена автоматических выключателей и УЗО. Замена проводки в доме и квартире Сборка и установка электрощита в квартире, доме
Проектирование электроснабжения	Проект электроснабжения квартиры Проектирование электроснабжения домов
Монтаж электропроводки	Монтаж электропроводки в квартире Монтаж электропроводки в частном доме
Установка и замена систем освещения в квартире/офисе	Монтаж светодиодного освещения
Установка и подключение бытовой техники	Установка и подключение электроплиты Подключение варочной панели Подключение встроенных духовых шкафов Установка и подключение стиральной машины Установка посудомоечной машины Подключение кухонной вытяжки, электрического накопительного водонагревателя Установка системы теплых полов в доме
Установка и замена выключателей и розеток	Демонтаж электроустановочного изделия Высверливание углубления под установочную коробку Установка и подключение розетки, выключателя, распаечной коробки Установка и подключение дверного звонка
Проектирование и монтаж Слаботочных систем	Проектирование пожарной сигнализации Проектирование и установка охранной сигнализации в квартире, доме, системы телефонизации Установка телевидения Проектирование и установка локальных вычислительных сетей Установка систем видеонаблюдения в квартире
Технологическое присоединение до 15 кВт и выше	
Сервисные услуги	Компьютерная помощь Уборка и чистка помещений Сборка мебели

Цены на электромонтажные работы определяются объемом, сложностью операций, состоянием электрики, характеристиками устанавливаемых комплектующих, кабеля, оборудования. Специалисты составили детализированные прайс-листы для всех этапов сотрудничества – предпроектного, документального, подготовительного и непосредственного.

На окончательную цену влияют:

– услуги по составлению технического задания на электромонтажные работы – по числу электроточек, учет расценок на подготовку проектов отдельный;

– состав демонтажных, подготовительных операций – удаление старой проводки, прокладка штроб под электрику;

– характер электромонтажных работ – прокладка кабелей, установка боксов, автоматов;

– необходимость в молниезащите электрики, иные факторы, важные для определения расценок.

Для расчета стоимости работ, клиенту нужно отправить онлайн-заявку или оформить заказ по телефону.

В общей сложности компания оказывает около 300 видов услуг по электромонтажу и устройству внутренних электрических сетей и оборудования.

В целом, в настоящее время развитие АО «Мосэнергосбыт» в части предоставления ДПС осуществляется по следующим направлениям: выход на новые рынки; развитие портфеля продуктов; развитие собственных компетенций; совершенствование системы продаж; повышение качества услуг. При этом АО «Мосэнергосбыт» демонстрирует регулярный прирост выручки от продаж ДПС. Так, в рамках развития направления по предоставлению коммерческих услуг за год компанией была получена прибыль в размере 498,7 млн руб. (выручка от ДПС составила 3456 млн руб., что составляет 1,2% от совокупной выручки). При этом за последние пять лет выручка от ДПС увеличилась более чем в два раза.

Другой пример – ПАО «РЭСК». Компания оказывает следующие платные услуги клиентам: услуги по Биллингу, установка и обслуживание СУ, установка и обслуживание АИИС КУЭ, реализация продукции, услуги по сдаче в аренду имущества, экспертные услуги, электротехнические услуги, услуги по энергосбережению, прочие услуги.

Базовым подразделением, курирующим оказание ДПС, является группа по прочим видам деятельности. В 2019 г. были достигнуты следующие результаты: фактическая выручка от ДПС в размере 16291 тыс. руб. (0,15% от общей выручки компании) при плановой величине 12007 тыс. руб. (рост на 36%) (таблица 2).

По данным таблицы видно, что из перечня услуг, представленных в Едином классификаторе ДПС группы ЭСК РусГидро, наиболее востребована на территории региона услуга по замене (установке) приборов учета электроэнергии (доля в общей выручке от ДПС – 70,5%). В ходе проведения актуализации базы данных выявлено, что состояние приборного парка не соответствует требованиям, предъявляемым действующим законодательством.

При заказе данной услуги клиентам предлагается выбрать наиболее приемлемый вариант: заказ комплексной услуги с поставкой прибора учета, либо монтаж счетчика, предоставленного потребителем.

Анализ итогов 2019 г. показывает, что из 8,89 тыс. установленных за год счетчиков, 7,76 тыс. приобретены клиентами по схеме комплексной услуги. Около 87 % от общего числа клиентов заказывает услугу с поставкой прибора учета, что позволяет им не только экономить время, но и исключить проблемы в случае выхода из строя счетчика в период гарантийного срока. Имея договорные отношения по поставке счетчиков с предприятием-изготовителем, ПАО «РЭСК» оперативно реагирует на все сбои в работе прибора учета, поставленного потребителю. При этом закрепление за каждым электромонтером нескольких участков и проведение персоналом актуализации базы данных позволили активизировать работу по продвижению этого направления ДПС и максимально приблизить непосредственного исполнителя услуг к потенциальному потребителю.

Таблица 2 – Объем и структура выручки от ДПС ПАО «РЭСК» за 2019 г. [2]

Показатели	2017 год	2018 год	2019 год	Изменение за 2019 год	Изменение за 2017-2019 гг.
Выручка, тыс. руб., всего, в том числе:	13316	15281	16291	1010	2975
Услуги по Биллингу	–	48	361	313	313
Установка и обслуживание СУ	6711	8063	11492	3429	4781
Установка и обслуживание АИИС КУЭ	–	2701	1017	-1684	-1684
Реализация продукции	1046	956	1131	175	85
Услуги по сдаче в аренду имущества	4066	2084	1367	-717	-2699
Экспертные услуги	908	846	787	-59	-121
Электротехнические услуги	22	29	15	-14	-7
Услуги по энергосбережению	–	422	–	–	–
Прочие услуги	562	132	120	-12	-442

Также немалый удельный вес в структуре выручки имели такие сервисы, как услуги по сдаче в аренду имущества (8,4%), реализация продукции (6,9%), установка и обслуживание АИИС КУЭ (6,2%), а также экспертные и прочие услуги (5,6%). Здесь отметим, что в категории «Экспертные услуг» доминирующая роль принадлежит услугам по подготовке технической документации для собственников домов в коттеджных поселках при переходе их на прямые расчеты с энергосбытовой компанией.

Касательно электромонтажных работ можно сказать, что это, в основном, небольшие по объему работы, связанные с заменой автоматических выключателей, ревизией этажных электрических щитков, заменой части электропроводки, установкой розеток и выключателей в квартирах. Основной контингент заказчиков – пенсионеры и малообеспеченные граждане. Продвижение данной услуги тормозится наличием на рынке большого количества предложений по выполнению электромонтажных работ частниками-одиночками или мелкими фирмами, работающими по льготной схеме налогообложения, что позволяет им оказывать услуги по минимальной цене.

В целом, рассматривая ДПС в группе РусГидро, следует отметить, что в 2019 г. компаниями группы было оказано коммерческих услуг на 2,3 млрд руб., что принесло компании дополнительную прибыль в размере почти 200 млн руб. В офисах предприятий РусГидро представлена различная электротехническая продукция, оказываются услуги по энергоаудированию, разработке проектов, которые позволяют клиентам снижать потребление энергии и более эффективно ее расходовать. Также специалистами проводится консультирование по поводу выбора наиболее оптимальное выбора тарифного меню. Кроме того, ЭСК РусГидро активно участвуют в муниципальных проектах по развитию энергосбережения в регионах, занимаются развитием энергосберегающего освещения в муниципальных образованиях.

Таким образом, анализ практики организации ДПС в энергосбытовых компаниях России показал широкое использование платных услуг наряду с регулируемыми видами деятельности на рынке сбыта электроэнергии. При этом спектр оказываемых услуг во многих компаниях очень широкий – от консультационных, рекламных, юридических и организационно-технических услуг до осуществления электромонтажных работ различного уровня сложности, энергоаудита и других платных сервисов.

Все это позволяет энергосбытовым организациям наращивать прибыль, а также укреплять свои позиции на рынке, в первую очередь, как сервисной компании, которая оказывает не только услуги в части основной деятельности, выполняя функции гарантирующего поставщика электроэнергии, но и в части предоставления прочих услуг.

Список используемой литературы

1. Сайт по электромонтажным работам АО «Мосэнергосбыт» [Электронный ресурс]. – URL: http://mes-elektrik.ru/ (дата обращения: 01.08.2020).

2. Официальный сайт ПАО «РЭСК» [Электронный ресурс]. – URL: https://www.eens.ru/ (дата обращения: 03.08.2020).

Информация об авторах

Мартко Е. О. – к.т.н., доцент, Чубаков А. А. – студент группы 8Э(з)-81, ФГБОУ ВО «Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова», РФ, Алтайский край, г. Барнаул.

УДК 621.31

РАЗВИТИЕ МИКРОГЕНЕРАЦИИ В РОССИИ, КАК ПОДДЕРЖКА ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНОГО ПРОИЗВОДСТВА

Степанова Виктория Викторовна, vikentii_86@mail.ru
Сташко Василий Иванович, diael@mail.ru

В настоящее время во многих странах мира все большее внимание уделяется возобновляемым источникам энергии (ВИЭ), при этом исследуются возможности использования энергии солнца, ветра, рек, приливов, биотоплива и другие. Возобновляемые источники энергии находятся в природе в естественном состоянии, поэтому не создают экологических проблем, и в силу своей возобновляемости являются неисчерпаемыми.

В 2019 году выработка электроэнергии солнечными электростанциями в Российской Федерации составила 1,3 млрд кВт·ч, что является самым большим показателем для возобновляемых источников энергии. Общая установленная мощность эксплуатируемых солнечных электростанций в Российской федерации – 834,2 МВт, что составляет 0,3% от общей мощности электростанций ЕЭС РФ [1].

Энергосбережение является актуальной задачей не только в России, но и во всем мире. Стоимость электроэнергии постоянно растет, и из-за этого все большее количество людей начинает переходить на альтернативные источники ее получения (рисунок 1).

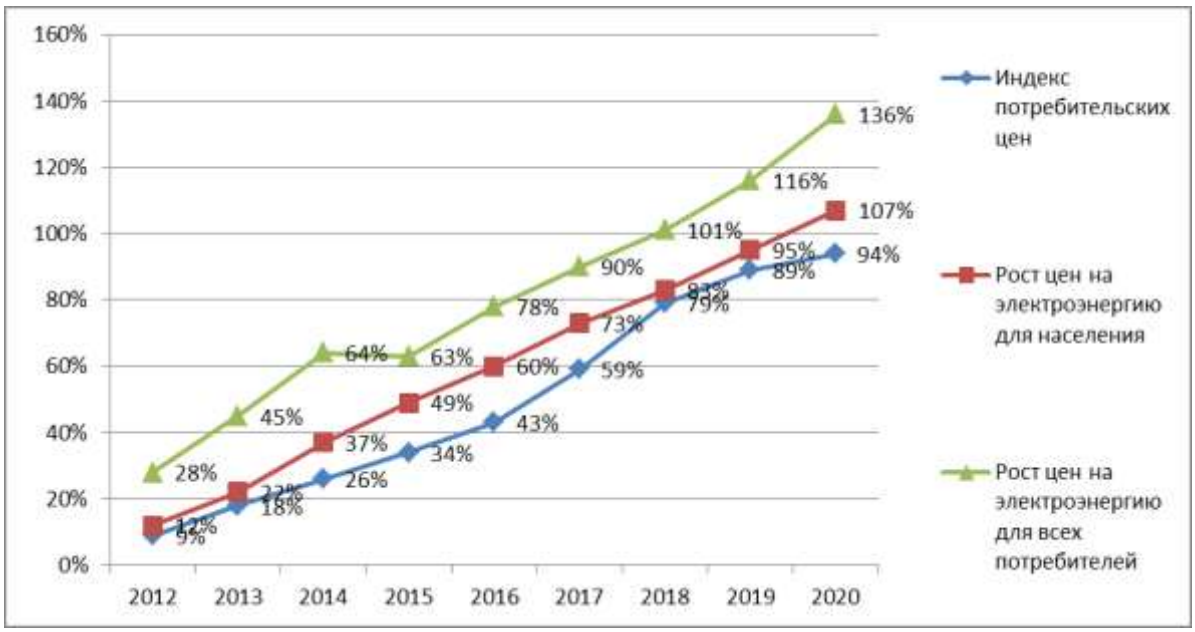


Рисунок 1 – Ценовой рост электрической энергии

Использование объекта децентрализованной генерации очень малой мощности, достаточной только для одного частного дома называется микрогенерацией. Согласно Федерального закона потребители, установившие объект микро-

генерации мощностью не более 15 кВт, могут подключаться к общим сетям и продавать гарантирующим поставщикам и иным энергосбытовым компаниям излишки электроэнергии. Гарантирующие поставщики, в свою очередь, обязаны такие излишки покупать по средневзвешенной цене оптового рынка. А так же, в конце прошлого года были приняты изменения в налоговое законодательство, освобождающие такие операции от налогов на доходы физических лиц.

В нашей стране есть немало критиков микрогенерации на основе ВИЭ, считающих, что она нарушает баланс в энергосистеме. Казалось бы, зачем дополнительно вырабатывать электроэнергию в дневное время летом? Однако, как раз в «хорошие» дни летом теперь наблюдаются пики энергопотребления из-за интенсивной работы кондиционеров. Потом, есть немало мест — курорты, дачные поселки, места массового отдыха людей, где пик энергопотребления приходится на летний период. Микрогенерация позволит смягчить локальный дефицит электроэнергии.

Кроме того, в России, особенно на уровне региональной власти, еще не сформировано целостное представление о потенциале ВИЭ, и в целом, о так называемой зеленой экономике. Существует недостаток знаний о возможностях использования индикаторов устойчивого развития, механизмах зеленого инвестирования, зеленых госзакупках и налогообложении, а также административных и рыночных подходах [2].

Но не это является основной причиной, почему микрогенерации уделяется сейчас внимание на самом высоком уровне. Разработчики законопроекта не скрывают, что главной их задачей является поддержка высокотехнологичной промышленности в России. Микрогенерация — это как раз та отрасль, где отечественная продукция способна конкурировать с импортной. При этом микрогенерация станет еще и сдерживающим фактором для роста цен на электроэнергию в состоянии фактического монополизма сбытовых компаний. Рост цен на электроэнергию является хорошим поводом, чтобы подумать о приобретении собственной электростанции. То есть проголосовать рублем за развитие отечественной высокотехнологичной промышленности, а значит, и за снижение сырьевой зависимости страны.

Государство, в лице энергоснабжающих организаций, стимулируя такие производства, закупает излишки вырабатываемой электрической энергии по специальному, «Зеленому тарифу» (рисунок 2).

Зеленый тариф – это стоимость одного киловатта электроэнергии, выработанного в единицу времени путем использования возобновляемых источников энергии, каковыми являются энергия солнца, ветра, воды и биотоплива.

В российских условиях микрогенерация может и должна развиваться.

Развитие микрогенерации, как и любой другой отрасли, зависит от экономической целесообразности - насколько выгодно вкладывать в такие проекты свои средства. Главные факторы для потребителей - это стоимость и надежность энергоснабжения.

Но сейчас владелец солнечной панели или ветрогенератора при стоимости электроэнергии из сети около 4-7 рублей за 1 кВт/час продает ее излишки гарантирующему поставщику по 1,5-2 рубля. Это отличается от общемировой

практики, где, например, при введении «зеленого» тарифа на продажу электроэнергии от ВИЭ, закупка электроэнергии от микрогенерации происходит по более высокому тарифу, чем у сетевиков. Выработанная генератором электрическая энергия продается в сеть дороже, чем покупается от сбытовой компании. Следовательно, государство стимулирует развитие альтернативной энергетики и старается снизить зависимое положение страны от импортеров.

Рисунок 2 – Принцип выработки электроэнергии по «зелёному тарифу»

Для того чтобы решить эту проблему, Российская ассоциация ветроиндустрии при поддержке российского центра компетенций по альтернативной и возобновляемой энергетике «Альтрэн» сформировала целый ряд предложений. В их числе - введение региональных «зеленых» тарифов или предоставление субсидии для покупки микрогенерации на базе ВИЭ.

Вместе с тем нельзя и забывать о том, что кардинальным направлением построения низкоуглеродной экономики является увеличение в энергобалансе любого государства доли ВИЭ. Внедрение «зелёных» технологий производства электроэнергии направлено, в том числе, и на обеспечение безопасности страны посредством уменьшения экономической зависимости государства от нефтегазовых поступлений в казну. Т.е., возможное опережающие развитие некоторых стран в использовании ВИЭ, может явиться сдерживающим фактором развития экономики России, и, как следствие, может повлечь за собой неприятные социальные последствия [3].

Поэтому, субсидирование проектов, связанных с ВИЭ, является одним из многочисленных вариантов, которые позволяют не только поддержать малый и средний бизнес, поддержать отечественных производителей оборудования, но и внести существенный вклад в обеспечение энергетической безопасности страны.

Поддержка отечественных производителей, своей конечной целью имеет создание мощных отечественных производств, и, в этом смысле, является одним

из основных элементов политики импортозамещения. При правильном использовании такая поддержка может стать действенной мерой развития национальной экономики.

Список используемой литературы

1. Павлов Н. А. Солнечная микрогенерация в средней полосе России. Перспективы развития // Студенческий вестник: электрон. научн. журн. 2020. № 44(142). URL: https://studvestnik.ru/journal/stud/herald/142 (дата обращения: 06.09.2021).

2. Гомонов К. Г., Сипакова П. О., Чапурная А. П. Внедрение микрогенерации и энергосберегающих технологий в рамках концепции зеленой экономики: зарубежный опыт и Россия // Вестник Российского университета дружбы народов. Серия: Экономика. 2019. Т. 27. No 3. С. 442–454. http://dx.doi.org/10.22363/2313-2329-2019-27-3-442-454

3. 1. Гусев А. Эволюция экономико-правовых отношений в "зеленом" развитии // Экономика и математические методы – 2020. – Том 56. – Номер 1 С. 44-53 [Электронный ресурс]. URL: https://emm.jes.su/S042473880008480-7-1 (дата обращения: 06.09.2021). DOI: 10.31857/S042473880008480-7.

4. Тарифы на электроэнергию для населения с 1 июля 2021 года. Сколько платить за свет в Москве, Санкт-Петербурге и других крупнейших городах России [Электронный ресурс] - Режим доступа. URL: https://energovopros.ru/issledovania/2322/2323/34883/.

Информация об авторах

Степанова В. В. - студент группы 8Э(з)-81, Сташко В. И. – к.т.н., доцент, ФГБОУ ВО «Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова», РФ, Алтайский край, г. Барнаул.

УДК 621.31

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ «УМНЫХ СЕТЕЙ»

Сташко Василий Иванович, diael@mail.ru
Терехина Ксения Сергеевна ksterekh2603@gmail.com

Аннотация: В данной статье приведено определение «умных» сетей с точки зрения их функционирования в системах электроснабжения городов. В статье определены перспективы применения технологий «Smart Grid» сетей в России и в мире, на основании статистических данных и прогнозов.

Ключевые слова: сети, умные сети, системы электроснабжения, интеллектуальные сети, энергосбережение, Smart Grid.

В условиях резкого увеличения объемов потребления энергоресурсов диспетчерские управления не всегда справляются с возникающими ситуациями, что приводит к соответствующим последствиям и убыткам для энергетических компаний. При наличии больших запасов топливно-энергетических ресурсов их использование не является рациональным. Состояние энергосетей в России претерпевает износ, подходит к критической отметке. Потребность в новых современных решениях подобных ситуаций – это не просто вопрос минимизации убытков, это условие развития энергетической отрасли в целом [1].

В последние годы наблюдается увеличение темпов развития новых технологий в электроэнергетике. Это положительно влияет не только на экономическую составляющую, но и на социальные аспекты в развитии города. Так как социальная и экономическая ниши неразрывно связаны между собой и изменения социального характера способствуют переменам в финансовой сфере. Автоматизация ресурсоснабжения инфраструктур открывает возможность увеличения темпов модернизации освещения. Новые технологии в системах освещения позволяют получить большой экономический эффект, способствуют повышению надежности и экологичности электроэнергетических систем.

Многие регионы России в рамках Федеральной целевой программы «Энергосбережение России» разработали и активно внедряют свою концепцию энергосбережения, отличающуюся некоторыми разделами, которые отражают специфику каждого из регионов. Но во всех программах включены мероприятия по совершенствованию светильников и светотехнического оборудования, модернизации и эксплуатации сельского и городского электроосветительного хозяйства. Программа энергосбережения позволяет сократить потребляемую мощность для тех регионов России, которые испытывают «дефицит» мощностей.

Вышеперечисленные, а также многие другие факторы и причины способствовали созданию интеллектуальных сетей, которые получили название «Умные сети» или Smart Grig.

В 1998 году западными специалистами Массудом Амином и Брюсом Волленбергом использован термин «интеллектуальные сети» [2].

Применения этого термина на Западе были связаны с чисто рекламными названиями специальных контроллеров, которые предназначались для управления режимом работы и синхронизации автономных ветрогенераторов (отличающихся нестабильным напряжением и частотой) с электрической сетью. Позже этот термин стал применяться, как рекламный ход, для обозначения микропроцессорных счетчиков электроэнергии, которые способны были самостоятельно накапливать, обрабатывать, оценивать информацию и передавать ее по специальным каналам связи и даже через Интернет. В последние годы использование термина «Умных (интеллектуальных) сетей» расширилось на системы сбора и обработки информации, мониторинга оборудования в электроэнергетике [3].

В европейских странах активно используются, внедряются и активно развиваются технологии электроснабжения «Умные сети», именуемые также Smart Grid, что в свою очередь расшифровывается как Self Monitoring Analysis and Reporting Technology. Система стала широко освещаться относительно недавно, хотя начало исследований возможности создания и внедрения подобных технологий в СССР, США и Европе приходится на 70-е годы XX века.

На сегодняшний день термин «Умные сети» ассоциируется с новым масштабным направлением в энергетике, которое, с одной стороны, позволяет решать проблемы, касающиеся энергоэффективности, с другой стороны, позволяет сокращать энергопотери, уменьшать затраты ресурсов и снижать объемы выбросов в атмосферу. Кроме того, жизнь современного человечества с внедрением вышеупомянутой системы стала удобней и комфортней. С ее помощью можно управлять электроснабжением дома и электроникой в нем [4].

В России первые «умные» распределительные сети появились в Москве, Санкт-Петербурге и Казани. В Сибири данную технологию впервые внедрили на базе «Иркутской электросетевой компании». Также успешный проект был внедрен на базе АО «Башкирская электросетевая компания» в Уфе.

Безусловно, реализация и развитие концепции «Умных сетей» в России – процесс многоэтапный и долгий. Вместе с тем, использование «умных» платформ для управления большими данными энергопотребления дает целый перечень преимуществ.

Важная особенность «умных» систем – это способность снижения текущих расходов. В целом, для получения положительного экономического эффекта от внедрения и эксплуатации «Умных сетей», необходим целый комплекс мероприятий. По предварительным прогнозам, исходя из опыта европейских стран, потребуется в среднем полтора года, чтобы система начала оправдывать капиталовложения.

Кроме того, внедрение технологии «Умные сети» однозначно повысит энергоэффективность отрасли. Но от государства потребуется стимулирование в области разработки новых технологий, поощрения энергетической эффективности генерирующих компаний и решения проблемы энергосбережения. Благодаря реализации концепции системы «Умные сети» человечество вступит в новую фазу существования, которая будет характеризоваться гармоничным взаимодействием с окружающей средой, улучшением качества жизни и общим экономическим подъёмом. Также это поможет решить целый ряд задач и проблем в

экологической и энергетической отраслях, положительно влияя на развитие экономики [5].

Список используемой литературы

1. Силяев С. В., Богданов А. В. Интеллектуальные системы электроснабжения промышленных объектов на основе смарт-технологий // Сб. м-лов IV Международной студенческой научно-практической конференции, 2018. С. 113–120.

2. Дубенко Ю. В., Тимченко Ю. Н., Тимченко Н. Н. Обзор современной элементной базы в рамках концепции « Умных» сетей. // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета. – 2016. - № 121. - С. 1595-1607.

3. Хасанзода, Н. Оптимизация режимов электропотребления в интеллектуальных сетях с двусторонним потоком энергии методами искусственного интеллекта: автореф… дис. кан. наук. – Новосибирск.: 2019. – 24 с.

4. Наумова, Т. А., Осипова, И. М. Текущее состояние внедрения инновационных технологий smart grid в энергетическом комплексе РФ / Т. А. Наумова, И. М. Осипова // Вестник Иркутского Государственного технического Университета. – 2013. – No 1. – С. 171.

5. Гаврилович Е. В., Данилов Д. И., Шевченко Д. Ю. «Умные сети» Smart Grid – перспективное будущее энергетической отрасли России // Молодой ученый. – 2016. – № 28-2 (132). – С. 55-59.

Информация об авторах

Сташко В. И. – к.т.н., доцент, Терехина К. С. – студент группы 8Э(з)-81, ФГБОУ ВО «Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова», РФ, Алтайский край, г. Барнаул.

УДК 621.311.1(031)

АНАЛИЗ ДИНАМИКИ И ПЕРСПЕКТИВ РАЗВИТИЯ «УМНЫХ СЕТЕЙ» В ГОРОДЕ БАРНАУЛЕ

Сташко Василий Иванович, diael@mail.ru
Терехина Ксения Сергеевна ksterekh2603@gmail.com

Аннотация:

В статье рассматривается работа по модернизации электрических сетей, с учетом их особенностей в Алтайском крае. Речь идет об энергосистеме г. Барнаула, которая имеет такие характерные особенности как недостаток собственного производства электроэнергии, отсутствие концентрированной потребительской нагрузки, высокую разветвленность и протяженность сети класса напряжения 110 кВ и выше, и др. В статье указаны основные направления работ по внедрению «умных» сетей в г. Барнауле, дается краткий анализ перспектив и динамики их развития.

Ключевые слова: электроэнергия, сеть, умные сети, энергосистема, потребитель, мощность, энергия, учёт, потребление.

Развитие электроэнергии играет большую роль для развитых стран. В их числе находится и Россия. С каждым годом объем потребляемой электроэнергии растет (таблица 1) [1].

Таблица 1 - Фактические и прогнозные характеристики режимов потребления электрической энергии ЕЭС России

Наименование показателя	Ед. изм.	Факт		Прогноз						
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
$Э_{год}$	млрд кВт·ч	1055,559	1059,362	1037,147	1067,851	1095,313	1109,860	1128,239	1134,804	1145,135
$Э_{заряд\ ГАЭС}$	млрд кВт·ч	2,707	2,593	2,777	2,777	2,777	2,777	2,777	2,777	2,777
$Э_{год\ без\ учета\ потребления\ электрической\ энергии\ на\ заряд\ ГАЭС}$	млрд кВт·ч	1052,851	1056,769	1034,370	1065,074	1092,536	1107,083	1125,462	1132,027	1142,358
$P_{МАХ\ СОБСТВ.}$	МВт	151877	151661	155003	157543	161058	162975	165372	166866	168024
$T_{МАХ\ ГОД\ (БЕЗ\ УЧЕТА\ ЗАРЯДА\ ГАЭС)}$	час/год	6932	6968	6673	6761	6783	6793	6806	6784	6799

$Э_{год}$ – годовое потребление электрической энергии;
$Э_{заряд\ ГАЭС}$ – годовое потребление электрической энергии на заряд ГАЭС;
$Э_{год\ без\ учета\ потребления\ электрической\ энергии\ на\ заряд\ ГАЭС}$ – годовое потребление электрической энергии без учета потребления на заряд ГАЭС;
$P_{МАХ\ СОБСТВ.}$ – годовой собственный максимум потребления мощности по ОЭС и ЕЭС России;
$T_{МАХ\ ГОД}$ – число часов использования максимума потребления мощности.

На основе анализа данных за прошлые годы, в рамках базового сценария социально-экономического развития России с учетом изменения макроэкономических показателей развития за 2019 г. и прогнозируемым снижением в 2020

году произведен прогноз спроса на электрическую энергию по ЕЭС России на период 2020-2026 годов, разработанный в рамках базового сценария.

В связи с осуществлением общенационального плана восстановления экономики прогнозируется повышенный темп прироста спроса на электрическую энергию уже к 2021-2022 годам.

Согласно данным, приведенным в Приказе Минэнерго России № 508 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2020-2026 годы» от 30.06.2020 г. величина спроса на электрическую энергию по ЕЭС России к концу прогнозного периода оценивается в размере 1145,135 млрд кВт/ч, что больше объема потребления электрической энергии 2019 года на 85,773 млрд кВт/ч.

В регионах происходит активная работа по модернизации сетей. Так, основываясь на нормативных документах (35-ФЗ, 69-ФЗ, 261-ФЗ, постановление № 823), 30.04.2019 был утвержден указ губернатора Алтайского края № 72 «Об утверждении схемы и программы «Развитие электроэнергии Алтайского края» на 2021-2025 гг.» (ред. От 29.04.2020 г.) [2].

Особенность энергетической системы Алтайского края и, в частности, г. Барнаула заключается в том, что генерация электроэнергии осуществляется исключительно тепловыми станциями типа ТЭЦ.

Основным видом топлива энергетики региона является уголь. На ТЭЦ в 2018 году в общем объеме использованного топлива доля угля составила 86,3% (в 2017 году - 84,4%), доля природного газа - 1,8% (в 2017 году - 0,9%), доля прочих видов топлива, включая мазут, - 11,9% (в 2017 году - 14,7%).

Доля сжигаемого угля на котельных в 2018 году составила 58,3% от всего использованного котельными топлива. В последние годы стабильно увеличивается потребление природного газа котельными Алтайского края. Так, доля природного газа в общем потреблении топлива в 2018 году - 38,7%, а в 2007 году аналогичный показатель был равен 27,7%. Доля потребления мазута в 2018 году - 2,7%.

В целом по энергосистеме Алтайского края доля угля в потреблении топлива электростанциями и котельными в 2018 году составила 79,9% (в 2017 году - 78,9%), доля природного газа - 10,06% (в 2017 году - 9,7%), остальные доли в структуре топливного баланса занимают прочие виды топлива и мазут.

С учетом того, что почти весь уголь, нефтепродукты и природный газ в г. Барнаул поступают из других регионов Российской Федерации, можно сделать вывод о зависимости энергетической отрасли края от привозного топлива.

Энергосистема г. Барнаула имеет следующие характерные особенности:

– потребность в электрической мощности и электроэнергии Барнаульской энергосистемы покрывается за счет собственного производства электроэнергии на ТЭЦ края (около 2/3) и сальдо перетоков с соседними энергосистемами;

– неравномерная загрузка ТЭЦ из-за снижения тепловых нагрузок в летний период, в частности снижение нагрузки Барнаульских ТЭЦ с 575,0 МВт до 150,6 МВт (более чем в 3 раза) при общем снижении потребления Алтайского края с 1790 МВт до 1200 МВт (в 1,4 раза);

– отсутствие концентрированной потребительской нагрузки - крупных потребителей, которые могли бы оказывать системные услуги по участию в противоаварийной разгрузке при внезапном дефиците мощности или энергии;

– разветвленная и протяженная сеть класса напряжения 110 кВ и выше, а также длинные ЛЭП с большим количеством ПС;

– зависимость режимов работы от величины и направления перетока Сибирь - Казахстан - Урал.

По данным 2018 года основной проблемой существующих электростанций оставалось старение энергетического оборудования.

К 2019 году суммарная установленная мощность применяемого оборудования возрастом 30 и более лет составила 886,0 МВт, это 57,9% от установленной мощности электростанций энергосистемы Алтайского края. На ТЭЦ Барнаульского энергорайона работает оборудование, произведенное еще в середине 20-го века [3].

Электростанции Алтайского края производят около 3/4, потребляемой регионом электроэнергии. В период с 2014 по 2018 доля собственной генерации в общем объеме электропотребления выросла с 65,2% до 67,8%.

Потребность в электроэнергии на территории энергосистемы Алтайского края с 2014 по 2018 годы покрывалась, в том числе за счет перетоков электроэнергии из смежных энергосистем. Сальдированное получение электроэнергии в 2018 году составило 3,3 млрд кВт/ч в год.

Потребление электроэнергии на душу населения за этот же период выросло. Можно предположить, что причиной этого является улучшение уровня жизни в регионе и рост жилищного строительства. В этой связи очевидна необходимость внедрения в повседневную жизнь энергосберегающих технологий и модернизации энергосетей.

Решением данного вопроса является интеллектуализация электроэнергетики. В основе данной системы лежат «Умные» сети. В разных источниках приводятся различные определения, но сама концепция универсальна.

Умная электросеть (англ. Smart Grid) – это электрическая сеть, реализующая ряд различных операционных и энергетических возможностей (умные счётчики, умные приложения, энергоэффективность и возобновляемые энергоресурсы).

Концепция Smart Grid предполагает совмещение релейной защиты с информационно-измерительными функциями. Микропроцессорные устройства релейной защиты измеряют токи и напряжение в векторной форме, накапливают данные о срабатываниях и аварийных режимах в специальных блоках памяти. Таким образом, релейная защита превращается в своеобразный центр обработки информации, элемент системы диагностики и мониторинга электрооборудования.

Технологии и устройства используемые в умных сетях:

- Умные счетчики;
- Устройства для контроля энергопотоков.
- Комплексная система связи, предназначенная для обмена данными и передачи информации;

– Датчики и измерительные приборы, используемые для контроля за стабильностью электросети, отслеживания состояния оборудования, а также для предотвращения хищения энергии;

– Устройства синхронизированных векторных измерений для определения комплексных величин тока и напряжения.

Программа интеллектуализации электросетей предполагает внедрение системы умных сетей (smart grid) и составляющих их элементов в уже существующие энергосети. Цель «умных» сетей: оптимизация расходов электричества, повышение надежности электрооборудования (снижение количества аварий и потерь электричества), а также повышение КПД работы электросетей.

Ниже перечислены признаки «умных» сетей.

1. Адаптивная топология

Энергосистема собирает данные о токах и напряжениях во всех точках учёта, как коммерческих, так и технических. На основании этих данных, центральный управляющий сервер рассчитывает направления и величину перетоков мощности.

Далее, система сама загружает и разгружает центры питания, держа частоту в энергосистеме на нужном уровне. Для этого она дистанционно включает или выключает те или иные линии электропередач.

В случае аварийных режимов (например короткие замыкания или перенапряжения) система самостоятельно определяет поврежденный участок, локализует его и восстанавливает подачу электроэнергии потребителям по резервным ЛЭП.

2. Контроль потерь и качества электроэнергии

Непрерывный сбор данных помогает сводить баланс электроэнергии в непрерывном режиме.

Это даёт возможность оперативно выявлять увеличение потерь на отдельных её участках, определять их причину (счётчик вышел из строя или трансформатор тока, выявление фактов воровства электроэнергии, вмешательство в работу счетчика) и осуществлять контроль качества электроэнергии. Просадки напряжения или внезапно выросшие гармоники могут быть следствием действий потребителя или повреждениями в сети.

С помощью этих данных поиск и устранение неполадок в сети и на линии будет производиться быстрее, что принесет пользу как потребителям, так и владельцам сетей.

3. Распределённая генерация и управление спросом

С развитием новых технологий и распространения возможности альтернативной генерации (ветро-, солнечная, гидроэнергетика), повышения их относительной доступности, у потребителей появилась возможность генерировать электроэнергию для себя, а излишки продавать в энергосистему.

В «умных» сетях эти функции выполняет цифровая система. Она самостоятельно включает и выключает те или иные источники энергии в энергосистему в моменты их максимальной эффективности [4].

Классические «умные» сети в электроэнергетике обладают следующими характеристиками:

- способность управлять работой потребителей;
- самостоятельное восстановление после сбоев;
- защищённость от физического и кибернетического внешнего вмешательства;
- обеспечение электроснабжения требуемого качества;
- синхронная работа генерирующих источников и центров хранения электроэнергии;
- способность существенно повышать эффективность работы энергосистемы в целом.

В энергосистему г. Барнаула на сегодняшний день постепенно внедряются «умные» технологии посредством установки АСКУЭ (автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии), модернизации системы уличного освещения путем установки осветительных приборов на солнечных батареях, укрепления линий. Понятие «интеллектуальная система учета электрической энергии (мощности) (ИСУ)» закреплена в ФЗ-522 от 27.12.2018 г. «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с развитием систем учета электрической энергии (мощности) в Российской Федерации» [5].

Согласно ФЗ-522, с 01.07.2020 г. установку «умных» приборов учета электрической энергии обязан производить гарантирующий поставщик. Причем все расходы связанные с приобретением, установкой и заменой ПУ, вышедших из строя или исчерпавших свой межповерочный интервал, подлежат включению в состав сбытовой надбавки гарантирующего поставщика. Срок выполнения распоряжения – 2,5 года.

По желания абонента он может использовать свой старый ПУ до истечения его межповерочного интервала, но с 01.01.2022 г. установка счетчиков старого образца будет запрещена.

Это первый шаг к интеллектуализиции энергосетей.

По данным Минэнерго, выгода для сетевых организаций заключается в сокращении вмешательств в работы приборов учета, снижении безучетного пользования, сокращении потерь электроэнергии, предотвращении аварийных ситуаций, возможности оперативного выявления проблемы и ее устранения. Пользователи же смогут самостоятельно, на основе данных, выявить время пикового расхода электроэнергии и выбрать для себя оптимальный тариф, позволяющий потребителю, с одной стороны, экономить, и снизить нагрузки на сеть в пиковые часы, с другой.

Но так как замена будет производиться постепенно из-за относительно высокой стоимости таких приборов учета (от 4000 до 12000 р./шт.), результат от данной меры может быть неочевиден. К тому же, замена ПУ не будет бесплатной. Как уже сказано, расходы будут включены в сбытовую надбавку, а значит, это повлияет на рост тарифов на электроэнергию. Министерство энергетики РФ приводят довод, что интеллектуальные системы станут инструментом для сокращения издержек за счет снижения потерь электроэнергии и операционных

затрат, повышения платежной дисциплины и адресности применения льгот. То есть в идеале благодаря сокращению потерь электроэнергии потребитель может и не заметить роста тарифа.

Исходя из анализа статистики и перспективы развития электроэнергетики страны и г. Барнаула, необходимость внедрений «умных» сетей обоснована. Поэтапный переход к интеллектуализации системы уже начался. В частности, в г. Барнауле и Алтайском крае процесс запущен. Руководитель Министерства энергетики РФ Александр Новак считает, что и отрасль, и государство существенно сэкономят от подключения интеллектуальной системы учета во всех домах и на предприятиях. По подсчетам экспертов, при снижении потерь хотя бы на 20% от нынешнего уровня в год экономия составит солидную цифру – 70 – 80 млрд рублей. Эти средства можно будет направить на обновление инфраструктуры электроэнергетики.

Список используемой литературы

1. Приказ Минэнерго России № 508 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2020-2026 годы» от 30.06.2020 г. – URL: https://minenergo.gov.ru/node/19166 (дата обращения: 06.09.2021).
2. Указ губернатора Алтайского края № 72 Об утверждении схемы и программы «Развитие электроэнергетики Алтайского края» на 2020 - 2024 годы (с изменениями на 29 апреля 2020 года). – URL: https://docs.cntd.ru/document/553274198 (дата обращения: 04.03.2020).
3. Воробьева А. В., Стрижкина И. В. Актуальные проблемы развития энергетики Алтайского края // Актуальные вопросы функционирования экономики алтайского края. – 2017. – № 9. – С. 223–232.
4. Умные сети или SmartGrid. – URL: https://zen.me/1OIUL8 (дата обращения: 04.03.2020).
5. Федеральный закон от 27.12.2018 № 522-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с развитием систем учета электрической энергии (мощности) в Российской Федерации». – URL: http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001201812280018 (дата обращения: 04.03.2020).

Информация об авторах

Сташко В. И. – к.т.н., доцент, Терехина К. С. – студент группы 8Э(з)-81, ФГБОУ ВО «Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова», РФ, Алтайский край, г. Барнаул.

УДК 621.311

РАЗРАБОТКА МОДЕЛИ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ГЕНЕРАЦИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ СОЛНЕЧНЫМИ ПАНЕЛЯМИ НА ОСНОВЕ АЛГОРИТМА ГРАДИЕНТНОГО БУСТИНГА

Попов Андрей Николаевич, oleandr78@mail.ru
Венгерский Александр Дмитриевич, pda0@mail.ru

Аннотация:
На сегодняшний день в Российской Федерации бурными темпами развивается одно из направлений энергетики, именно, распределенная энергетика. Все больше и больше исследований проводится в области возобновляемых источников энергии, создаются государственные программы и выделяются субсидии. Одним из самых перспективных возобновляемых источников энергии является солнечная энергия. Использование солнечных панелей становится все более повсеместным и частым явлением. Однако, производство энергии от солнечных панелей зависит от количества поступающей солнечной радиации, подачу которой люди не могут регулировать, чтобы рассчитать объемы электроэнергии, которые будут произведены солнечной панелью в определенный отрезок времени. Для этого необходимо создание различных математических моделей. Одним из вариантов решения этой задачи является построение модели машинного обучения. Такая модель позволит использовать метеорологические данные для предсказания работы солнечной панели, что, в свою очередь, позволит планировать потребление и производство электрической энергии.

Ключевые слова: возобновляемые источники энергии, машинное обучение, градиентный бустинг, нейронные сети, солнечные панели.

Солнечная энергия – самый распространенный вид энергии на Земле, однако её использование на данный момент ограничено. Технологии солнечных панелей ещё далеки от совершенства, но популярность этого способа производства электроэнергии растет с каждым годом.

Кроме того, правительства различных стран субсидируют применение возобновляемых источников энергии, а также способствуют оптимизации применения традиционных электростанций. Так, например, Постановление Правительства Российской Федерации от 20.03.2019 № 287 вводит новый способ регулирования потребления электрической энергии. Устанавливается механизм управления спросом, который стимулирует потребителей использовать местные накопители или генераторы электроэнергии [1].

Количество достигающей солнечных панелей солнечной радиации зависит от многих метеорологических характеристик окружающей среды. Например, влажности, давления, облачности и так далее. Для описания этой зависимости возможно построить модель машинного обучения, которую впоследствии можно будет использовать для предсказания значений солнечной радиации, а, значит, и объемов электроэнергии, которые сможет произвести солнечная панель.

В работе [2] говорится, что на данный момент подавляющее число используемых алгоритмов являются нейронными сетями. При этом, в работе [3] утверждается, что качество краткосрочного прогнозирования лучше у моделей, основанных на деревьях принятия решений.

Таким образом, было принято решение о построении модели машинного обучения, основанной на алгоритме градиентного бустинга. Градиентный бустинг представляет собой ансамбль слабых алгоритмов, например, деревьев принятия решения, где каждый последующий алгоритм корректирует ошибку предыдущего [4].

В качестве выборки используются данные, которые находятся в открытом доступе на сайте [5]. Данные предоставлены NASA. Для построения модели градиентного бустинга использовалась бесплатная библиотека XGBoost [6].

Методом подбора были установлены следующие параметры модели XGBoost: длина шага – 0,001; максимальная глубина дерева – 12; размер подвыборки – 0,7. Для сходимости алгоритму потребовалось провести 6266 итераций.

Одним из самых важных показателей качества моделей является коэффициент детерминации – доля дисперсии целевой переменной, объясняемая моделью. В случае использования градиентного бустинга коэффициент детерминации составил 93,3 %, что является довольно высоким результатом, так как модели с коэффициентом детерминации выше 80 % считаются уже достаточно хорошими.

На рисунке 1 представлен фрагмент графика сравнения предсказанных моделью значений и истинных значений.

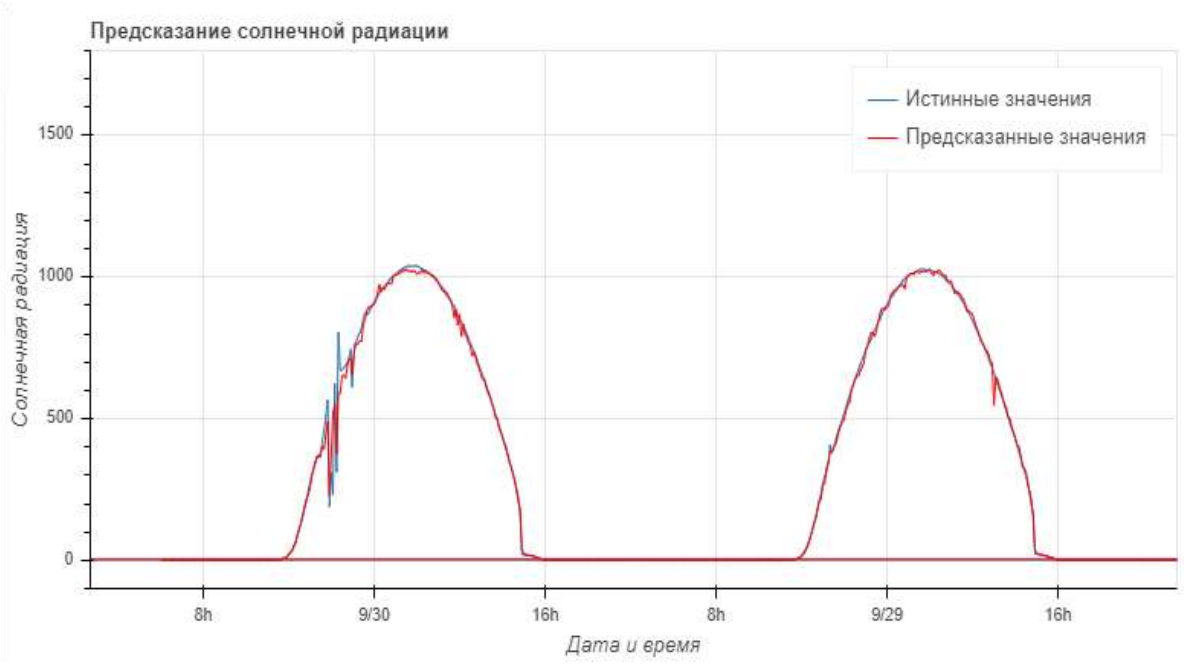


Рисунок 1 – Фрагмент графика сравнения истинных и предсказанных значений

Таким образом, можно утверждать, что более простые модели градиентного бустинга не уступают в точности предсказаний моделям нейронных сетей

и при этом основаны на намного более простых алгоритмах деревьев принятия решений.

Подобная модель является проще нейронной сети, что позволяет использовать меньшее количество ресурсов для её обучения. Кроме того, такие модели прогнозирования будут способствовать более эффективному использованию солнечных панелей, позволят потребителям точнее планировать события управления спросом. Данное исследование привнесет элементы самоорганизующихся энергосистем управления на базе «слабого» искусственного интеллекта в энергетику, что является одним из основных проектных направлений дорожной карты EnergyNet в рамках концепции «Национальной Технической Инициативы».

Список используемой литературы

1. О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам функционирования агрегаторов управления спросом на электрическую энергию в Единой энергетической системе России, а также совершенствования механизма ценозависимого снижения потребления электрической энергии и оказания услуг по обеспечению системной надежности Постановление Правительства Российской Федерации от 20 марта 2019 г. № 287. – Доступ из справ.-правовой системы Гарант. – Текст: электронный.

2. Николаев, А. А. Применение нейросетевых технологий для вычисления потоков суммарной солнечной радиации / А. А. Николаев, Н. В. Исмагилов // Известия высших учебных заведений. Поволжский регион. Естественные науки. – 2017. - № 3 (19). – с. 68-77. – Текст: электронный. – URL : https://cyberleninka.ru/article/n/primenenie-neyrosetevyh-tehnologiy-dlya-vychisleniya-potokov-summarnoy-solnechnoy-radiatsii/viewer

3. Степанов С. М. Нейросетевое прогнозирование генерации электроэнергии солнечными панелями / С. М. Степанов, Н. А. Искра // Доклады БГУИР. – 2018. -№ 3 (113). – с. 26-31. – Текст: электронный. – URL : https://cyberleninka.ru/article/n/neyrosetevoe-prognozirovanie-generatsii-elektroenergii-solnechnymi-panelyami/viewer

4. Фонарев, А. Ю. Обзор алгоритмов бустинга – Текст: электронный. – URL: http://www.machinelearning.ru/wiki/images/9/9a/fonarev.overview_of_boosting_methods.pdf. – Режим доступа: свободный

5. Solar Radiation Prediction Task from NASA Hackaton: сайт. – URL: https://www.kaggle.com/dronio/SolarEnergy (дата обращения 10.09.2020). – Текст: электронный.

6. XGBoost Documentation: сайт. – URL: – Режим доступа: https://xgboost.readthedocs.io/en/latest/ (дата обращения 04.10.2020). – Текст: электронный.

Информация об авторах

Попов А. Н. – к.т.н., доцент, Венгерский А. Д. – студент группы 8Э(з)-81, ФГБОУ ВО «Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова», РФ, Алтайский край, г. Барнаул.

УДК 621.31

ОТ ГОЭЛРО ДО ГОЭЛРО-2. НОВАЯ ВЕХА В РАЗВИТИИ ЭНЕРГЕТИКИ

Коваленко Сергей Викторович, ceregakovalenko@mail.ru
Попов Андрей Николаевич, popov.a.n@mail.altstu.ru

Аннотация:
Развитие экономики и промышленности является главной задачей каждого государства. Самым масштабным и амбициозным планом по модернизации в мировом обществе стал ГЭЛРО. Благодаря нему, «молодое» на тот момент советское государство смогло приблизиться к уровню промышленности ведущих стран мира, не смотря на все внутренние и внешние распри. По этой причине, в современном мировом сообществе идут разговоры о создании ГОЭЛРО-2. Оно не является идейным продолжением первого, однако также несет в себе коренные изменения промышленности и экономики стран участниц. Главным, по мнению создателей этого плана, должен являться переход на цифровое управление всеми аспектами общества, что будет исключать как человеческий фактор ошибок, так и необходимость сменности персонала при круглосуточной работе. Таким образом, произойдут изменения не только в промышленности и экономике, но и в корни измениться социальный уклад общества.

Ключевые слова: ГОЭЛРО, ГОЭЛРО-2, глобальная модернизация, цифровизация, электроэнергетика, электрификация.

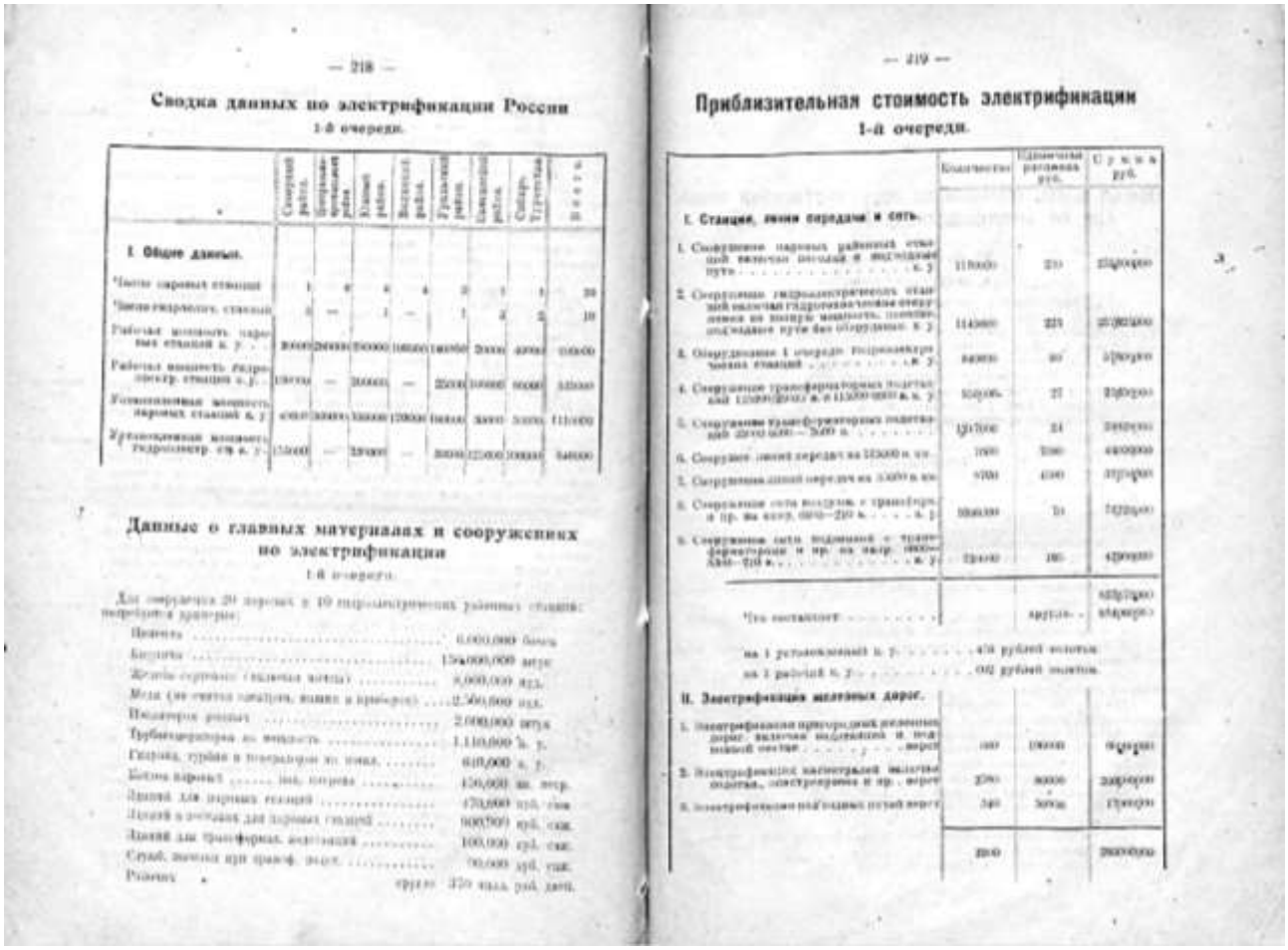
Электричество – один из самых необходимых товаров в современном мире. Большая часть устройств и приборов, которые находятся у нас дома и на предприятиях, потребляют электроэнергию. Без них мы не можем представить нашу жизнь. Но несмотря на это, история электроэнергетики не столь продолжительна, как может показаться на первый взгляд.

Люди древности знали о существовании рыб, обладающих способностью вырабатывать электричество. Однако изучением данного вопроса никто не занимался. Только в 1600 г., Уильям Гилберт ввел понятие «электричество» («янтарность», от др.-греч. ἤλεκτρον: [электрон] – янтарь), а настоящим началом всеобщего изучения стала теория Бенджамина Франклина 1747 г., в которой он ввел понятия положительного и отрицательного заряда. Массовое внедрение электричества началось в конце XIX века [1].

Изначально, применялось постоянное напряжение как более простой в получении, так и более безопасный вариант передачи. Но с ростом количества электроприемников начали проявляться минусы данного вида тока. При больших расстояниях передачи, при невозможности изменить величину тока и напряжения (трансформировать), потери мощности значительно больше, чем при постоянном с применением повышающих трансформаторов. Так, после создания в 1889-1890 гг. Доливо-Добровольским асинхронного двигателя и системы трехфазного тока, которые были значительно дешевле постоянных аналогов, весь мир начал переходить на переменный ток.

В Российской империи первым электрифицированным объектом является Литейный мост в Санкт-Петербурге. В 1879 г. при его строительстве было

выполнено электрическое освещение, за место классического газового. Дальнейшее развитие привело к тому, что к 1920 г. в России имелось большое число разрозненных генераторных станций, которые работали только в городах и на предприятиях. Их мощности не хватило бы на питание небольшого региона страны. Поэтому, новым правительством, на тот момент РСФСР, на XVII Съезде Советов было принято решение о разработке плана всероссийской электрификации – ГОЭЛРО [2]. Была собрана государственная комиссия, состоящая из 8 человек (инженеров и профессоров), которые за 10 месяцев разработали данный проект и 22 декабря 1920 г. на XVIII Съезде Советов был окончательно утвержден план ГОЭЛРО, рассчитанный на 15 лет. В качестве выдержки из документа на рисунке 1 приведен расчет необходимых финансовых, человеческих и материальных затрат на его реализацию.



— 218 —

Сводка данных по электрификации России

1-й очереди.

I. Общие данные.

Данные о главных материалах и сооружениях по электрификации

1-й очереди.

— 219 —

Приблизительная стоимость электрификации

1-й очереди.

I. Станции, линии передачи и сеть.

II. Электрификация железных дорог.

Рисунок 1 – Расчет финансовых, человеческих и материальных затрат ГОЭЛРО

Несмотря на то, что в начале документа были указаны авторы, в обществе созрели мифы об истинном составителе. Основные четыре предположения представлены в статье [3]. Согласно ним, авторство могла принадлежать как лично Ленину, так и группе из более сотни инженеров, ученых и представителей регионов. Однако официальная версия совпадает с указанной в самом тексте документа.

Главные задачи, которые была призвана решить реализация ГОЭЛРО – это перевод всего имеющегося промышленного оборудования на электрическое, постройка новых генераторных станций, подстанций высокого напряжения и линий электропередач большой протяженности. Согласно мировой тенденции, в качестве технического исполнения был принят трехфазный переменный ток, как дешевый способ передачи электроэнергии на дальние расстояния. Для преобразования данного вида энергии в механическую, были использованы асинхронные двигатели, а для генераторов – синхронные машины. Все это позволило значительно уменьшить размеры рабочих установок при сохранении такой же производственной мощности. Так же реализация данного плана унифицировала требования к выпускаемому оборудованию, что в последующем переросло в государственные стандарты (ГОСТы), который стали разрабатываться и на другую выпускаемую продукцию.

Если смотреть о более глобальных результатах ГОЭЛРО, то можно рассмотреть экономическую и социальную области государства. Так общество, с внедрением электричества стало значительно меньше использовать огонь для освещения, что помогло значительно снизить количество пожаров. Постепенно в быту людей стала появляться бытовая техника (радио, телевизоры, холодильники), что позволило сделать жизнь значительно комфортней.

Говоря об экономическом аспекте данного вопроса можно сразу отметить, что основная выгода производителя в переходе на электричество заключалась в том, что не было необходимости устанавливать огромные по своим размерам котельные для получения пара и, как следствие, не надо было нанимать обслуживающий их персонал. Так же КПД электродвигателя значительно выше, чем у двигателя внутреннего сгорания или парового.

Это только малая часть того, чего позволило достигнуть ГОЭЛРО и для того времени, да и сейчас, это крайне рискованный проект. Однако, современные политики ведут речь о ГОЭЛРО-2. Конечно, он не настолько амбициозен, как первый, но несет не меньшие преобразования в обществе. Речь конечно же идет о цифровизации не только энергетики, но и всех аспектов жизни человека [4]. Суть данного проекта заключается в исключении человека из всех операций, связанных с анализом и принятием решений, на основании полученных результатов и оставить только механические функции. Если рассматривать это в рамках энергетики, то предлагается отдать компьютерам диагностику оборудования, выполнение переключений, управление режимами работы системы и т.д. За человеком остается только замена элементов, на которые укажет программа, но в последствии предполагается и это передать роботам.

Таким образом мы придем к системе, которая будет работать автономно и значительно оперативней реагировать на ненормальные режимы, по сравнению с человеком. И это постепенно внедряется в работу. Так, например, повсеместно устанавливаются шкафы телемеханики и сигнализации на станциях и подстанциях. Это позволяет, пока что диспетчеру, наблюдать за работой оборудования и выполнять дистанционно управление коммутационными аппаратами.

За последние 100 лет энергетика нашей страны прошла путь от разрозненной маломощной системы до самой мощной и протяженной единой энергетической системы и заслуга ГОЭЛРО в этом колоссальна.

Список используемой литературы

1. Музей истории энергетики Северо-Запада. – Текст : электронный. – Загл. с экрана. – URL : http://energomuseum.ru/history/nachalo/. – Режим доступа : свободный.
2. Доклад государственной комиссии по электрификации России к 8-му Съезду Советов. – Текст : электронный. – Загл. с экрана. – URL : https://istmat.info/files/uploads/29115/plan_goelro_doklad.pdf. – Режим доступа : свободный.
3. Соловьева, Т. В. Проблема авторства плана ГОЭЛРО. – Текст : электронный / Т. В. Соловьева. – Екатеринбург : Уральский федеральный университет им. первого Президента России Б. Н. Ельцина, 2018. – С. 512-519. – URL: https://www.elibrary.ru/item.asp?id=36441043. – Режим доступа : для авториз. пользователей.
4. Потехин, В. Н. План ГОЭЛРО-2 – основное звено успешного осуществления второй индустриализации России. – Текст : электронный / В. Н. Потехин. – Екатеринбург : СМИ «Вторая индустриализация России», 2020. – С. 137-149. –URL: https://www.elibrary.ru/item.asp?id=44056889. – Режим доступа : для авториз. пользователей.

Информация об авторах

Коваленко С. В. – студент магистратуры группы 8Э-01, Попов А. Н. – к. т. н ., доцент ФГБОУ ВО «Алтайский. государственный технический университет им. И. И. Ползунова», РФ, Алтайский край, г. Барнаул.

УДК 621.311

РАЗВИТИЕ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ СИСТЕМ УЧЕТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ (МОЩНОСТИ) В РОССИИ

Дорохов Александр Сергеевич a.petrov9891@gmail.com
Сташко Василий Иванович, diael@mail.ru

Аннотация:

В статье говорится рассматривается федеральный закон о развитии интеллектуальных систем учёта в России. Проблема акцентируется на том, что в итоговой редакции не содержится реального механизма внедрения программы интеллектуализации электросетей, что создает множество других проблем для энергокомпаний. В частности, реализация закона в нынешнем виде может быть чревата не только ростом перекрёстного субсидирования, но и другими проблемам, такими как, например, отсутствие подзаконных актов и норм, короткие сроки внедрения интеллектуальных систем учёта и т.д. Некоторые пути и способы решения данных проблем применительно к «умным» сетям г. Барнаула приведены в данной статье.

Ключевые слова: сеть, интеллектуальный учёт, счётчик, тариф, потребитель, электроэнергия, система, энергокомпания

В декабре 2018 года был подписан федеральный закон о развитии интеллектуальных систем учёта (ИСУ) в России. Итоговая редакция законопроекта не содержит реального механизма финансирования программы интеллектуализации электросетей, что грозит ростом объёма перекрёстного субсидирования. Данный федеральный закон напрямую касается населения: граждане перестанут быть собственниками приборов учёта. С 1 июля 2020 года счётчики в многоквартирных домах (МКД) перейдут в ведение энергосбытовых компаний – гарантирующих поставщиков (ГП); за приборы учёта остальных потребителей будут отвечать сетевые компании – подразделения «Россетей». Расходы сетей и сбытов на счётчики частично будут включены в тариф, а в случае с сетями – компенсированы и через плату за техприсоединение (ТП). Компании, не обеспечившие потребителей «умными» приборами учёта, начнут штрафовать с 2023 года.

По данным Министерства энергетики, сейчас в России насчитывается около 75,8 млн точек учёта: 10 млн приходится на юридических лиц, 16,5 млн – на объекты индивидуального жилищного строительства (ИЖС), 3,6 млн – точки подключения потребителей, приравненных к населению, и 45,7 млн – точки учёта в МКД [1]. Сейчас 85% точек учёта оборудовано обычными счётчиками, 11% – интеллектуальными, а 4% совсем не имеют счётчиков.

По данным сетевых компаний существует потребность в 20 млн ИСУ (точки учёта по границам балансовой принадлежности) [2]. Стоимость замены 50 млн счётчиков по минимальной цене в $100 за прибор составит $5 млрд. Необходимо также иметь в виду, что стоимость современного счётчика с

дополнительным функционалом может составлять и $300. В таком случае ежегодные финансовые потребности при замене приборов учёта могут вырасти до 90 млрд рублей.

На данный момент ситуация острой нехватки денежных средств подтверждается руководством сетевых компаний. По закону право на установку счётчиков разделено между ГП (приборы учёта в МКД) и сетями (прочие потребители). Минэнерго также предложило включить затраты на приобретение, установку, замену приборов учёта и другого необходимого оборудования в тарифы ГП и сетевых компаний. Также часть средств может быть включена в состав платы за подключение к сетям новых потребителей. В расчёте тарифов будет учитываться «эталонная» (минимальная) цена счётчика с минимальным набором обязательных функций. Сети и сбыты смогут устанавливать и более «продвинутые» модели, но доплачивать за них им придётся компаниям из собственных средств.

В законе не учтён ряд принципиальных моментов. Из текста следует, что все потребители должны быть обеспечены ИСУ в течение менее чем двух лет, что физически невозможно, особенно с учётом сроков проектирования систем. ИСУ с 2020 года должны быть оборудованы все вводимые в России дома, но отсутствие подзаконных актов и норм не позволяет корректировать проекты уже строящихся домов, не прописан механизм передачи прав на счётчики в случае лишения статуса ГП. Сети и сбыты будут оштрафованы за непредоставление минимального функционала интеллектуального учёта с 2023 года, но уже с 2021-го они обязаны будут применять расчётные способы тарификации при отсутствии таких приборов. Фактически это будет стимулировать недобросовестных потребителей выводить ИСУ из строя, ведь в этом случае расчётное потребление может оказаться даже равным нулю.

Основная же проблема закона – отсутствие достаточных источников финансирования программы. В тариф можно будет включать «эталонную» стоимость конкретного прибора учёта, а на какие средства устанавливать общедомовые счётчики и оплачивать другие элементы «умной сети», в законе не написано. ГП также не смогут воспользоваться экономией, которая образуется после внедрения ИСУ: сбыты не оплачивают потери в сетях и ничего не сэкономят при их снижении. Кроме того, надбавка сбытов рассчитывается на основании «эталона» – в этой методике понятие «экономия» отсутствует в принципе. Сети, имеющие право включать расходы в плату за ТП, окажутся, таким образом, в более выгодном положении. Но даже частичное включение расходов на ИСУ в тарифы не решает проблему. Регуляторам нужно учитывать запрет на рост предельных индексов платы граждан за коммунальные услуги. Затраты на счётчики могут быть включены в тарифы только в том объёме, который позволит не превысить инфляционные ограничения.

На сегодня правительством РФ определены целевые инфляционные показатели только до 2019 года включительно. Оценить, какая часть расходов на

ИСУ может войти в тариф, получится только после утверждения целевых показателей инфляции на будущие периоды. Параллельно в правительстве активно прорабатывается тема реформирования системы электросетевых тарифов для более справедливого перераспределения перекрёстного субсидирования. Сетевые компании заявляют, что изменения не приведут к серьёзному росту тарифов – «перекрёстка» будет просто перераспределена между потребителями, а возможный рост платежей уложится в инфляционный рост. Но уже сейчас становится ясно что, «инфляционного потолка» недостаточно – расходы на интеллектуализацию сетей не уложатся в этот объём. Ранее министерство энергетики оценивало стоимость комплексного внедрения ИСУ в России в сумму до 4 трлн рублей.

Конструкция в нынешнем виде чревата ростом «перекрёстки» между населением и промышленностью. Мы столкнемся с фактическим перекладыванием расходов на ИСУ на всех покупателей энергии через котловой тариф, в том числе на участников оптового рынка, самостоятельно создающих собственные цифровые системы. Вырастет не только объём «перекрёстки» между населением и промышленностью, но будут ущемлены и интересы тех, кто уже установил ИСУ за свой счёт. Такие потребители будут фактически «оштрафованы», оплачивая расходы мелкого бизнеса и населения.

Проблемные моменты нужно урегулировать в подзаконных актах, которые сейчас разрабатывают в правительстве РФ. Необходимо отказаться от наказания в виде перехода на расчётный способ оплаты при непредоставлении услуг ИСУ: это исключит соблазн сознательной порчи оборудования; административных штрафов для стимулирования сетей и сбытов будет достаточно.

Также нужно срочно урегулировать вопрос с порядком замены счётчиков до 1 января 2020 года (норма закона создаёт правовую коллизию), сохранить за ГП функции единого окна и право доступа к данным учёта всех клиентов, исключить персональные данные из перечня информации по точкам поставки, что снизит расходы на ИСУ. При этом расходы не только на сами счётчики, но и на другие элементы ИСУ необходимо также учитывать в тарифе.

Необходимо сделать переход к цифровизации более плавным, что снизит финнагрузку на потребителей и участников рынка. Для этого предлагается сделать обязательной установку ИСУ при вводе новых домов. Приборы учёта в уже имеющемся жилье необходимо менять постепенно: регионы смогут устанавливать для энергокомпаний процент от общего количества МКД, которые должны быть переведены на интеллектуальный учёт в конкретном году.

Требуется также отредактировать Жилищный кодекс РФ и разрешить не учитывать расходы на ИСУ при определении предельных индексов платы граждан за ЖКХ. Подобные исключения уже прописаны в законодательстве в отношении концессионных соглашений по теплу: в регионах, где они были заключены, расходы на концессию включаются в тариф без учёта предельных инфляционных ограничений, подобная норма должна быть распространена и на ИСУ.

Список используемой литературы

1. Родин Е., Насветников М., Проблемы законопроекта «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с развитием систем учета электрической энергии (мощности) в Российской Федерации» и пути их решения // Профессиональный журнал «ЭнергоРынок». энергоэффективность и энергосбережение. – 2018. – №6 (161) – с. 37-42. – Текст: электронный. – URL : https://www.vegaslex.ru/analytics/publications/problems_of_the_draft_law_on_amendments_to_certain_legislative_acts_of_the_russian_federation_in_con/ (дата обращения: 08.02.2020).

2. Конфоркам придется поумнеть // Газета «Коммерсантъ» №228. – 2018. – Текст: электронный. – URL : https://www.kommersant.ru/doc/3826813 (дата обращения: 08.02.2020).

3. Федеральный закон Российской Федерации от 27 декабря 2018 года №522-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с развитием систем учета электрической энергии (мощности) в Российской Федерации». – URL : http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001201812280018 (дата обращения: 08.02.2020).

4. Сайт Министерства энергетики Российской Федерации. – URL : www.minenergo.gov.ru (дата обращения: 08.02.2020).

Информация об авторах

Дорохов А. С. – студент группы 8Э(з)-81, Сташко В. И. – к.т.н., доцент, ФГБОУ ВО «Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова», РФ, Алтайский край, г. Барнаул.

УДК 621.311

ПРЕДОПЛАТНЫЕ СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ И УЧЕТА ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Дорохов Александр Сергеевич a.petrov9891@gmail.com
Сташко Василий Иванович, diael@mail.ru

Аннотация:
Системы автоматизированного учета потребления электроэнергии и расчетов за нее по предоплате – сегодня находят всё большее распространение по всему миру. В основе таких систем лежит индивидуальный прибор учета, который отпускает электрическую энергию только на ту сумму, которая уже внесена в качестве оплаченного кредита. В статье рассматриваются технические особенности и принцип работы системы предварительной оплаты за потребленную электроэнергию.

Ключевые слова: счётчик, система, электроэнергия, потребитель, смарт-карта, мощность, информация.

В настоящее время накоплен определенный опыт разработки и создания средств предварительной оплаты в ряде стран мира. Данный принцип оплаты можно ввести, используя электросчетчик с предварительной оплатной со смарт-картой. Эта система, основанная на пластиковых карточках оплаты, благодаря которым происходит передача информации о потребленной энергии от счетчика к информационно аналитическим системам и обратно. Остановимся более подробно на предоплатных системах на интеллектуальных карточках сокращенно СПОЭ (система предварительной оплаты электропотребления). Система состоит из следующих компонентов: Электронный счетчик с устройством чтения и записи на пластиковую карточку, в качественных системах сохраняет информацию в статистическом режиме, то есть можно анализировать потребление по времени суток [1].

Ряд основных функций предоплатных электросчетчиков может активироваться дистанционно с помощью команд, программируемых службой поддержки и передаваемых на счетчик через смарт-карту и торговую систему. Это значительно уменьшает необходимость посещения мест установки счетчиков. Хотя все эти функции содержатся в счетчике как стандартные, некоторые из них могут использоваться только в том случае, если система технической поддержки имеет соответствующие технические средства.

Эти электросчетчики имеют функцию, позволяющую проводить дистанционное изменение данных по владельцу смарт-карты с помощью команд, записанных на смарт-карту через торговую систему. Доступность этой функции зависит от возможностей системы технической поддержки. Она не является автоматически доступной при использовании традиционных систем.

Функция изменения данных по владельцу действует следующим образом. При необходимости изменения данных по владельцу для конкретного счетчика создается команда «закрытие счетчика», которая загружается через смарт-карту

потребителя и торговую систему как часть нормальной кредитной транзакции. Команда содержит метку времени/даты, определяющий, когда произойдет закрытие счетчика. При наступлении запрограммированной даты и времени закрытия счетчик проводит следующие операции СОТ (change of tenancy): удаляет текущую смарт-карту, размыкает контактор питания и выводит на дисплей сообщение «OFF» (Откл). Сохраняет текущий статус счетчика - т.е. показания потребления электроэнергии в киловатт-часах (кВт-ч) по отдельным ставкам, показание общего потребления электроэнергии в киловатт-часах (кВт-ч), абсолютный уровень кредита и связанные с ним флаги, оставшийся долг. Все это составляет окончательные показания исключаемого потребителя. После выполнения команды закрытия счетчик находится в режиме «изменение данных по владельцу». Смарт-карта исключаемого потребителя больше не принимаются счетчиком, рабочее состояние счетчика «заморожено», электропитание отключено. Для завершения процесса СОТ с помощью команды «открытие счетчика» выпускается и программируется новая смарт-карта для вносимого потребителя.

При введении в счетчик новой смарт-карты следующие за этим действия будут зависеть от конфигурации СОТ счетчика (заводской установки). Возможны следующие действия: обнуление оставшегося кредита; установление кредита; обнуление оставшегося долга, долгового платежа за неделю, обнуление регулярного платежа, обнуление платежей за единицу электроэнергии, установка отсутствия отложенного тарифа, обнуление всего принятого кредита, обнуление регистров потребления электроэнергии [2].

В дополнение к перечисленным действиям счетчик может быть запрограммирован на запись окончательных показаний счетчика (т.е. изменение данных по владельцу - СОТе) исключаемого потребителя на смарт-карту, и продолжать это до тех пор, пока получение этих показаний не будут подтверждено торговой системой. После подтверждения приема этих показаний (СОТе) счетчик начнет запись на смарт-карту обычных текущих показаний.

Если служба поддержки не имеет сведений об исключении предыдущего потребителя, но должна переустановить счетчик для нового пользователя, на смарт- карту может быть запрограммирована команда «открытие счетчика». После ее принятия счетчик произведет действия, определенные в его конфигурации СОТ.

Важной функцией этих счетчиков является возможность принимать дистанционно запрограммированные команды для регулировки величины кредита на счетчике. Доступность этой функции зависит от возможностей системы технической поддержки. Она не является автоматически доступной при использовании традиционных систем. Максимальное регулирование кредита, которое может быть принято счетчиком, ограничено обычным максимальным уровнем кредита. Если прием команды не будет подтвержден счетчиком, о чем в торговую систему будет отправлено обратное сообщение. Необходимо будет заново ввести на смарт-карту сумму кредитного регулирования.

Использование предоплатных электросчетчика позволяет гарантированно собирать платежи за электроэнергию, оптимизировать денежные потоки и

повысить культуру обслуживания абонентов за счет предоставления возможности полнее контролировать собственное энергопотребление [3].

В счетчике реализован принцип аналогово-цифрового преобразования величин напряжения и тока с последующим вычислением мощности и энергии. Токи напряжение в цепи переменного тока измеряются при помощи трансформаторных датчиков тока и резистивных делителей напряжения (см. рисунок 1).

Напряжения подаются непосредственно на основную плату счетчика через резистивные делители, используемые для согласования уровней входных сигналов с измерительной СБИС. Для обеспечения требуемой точности необходимо использовать высокоточные, металлопленочные резисторы с минимальным температурным коэффициентом.

Микроконтроллер обрабатывает и запоминает измеренные данные в памяти счетчика, кроме того обеспечивает вывод данных на ЖК-дисплей и передачу их через интерфейсы (USB) счетчика. Входные сигналы напряжения и тока преобразуются соответственно АЦП и считываются микроконтроллером. Используя преобразованные величины фазных токов и напряжений, микроконтроллер вычисляет активную и реактивную мощности и интегрируется потребляемая энергия.

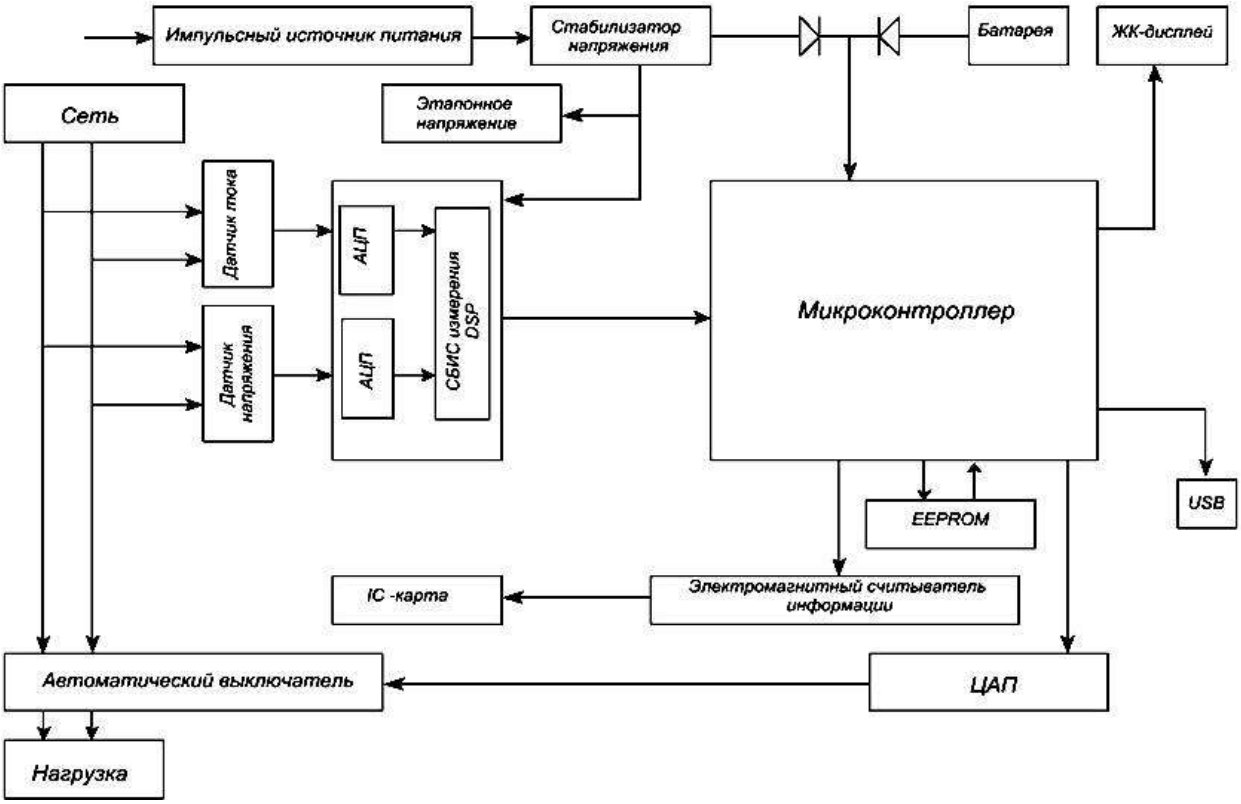


Рисунок 1 - Принцип построения предоплатных электросчетчиков

Преобразование величин и другие расчеты выполняются с использованием специализированной интегральной схемы СБИС, включающей в себя цифровой сигнальный процессор с тремя встроенными аналого-цифровыми преобразовате-

лями (АЦП) [4 - 6]. Принцип работы системы заключается в определении значений напряжения и тока, снимаемых с датчиков:

$u = U \cos\omega t$, $i = I \cdot \cos(\omega t - \varphi)$,

где U, I – эффективные значения напряжения и тока;

ω – угловая частота переменного тока;

φ – разность фаз напряжения и тока.

Значение мгновенной мощности:

$p = u \cdot i = U \cdot \cos \omega t \cdot I \cdot \cos(\omega t - \varphi) = UI\,[\cos \varphi + \cos(2\omega - \varphi)]$,

Интегрируя мгновенную мощность, определяем полную мощность потребляемой электроэнергии:

$P = pdt = UI\,[\cos \varphi + \cos(2\omega - \varphi)]dt = UI \cos \varphi = UI\lambda$.

Рассматривая значения мощности во времени, находится значение потребляемой электроэнергии: $W = Pdt = UI \cos \varphi\ dt = tUI\lambda$. Учитывая, что мощность пропорциональна напряжению, то в процессе обработки информации напряжение преобразовывается в импульсы, частота которых определяет количественный показатель мощности. Подсчет числа импульсов дает информацию о суммарной потребляемой электроэнергии. Для повышения точности определения мощности, расходуемой потребителем, увеличена частота дискретизации. При этом энергия определяется как:

$$\Delta W = \frac{\text{Рн}+\text{Рк}}{2} \cdot T_{оптим,}$$

где Рн – начальное значение мощности интервала дискретизации;

$T_{оптим}$ – оптимальное время дискретизации.

Для хранения основных данных в микроконтроллере используется флэш-память, она обеспечивает во время перерывов в подаче питания сохранность всех ключевых данных о его конфигурации, констант, значения активной и реактивной энергии по тарифам, максимальную и накопленную мощность по тарифам для многотарифного режима измерений, предыдущие данные по тарифам [7]. Кроме того, в флеш-памяти хранится информация о количестве сбросов максимальных значений мощности, количестве перерывов питания, количестве связей со счетчиком, приводивших к изменению каких-либо данных (конфигурации), данные графика нагрузки.

Особенностью предлагаемой системы предоплаты является то, что на смарт- карте хранится номер счетчика, последние показания счетчика, количество оплаченной энергии. Данная информация регистрируется и проверяется при каждом обращении в компанию по предоставлению электроэнергии. При этом исключается несанкционированный доступ к данным в смарт-карте и их изменение.

Достоинствами данной системы является: упрощение контроля за расходом электроэнергии, нет необходимости создавать неудобства клиентам путем постоянного посещения и контроля показаний счетчика; упрощается обработка

данных о покупке электроэнергии, ее использовании; обеспечивается 100%-ная оплата за электроэнергию потребителями; система проста в установке; рассматривается широкий диапазон нагрузок; низкое энергопотребление счетчиком; хорошая стабильность системы; малые размеры; малый вес; высокая точность измерений.

Примером предоплатного электросчетчика может служить счетчик ACE9000 KBD (см. рисунок 2), который является последней разработкой Actaris в хорошо известной серии счетчиков с предварительной оплатой за электроэнергию и представляет собой счетчик электроэнергии с электронным ключом, соединяющий функции измерения с системой управления подачей электроэнергии потребителям [8]. Счетчик предназначен для измерений активной электроэнергии в однофазных двухпроводных сетях переменного тока. Обладая расширенными функциональными возможностями, счетчики ACE9000 KBD имеют современный эргономичный дизайн и компактный корпус.

Преимущества электросчетчика: гибкость формирования периодов гарантированного подключения абонентов, обеспечение двустороннего информационного обмена: передача данных о потреблении и дистанционное управление счетчиком при помощи электронного ключа, многотарифный учет с поддержкой блочных тарифных схем, высокий уровень культуры обслуживания абонентов, защита от несанкционированного доступа и хищений электроэнергии.

Рисунок 2 - Предоплатный счетчик ACE9000KBD

Представляет собой карту с интегральной микросхемой (integrated Circuit (ic) Card - Chip Card), оснащенную одним или несколькими компьютерными микрочипами или интегральными микросхемами для идентификации и хранения

данных или их специальной обработки, используемая для установления подлинности личного идентификационного номера (PIN), выдачи разрешения на покупку, проверки баланса на счету и хранения личных записей. Главными требованиями к электронным картам в системах с предоплатой считаются достаточный емкость памяти, защищенность самих карт и считывателей от вандализма также защищенность переносимой картами информации.

Считыватели карточек устанавливаются в открытых для доступа местах, поэтому необходимо предъявлять повышенные потребности к их вандалозащищенности. Сразу необходимо так проектировать счетчики, дабы выход из строя считывателя никак не нарушал работоспособность прибора в целом. Щелевое отверстие пластиковой карты защищено от вандализма в наименьшей степени. Наилучшими в этом смысле являются считыватели бесконтактных индукционных карт. Все же бесконтактные индукционные карты с памятью в России редко применяются, по причине высокой стоимости считывателей для них.

Второй аспект систем предоплаты связан с защищенностью информации. Поскольку средство охраны должно отвечать реальным угрозам информации, оценим подлинные угрозы в данном случае. Структура систем с предоплатой предполагает наличие некоего банковского учреждения, в котором установлены АРМ расчета задолженностей, приема платежей. По оплате на карте фиксируется электронная квитанция, которая также должна быть доставлена покупателем к счетчику для продолжения его работы.

Таким образом, в данном приложении карта не является средством платежа, а только средством доставки квитанций, автоматизирующим процесс ввода информации в счетчик. Существуют счетчики с клавиатурной панелью, на которой покупатель набирает цифровой код, распечатанный ему на бумаге в банковском учреждении. В этом случае роль электронной карточки выполняет лист бумаги с цифрами. Защищенность такого носителя никак не меньше чем карты в нашем случае и также определяется исключительно методами подготовки цифровой платежной квитанции.

Спрос на защиту систем со смарт-картами постоянно растет. Операторы услуг больше не отказываются от применения систем защиты (СЗ) не только в связи с ростом мошенничества, а также в связи требованиями государственных и международных законов, указывающих на необходимость применения соответствующих механизмов защиты. Во многих существующих системах при подтверждении идентификации, для получения услуг, а также для управления ими используется только персональный идентификационный номер (PIN) или пароль. Данная «слабая идентификация» - крайне ненадежна, поскольку велика вероятность подслушивания или замены PIN или пароля. Вместо этого целесообразнее использовать механизмы защиты, основанные на криптографических ключах и алгоритмах шифрования.

В качестве средства доставки сообщений электронная карта подвержена риску уничтожения информации (восстановить ее в этом случае не представляет проблемы в банковском учреждении), искажения также подмены информации на карте. Отметим важное обстоятельство: карта в платежной либо информационной системе является носителем денежных средств, ключом доступа к счету либо

конфиденциальной информации, поэтому вскрытие ее представляет интерес для сторонних злоумышленников. В рассматриваемой системе сторонние злоумышленники в наименьшей степени заинтересованы в подделке и вскрытии карты, наибольший интерес она представляет именно для ее владельца. Для устранения угроз искажения и подмены информации цифровая электронная квитанция должна быть зашифрована. Шифрование и расшифровывание осуществляются никак не картой, а контроллером электронного счетчика, а также компьютером банковского центра по согласованным алгоритмам. Поэтому степень защищенности цифровой платежной квитанции может полностью определяться методами кодирования, но никак не типом носителя, каковым только также является электронная карта либо листок бумаги.

Современные методы кодирования позволяют определить, как изменение кода в процессе передачи, так и поползновения повторной подстановки одних и тех же кодов (повторное предъявление квитанции без другой оплаты). Следовательно, при использовании криптографических методов в электронном счетчике, а также компьютере банковского центра электронная разновидность платежной квитанция становится средством удобной доставки информации и ее облегченного ввода в счетчик. Отсюда видны потребности к такому устройству: достаточная емкость памяти, надежность и долголетие в бытовых условиях, бесхитростный и надёжный интерфейс. Непосредственно сама пластиковая карточка (смарт-карта) имеет такую же технологию, что и на картах Виза. Терминал оплаты, который состоит из компьютера, картридера для чтения и записи информации с карточки и специального программного обеспечения.

На терминалах оплаты информация о транзакциях оплаты за электроэнергию поступают непосредственно в банковские системы с дальнейшей распечаткой квитанции. После записи информации о предоплате в карточку, абонент приходит домой вставляет карточку в счетчик и на дисплеи высвечивается данные о приобретенной им энергии. Далее потребитель начинает использовать электроэнергию, и кредит начинает уменьшаться с каждым используемым киловаттом электрической энергии. После того как кредит закончиться счетчик блокирует электрический контур, и абонент остается без энергии до тех пор, пока он не оплатит электроэнергию за следующий расчетный период. Данные системы дисциплинируют потребителей к своевременной оплате и экономии энергии, и на прочь решают проблемы с неплательщиками.

Анализируя большой ряд вариантов развития коммерческого учета и возможные способы оплаты за электроэнергию, можно прийти к выводу о необходимости развития и внедрения карточной (картридер) предоплатой системы. Именно эти системы оплаты займут в будущем доминирующее положение на розничном рынке продажи электроэнергии.

Весь мир весьма уверенно переходит на карточную систему безналичных оплат. Оплата всевозможных услуг, выдача зарплаты, купля-продажа во всех магазинах, даже крупные взаиморасчеты производятся карточками. Переход на карточную систему оплаты стало следствием массового открытия индивидуальных банковских счетов населением. Расчеты за электроэнергию не исключение. Америка, передовые страны Европы, Япония, Китай уже широко внедрили эту

систему, имеют соответствующие счетчики и весьма успешные программы обеспечения этого метода. По этому пути, с учетом опыта зарубежных стран необходимо двигаться и России.

Список используемой литературы

1. О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии: постановление Правительства РФ от 04 мая 2012 г. № 442 . – URL : http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_130498 (дата обращения: 10.02.2020).
2. АО «Астарис»: официальный сайт. – URL : https://actaris.nt-rt.ru/ (дата обращения: 10.02.2020).
3. Федеральный закон об электроэнергетике от 26 марта 2003 года. – Москва: ЭНАС, 2017. – 112 с. – Текст: электронный // Лань: электронно-библиотечная система. – URL: https://e.lanbook.com/book/104499 (дата обращения: 10.02.2020).
4. ФЗ № 522 ОТ 27.12.2018 г. о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с развитием систем учета электрической энергии (мощности) в Российской Федерации. – URL : http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_314661 (дата обращения: 10.02.2020).
5. Зарубежная электроэнергетика / Ассоциация «НП Совет рынка» http://www.np-sr.ru/market/cominfo/foreign/index/html (дата обращения: 10.02.2020).
6. Предоплатные счётчики. – URL : https://www.elec.ru/viewer?url=/files/2014/10/22/energomera.pdf (дата обращения: 10.02.2020).
7. Стратегия развития электросетевого комплекса. – URL : https://www.rosseti.ru/about/mission/511R.pdf (дата обращения: 10.02.2020).
8. «Компьютерные технологии в энергетика», Всерос. Конф. (2001; Москва). Сборник докладов Всероссийской конференции «Компьютерные технологии в энергетика» (10-15 сентября. 2001 г.). [Текст] / - М., 2001. – 523 с.
9. Правила устройства электроустановок [Текст]/ Минэнерго РФ. – 7-е изд., перераб. И доп. Введ. с 01.01.2003. – Москва: Альвис, 2014.
10. РД 34.11.114-98 Учет электрической энергии и мощности на энергообъектах. Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Основные нормируемые метрологические характеристики. Общие требования [Текст]. Введ. с 01.03.1998. - Москва: ЗАО «Издательство НЦ ЭНАС», 1998.

Информация об авторах

Дорохов А. С. – студент группы 8Э(з)-81, Сташко В. И. – к.т.н., доцент, ФГБОУ ВО «Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова», РФ, Алтайский край, г. Барнаул.

УДК 338.45:621.31

АНАЛИЗ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ В РФ

Зыкин Алексей Михайлович, zykin_79@bk.ru
Сташко Василий Иванович, diael@mail.ru

Развитие энергетической отрасли имеет огромное значение для любой страны. Чтобы объективно оценить состояние энергетики сегодня и определить направление ее развития в РФ, необходимо рассмотреть неоднозначные поворотные моменты, которые и определили ее становление.

До 1990 года в СССР ежегодный прирост мощности в энергетике составлял не более 15 ГВт.

Анализ динамики прироста мощности энергетики показал, что в период с 1970 по 1990 гг. его падение произошло фактически в два раза.

Начиная с 1990 года, в стране в среднем ежегодно вводили не более 0,3 ГВт. В 1990 году в СССР, по существу, были заморожены работы, направленные на наращивание мощностей генерации энергии. В то время как, например, в США начали ежегодно вводить по 16 ГВт, Китай же вышел на цифру 20 ГВт (рисунок 2). Таким образом, еще в начале XXI века сложилось колоссальное отставание отечественной энергетики от мировой.

Период с 1990 и по 2000 года в России был 10-летием повсеместных неплатежей. При условиях низких тарифов не обеспечивался минимальный уровень обслуживания генерирующего оборудования при его эксплуатации, оплата топлива. Это был период непринятия должных мер и уверенности, что энергетика даже без серьезных вложений сможет и в будущем обеспечивать страну электроэнергией. С 2000 года поиск причин кризиса энергетической отрасли и принятие кардинальных решений с целью ее восстановления начался с московской энергетической системы. В тот момент ОАО «Мосэнерго» объявляло о кризисном состоянии, о росте потребления в пределах до 1 МВт ежегодно, причем без ввода мощностей, и о катастрофической потере резервов, которые были созданы до 1990 года. И, в конечном счете, в 2002 году компания исчерпала весь свой резерв.

Логическим завершением углубления кризиса явилась авария 2005 года. Она отключила примерно половину мощности в г. Москве и захватила соседние области. Около шести электростанций «сели» на ноль или потеряли половину мощности и были на грани полного обесточивания. Однако ситуацию удалось взять под контроль, и через сутки восстановить мощность аварийных источников.

Окончательно переломный момент наступил в январе – феврале 2006 года, когда произошло смягчение климата. Однако, в течение отопительного периода имело место продолжительное стояние температур наружного воздуха ниже - 30 °С. Такая ситуация сыграла критическую роль при теплоснабжении абонентов. Через 3-5 суток происходило выхолаживание зданий, температура в отапливаемых помещениях опускалась существенно ниже уровня комфортности

пребывания, и жители начинают самостоятельно включать электрообогреватели. Это дополнительное электропотребление «разваливало» энергосистему и лишало ее возможности обеспечивать надежное электроснабжение. Как вынужденная мера, наступил период принудительного отсекания от энергосистемы некоторых электропотребителей, которое очень негативно оценивается общественностью.

Причин в сложившейся ситуации несколько. Прежде всего, в основе современной электроэнергетики лежит использование органического топлива: природного газа, нефти и угля. Их запасы настолько быстро расходуются, что совершенно реально можно ожидать их исчерпания в ближайшие десятилетия (кроме угля, запасов которого хватит на несколько сотен лет). Поэтому внимание правительственных органов, промышленности, науки, при рассмотрении условий создания надежного энергоснабжения для будущих поколений, требует принятия мер по энергоснабжению и созданию альтернативных видов производства электроэнергии. Ими являются гидро- и атомная энергетика: ресурсы гидроэнергетики возобновляются, а атомной хватит на несколько сотен лет.

К основным событиям, которые произошли с 2006 по 2016 г. можно отнести следующие:

1) В 2009 году на реке Бурее в Амурской области было завершено строительство Бурейской ГЭС, мощностью 2010 МВт. Первый камень в её основание был заложен еще в 1978 году. Из станций, возведение которых началось в постсоветский период, ток дали Аушигерская ГЭС (мощность 60 МВт), Кашхатау ГЭС (65 МВт), Юмагузинская ГЭС (45 МВт), Толмачевский каскад (45 МВт), Гельбахская ГЭС (44 МВт);

2) Летом 2013 года в селе Яйлю Турочакского района Республики Алтай началась эксплуатация автономной дизель-солнечной электростанции мощностью 100 кВт. В дневное время электроснабжение ведется за счет фотоэлектрических батарей, в ночное - от аккумулятора и дизельного электрогенератора. Этот проект интересен автономностью, опыт которого позволит надежно электрифицировать отдаленные поселения;

3) В начале декабря 2015 г. произошла интеграция энергосистемы Крыма в Единую энергосистему России, позволившая сократить более 60% дефицита мощности в регионе и обеспечить до 18-20 часов подачи электроэнергии;

4) В 2016 г. произошло завершение строительства энергомоста в Крым. Это обеспечило надежное прохождение курортного и осенне-зимнего периодов. В 2016 году было введено 4,3 ГВт новой генерации. Среди введенных энергоблоков есть уникальные объекты. В 2017 г. ведется строительство объектов третьего этапа энергомоста и объектов генерации.

Рассмотрим основные показатели развития энергетической отрасли России в 2016 г. по данным, Министерства энергетики России: выработка электроэнергии составила 1071,8 млрд кВт·ч, электропотребление – 1054,5 млрд кВт·ч,

установленная мощность – 244,1 ГВт, максимум нагрузки – 154,3 ГВт, вводы генерирующих мощностей – 4,29 ГВт.

На конец 2016 года в составе ЕЭС России работали семь Объединенных энергосистем (ОЭС). Параллельно работают ОЭС Центра, Средней Волги, Урала, Северо-Запада, Юга и Сибири. Параллельно работающие в составе ОЭС Востока энергосистемы образуют отдельную синхронную зону, точки раздела которой по транзитам 220 кВ с ОЭС Сибири устанавливаются оперативно в зависимости от складывающегося баланса обоих энергообъединений.

29 декабря 2016 года функции оперативно-диспетчерского управления электроэнергетическим режимом на территории Крымского полуострова, приняты Филиалом АО «СО ЕЭС» (Системный оператор Единой энергетической системы) «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Крыма и города Севастополя» (Черноморское РДУ).

В настоящее время электроэнергетический комплекс ЕЭС (Европейское экономическое сообщество) России входит около 700 электростанций мощностью свыше 5 МВт. На начало 2017 г. общая установленная мощность электростанций ЕЭС России составила 236,34 ГВт.

Государственное регулирование сферы энергетики.

Задача государственных органов заключается в сбалансированном применении прямых и косвенных методов регулирования.

Нужно отметить, что 15 апреля 2014 г. постановлением Правительства Российской Федерации № 321 утверждена разработанная Минэнерго России государственная программа Российской Федерации «Энергоэффективность и развитие энергетики». Ее цель – надежное обеспечение страны топливно-энергетическими ресурсами, повышение эффективности их использования и снижение антропогенного воздействия ТЭК на окружающую среду.

Государственная программа является основой бюджетного планирования Минэнерго России и разрабатывается параллельно и в увязке с подготовкой федерального закона о бюджете.

В ходе подготовки документ прошел активное обсуждение на площадке Аналитического центра при Правительстве Российской Федерации с привлечением представителей заинтересованных органов исполнительной власти и экспертного сообщества, а также в Общественном совете при Минэнерго России.

В целях приведения государственной программы в соответствие с федеральными законами о федеральном бюджете и исполнение ряда поручений Президента Российской Федерации В. В. Путина и Правительства Российской Федерации с 2014 года по настоящее время в государственную программу внесен ряд изменений. В том числе, было увеличено количество показателей (индикаторов) государственной программы с 37 до 62, а ее структура дополнена основными мероприятиями, направленными на:

– строительство, модернизацию, реконструкцию нефтегазохимических предприятий;

– расширение использования природного газа в качестве моторного топлива;

– развитие добычи торфа;

– инновационное развитие организаций топливно-энергетического комплекса;

– развитие международного сотрудничества.

Для обеспечения опережающего развития Дальневосточного федерального округа в государственной программе дополнительно выделены конкретные проекты, индикаторы и ключевые показатели эффективности в части развития электроэнергетики, нефтепереработки, газовой отрасли и угольной промышленности в регионе.

В соответствии с Бюджетным кодексом Российской Федерации государственная программа дополнена правилами предоставления субсидий из федерального бюджета бюджетам субъектов Российской Федерации на ликвидацию перекрестного субсидирования в электроэнергетике, и правилами предоставления субсидий из федерального бюджета бюджету Чукотского автономного округа на компенсацию гарантирующим поставщикам и (или) энергосбытовым (энергоснабжающим) организациям разницы между экономически обоснованными и установленными тарифами на электрическую энергию (мощность) для потребителей Чукотского автономного округа.

Ежегодно ход реализации государственной программы и предложения по ее корректировке проходит общественное и экспертное обсуждение на заседаниях Комитета Государственной Думы по энергетике, Комитета Совета Федерации по федеративному устройству, региональной политике, местному самоуправлению и делам Севера, в рамках Общественного совета при Минэнерго России.

Несмотря на поддержку государства, развитие электроэнергетики сдерживается следующими факторами:

1. Изношенность оборудования. Согласно данным профессора Л. А. Хоменко, средний возраст оборудования ТЭС более 30 лет, причем свыше 60% турбин свой номинальный ресурс выработали. Средний возраст ГЭС – свыше 35 лет, на которых только около 70% оборудования рассчитано на более длительную работу, а половина турбин уже свое отслужила.

Это приводит к резкому падению КПД, который колеблется на ТЭС, к примеру, в районе 35,5%. Для сравнения, в мире этот показатель равен 41,5%. А у паротурбинных блоков КПД еще в полтора раза ниже. Согласно данным профессора, уже в ближайшие годы большинство энергоблоков свой ресурс исчерпают, и российскую энергетику ожидает резкий коллапс. Если ничего не предпринимать, разумеется.

2. Нехватка генерирующих мощностей и слабое развитие электросетей. Даже выработанное электричество невозможно эффективно передавать потребителям. Промышленный потребитель, в свою очередь, использует энергоемкие

технологии (затратность экономики России в 2,3 раза выше среднемировой) – и это третья глобальная проблема.

3. Сокращение объема инвестиций и неэффективное управление ими. Производственные мощности страны в состоянии обеспечить отрасль трансформаторами и генераторами. Однако отток специалистов и отсутствие научных разработок уже проявили некоторое отставание и здесь.

Ошибкой стала приватизация РАО ЕЭС (Российское акционерное общество «Единая Энергетическая Система»). Частные собственники не оправдали ожиданий власти: вместо включения объектов инвестирования в процесс модернизации и переоснащения, они выжимают остатки ресурса из устаревшего оборудования. Их интересует быстрая прибыль в ущерб будущему. Получается абсурдная ситуация, когда государство вкладывает до 90% инвестиций, желая спасти российскую энергетику, а прибыль забирает собственник.

В связи с существующими проблемами в энергетической отрасли в РФ можно выделить стратегические направления ее развития на ближайшие 10-30 лет.

1) Развитие строительства АЭС и ГЭС при базовом использовании углеводородных ресурсов на ТЭС.

2) Ликвидация дефицита мощности в электропотреблении, с чем уже столкнулись филиалы «Мосэнерго», «Ленэнерго» и «Тюменьэнерго». Россия уже не может догнать Китай, который собирается ввести в ближайшее время 70 ГВт новых мощностей, в том числе 25% на гидростанциях, но необходимо пытаться наверстывать потерянное за 15 лет и, прежде всего, свой приоритет в энергомашиностроении.

Сегодня, к сожалению, парогазовые установки создаются на основе закупленных лицензий, или просто покупаются у зарубежных фирм. А без перехода на новую технику нельзя обеспечить энергоэффективность, энергосбережение, увеличение КПД с 30-40% до 55-80%.

Одной из главных специфических проблем российской энергетики является соотношение цен на энергетическое топливо: газ, мазут и уголь. Самым привлекательным по своим качествам при использовании является газ: он экологически чист, обеспечивает более высокий КПД парогенераторов, система приготовления газа к сжиганию требует наименьших затрат среди прочих топливных хозяйств.

Мазут загрязняет поверхности теплообмена топок котлов, содержит серу, вызывает коррозию трубных пучков, загрязняет атмосферу. Уголь содержит золу и влагу, требует размола, сложной подготовки топлива, золоулавливания и создания золоотвалов. Однако, в то же время, мазут стоит в 2-3 раза, а уголь в 1,5-2 раза дороже газового топлива. В период пиковых зимних нагрузок генерирующие компании, как правило, несут убытки из-за вынужденного использования резервного мазутного топлива высокой стоимости.

3) Разработка эффективных альтернативных источников. Разработки ведутся в разных направлениях и находятся на различных стадиях своего развития.

Тем не менее, уже можно выделить ряд технологий, которые способны положить начало инновационной энергетике.

Вихревые теплогенераторы. Такие установки используются достаточно давно, найдя свое применение в теплоснабжении домов. Прокачиваемая через систему трубопроводов рабочая жидкость нагревается до 90 °С. Несмотря на все преимущества технологии, она еще далека от окончательного завершения разработок. Например, в последнее время активно изучается возможность использования в качестве рабочей среды не жидкости, а воздуха.

Холодный ядерный синтез. Эта технология известна с конца 80-х годов прошлого века. В ее основе лежит идея получения ядерной энергии без сверхвысоких температур. Пока направление находится на стадии лабораторных и практических исследований.

Магнитомеханические усилители мощности. На стадии промышленных образцов используют магнитное поле Земли. Под его воздействием увеличивается мощность генератора и увеличивается количество получаемой электроэнергии.

Динамическая сверхпроводимость. Суть идеи проста – при определенной скорости возникает динамическая сверхпроводимость, позволяющая генерировать мощное магнитное поле. Исследования в этой области идут довольно давно, накоплен немалый теоретический и практический материал.

4) Разработка и внедрение инновационных технологий:

– нанопроводниковые аккумуляторы;

– технологии беспроводной передачи энергии;

– атмосферная электроэнергетика и пр.

Нанопроводниковый аккумулятор является видом литий-ионного аккумулятора. Суть изобретения состоит в замене традиционного графитового анода аккумулятора на анод из нержавеющей стали, покрытый кремниевым нанопроводником. Благодаря способности кремния удерживать в 10 раз больше лития, чем графит, стало возможно создавать значительно большую плотность энергии на аноде.

Появление такого вида аккумулятора может означать начало реального вытеснения двигателя внутреннего сгорания и расширение поля применения автономных электронных устройств. Начавшие распространяться в наши дни беспроводные зарядные устройства для всевозможных гаджетов демонстрируют возрождение интереса к беспроводной передаче электроэнергии. Перспективы этого направления колоссальны. Именно в наши дни кризис новой когда-то электроэнергетики делает работы в направление беспроводной передачи электричества чрезвычайно актуальными и ценными.

Атмосферная электроэнергетика объединяет различные способы и проекты получения накапливаемой в атмосфере электрической энергии. Наиболее очевидный путь состоит в захвате колоссальной энергии молний. Атмосферная электроэнергетика может в ближайшие десятилетия стать ведущим направлением в группе технологий, призванных обновить энергетику. Соответствующие

работы сейчас активно ведутся в Массачусетском технологическом институте (Massachusetts Institute of Technology – MIT), есть также и российские разработки. Бесспорным является революционный характер исследований в области получения атмосферного электричества. При этом источник энергии зачастую оценивается как почти безграничный, а затраты по ее получению должны оказаться минимальными.

Таким образом, главным направлением в развитии данной отрасли может быть внедрение новой энергетики, которая обладает огромным потенциалом. Следует ожидать, что в ближайшие годы появятся и другие технологии, разработка которых позволит отказаться от использования углеводородов и, что немаловажно, снизить себестоимость энергии

Список используемой литературы

1. Азнабаева Д. В., Нургалеев Э. Р., Хайбуллина Э. З. Проблемы энергетики в России и за рубежом // Символ науки. – 2017. – Т. 3. №3. – С. 35-39.

2. Герич А. А., Кашапова И. М. Развитие энергетики в России: экологическая и экономическая перспектива // Вестник современной науки. – 2015. – №12-1 (12). – С. 61-63.

3. Дускабилова З. Т. Электроэнертегика России: проблемы и стратегические направления развития отрасли // Экономика: вчера, сегодня, завтра. – 2016. – №9. – С. 116-128.

Информация об авторах

Зыкин А. М. – студент группы 8Э(з)-81, Сташко В. И. – к.т.н., доцент, ФГБОУ ВО «Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова», РФ, Алтайский край, г. Барнаул.

УДК 621.317.785.016.24

МОДЕРНИЗАЦИЯ СИСТЕМ УЧЕТА БЫТОВЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ С ВОЗМОЖНОСТЬЮ ДИСТАНЦИОННОГО ОГРАНИЧЕНИЯ ВОЗОБНОВЛЕНИЯ РЕЖИМА ПОТРЕБЛЕНИЯ

Левен Павел Александрович, pawellewen@mail.ru
Сташко Василий Иванович, diael@mail.ru

Аннотация:
На сегодняшний день современная электроэнергетическая сеть представляет собой сложную техническую систему, характеризуемую различными форматами измерительных и расчетных данных, атрибутивными параметрами объектов генерации и потребления, их свойствами. Проводная связь часто требует развития инфраструктуры сети, что затруднительно в силу ряда факторов: организационных, экономических, технических и т. п. В статье рассматривается возможность и механизм выполнения модернизации систем учета бытовых потребителей с целью обеспечения системы возможности дистанционного ограничения режима потребления и его возобновления. Рассмотрены основные возможности функционирования и принципы работы беспроводного оборудования на примере GSM-модуля и Android-устройства, возможности применения оборудования в производственной деятельности энергосбытовой организации, экономический эффект от модернизации систем учета. Приведен пример моделирования объекта энергопотребления с подключением GSM-модулей к системе учета бытового потребителя. На основании схемы подключения разработан алгоритм дистанционного ограничения режима потребления и его возобновления.

Ключевые слова: беспроводные технологии, системы учета, дистанционное управление, GSM-модуль, режим потребления.

Современная электроэнергетическая сеть – это сложная техническая система, характеризуемая различными форматами измерительных и расчетных данных, атрибутивными параметрами объектов генерации и потребления, их свойствами. Соответственно, использование новых беспроводных технических средств передачи информации выглядит перспективным и актуальным направлением исследований [1].

Исследования в энергетической области становятся более популярны, в связи с возрастающими потребностями в информационной трансформации энергетической отрасли и состоянием доступных информационно-измерительных систем [2]. Использование в настоящее время в энергетической сфере деятельности беспроводных технологий все больше перспективно и экономически выгодно, а использование современных устройств и новых систем позволяют более качественно и оперативно решить повседневные задачи и проблемы, стоящие перед энергосбытовой организацией.

Целью данного исследования является изучение перспективности и актуальности использования современных устройств и новых систем в энергетической сфере деятельности, изучение допустимости реализации механизма модернизации систем учета бытовых потребителей с целью обеспечения системы возможности дистанционного ограничения режима потребления и его возобновле-

ния. Изучение основных возможностей функционирования и принципов работы беспроводного оборудования на примере GSM-модуля и Android-устройства, применение оборудования в производственной деятельности энергосбытовой организации, разработать алгоритм дистанционного ограничения и возобновления режима потребления бытового абонента с помощью моделирования объекта.

Для моделирования и модернизации системы учета бытового потребителя необходимо изучить основные возможности функционирования и принципы работы различного оборудования.

Так, автоматический выключатель TDM ВА-47-29 (рисунок 1) имеет следующие характеристики: номинальный ток – 16 А, номинальное напряжение - 230-400 В, отключающая способность – 4500 А, количество полюсов - 2 шт.

Автоматический выключатель используется для проведения тока в электроцепях в нормальном режиме и мгновенного их разъединения при коротком замыкании или перегрузке. Автомат широко применяется в жилых и общественных зданиях. Установка производится на DIN-рейку.

а

б

Рисунок 1 – Автоматический выключатель - TDM ВА-47-29 (а) и бокс для двухполюсных автоматических выключателей - КМПн 2/2 (б)

Для удобного расположения при создании модели модернизированной системы учета автоматический выключатель следует разместить в специальный бокс для двухполюсных автоматических выключателей наружной установки с прозрачной крышкой и возможностью опломбирования находящегося в нём оборудования.

Характеристики бокса: Модель бокса - КМПн 2/2, степень защиты (IP) - IP30, материал корпуса – пластик, наличие DIN-рейки.

Следующий важный элемент системы - GSM-модуль версии «GSM_V1.2» (рисунок 2). Технические характеристики модуля следующие: напряжение питания: 220-250 В (50/60 Гц), поддержка SIM-карт-GSM / GPRS: 800/900/1800/1900

МГц, максимальная сила коммутируемого тока - 16 А, максимальная мощность - 3500 Вт (существуют GSM-модули большей мощности, но в рамках данного исследования достаточно модуля данной версии).

Рисунок 2 – GSM-модуль версии «GSM_V1.2»

Отличительной особенностью модуля является наличие уникального QR-кода, тем самым появляется возможность присвоить его конкретному абоненту, на определенный адрес.

Оборудование оснащено SIM-лотком (рисунок 3) для считывания SIM-карт общепринятых стандартов, работающих на основе приема/передачи GSM сигнала.

Рисунок 3 – Оборудование имеет SIM-лоток для считывания SIM-карт общепринятых стандартов

Модуль имеет реле-отключения, которым можно управлять с помощью любого устройства на системе Android (рисунок 4) со специальным программным обеспечением (далее-приложением).

Рисунок 4 – Приложение eWeLink для дистанционного управления GSM-модулем

Следующий компонент модернизированной системы учета, распределительная коробка КР135-115 (рисунок 5), необходима для размещения в нём GSM-модуля. Коробка имеет место для опломбирования после приёмки прибора учета, так как он используется в качестве счетчика потребляемой электрической энергии.

Рисунок 5 – Открытый и закрытый (опломбированный) вариант расположения GSM-модуля

Счетчик электрической энергии однофазный «ВЕКТОР-2» (рисунок 6) предназначен для измерения активной энергии в однофазных цепях переменного тока с номинальным напряжением 230 В и номинальной частотой 50 (60) Гц, класс точности – 1, межповерочный интервал - 16 лет.

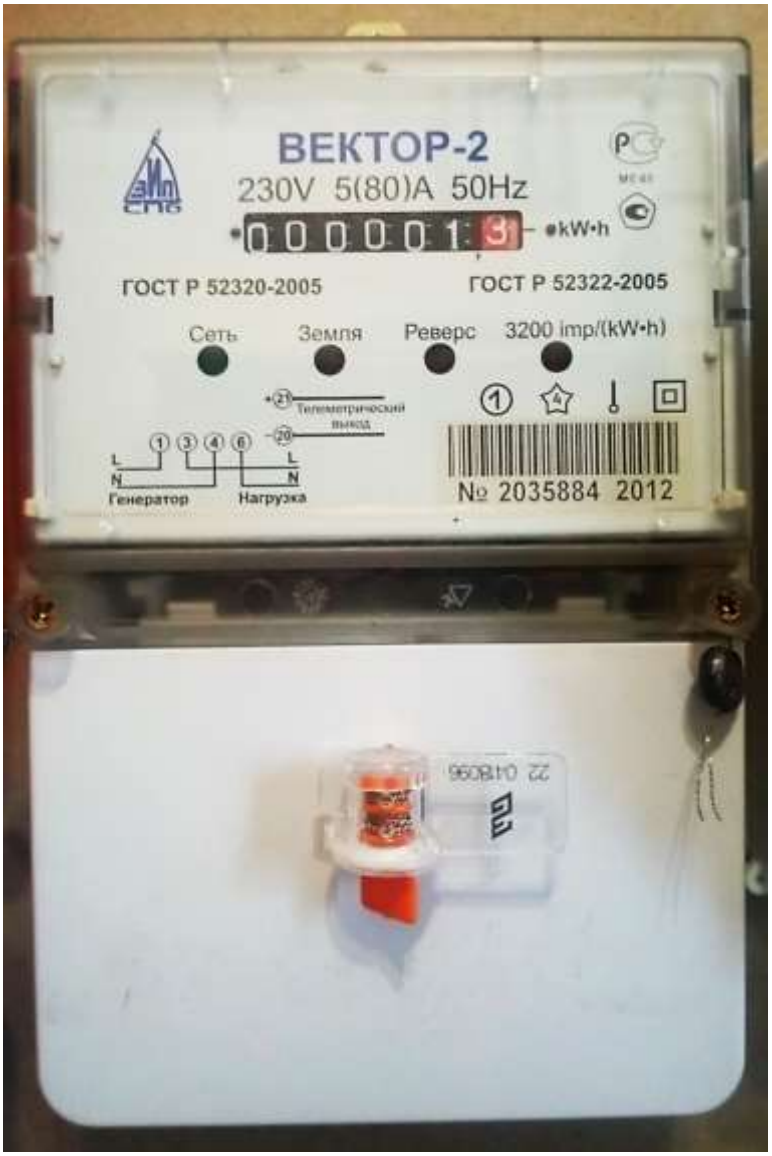


Рисунок 6 – Счетчик электрической энергии однофазный «ВЕКТОР-2»

Автоматический выключатель EKF BA 47-29 имеет следующие характеристики: номинальный ток – 10 А, номинальное напряжение - 230-400 А, отключающая способность – 4500 А, количество полюсов - 1 шт. Автоматический выключатель необходим для оперативного управления участками электрический цепей моделируемого объекта, а также для защиты от токов перегрузки и короткого замыкания. Установка производится на DIN-рейку. Для удобного расположения при создании модели автоматический выключатель следует разместить в специальный бокс. Автоматический выключатель EKF BA 47-29 представлен на рисунке 7.

Рисунок 7 – Автоматический выключатель EKF BA-47-29

Светодиодная лампа Smartbuy (рисунок 8) имеет следующие характеристики: 5 Вт, цоколь Gu5.3, холодный белый свет, частота - 50 Гц., напряжение - 220-240 Вольт. Данное оборудование предназначено для освещения частей моделируемого объекта**.**

Рисунок 8 – Светодиодная лампа Smartbuy

На рисунке 9 представлена модель модернизированной системы учета бытового потребителя. В процессе функционирования данной модели можно визуально ознакомиться с алгоритмом ограничения режима потребления и его возобновления.

Рисунок 9 – Модель модернизированной системы учета бытового потребителя с возможностью дистанционного ограничения режима потребления и его возобновления

Ниже приведен алгоритм дистанционного ограничения режима потребления электроэнергии и его возобновления.

После модернизации системы учета специалист энергосбытовой организации производит считывание уникального QR-кода (рисунок 10) и вносит данные (адрес, дату установки, наличие и номер пломб) потребителя, тем самым идентифицирует его в информационной базе данных на своём Android-устройстве.

Рисунок 10 – Считывание QR-кода и внесение данных

Следует заметить, что при выполнении повседневных задач, Android-устройством оснащен практически каждый специалист в современной организации. В данном случае, использовался смартфон Lenovo K5 Play. Характеристики смартфона: Версия ОС - Android 8.0, Процессор - Qualcomm Snapdragon 430 MSM8937, оперативная память – 3 Гб, память устройства – 32 Гб.

Специалист энергосбытовой организации, при работе с конкретным абонентом, являющимся должником за потребленную электроэнергию, после вручения уведомления потребителю (при отсутствии оплаты от него), производит ограничение режима потребления непосредственно со смартфона или планшета (рисунок 11). После погашения задолженности, режим потребления возобновляется.

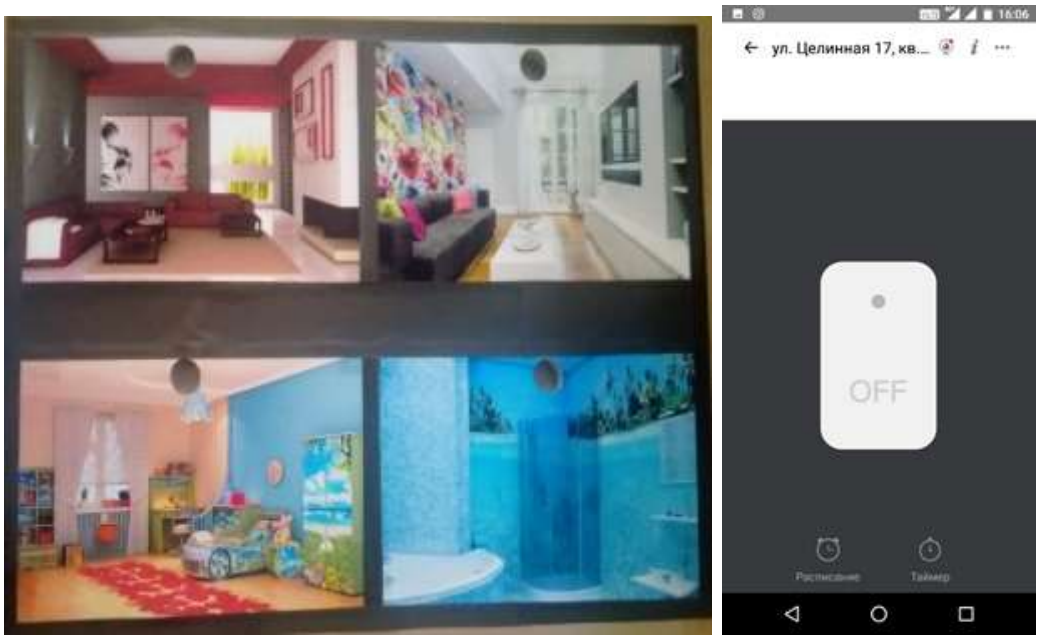


Рисунок 11 – Ограничение режима потребления по конкретному адресу потребителя

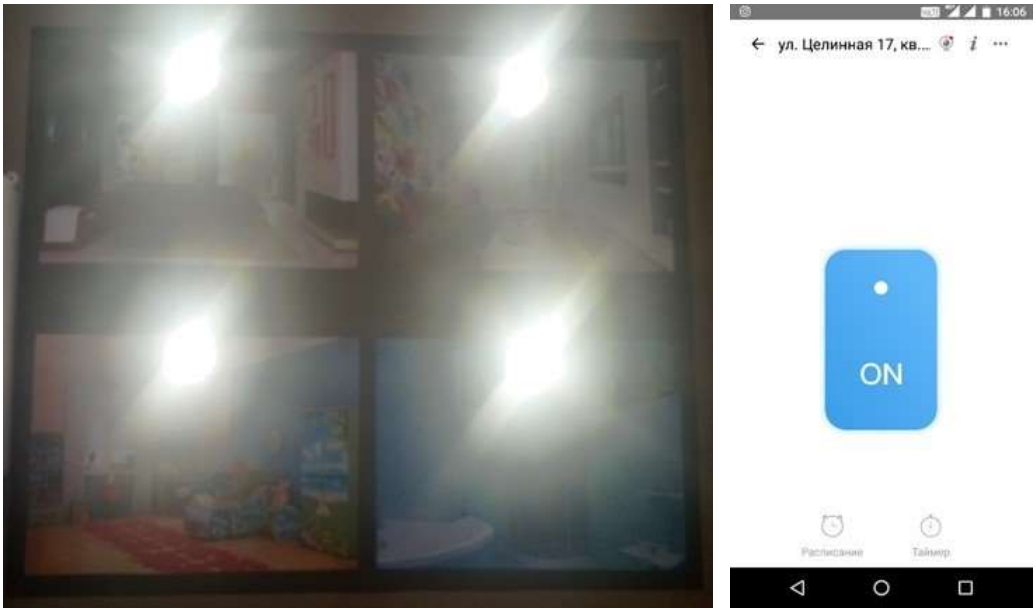


Рисунок 12 – Возобновление режима потребления по конкретному адресу потребителя

Использование беспроводного оборудования и его возможности в современных электроэнергетических сетях является перспективными. Об этом свидетельствует многочисленные положительные факторы, появляющиеся после их применения. К таким факторам можно отнести ограничение режима потребления должников и его возобновления не выходя с рабочего места, оперативное и в любой момент выполнение данной задачи, для реализации нет необходимости привлекать дополнительный персонал и специальную технику. Исходя из этого, следует отметить, что применение беспроводного оборудования в модернизации систем учета бытовых потребителей позволит минимизировать значительные временные и финансовые затраты при выполнении повседневных задач энергосбытовой организации.

Список используемой литературы

1. Кычкин А. В. Протокол беспроводного сбора энергоданных для систем мониторинга реального времени // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Сер. Компьютерные технологии, управление, радиоэлектроника. 2014. Т. 14. № 4. С. 126–132.

2. Распаева А. А. Журнал «Всё о Hi-Tech». Обзор беспроводных технологий связи - 2017. - № 8 (16). - С. 1.

Информация об авторах

Левен П. А., студент группы 8Э(з)-81, Сташко В. И. – к.т.н., доцент, ФГБОУ ВО «Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова», РФ, Алтайский край, г. Барнаул.

УДК 658.26

ОСНОВНЫЕ СПОСОБЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ПРЕДПРИЯТИЙ

Макарова Марина Владимировна, marissa26@mail.ru
Сташко Василий Иванович, diael@mail.ru

Вопросы энергосбережения и повышения энергоэффективности предприятий в последние годы звучат повсеместно. Интерес к теме проявляется как со стороны государства, так и со стороны собственников предприятий, заинтересованных в повышении эффективности своего производства.

Еще в 1996 г. от 3 апреля издан Федеральный закон №28, который регулировал отношения, возникающие в области энергосбережения, в целях создания организационных и экономических условий для эффективного использования энергетических ресурсов.

В рамках новых задач было необходимым принятие нового законодательства содержащего конкретные механизмы регулирования вопросов энергосбережения, и, соответственно, стал необходимым переход от декларативного Закона к Закону работающему. Предметом правового регулирования которого являлись бы общественные отношения в сфере энергосбережения и энергетической эффективности. Такой Закон от 23 ноября 2009 г. был подписан Федеральный закон № 261 «Об энергосбережении», который обязует проводить мероприятия по снижению уровня потребления энергоресурсов и обеспечивать постепенное достижения экономического эффекта в использовании ресурсов зданий, сооружений, промышленных объектов.

Энергосбережение и энергоэффективность на сегодняшний день и во всем мире имеет наибольшую актуальность для развития экономики. Без решения таких проблем как энергосбережение на предприятиях, особенно крупных промышленных, невозможно дальнейшее развитие. Экономия ресурсов – это один из приоритетных факторов снижения производственных затрат, а также извлечение прибыли. Повышение энергоэффективности промышленных предприятий это еще и решение социальных проблем. Совместить свет и экономию на практике реально и возможно. Современные внедрения различных технологий это позволяют.

Топ-менеджеры крупных промышленных компаний, да и не только промышленных, заинтересованы в оптимизации затрат. Ведь снижение потребления энергоресурсов ведет еще и к повышению конкурентоспособности на рынке за счет проводимых мероприятий по снижения затрат на эти же энергоресурсы. Получается, что внедряя мероприятия по энергосбережению предприятия получают экономический эффект в виде снижения стоимости приобретаемых энергоресурсов. За счет модернизации оборудования предприятие снижает риск возникновения аварий, выхода из строя оборудования, не возникают перепады напряжения. И, конечно же, снижается стоимость на энергоресурс, что, опять повторюсь, повышает конкурентоспособность продукции на рынке.

Какие же мероприятия по энергосбережению можно провести в отношении потребляемой электроэнергии?

1. Энергоаудит;
2. Выявление потенциала энергосбережения;
3. Составление программы энергосбережения;
4. Реализация мероприятий по энергосбережению.

Анализ таких проблем как высокая энергоемкость продукции, низкая надежность энергоснабжения, недостаточная эффективность генерации, транспортировки и распределения энергоресурсов, чрезмерная энергоемкость устаревшего технологического оборудования позволяет сформулировать перечень актуальных задач в сфере энергоэффективности, именно российских промышленных предприятий, таких как:

- снижение энергоемкости готовой продукции;
- повышение надежности и качества энергоснабжения;
- актуализация информации о работе энергоинфраструктуры;
- минимизация потерь энергоресурсов;
- инновационная модернизация энергетического и технологического оборудования;

В России множество работающих промышленных предприятий сохранилось еще со времен СССР. Многие из них неоднократно меняли владельца и переоборудовались под выпуск новой продукции. Но есть одна важная проблема – в большинстве случаев эти предприятия имеют повышенные затраты на электрическую энергию, так как на этапе их проектирования не было заложено эффективных энергосберегающих мероприятий. Ведь в СССР энергия была дешевой и не было инфляции.

Энергосбережение на предприятии – прекрасная реально осуществимая идея, но требует грамотного подхода.

Список используемой литературы

1. Информационно - правовое обеспечение «Консультант плюс», Федеральный закон от 03.04.1996 № 28-ФЗ (ред. от 30.12.2008) «Об энергосбережении». – URL: https://legalacts.ru (дата обращения: 13.11.2019).

2. Информационно - правовое обеспечение «Консультант плюс» Федеральный закон от 23 ноября 2009 г. № 261 «об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».

3. Н. А. Петрусева, В. Ю. Коржов, «Комментарий к Федеральному закону от 23 ноября 2009 г. № 261 «об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».

4. Портал «Энергосовет». – URL: www.energosovet.ru (дата обращения: 13.11.2019).

5. Информационный портал. – URL: http://legalacts.ru (дата обращения: 21.11.2019).

Информация об авторах

Макарова М. В., студент группы 8Э(з)-81, Сташко В. И. – к.т.н., доцент, ФГБОУ ВО «Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова», РФ, Алтайский край, г. Барнаул.

УДК 620.9

НЕТРАДИЦИОННЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ ДЛЯ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Сигодин Кирилл Юрьевич, kirillsigodin@mail.ru
Сташко Василий Иванович, diael@mail.ru

Нетрадиционными источниками энергии являются солнце, ветер, океанические приливы, тепло земных глубин. Эти варианты получения энергии как дополнительной используются в последнее время всё чаще. Многие учёные убеждены, что к 2030-2050 гг. нетрадиционные (возобновляемые) источники энергии будут основными, а традиционные потеряют своё значение.

Целью данной статьи является знакомство с нетрадиционными источниками энергии, их достоинствами и недостатками, а также перспективность данного направления развития энергетики с точки зрения внедрения возобновляемых источников энергии в системы электроснабжения промышленных предприятий, городов и сельских населённых пунктов.

Сегодня подавляющее большинство людей знают о том, что запасы углеводородов не беспредельны, что органическое топливо нужно беречь. Вот почему изучение и использование нетрадиционных источников энергии является актуальным. Многие страны довольно широко используют нетрадиционные источники.

Рассмотрим солнечную энергетику.

Солнечная энергия неисчерпаема. Существует несколько вариантов её использования. При физических способах усвоения солнечной энергии используют гальванические батареи, которые поглощают её и преобразуют в тепловую или электрическую энергию, либо системы зеркал, отражающих лучи солнца и направляющих их на заполненные маслом трубы, которые концентрируют солнечное тепло. В южных регионах нашей, в перспективе нехватку энергии без проблем можно компенсировать за счёт солнечной энергии. А вот жителям Крайнего Севера, Сибири, Якутии и т. д. в этом плане сложнее.

Я считаю, что в этой местности как раз можно использовать солнечные коллекторы для обеспечения населения электроэнергией, особенно летом. Использование солнечных коллекторов может частично решить экологическую проблему и использовать энергию для бытовых нужд (подогрев воды, обогрев теплиц и т. д.).

Наиболее успешно солнечная энергетика развивается в Японии (рисунок 1) и Израиле, где за её счёт почти полностью покрывается потребность в отоплении жилья и подогреве воды для бытовых нужд. А совместный алжирско-японский проект «SaharaSolarBreeder» обещает превратить пустыню Сахара в чащу солнечных батарей, способных к 2050 г. обеспечить до половины мировых потребностей в электроэнергии. В принципе солнечную энергию можно использовать в любом уголке земли.

Рисунок 1 – Солнечная электростанция в Японии

Достоинства солнечной энергетики заключаются в общедоступности и неисчерпаемости источника, в полной безопасности для окружающей среды, это экологически чистый источник энергии, что очень важно именно теперь.

Недостатки солнечной энергетики заключаются в следующем.

Из-за относительно небольшой величины солнечной постоянной для солнечной энергетики требуется использование больших площадей земли под электростанции (например, для электростанции мощностью 1 ГВт это может быть несколько десятков квадратных километров). Поток солнечной энергии на поверхности Земли сильно зависит от широты и климата. В разных местах среднее количество солнечных дней в году может различаться очень сильно. Солнечная электростанция не работает ночью и недостаточно эффективно работает в утренних и вечерних сумерках.

Рассмотрим использование энергии ветра.

Человечество научилось использовать энергию ветра на ранней стадии своего развития. Ветряные электростанции производят электроэнергию только тогда, когда дует достаточно сильный ветер. Современный ветряк — сложное устройство. В нём запрограммирована работа в двух режимах — слабого и сильного ветра и остановка двигателя, если ветер станет очень сильным. Недостатком ветряных двигателей являются шумы, которые производят лопасти пропеллера во время вращения. Если ветряк мощный, то шумовое загрязнение делает опасным длительное пребывание людей в зоне работы установки. Наиболее оправданы небольшие ветряки для обеспечения дешевой и экологически безопасной электроэнергией отдельных ферм, дачных участков.

К числу передовых стран по использованию энергии ветра относятся: Германия, Дания, Испания, США. В России за последние 5 лет построено несколько

ветроэнергетических установок: в Башкирии, в Калининградской области, на Командорских островах, в Мурманске. Перспективно использование ветроустановок в Калмыцких степях, граничащих с Волгоградской областью, так как там ветры дуют, как правило, постоянно и только в одном направлении. В настоящее время там довольно широко используются ветроустановки для обеспечения электроэнергией небольших населённых пунктов Колмыкии.

Общая мощность ветроагрегатов в России превысила 10 МВт. Простейший способ использования энергии ветра впрок состоит в том, что ветряное колесо движет насос, который накапливает воду в расположенный выше резервуар, а потом вода, стекая из него, приводит в действие водяную турбину и генератор постоянного или переменного тока. «Особенно перспективно развитие ветроэнергетики в комплексе с другими возобновляемыми источниками для энергоснабжения изолированных населённых пунктов, удалённых от других энергоисточников».

Основным недостатками ветровой энергетики является то, что ветроустановки неблагоприятно влияют на работу телевизионной сети. Другая особенность ветровых установок проявилась в том, что они оказались источником достаточно интенсивного инфразвукового шума, неблагоприятно действующего на человеческий организм, вызывающего постоянное угнетенное состояние, сильное беспричинное беспокойство и жизненный дискомфорт. Непредсказуемые изменения скорости ветра в течение суток и сезона, также сказываются на непрерывности работы и генерируемой мощности ветроустановок.

В свою очередь достоинствами ветровой энергетики является отсутствие влияния ветроустановок на тепловой баланс атмосферы Земли, к тому же они не потребляют кислород, отсутствуют выбросы углекислого газа и т. д. Энергия ветра может преобразовываться в различные виды энергии (механическую, тепловую, электрическую).

Приливные электростанции (ПЭС).

За счёт использования энергии приливов в России можно покрывать более 25 % текущего энергопотребления страны.

Для устройства простейшей приливной электростанции нужен бассейн, перекрытый плотиной залив или устье реки. В плотине имеются водопропускные отверстия и установлены гидротурбины, которые вращают генератор.

По принципу действия гидравлические турбины подразделяют на: активные и реактивные; по конструкции — на вертикальные и горизонтальные. Мощность гидрогенераторов от нескольких десятков до нескольких сотен МВт.

Во время прилива вода поступает в бассейн. Когда уровни воды в бассейне и море сравняются, затворы водопропускных отверстий закрываются. С наступлением отлива уровень воды в море понижается, и когда напор становится достаточным, турбины и соединенные с ним электрогенераторы начинают работать, а вода из бассейна постепенно уходит.

В России с 1968 года действует «экспериментальная» ПЭС в Кислой губе на побережье Баренцева моря мощностью 0,4 МВт (рисунок 2). Это первая и пока единственная приливная электростанция в России. В 2006 году на станции был установлен опытный образец наплавного блока, на котором расположен оригинальный гидроагрегат ОГА-5 мощностью 1,5 МВт. «Начиная с 1966 года, два французских города полностью удовлетворяют свои потребности в электроэнергии за счёт приливных электростанций».

Рисунок 2 – Кислогубская приливная электростанция (Баренцево море)

Недостатки приливных электростанций заключаются в том, что они нарушают нормальный обмен соленой и пресной воды и тем самым — условия жизни морской флоры и фауны. Влияют они и на климат, поскольку меняют энергетический потенциал морских вод, их скорость и территорию перемещения. Морские теплостанции, построенные на перепаде температур морской воды, способствуют выделению большого количества углекислоты, нагреву и снижению давления глубинных вод и остыванию поверхностных. А процессы эти не могут не сказаться на климате, флоре и фауне региона.

Преимуществами ПЭС является экологичность и низкая себестоимость производства энергии. Они не загрязняет атмосферу, вырабатываемая ими энергия дешёвая и фактически неисчерпаемая.

Использование геотермальных источников.

В этом случае подразумевается использование тепла земных глубин (глубинных горячих источников). Это тепло можно использовать практически в

любом районе, но затраты окупаются только там, где горячие воды приближены к поверхности земной коры. Это районы активной вулканической деятельности и гейзеров, например, Камчатка, Курилы, острова Японского архипелага, Исландия, Новая Зеландия. Источники геотермальной энергии могут быть двух типов. Первый тип — это подземные бассейны естественных теплоносителей — горячей воды (гидротермальные источники), или пара (паротермальные источники), или пароводяной смеси. По существу, это непосредственно готовые к использованию «подземные котлы», откуда воду или пар можно добыть с помощью обычных буровых скважин.

Второй тип — это тепло горячих горных пород. Это даёт возможность получить пар или перегретую воду для дальнейшего использования в энергетических целях. Но в обоих вариантах использования главный недостаток заключается в очень слабой концентрации геотермических аномалий, где горячие источники или породы подходят сравнительно близко к поверхности и где при погружении вглубь на каждые 100 м температура повышается на 30-40 °С, концентрации геотермальной энергии могут создавать условия и для хозяйственного её использования.

Преимуществом геотермальных источников является то, что их энергетические запасы практически неисчерпаемы. По оценкам конца 70-х годов до глубины 10 км они составляют такую величину, которая в 3,5 тысячи раз превышает запасы традиционных видов минерального топлива. Кроме того, геотермальная энергия довольно широко распространена. Концентрация её связана в основном с поясами активной сейсмической и вулканической деятельности, которые занимают 1/10 площади Земли. А это не так уж и мало.

Основным недостатком геотермальных источников энергии является то, что требуется обратная закачка отработанной воды в подземный водоносный горизонт. В термальных водах содержится большое количество солей различных токсичных металлов (бора, свинца, цинка, кадмия, мышьяка) и химических соединений (аммиака, фенолов), что исключает сброс этих вод в природные водные системы, расположенные на поверхности, так как эти вещества оказывают губительное действие на всё живое на земле.

В современном обществе трудно найти хотя бы одну область человеческой деятельности, которая не требовала бы использования энергии. Потребление электроэнергии — важный показатель жизненного уровня. Трудно переоценить значение и перспективы использования возобновляемых источников энергии в современном мире. Пока у нас есть солнечный свет, ветер и вода, у нас будет доступ к мощной энергии, заключённой в этих источниках. Чистая энергия солнца, ветра и воды — фундамент энергетики будущего, энергетики, основанной на ничтожно малых выбросах. Необходимо, чтобы государствам стало более выгодно использовать энергию чистых источников. Сейчас начинается новый этап земной энергетики. Появилась энергетика «щадящая», построенная так, чтобы человек не рубил сук, на котором он сидит, а заботился об охране уже

сильно поврежденной биосферы. Решение этих проблем требует комплексного подхода на национальном и международном уровне, что позволит ускорить их реализацию. Моё поколение должно быть готово к практическому использованию возобновляемых источников энергии.

Список используемой литературы

1. Калашников Н. П. «Альтернативные источники энергии» М.: Знание 2008 г.
2. Лисов, О. М. Энергетика, экология и альтернативные источники энергии. (Окончание. Начало статьи в № 4 за 2005 г.) / О. М. Лисов, В. Е. Степанов // Экология промышленного производства. – 2006. – № 1. – С. 47-55.
3. Ревелль П., Ревелль Ч. Среда нашего обитания: В 4-х книгах. Кн. 3. Энергетические проблемы человечества: Пер. с англ. - М.: Мир, 1995. - с. 291, ил.
4. Энергетические ресурсы мира / под ред. П. С. Непорожнего, В. И. Попкова. – М.: Энергоатомиздат, 1995. – 232 с.

Информация об авторах

Сигодин К. Ю. студент группы 8Э(з)-81, Сташко В. И. – к.т.н., доцент, ФГБОУ ВО «Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова», РФ, Алтайский край, г. Барнаул.

УДК 338.1:621.311

ВНЕДРЕНИЕ БИЛЛИНГОВЫХ СИСТЕМ В ЭНЕРГОСБЫТОВЫХ ОРГАНИЗАЦИЯХ

Славянский Даниил Васильевич, dan2211@bk.ru
Сташко Василий Иванович, diael@mail.ru

Одной из основных идей проекта Энергетической стратегии России до 2035 г., является переход от «ресурсно-сырьевого» к «ресурсно-инновационному» пути развития энергетики.

Для совершенствования механизмов государственного стимулирования и ускорения внедрения инновационных технологий и современных материалов в топливно-энергетическом комплексе (ТЭК) была разработана и утверждена распоряжением Правительства РФ от 3.07.2014 г. № 1217-р «дорожная карта» – «Внедрение инновационных технологий и современных материалов путем создания единой системы управления инновационной деятельностью в отраслях топливно-энергетического комплекса на период до 2018 года».

Мероприятия, предусмотренные Энергетической стратегией и «дорожной картой» направлены на обеспечение ТЭК и электроэнергетики, как его важнейшей составляющей, высокоэффективными технологиями и оборудованием, соответствующей нормативной и методической базой, научно-техническими и инновационными решениями. Комплексный подход к повышению экономической эффективности электроэнергетических предприятий предполагает анализ всей технологической цепочки от производства до конечного потребления электроэнергии и оперирование таким понятием как «цепь накопления потерь» [1, 2].

Рассмотрим процесс внедрения билинговых систем в электроэнергетику.

Билинг (англ. billing — составление счёта) автоматизированная система учёта предоставленных услуг, их тарификации и выставления счетов для оплаты.

Биллинговая система – это единая программная платформа для поддержания в актуальном состоянии данных обо всех аспектах взаимодействия между оператором и абонентами. Но, применение биллинга не ограничивается, как принято думать, телекоммуникациями. Так, например, внедрение билинговых систем в электроэнергетику позволяет решить следующие задачи:

- стандартизация бизнес-процессов энергосбытовой деятельности в части расчетов с потребителями - юридическими и физическими лицами;
- обеспечение эффективного контроля результатов деятельности предприятия;
- ведение полной историчности взаимоотношений с клиентами;
- предоставление средств разностороннего анализа деятельности подразделений;
- формирование аналитической и сводной отчетности;
- автоматизация работы с потребителями-должниками (ведение претензионно-исковой работы, введение ограничения режима потребления электроэнергии);

- обеспечение доступа клиентов к учетным данным для оперативного контроля их достоверности, ввода показаний приборов учета, оплата в личном кабинете абонента;

- интеграция с системами смежных структурных подразделений;

- интеграция с внешними системами.

К основным преимуществам биллинговых систем относится их масштабируемость, т.е. система позволяет расширять спектр автоматизируемых услуг, увеличивать количество пользователей системы, и изменять организационную структуру предприятия. Кроме того, система имеет возможность выбора состава программного продукта, возможность самостоятельной настройки видов ресурсов или услуг, высокое быстродействие (высокая скорость выполнения операций) и возможность интеграции с внешними системами (ГИС-системы, ERP-системы, АСКУЭ, Бухгалтерские системы и пр.). Не маловажно и то, что биллинговая система надежна в работе, и имеет защиту данных от несанкционированного доступа.

Внедрение биллинговых систем в энергосбытовых компаниях значительно повышает эффективность управления сбытом электроэнергии за счет создания единой информационной среды. Также, повышается качество обслуживания клиентов за счет исключения расхождений методик расчета с требованиями законодательства и уменьшения факторов ошибок в расчетах.

Следует также отметить и тот факт, что биллинговые системы минимизируют потери информации в случае аварийных ситуаций, повышают оперативный контроль и мониторинг состояния процессов расчетов с потребителями энергетических ресурсов.

Таким образом внедрение в энергосбытовые компании биллинговых систем позволяет увеличить производительность труда и эффективность работы всех служб компании. При этом значительно сокращается срок формирования отчетности, снижаются операционные и управленческие затраты, затраты на обслуживание потребителей, а так же ежегодные затраты на сопровождение разрозненных бизнес-систем.

Список используемой литературы

1. Дли М. И., Какатунова Т. В.Трехуровневая нечеткая когнитивная модель для анализа процессов инновационного развития региона // Прикладная информатика. – 2013. – № 1. – С. 5-8.

2. Михайлов С. А., Дли М. И., Балябина А. А. Методика формирования топливно-энергетического баланса региона на основе анализа доступности энергетических ресурсов // Нефть, газ и бизнес – 2008. – № 7. – С. 36-40.

Информация об авторах

Славянский Д. В., студент группы 8Э(з)-81, Сташко В. И. – к.т.н., доцент, ФГБОУ ВО «Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова», РФ, Алтайский край, г. Барнаул.

УДК 620.92

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПУТЕМ ВНЕДРЕНИЯ ВОДОРОДНЫХ НАКОПИТЕЛЕЙ

Коноплев Никита Евгеньевич, nikita_konoplev_e51@mail.ru
Сташко Василий Иванович, diael@mail.ru

Аннотация:
В статье отмечено, что для повышения эффективности использования традиционных источников электроэнергии, сглаживания неравномерного графика выработки энергии солнечных и ветровых электрических станций и выработки энергии в периоды «провалов» в генерируемой ими мощности, обеспечения надежным резервным энергоснабжением ответственных потребителей первой категории, снижения экологической нагрузки на природу необходимы высокоэффективные средства аккумулирования и выработки энергии. В системах накопления энергии на основе водородного цикла за счет избыточной электроэнергии с помощью электролизера происходит разложение воды на водород и кислород, которые хранятся в баллонах высокого давления, а затем преобразуются в электроэнергию в топливном элементе.

Ключевые слова: водород, накопитель энергии, промышленное аккумулирование, система электроснабжения, возобновляемые источники энергии.

Главным отличием энергетики от любой другой отрасли является невозможность хранения производимого ею товара в промышленных масштабах. В дневное время часто возникают пиковые нагрузки, а ночью потребление снижается и себестоимость электроэнергии возрастает. В такие периоды требуется быстрый переход из одного рабочего режима в другой. В каждую единицу времени должно производиться ровно столько энергии, сколь-ко нужно потребителю, Однако, имеющиеся виды тепловых и атомных установок не способны в короткий срок снизить свою мощность при резком спаде потребления, поэтому проблема эффективного хранения энергии, в том числе энергии, произведенной из возобновляемых источников энергии, в настоящее время является одной из самых сложных и важных проблем в энергетическом секторе.

Наиболее перспективным решением этой проблемы является использование водородных накопителей энергии. которые состоят из электролизера, топливного элемента и аккумуляторов водорода. За счет электроэнергии, получаемой в периоды низкого внешнего энергопотребления вырабатывается газообразный водород. Накопленная в виде водорода энергия в период отсутствия ли недостатка генерирующих мощностей может быть преобразована в электричество с помощью топливного и отдана потребителю.

Возможность накапливать энергию на электростанциях в часы малого потребления (например, ночью) и выдачи в период максимума потребления (например, во время утреннего пика потребления электроэнергии или аварии в энергосистеме) является отличным вариантом повышения энергоэффективности для генерирующих компаний. Это особенно актуально для низкоманевренных электростанций, работающих в режиме базовой нагрузки [2].

Аккумулирование энергии в системах электроснабжения позволяет:

- обеспечить надежность электроснабжения промышленных предприятий;
- снизить выбросы в окружающую среду от электростанций;
- сгладить графики энергетической нагрузки, тем самым снизить удельные затраты на электроэнергию;
- восполнить нехватку электроэнергии в случае аварий и пиковых нагрузок;
- сохранять невостребованную энергию полученную из возобновляемых источников.

Конструктивно водородный накопитель представляет собой совокупность источника водорода, системы аккумулирования энергии, системы управления и системы тепловодообеспечения [3].

В данном накопителе для получения водорода лучше всего подходит технология электролиза воды, поскольку из всех известных в настоящее время способов получения водорода электролиз является наиболее простым и экологически чистым, а в сочетании с возобновляемыми источниками электроэнергии также и самым дешевым. Кроме того, электролизеры можно использовать в любой системе электроснабжения.

Хранение водорода - непростая задача, потому что, водород в свобод-ном состоянии является легким и низкокипящим газом. Следует отметить, что водород в жидком и твердом состоянии на порядок легче воды и бензина. Один из самых известных способов хранения водорода – это хранение в сжатом виде.

Преобразование накопленного водорода в электричество в топливном элементе происходит посредством электрохимической реакции, в результате который атомы водорода, поступающего под давлением, распадаются на протоны и электроны. В отличие от существующих двигателей внутреннего сгорания, системы на водородных топливных элементах не имеют движущихся частей, потеря КПД при работе минимальна, а вредные выбросы отсутствуют. Цена на водородные топливные элементы по-прежнему достаточно высока, но надежность и простота эксплуатации этих устройств компенсируют этот недостаток.

Очевидно, что конструкция водородного накопителя должна быть не только полезной, но и безопасной, поэтому при разработке необходимо учитывать проблему пожаро- и взрывобезопасности. В целях обеспечения без-опасности принимается ряд мер по предотвращению скопления и возгорания газов в силовой установке, а также меры по гашению взрыва в случае его возникновения. Во избежание возможности детонации водорода внутри силовой установки она имеет достаточно плотное расположение. Это достигается за счет использования разрушаемых вставок, заполненных антипиренами, а для демпфирования взрывных волн используются пассивные защитные экраны используются для гашения волн давления [4].

Устройство управления является неотъемлемой частью установки так как топливные элементы эксплуатируется в различное время года и в различных условиях, соответственно температура и влажность воздуха, поступающего на катод топливного элемента в качестве окислителя и проходящего через биполярные пластины, служащие в качестве теплоотвода, различна. Система управления контролирует параметры, при которых работает топливный элемент после

выхода установки на режим и, при необходимости, вносит коррективы в его работу. Разработанная система управления связана через спутниковый канал связи с сервисно-диспетчерским пунктом, что позволяет обеспечить своевременное регулирование, и мониторинг.

Проведенные теоретические исследования позволили разработать схемные решения систем электроснабжения с водородными накопителями. Для примера рассмотрим автономную систему электроснабжения с возобновляемыми источниками энергии (рисунок 1).

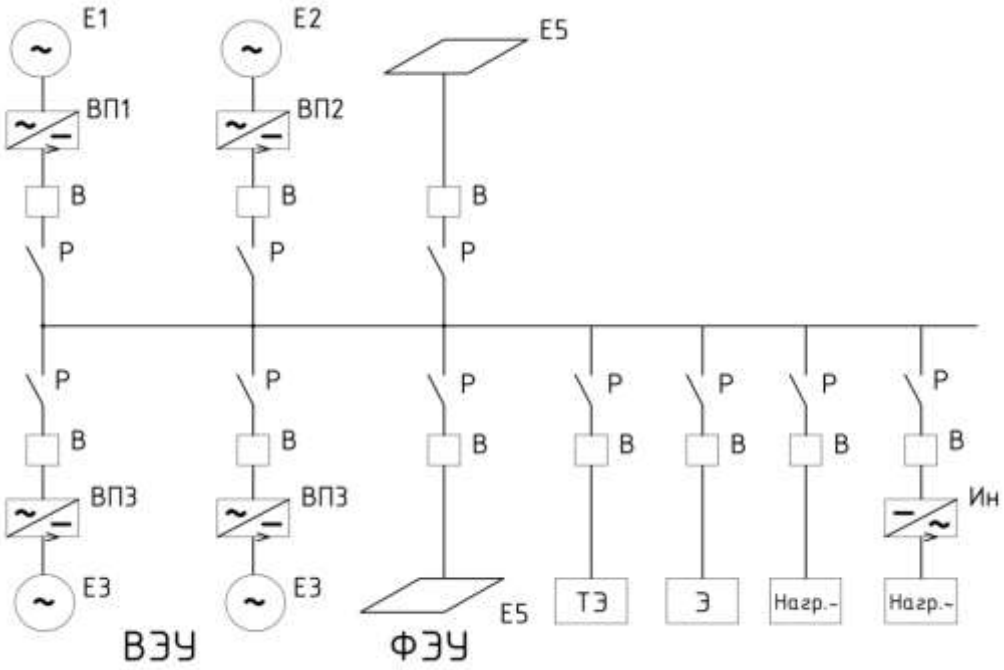


Рисунок 1 – Схемное решение автономной системы электроснабжения с возобновляемыми источниками энергии

Постоянный ток для автономных энергосистем является более привлекательным решением из-за различных типов источников и нагрузок, а также повышенной надежности и снижения эксплуатационных расходов и потерь. Особенно выгодно использовать постоянный ток в системах с длинными линиями и большим количеством солнечных панелей, поскольку потери в кабелях меньше, чем на переменном токе, и поперечное сечение кабелей может быть уменьшено. Также на постоянном токе не нужно использовать устройства синхронизации и синфазирования, что делает систему электроснабжения проще, снижает ее стоимость и повышает надежность.

Данная система автономного энергоснабжения может использоваться на линейку мощностей от 0,1 до 10 МВт. Повышение мощности системы достигается путем повышения номинального напряжения до 10 кВ.

В данной системе первичным источником электроэнергии являются четыре ветроэлектрических установки (E1-E4) и две фотоэлектрических установки (E5-E6). Переменное напряжение ветрогенераторов подается на сборные шины

постоянного тока через выпрямители (ВП1-ВП4). Для питания электроприемников работающих на переменном токе предусмотрен инвертор (Ин). Выключатели (В) и разъединители (Р) необходимы для производства оперативных переключений в системе [1].

В отдельные моменты времени производится избыточное количество электроэнергии, которая используется электролизером (Э) для производства водорода. Сжатый водород хранится в специальном ресивере, а затем, когда выработка электроэнергии недостаточна, преобразуется в электрическую и тепловую энергию с помощью топливного элемента (ТЭ). В состав данной системы энергоснабжения могут также включаться и емкости хранения кислорода для создания полностью замкнутой системы. Таким образом можно получить экологически чистую систему, при использовании которой не образуются парниковые газы и даже не нарушается круговорот воды в природе.

Представленные водородные накопители могут применяться не только в автономных системах электроснабжения с возобновляемыми источниками энергии, но и в системах электроснабжения промышленных предприятия, в системах резервного электроснабжения электроприемников особой группы, в системах агропромышленного комплекса и т.д.

В отличие от систем электроснабжения с традиционными химическими аккумуляторами система с водородным накопителем обладает следующими преимуществами:

–мощность и емкость накопителя разделены;
– высокая устойчивость к большим токам заряда и разряда;
– допускается разряд до 100%;
– неограниченно долгое хранение запасов энергии;
– нет зависимости от температуры;
– отсутствуют выбросы в атмосферы и проблемы с утилизацией;
– больший срок службы.

Список используемой литературы

1. Шульга Р. Н., Путилова И. В., Смирнова Т. С. Мобильные модульные под-станции для АПК // Международный научный журнал «Альтернативная энергетика и экология» (ISJAEE), 2019;19-21:70-83.

2. Тарасов Б. П., Володин А. А., Фурсиков П. В., Сивак А. В., Кашин А. М. Системы аккумулирования энергии. // Альтернативная энергетика и экология. – 2014. – № 22. – С.1-12.

3. Марченко О. В., Соломин С. В. Анализ эффективности производства водо-рода с использованием ветроэнергетических установок и его использования в автономной энергосистеме // Intern. Sci. J.Alternative Energy and Ecology. – 2016. С.112-118.

4. Глухих И. Н., Челяев В. Ф., Щербаков А. Н. Повышение эффективности и безопасности аккумулятора энергии с водородным циклом // Изв. РАН. Энергетика. 2017. № 2. С. 100–104.

Информация об авторах

Коноплев Н. Е. – студент группы 8Э-91, Сташко В. И. – к.т.н., доцент, ФГБОУ ВО «Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова», РФ, Алтайский край, г. Барнаул.

УДК 621.311.42

ИССЛЕДОВАНИЕ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ С АКТИВНО-АДАПТИВНОЙ СЕТЬЮ (SMART GRID)

Шувалова Алена Александровна, alena_shuvalova_360@mail.ru
Сташко Василий Иванович, diael@mail.ru

Аннотация:
Представлена оценка перспективы и проблем развития применения технологий интеллектуальной системы с активно-адаптивной сетью. Произведен краткий анализ причин, вызвавших бурный рост применения интеллектуальных устройств в системах электроснабжения. Определены основные преимущества использования смарт-счетчиков.

Ключевые слова: smart grid, micro grid, энергетика, электрическая энергия, искусственный интеллект, активно-адаптивная сеть, децентрализация, декарбонизация, дроны, интеллектуальные приборы учета, цифровая подстанция.

Систему электроснабжения часто называют самой большой и сложной сетью из когда-либо созданных, но в основном это механическая система. В настоящее время доступны технологии и интеллектуальные системы, которые могут значительно улучшить общую функциональность распределения электроэнергии и подготовить ее к удовлетворению потребностей потребителей.

Особую актуальность приобретает вопрос обеспечения гарантий компаниям, осуществляющим инвестиции в электроэнергетику. Если проанализировать тенденции экономики развитых стран, то, в первую очередь, встает вопрос об инновационном развитии энергетики под углом распространения цифровых сетей и интеллектуальных систем управления [1].

Smart Grid – это возможность связать систему электроснабжения с информационной сетью. Умные сети будут состоять из элементов управления, компьютеров, автоматизации, новых технологий и оборудования, работающих вместе, но в этом случае эти технологии будут работать с электрической сетью, чтобы в цифровой форме реагировать на наши быстро меняющиеся потребности в электроэнергии. Будущее Smart Grid, скорее всего, будет сосредоточено на небольших распределенных генераторах электроэнергии, росте возобновляемых ресурсов, устранении перегрузок и снижении пикового спроса с помощью вариантов реагирования спроса [2].

Smart Grid представляет собой беспрецедентную возможность перевести энергетическую отрасль в новую эру надежности, доступности и эффективности, которая будет способствовать нашему экономическому росту:

– более эффективная передача электроэнергии;

– быстрое восстановление электричества после энергетических помех;

– снижение эксплуатационных и управленческих расходов на коммунальные услуги, снижение затрат на электроэнергию для потребителей;

– снижение пикового спроса, снижение тарифов на электроэнергию;

– расширение интеграции крупных систем возобновляемой энергии;

– лучшая интеграция систем выработки электроэнергии собственником, включая системы возобновляемой энергии;

– улучшенная безопасность.

Структура интеллектуальной энергосистемы с активно-адаптивной сетью представлена на рисунке 1.

Рисунок 1 - Структура интеллектуальной энергосистемы с активно-адаптивной сетью [3]

Интеллектуальная сеть состоит из следующих основных частей [4]:

– интеллектуальная электросеть сочетает в себе функции мониторинга электросети и мониторинг генерирующих мощностей с целью выравнивания нагрузки, защиты и измерений, а также обеспечивает безопасную и эффективную доставку электроэнергии;

– возобновляемые источники энергии;

– интеллектуальный обмен информацией сочетает в себе двусторонний обмен данными показаний датчиков и счетчиков, расположенных по всей сети;

– интеллектуальное потребление и учет обеспечивают повышение надежности, безопасности и эффективности сети за счет автоматизации управления спросом и реагирования на чрезвычайные ситуации.

Сегодня перебои с электричеством, такие как отключение электричества, могут иметь эффект домино - ряд сбоев, которые могут повлиять на банковские операции, связь, трафик и безопасность. Это представляет особую угрозу зимой, когда домовладельцы могут остаться без тепла. Умные сети повысят устойчивость нашей электроэнергетической системы и сделает ее более подготовленной к реагированию на чрезвычайные ситуации. Благодаря своей двусторонней интерактивной емкости Smart Grid позволит автоматически перенаправлять электроэнергию при сбое или отключении оборудования. Это минимизирует простои и сводит к минимуму

последствия аварийных ситуаций. Когда происходит отключение питания, технологии Smart Grid будут обнаруживать и локализировать поврежденные участки, содержащие их, прежде чем они станут крупномасштабными.

Новые технологии также помогут обеспечить быстрое и стратегическое восстановление электроснабжения после чрезвычайной ситуации, например, сначала направив электричество в аварийные службы. Кроме того, Smart Grid будет использовать преимущества частной генерации для производства электроэнергии, когда ее нет в коммунальных службах. Кроме того, Smart Grid – это способ решения проблемы устаревшей энергетической инфраструктуры, которую необходимо модернизировать или заменить. Это способ решения проблемы энергоэффективности, повышения информированности потребителей о связи между использованием электроэнергии и окружающей средой.

Умные сети обеспечивают беспрецедентный уровень участия потребителей. Например, потребителям не придется ждать ежемесячной выписки, чтобы узнать, сколько электроэнергии он использует. Современные счетчики и другие механизмы позволяют увидеть, сколько используется электричества, и его стоимость. В сочетании с ценообразованием в режиме реального времени это позволит сэкономить, используя меньше энергии, когда электричество является наиболее дорогим. В то время как потенциальные преимущества Smart Grid обычно обсуждаются с точки зрения экономики, национальной безопасности и целей использования возобновляемых источников энергии, Smart Grid может помочь потребителям сэкономить деньги, помогая управлять использованием электроэнергии и выбирать наилучшее время для покупки электричества. Также умные сети стимулируют потребителя на переход к собственной генерации.

Технология Smart Grid охватывает все составляющие энергетики:

1. Генерация. Потребуется широкий спектр источников генерации, которые могут быстро реагировать на изменения графика потребления. По мере распространения частных генераций, интеллектуальная энергосистема поможет эффективно подключить все эти генерирующие системы к сети, предоставить данные об их работе коммунальным предприятиям и владельцам, а также предоставить информацию о том, сколько избыточной энергии возвращается в сеть.

2. Передача. Интеллектуальное распределение позволяет электросетевой компании дистанционно контролировать и координировать свои распределительные активы (линии электропередачи, подстанции и т. п.), оптимально управляя ими с помощью ручного или автоматического управления.

3. Потребление. Компьютеризированное управление вашим домом и бытовой техникой может быть настроено для связи с интеллектуальной сетью и реагирования на сигналы вашего поставщика энергии, чтобы минимизировать потребление энергии в часы пиковой нагрузки, или для снижения энергопотребления в период невыгодной тарификации электроэнергии. Интеллектуальные элементы управления и устройства могут прогнозировать модели потребления и реагировать на широкий набор предварительно запрограммированных переменных, чтобы ограничить потребление электроэнергии и затраты.

В нормативно правовой базе РФ отсутствует определение терминов «интеллектуальные сети» или «умные сети». Термин «интеллектуальная энергосис-

тема», присутствует в официальных документах Минэнерго России и других отраслевых документах федеральных структур. Он обозначает новую ступень развития электроэнергетических систем, при которой в режиме реального времени осуществляется мониторинг и управление сетью, коммуникации между потребителями и поставщиками, предоставляя возможность оптимизации потребления, снижения потерь и тем самым обеспечивая новый уровень надежности и экономичности энергоснабжения.

Ниже приведены методические рекомендации по построению систем на базе технологии Smart Metering («умный» учет электроэнергии), выпущенные Минэнерго России:

1. ФЗ № 184 «О техническом регулировании», в рамках которого разрабатываются технические регламенты, затрагивающие вопросы энергетики и энергоэффективности [5].

2. ФЗ № 261 «Об энергосбережении», действующий в рамках законодательства об энергоэффективности в России [6].

3. Постановление Правительства Российской Федерации от 28 мая 2013 г. № 449 г. Москва «О механизме стимулирования использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности» [7].

В такой системе каждый аппарат – это интеллектуальное устройство, анализирующее режимы работы электрической сети, локализирующее место повреждения и осуществляющее восстановление электроснабжения на неповрежденных участках сети. Данный подход получил название децентрализованного управления. Данным требования полностью соответствует пункт автоматического секционирования – реклоузер (рисунок 2) [8].

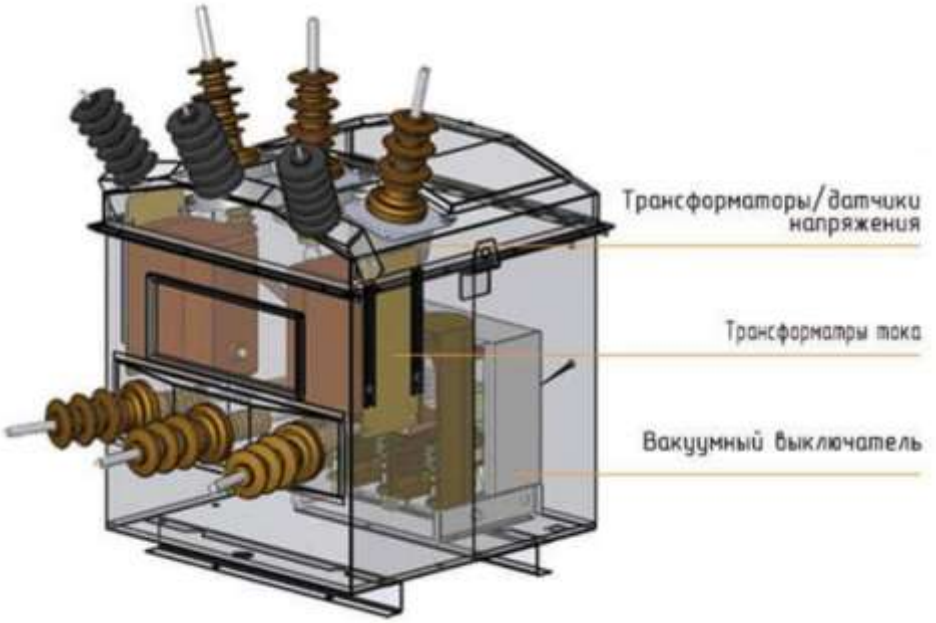


Рисунок 2 – Реклоузер с отображением внутренних частей [8]

Это устройство автоматического управления и защиты воздушных линий на основе вакуумных выключателей под управлением специализированного

микропроцессора. Помимо защитных и противоаварийных функций защиты воздушных линий передач дополнительно могут выполнять функции мониторинга и учёта характеристик и параметров электросетей. Принципиальная схема включения реклоузера в ЛЭП представлена на рисунке 3.

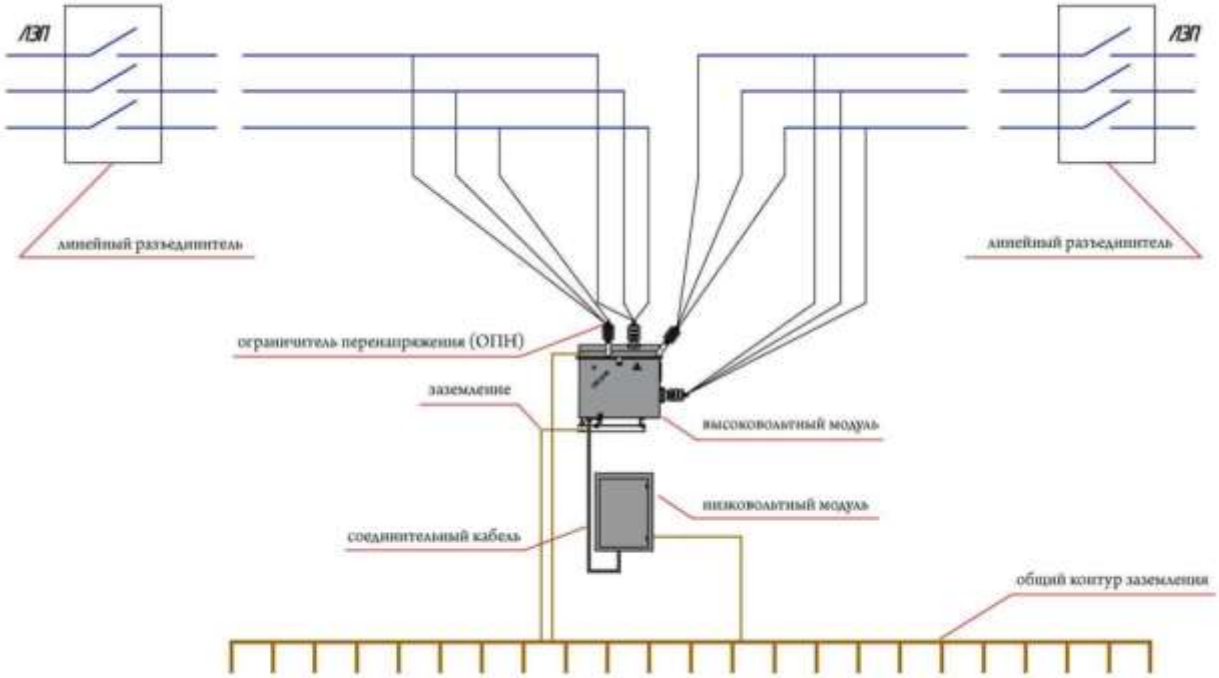


Рисунок 3 – Принципиальная схема включения реклоузера в ЛЭП [8]

С применением реклоузеров стала возможна реализация комплексной системы распределенной автоматизации сетей и подстанций на базе интеллектуальных коммутационных аппаратов как одной из базовых подсистем Smart Grid, направленной на повышение надежности электроснабжения потребителей, а также для секционирования ответвлений с целью повышения надежности магистралей линий, подключения новых потребителей (в случаях когда граница раздела проходит по стороне 6(10) кВ), разграничения балансовой принадлежности (в том числе с коммерческим учетом), снижения хищений.

При помощи реклоузеров воздушные линии электропередач делятся на отдельные участки, в каждом из которых устанавливается интеллектуальное устройство, в реальном времени анализирующее режимные параметры и при необходимости выполняющее реконфигурацию сети, а именно производится локализация повреждённого участка и автоматическое восстановление электроснабжения потребителей на неповреждённых участках согласно программно-установленному алгоритму. При этом исключается необходимость дистанционного поиска повреждения и его устранения - всё это выполняется по месту работы реклоузера посредством микропроцессорного контроля.

В настоящее время увеличились объемы потребления энергоресурсов, из-за истощения запаса прочности и работоспособности энергосистемы диспетчерские управления не всегда справляются с возникающими ситуациями, что приво-

дит к соответствующим последствиям и убыткам для энергетических компаний. На помощь в данной ситуации приходит Smart Grid. Внедрение современных технологий, таких как реклоузер, позволит минимизировать потери и создать условия для развития энергетической отрасли в целом.

Список используемой литературы

1. Глебов, И. А. Распространение цифровых сетей и интеллектуальных систем управления в РФ / И. А. Глебов, Д. С. Лукьянцев, В. В. Чурмакова // Colloquium-journal. – 2020. – № 3-1(55). – С. 39-40.

2. Баранов, М. С. Управление режимами работы сетей с активно -адаптивными элементами / М. С. Баранов, Ю. П. Кубарьков // E-Scio. – 2020. – № 4(43). – С. 37-50.

3. Щетинин С. Тенденции развития интеллектуальных технологий в международной и российской электроэнергетике. [Электронный ресурс]: презентация от 19.09.2012. – URL: https://www.slideserve.com/tamah/1-9-2012.

4. Шестернева, А. М. Энергосберегающие решения в распределительных электрических сетях с применением интеллектуальных сетей Smart Grid / А. М. Шестернева, О. Н. Титаренко, Е. Г. Малюк // Энергетические установки и технологии. – 2020. – Т. 6. – № 4. – С. 103-111.

5. Гарибов, Р. Б. Положения и принципы технического регулирования федерального закона № 184-ФЗ «о техническом регулировании»: эффективная реализация / Р. Б. Гарибов, В. В. Столяров, Р. Р. Баширзаде // Техносферная безопасность, надежность, качество, энерго - и ресурсосбережение : материалы 21 Международной научно-практической конференции, Ростов-на-Дону, 09–13 сентября 2019 года. – Ростов-на-Дону: Донской государственный технический университет, 2019. – С. 114-126.

6. Полномочия государственных органов РФ при реализации ФЗ №261 «Об энергосбережении...» / В. Н. Горюнов, А. В. Дед, Е. В. Петрова, Е. В. Кошелев // Энергосбережение, энергоэффективность, экономика : материалы международной научно-технической конференции, Омск, 29 октября 2010 года / Министерство образования и науки РФ, Павлодарский университет им. Торайгырова (Республика Казахстан); редколлегия: А. В. Косых, Е. Н. Меркушев, В. Н. Горюнов. – Омск: ОмГТУ, 2010. – С. 190-198.

7. Селиванова, Н. В. Анализ законодательства Российской Федерации по подключению к энергетическим системам распределенной генерации / Н. В. Селиванова, В. В. Святогорова // Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири : Материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием, Иркутск, 24–28 апреля 2017 года / Иркутский национальный исследовательский технический университет; Редакционная коллегия: В. В. Федчишин; Н. И. Воропай; Н. П. Коновалов; С. А. Аршинов; Н. Е. Буйнов. – Иркутск: Иркутский национальный исследовательский технический университет, 2017. – С. 356-359.

8. Хайруллин, Д. А. Реклоузер, как интеллектуальная система управления в распределительных сетях для повышения надежности электроснабжения / Д. А. Хайруллин // Академия педагогических идей Новация. Серия: Студенческий научный вестник. – 2017. – № 12. – С. 545-553.

Информация об авторах

Шувалова А. А., студент группы 8Э(з)-81, Сташко В. И. – к.т.н., доцент, ФГБОУ ВО «Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова», РФ, Алтайский край, г. Барнаул.

УДК 621.3:620.9

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ НА ПРИМЕРЕ УЛИЧНОГО ОСВЕЩЕНИЯ

Степанова Виктория Викторовна, vikentii_86@mail.ru
Сташко Василий Иванович, diael@mail.ru

Аннотация:
В статье рассматривается поиск эффективного решения освещенности городов за счет интеллектуальных систем управления экономически и экологически выгодными ресурсами. Уличное освещение на основе использования альтернативных источниках энергии – это один из способов экономии расходов на электроэнергию. Представлена система управления освещением, в состав которой входят соединенные в электрическую сеть осветительные установки, использующие для работы возобновляемые источники энергии. Рассмотрены вопросы проектирования и внедрения интеллектуальной системы управления уличным освещением.

Ключевые слова: уличное освещение, возобновляемые источники энергии, интеллектуальные системы управления, солнечные батареи, автоматизированные системы управления, осветительные установки.

Для обеспечения своей жизнедеятельности во все времена человек создавал, развивал и совершенствовал различные виды производства, а одновременно с этим, обеспечивал соответствующие условия для собственного проживания.

Современный город потребляет огромное количество энергии. В городе средних размеров около 40 % общего расхода энергии приходится на освещение, которое помимо функционального освещения улиц и автострад включает в себя также декоративное освещение архитектурных памятников. Рост цены на электроэнергию и экологические факторы принуждают города искать инновационные решения для оптимального использования уличного освещения [1].

Изобретение топливных двигателей, а затем и электрических машин, явилось в свое время значительным событием в развитии энергетики. [2]

В настоящее время во многих странах Мира все большее внимание уделяется возобновляемым источникам энергии (ВИЭ), при этом исследуются возможности использования энергии солнца, ветра, рек, приливов, биотоплива и другие ВИЭ находятся в природе в естественном состоянии, поэтому не создают экологических проблем, и в силу своей возобновляемости являются неисчерпаемыми [3].

Практическое применение источников электрической энергии на основе использования ВИЭ, дает возможность создать любую систему любой сложности, которая не будет зависеть от сети централизованного энергоснабжения. Вместе с тем известно, что одной из основных проблем возобновляемой энергетики, является непостоянство выработки (волатильность) электроэнергии генерирующей установкой. Такая проблема, в большей степени относится к ветряной и солнечной энергетике, которые, в отличие от гидроэнергетики, могут быть

использованы в качестве микрогенерации для небольших предприятий и автономных (изолированных) систем электроснабжения. [2]

Перспективы солнечной энергетики представлены на рисунке 1.

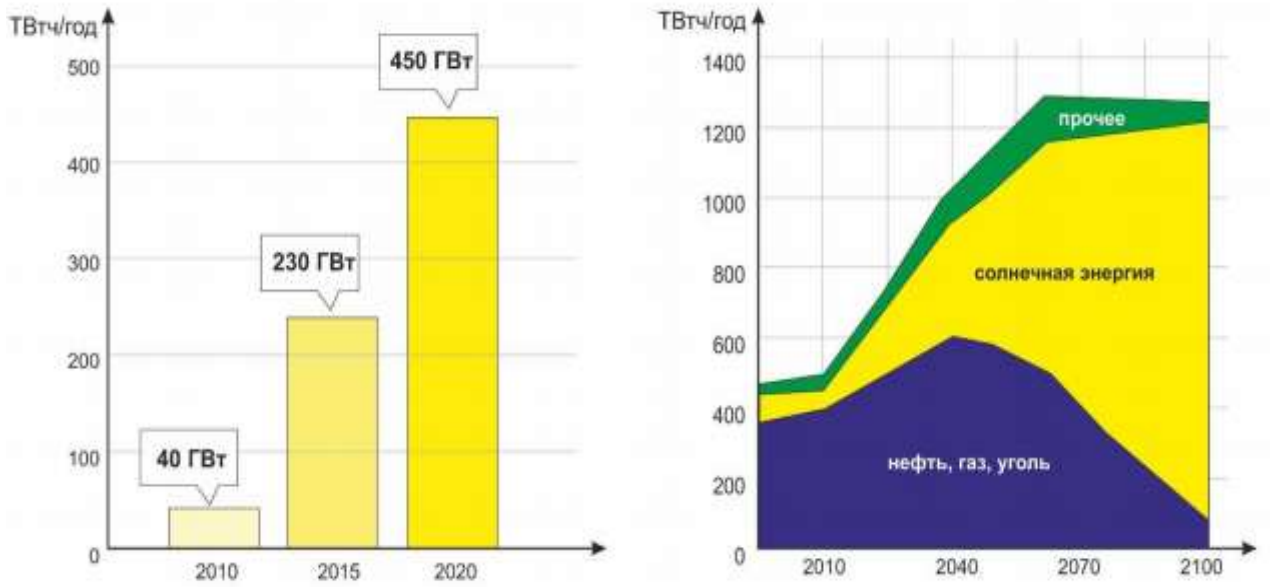


Рисунок 1 – Выработка электроэнергии от энергии солнца

Применение интеллектуальных систем для управления уличным освещением помогает существенно уменьшить эксплуатационные и энергетические затраты. Такое снижение электропотребления (25-45%) целесообразно не только экономически, но и экологически, способствуя решению проблемы антропогенного воздействия на климат.

Освещение уличного пространства – ответственный процесс (рисунок 2). Заключается во множестве различных особенностей и нюансов. Подбор устройств зависит от предполагаемого объекта освещения и от того, какие нормы ему предписаны. Например, освещение крупных автомагистралей осуществляется при помощи фонарей с рефлекторами, а второстепенные дороги – фонарями рассеянного света с рассеивателем. Парковые зоны, пешеходные тротуары и тропинки должны освещаться мягким светом, где используются шарообразные или цилиндрические плафоны. [4]

Интеллектуальная система освещения - это не просто фонари и лампы. Это целая совокупность высокотехнологичных осветительных устройств, представленная сетью, внутри которой происходит обмен информацией с концентратором. Концентратор – локальный центр, который обрабатывает полученные данные.

Интеллектуальная система освещения предполагает двухстороннюю связь, при помощи которой дистанционно возможно осуществлять регулировку яркости источников света, ориентируясь на погодные условия и особенности движения в определенный момент времени.

Рисунок 2 – Уличное освещение в городе

Простой пример: при тумане яркость освещения необходимо повысить, в ночное время при ярком свете луны – снизить. Именно благодаря этому появляется возможность экономии электроэнергии почти в два раза. Кроме того, обслуживание современного уличного освещения становится более быстрым и рентабельным. Локальный центр непрерывно осуществляет контроль над состоянием ламп и моментально реагирует на появление неисправности. Что позволяет в короткие сроки устранить возникшую проблему. Достаточно выехать к уже известной области неполадки и заняться ее ремонтом. Необходимость регулярного осмотра подконтрольных территорий специальными бригадами уже не нужна. [5].

Ключевой элемент интеллектуальной системы – фонарная опора. В нем сосредоточены основные блоки, а именно:

- модуль коммуникационного интерфейса – цифровое управление и передача данных;
- драйвер источника света – обеспечение лампы стабилизированным напряжением и током;
- набор датчиков – сбор информации о погодных условиях, положение столба, прозрачность воздуха. Благодаря этому управление освещением уличного пространства становится более вариативным, качественным и простым (рисунок 3).

Контроль над уровнем освещенности происходит в реальном времени при помощи концентратора. Он осуществляет управление яркостью, направлением и цветом света. Изменение всех показателей может происходить автоматически на основе анализа погодных условий, скорости движения и др.

Рисунок 3 – Элементы интеллектуальной системы уличного освещения

Интеллектуальные системы уличного освещения имеют функцию, как усиление света или затемнение. Функция затемнения полезна тем, что при своевременной ее работе она существенно помогает экономить электрическую энергию. Современная система управления управлением уличным освещением приведена на рисунке 4.

Многие страны на сегодняшний день уже перешли на использование интеллектуальных систем освещения с автономным электропитанием. То есть, каждый столб оснащен собственной солнечной батареей или ветряком. Солнечная или ветряная энергия в течение дня накапливается аккумулятором, а ее расход осуществляется постепенно по мере необходимости с учетом условий окружающей среды.

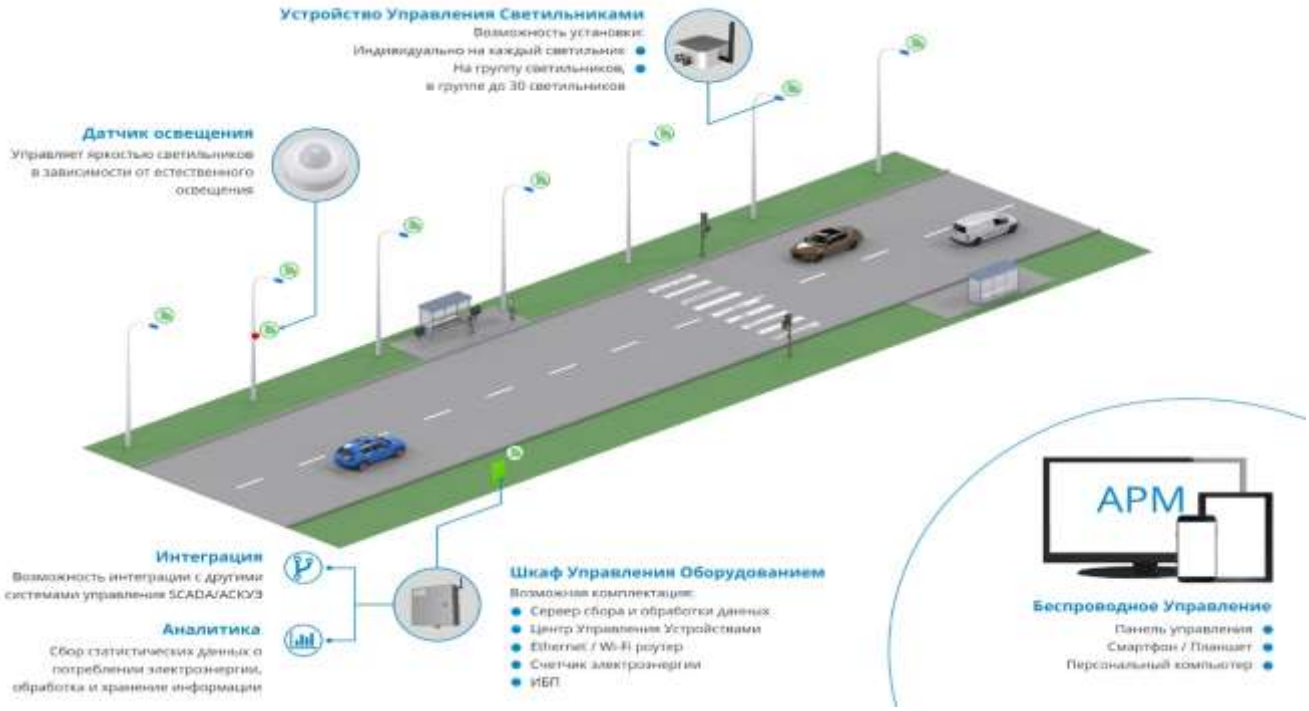


Рисунок 4 – Современная система управлением уличным освещением

Преимущества интеллектуальных систем освещения:

- автоматическое управление системой освещения при помощи удаленного сервера. Благодаря этому достигается высокое энергосбережение, увеличивается срок службы ламп, повышается экономичность всей системы;
- минимальная потребность фонарей в обслуживании, их автономность, высокая экономичность и безопасность;
- серверы дают возможность обращения к определенному источнику света, отправляя на блок управления определенный сигнал. При использовании радиочастотного канала каждый фонарь, точнее – блок управления, имеет индивидуальный IP-адрес, благодаря которому состояние устройства отображается на мониторе компьютера. GSM-управление применяется в редких случаях, поскольку отличается высокой стоимостью.

Список используемой литературы

1. Полосухина, М. В. Интеллектуальные системы уличного освещения для повышения безопасности движения на пешеходных переходах / М. В. Полосухина, Д. А. Красникова // Актуальные направления научных исследований XXI века: теория и практика. – 2016. – Т. 4. – № 5-3(25-3). – С. 133-137.

2. Алексеев Е. Г., Шиков С. А., Ивлиев С. Н. Интеллектуальные системы на примере уличного освещения // Известия Самарского научного центра РАН. 2017. №1-2. – URL: https://cyberleninka.ru/article/n/intellektualnye-sistemy-na-primere-ulichnogo-osvescheniya (дата обращения: 05.10.2020).

3. Гашо, Е. Г. Возобновляемая энергетика: отечественные реализованные проекты / Е. Г. Гашо, Р. Н. Разоренов // Сантехника, Отопление, Кондиционирование. – 2019. – № 4(208). – С. 60-73.

4. PromLED – производитель светодиодных светильников, прожекторов и ламп. – URL: https://www.promled.com (дата обращения: 05.10.2020).

5. Интеллектуальные системы уличного освещения. ЗАО «Электрокомплектсервис» - Планета электрика. – URL: https://www.elektro.ru (дата обращения: 05.10.2020).

Информация об авторах

Степанова В. В. - студент группы 8Э(з)-81, Сташко В. И. – к.т.н., доцент, ФГБОУ ВО «Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова», РФ, Алтайский край, г. Барнаул.

УДК 621.3:681.513

ДОЛГОСРОЧНОЕ ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ С ПОМОЩЬЮ ИСКУССТВЕННЫХ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ

Горбенко Алексей Анатольевич, gorbenko_aa@ba.rosseti-sib.ru
Сташко Василий Иванович, diael@mail.ru

Аннотация:
В статье рассмотрены методы прогнозирования энергопотребления с использованием нейронных сетей. Проведен анализ всех компонентов нейронной сети применительно к прогнозированию потребления электроэнергии различными категориями потребителей. Рассмотрена модель нейронной сети, состоящая из трех основных элементов и многослойный персептрон с двумя скрытыми слоями.

Ключевые слова: прогнозирование энергопотребления, нейронная сеть, электропотребление, электроэнергия, прогноз, модель, данные, искусственный интеллект, методы прогноза.

Одна из актуальных проблем крупных промышленных предприятий в настоящее время, связана с необходимостью составления заявки в энергоснабжающую организацию на поставку конкретного объема электроэнергии и мощности. При этом, в случае несовпадения реальных данных потребления с заявленными, т.е., если они будут отличаться по суммам более чем на 5 %, то на предприятие будет наложен штраф [1].

Существует несколько методов прогнозирования электрической нагрузки. Но, известные методы прогнозирования, как правило плохо «работают» с так называемыми «зашумленными» и неполными данными [2].

Наиболее распространен метод прогноза, основанный на удельных нормах расхода электроэнергии с экспертной корректировкой (корреляционно-регрессионный анализ). В качестве модели для аппроксимации графика нагрузки и его прогноза могут успешно использоваться также и полиномиальные разложения [3]. Если же необходим прогноз на длительный интервал времени, то в таких случаях могут использоваться авторегрессионные методы [4].

В настоящее время разрабатываются и внедряются новые подходы к прогнозированию электрической нагрузки. В частности, изучаются проблемы применения нейронных сетей для решения задач прогнозирования энергопотребления [4-6].

В условиях, когда ведущая численность промышленных компаний находится в частной собственности, и подчиняется законам рыночной экономики, моделирование и прогнозирование потребления электроэнергии делается трудной задачей, тем более на длительный срок. Поэтому, наиболее перспективно сегодня применение для прогнозирования нейронных сетей, так как это позволяет получить точность прогнозирования электропотребления на уровне 96–97%, что, в свою очередь, дает возможность повысить эффективность энергосбытовых компаний [7].

Аналогичные проблемы испытывают не только крупные промышленные предприятия и энергосбытовые организации, но и сетевые компании. Причем, речь может идти не только о долгосрочном, но и о краткосрочном прогнозировании электрической нагрузки. Так, например, на предприятиях могут быть не учтены ремонтные работы на сетевом оборудовании или режимы работы потребителей электроэнергии [8]. В то же время отключения на сетевом оборудовании 6–110 кВ отражаются на режиме работы потребителей электроэнергии большой мощности, а это в значительной степени сказывается на потреблении электроэнергии. На рисунке 1 представлены суточные графики потребления электроэнергии при плановых ремонтах на сетевом оборудовании филиала ПАО «МРСК Сибири» –«Алтайэнерго». Как мы видим из рисунка 1, потребление электроэнергии в часы ремонтных работ уменьшилось в среднем на 69,7 %, а после подачи напряжения произошел скачок электрической нагрузки [8].

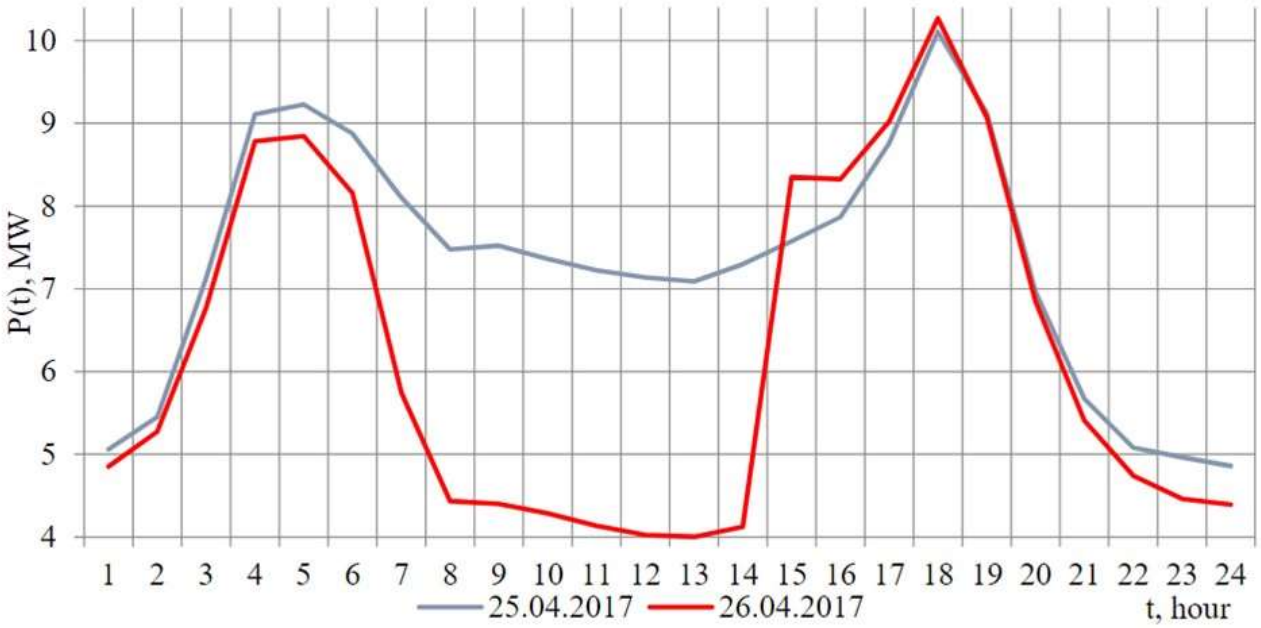


Рисунок 1 – Графики потребления электроэнергии группы точек поставки «Корчинская» при ремонтных на сетевом оборудовании филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Алтайэнерго» [8]

Для прогнозирования электропотребления и построения профилей покупателей используются различные методы, основанные на анализе ретроспективной динамики электропотребления и воздействующих на него факторов, выявлении статистической связи между признаками и на построении моделей.

До недавнего времени самыми распространенными методами прогнозирования были однофакторные прогнозы по временным рядам, основанные на регрессионных методах. Однако такие прогнозы неспособны учитывать влияние на потребление электроэнергии таких нерегулярных факторов, как погодные явления, колебания цен на топливо, поломки оборудования, поэтому на практике следует применять многофакторное прогнозирование, позволяющее строить прогноз с точностью, значительно превышающей точность по временным рядам.

Прогнозирование электропотребления отдельными участниками рынка принципиально не лишь только для всей энергосистемы в целом, но и для отдельной фирмы. Составление универсального аппарата моделирования и прогнозирования электропотребления и мощности для всевозможных значений иерархии промышленных компаний, позволило бы сократить расходы на оплату электрической энергии при приобретению её на оптовом и розничном рынках электроэнергии и мощности, учитывая более действенные стратегии сбережения энергии.

При решении задач долгосрочного прогнозирования нужно принимать во внимание множество моментов, влияющих на изменение электропотребления компаний. Наиболее перспективный метод прогнозирования является использование искусственных нейронных сетей.

Теория искусственных нейронных сетей (ИНС) возникла в 40-х годах прошлого столетия, как попытка создания модели человеческого мозга, попытка повторить его свойства, такие как обучаемость, абстрагирование и обобщение.

Все ИНС считаются совокупной 2-х типов составляющих – нейронов и связей меж ними. Нейроны - это обычные микропроцессоры, вычислительные способности которых ограничиваются неким правилом комбинирования входных сигналов и правилом активации, позволяющим определить выходной знак по совокупности входных сигналов (рисунок 2). Выходной сигнал элемента посылается другим элементам по взвешенным связям, с каждой из которых связан весовой коэффициент, или вес. В зависимости от его значения передаваемый сигнал или усиливается, или подавляется.

Используя некоторую выверку архивных баз данных, нейросеть постепенно обучается и исправляет ошибки в случае критического отклонения. На основе обученной информации искусственная нейронная сеть формирует выдает экстраполяционные данные — прогнозирование с максимальным приближением.

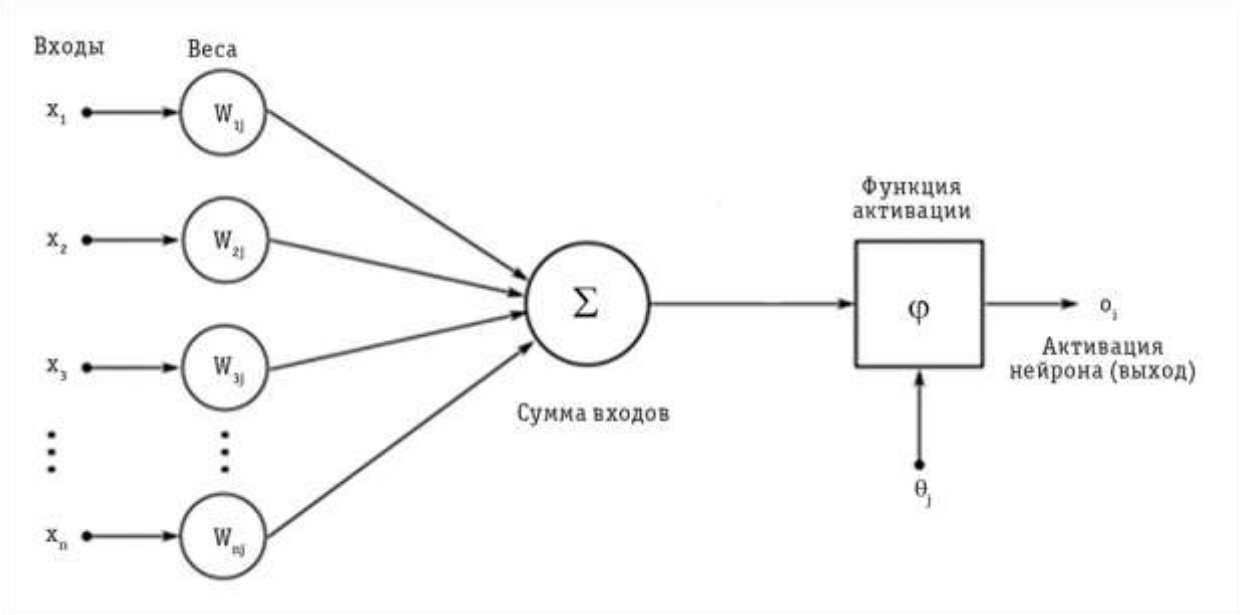


Рисунок 2 – Компоненты нейрона

Использование искусственных нейронных сетей в электротехнических и электроэнергетических системах позволяет улучшить процесс генерации, передачи, распределения электроэнергии на всех уровнях.

В основе теории нейронных сетей лежит модель искусственного нейтрона (ИН). Модель состоит из трех основных элементов:

- Функция активации ограничивает амплитуду выходного сигнала. Так же эта функция называется еще функцией сжатия. Обычно нормализованный диапазон амплитуд выходного сигнала лежит в интервале [0,1] или [-1,1];
- Набор синапсов, или связей, каждый из которых характеризуется своим весом, или силой. То есть сигнал X_j на входе синапса j, связанного с нейроном k, умножается на вес w_j;
- Сумматор складывает входные сигналы, взвешенные относительно соответствующих синапсов нейрона.

Популярные и обширно используются для решения различных задач несколько различных типов ИНС: многослойный персептрон (рисунок 3), сети на основе радиальных базисных функций, рекуррентные нейронные сети, карты самоорганизации.

Для обучения ИНС применяется метод обратного распространения ошибок. При подаче на вход сети обучающих данных сравнивается выход сети с действительным значением, и затем синаптические веса каждого нейрона корректируются пропорционально тому вкладку, что они внесли в формирование выходной величины, начиная от выходных нейронов к входным.

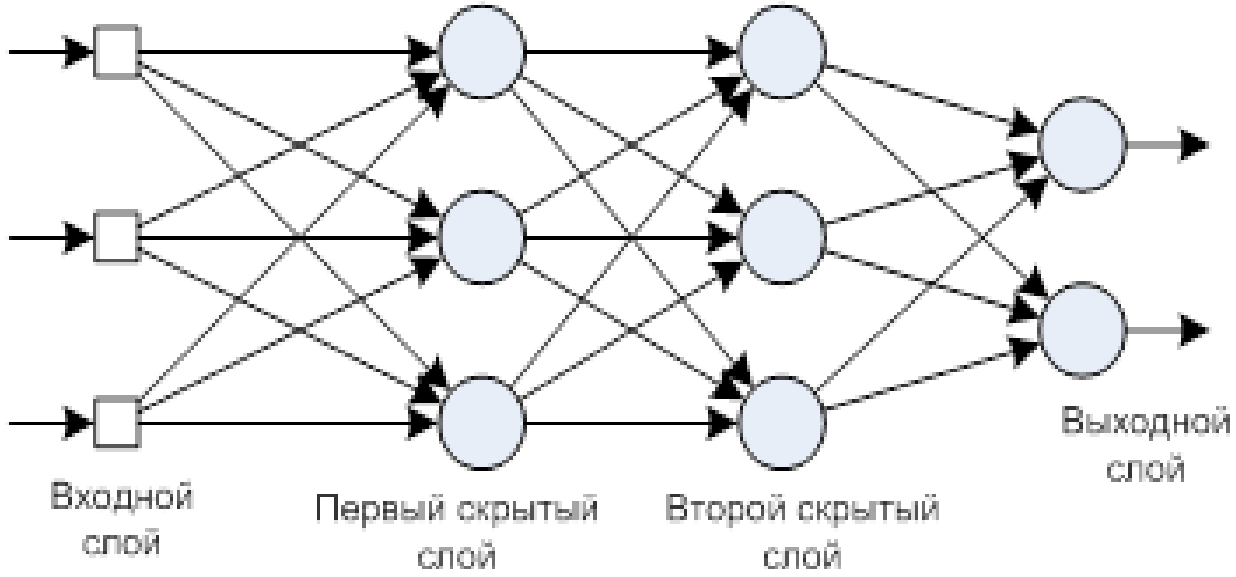


Рисунок 3 – Многослойный персептрон с двумя скрытыми слоями

При применении нейронной сети для долгосрочного прогнозирования электропотребления отпадает необходимость в сборе большого числа исходных

данных, зависимых друг от друга, в анализе этих зависимостей, непосредственном определении степени влияния каждого фактора на конечный результат прогноза.

Анализируя отечественные и зарубежные источников литературы по прогнозированию электропотребления, в том числе с помощью ИНС и нейро-нечетких систем, можно сделать вывод, что факторы, влияющие на долгосрочный прогноз электропотребления, условно делятся на три группы: технологические, экономические и метеорологические.

Экономические факторы - увеличение или уменьшение объемов выпускаемой продукции, состояние макроэкономики, рост производительности труда, складывающаяся обстановка на рынках сбыта продукции.

К технологическим относится учитываемые вводы нового оборудования, планируемые изменения в структуре производства, внедрение энергосберегающих технологий.

Среди метрологических факторов влияния оказывается температура, самая значительная по степени, затем идут освещенность, величина осадков, сила ветра и другие. Сюда же можно причислить сезонные факторы, учитывающие влияние времени года на характер и величину нагрузки.

Так же большое влияние на качество прогноза оказывает выбор модели ИНС. Нужно использовать разные модели, в каждом случае лучший результат будет достигаться при использовании своей, подобранной и опробованной модели ИНС.

Практические результаты, приведенные учеными, показывают, что ИНС можно успешно использовать для всех видов прогнозирования электрической нагрузки, в том числе, и для долгосрочного. При этом минимизируя отрицательное влияние таких факторов как человеческий, неточность, недостоверность или зашумленность входных данных.

Как правило, величины, отражающие воздействие всех этих факторов, неизвестны на прогнозируемый период, и, в свою очередь, сами нуждаются в предварительном их прогнозировании.

Потенциал применения нейронных сетей не ограничивается только прогнозированием и профилированием — нейронные сети могут применяться для анализа технического состояния и оценки надежности энергогенерирующего оборудования, диагностики и локализации аварийных ситуаций, прогнозирования цен на электроэнергию, оптимизации распределения нагрузки и для решения других технологических и экономических задач, стоящих перед электроэнергетическими компаниями.

Для любого аналитика важно иметь широкий спектр инструментов, позволяющий проводить анализ данных с использованием различных методов, для достижения максимальной точности получаемых результатов.

Прогнозирование потребления электроэнергии - актуальная, но тем не менее не новая задача в области энергетики.

Список используемой литературы

1. Об электроэнергетике: Федеральный закон РФ от 26.03.2003 № 35-ФЗ // Рос. газета. 2003. 1 апр. С. 1.

2. Таранов Р. В., Маликов А. В. Прогнозирование энергопотребления при помощи искусственных нейронных сетей с применением технологии cuda // Вестник АГТУ. Серия: Управление, вычислительная техника и информатика. 2016. №3. URL: https://cyberleninka.ru/article/n/prognozirovanie-energopotrebleniya-pri-pomoschi-iskusstvennyh-neyronnyh-setey-s-primeneniem-tehnologii-cuda (дата обращения: 10.09.2021).

3. Ахметьянов Р. Р., Делегодина Л. А., Копылова Н. П. и др. Задачи прогнозирования энергопотребления в интегрированной АСКУЭ Новосибирского научного центра // Энергосбережение. 2007. № 1. С. 42–47.

4. Ахметьянов Р. Р., Делегодина Л. А., Копылова Н. П., Луценко Б. Н., Собстель Г. М., Чейдо Г. П. Мультипликативная модель сезонного энергопотребления предприятий // Автометрия. 2008. Т. 44, № 3. С. 106–118.

5. Hong T., Shahidehpour M. Load Forecasting Case Study. National Association of Regulatory Utility Commissioners, 2015. 171 p.

6. Francisco V. Cipolla-Ficarra. Handbook of Research on Interactive information Quality in Expanding Social Network Communications. Latin Association of Human-Computer Interaction, Spain & International Association of Interactive Communication, Italy, 2015. 449 p.

7. Панов, М. Нейронные сети на службе энергетиков / М. Панов, И. Хмелев, А. Смирнов // Открытые системы. СУБД. – 2016. – № 4. – С. 39-40.

8. Серебряков Н. А., Хомутов С. О., Сташко В. И. Повышение точности краткосрочного прогнозирования электропотребления групп точек поставки электроэнергии гарантирующих поставщиков второго уровня // ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет». - 2020. - №331. - С.128-140. - DOI: 10.18799/24131830/2020/6/2682 http://izvestiya.tpu.ru/archive/article/view/2682.

Информация об авторах

Горбенко А. А., студент группы 8Э(з)-81, Сташко В. И. – к.т.н., доцент, ФГБОУ ВО «Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова», РФ, Алтайский край, г. Барнаул

УДК 621.391.8

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ БЕСПРОВОДНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ZIGBEE ДЛЯ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ И УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Гумаров Раман Уйунбекович, ramanicq1991@gmail.com
Сташко Василий Иванович, diael@mail.ru

Аннотация:
Статья посвящена вопросам рыночных механизмов функционирования электроэнергетики, реформирования системы жилищно-коммунального хозяйства и внедрения автоматизированной системы контроля и учета энергоресурсов. Рассмотрена проблема регулирования расхода энергоресурсов путем модернизации существующих систем учета, создания инновационных систем контроля и учёта энергоресурсов, автоматизированной системы контроля и учёта энергоресурсов (АСКУЭ) с возможностью дистанционного снятия показаний счетчиков. В статье рассматривается возможность модернизации систем учета электроэнергии с применением инфракрасной технологии, Bluetooth, Wi-Fi и ZigBee.

Ключевые слова: интеллектуальная система учета, современные беспроводные технологии, инфракрасная технология, Bluetooth, Wi-Fi и ZigBee.

В настоящее время формируются новые тренды развития систем электроснабжения будущего, что связано с появлением новых технологий, видов электротехнического оборудования и материалов, а также использованием возобновляемых источников энергии и принципиально новых систем управления в электроэнергетике. [1-3].

Важнейшим элементом данного развития является «цифровизация». Примером всеобщей «цифровизации» может служить проводимая в России политика формирования экосистемы экономики, основанной на глубоком внедрении информационных технологий [4]. Одновременно с этим необходимо реформирование системы жилищно-коммунального хозяйства (ЖКХ), так как это во все времена было одной из важнейших задач, затрагивающих жизни всех российских граждан.

Коммерческому учету потребления электрической энергии в последние годы уделяется особое внимание внимание. Это связано главным образом с потерями, которые несут энергокомпании, а следовательно, предприятия терпят убытки, страдает фактически вся электроэнергетическая отрасль. Поэтому, проблема автоматизации регулирования и управления потребляемой электроэнергии, требует незамедлительного решения. Решить данную проблему можно путем модернизации существующих систем учета, создания инновационных систем контроля и учёта, например, такой как автоматизированная система контроля и учёта энергоресурсов (АСКУЭ) с возможностью дистанционного снятия показаний счетчиков [5].

Особый интерес при внедрении АСКУЭ вызывают беспроводные телеметрические решения на базе протоколов связи zigbee, M-Bus и Z-Wave, которые

распространены в «умных домах», отдельных квартирах и небольших предприятиях. Их отличает высокая энергоэффективность и относительная легкость монтажа, но предельно малая (до 50 м) дальность передачи информации накладывает ограничение на их внедрение в многоквартирные дома (МКД) [6].

Тем не менее, внедрение АСКУЭ выгодно как компаниям-поставщикам энергоресурсов, так и потребителям. Внедрение беспроводной информационно-измерительной системы учета энергоресурсов позволит управляющим компаниям локализовать потери электроэнергии при передаче ее абонентам и получить ясную картину работы каждого многоквартирного жилого комплекса в реальном времени, а также организовать налаженный правильный учет.

В данной статье рассматривается возможность такой модернизации с применением инфракрасной технологии, Bluetooth, Wi-Fi и ZigBee.

Сегодня уже сами потребители заинтересованы в том, чтобы счет за электроэнергию приходил также как за доступ в интернет, за мобильную связь, и другие услуги. При этом важно, что с потребителя снимаются обязанности списывания показаний электросчетчика и другие неудобства, связанные, например, с приходом контролера и так далее [5].

Технология передачи данных по радиоканалу популярна, и многие производители электросчетчиков обратили на нее внимание. Главные плюсы такой технологии: быстрая и удобная установка, низкие затраты и мобильность персонала, обслуживающего системы, дальность действия (до 10 км) и низкое энергопотребление (возможна работа от автономного источника питания до 10 лет) [5]. Пример применения инфракрасной (ИК), Bluetooth, Wi-Fi и ZigBee технологий представлен на рисунке 1.

Рисунок 1 – Принцип построения беспроводных систем передачи данных с использованием технологий ИК, Bluetooth, Wi-Fi и ZigBee

К современным технологиям наиболее распространенной сегодня беспроводной связи относятся: Wi-Fi, Bluetooth, ИК-технология, и ZigBee.

Рассмотрим технологию ZigBee применительно к системе АСКУЭ.

Технология обмена данными ZigBee используются радиочастотные диапазоны, не требующие в РФ оформления специальных разрешений: 433.075-434.750 МГц, 868,7-869,2 МГц и 2400-2483,5 МГц [5].

Диапазоны 433.075-434.750 МГц и 868,7-869,2 МГц зарекомендовали себя в условиях плотной городской застройки, радиоволны хорошо проникают сквозь бетонные конструкции. Но, использование диапазона с частотой 433.075-434.750 МГц в системах АСКУЭ не желательно в городских условиях, так как в данном диапазоне радиоэфир слишком загружен. Данный диапазон частот рекомендуется использовать в сельских населённых пунктах.

Диапазон частот 868,7-869,2 МГц имеет ряд преимуществ по сравнению с диапазоном 433.075-434.750 МГц. Так, разрешенная мощность данного диапазона более чем в два раза больше, соответственно, для устройств требуются антенны меньшего размера. Кроме того, уровень помех в условиях города (плотной городской застройки) на этих частотах значительно меньше.

Для решения проблемы дальности связи и низкого уровня радиосигнала, сегодня используются радиомодемы, которые ретранслируют сигнала (рисунок 2). Эти устройства принимают сигнал от других модемов и передают его дальше. Таким образом, если расстояние между базовым модемом и каким-либо модемом сети больше, чем максимальное расстояние прямой видимости, то сигнал пойдет через промежуточные модемы [5].

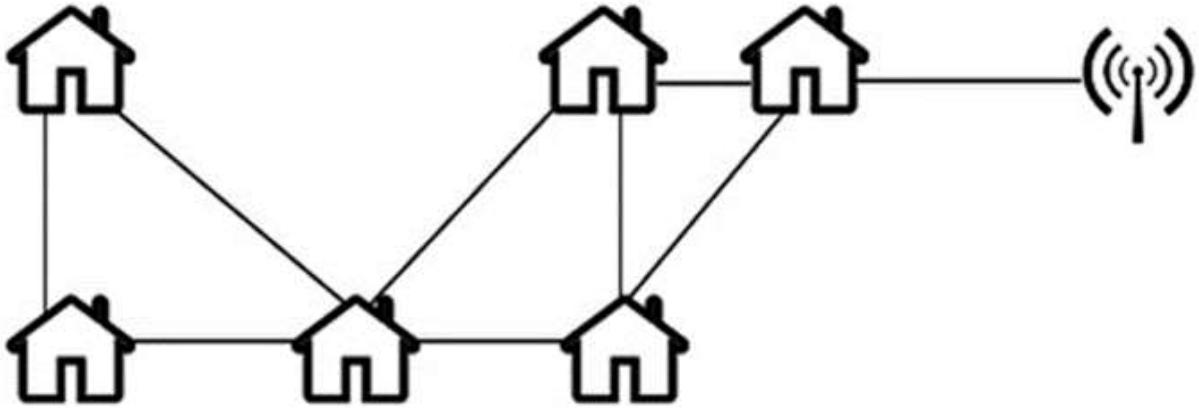


Рисунок 2 – Расположение радиомодемов выстраивающих единую сеть.

Таким образом, из нескольких радиомодемов с ретрансляцией сигнала, можно построить достаточно протяженную и разветвленную сеть по передаче данных.

Сравнительные характеристики существующих в настоящее время беспроводных технологий приведены в таблице 1 [5].

Как и WiFi, ZigBee работает в диапазоне частот 2400-2483,5 МГц, но при этом ZigBee использует разные каналы передачи данных. Ближайшая к ZigBee технология Z-Wave использует диапазон частот до 1 ГГц, поэтому она более помехозащищенная. Обе технологии оптимизированы для передачи самых разнообразных данных и команд, и вполне могут быть использованы в системах АСКУЭ.

Говоря о беспроводных технологиях передачи данных, нельзя не обратить внимание на протоколы передачиданных. Один из наиболее распространенных протоколов передачи данных – это M-Bus.

Таблица 1 - Сравнительные характеристики беспроводных технологий

Параметр	**Bluetooth**	**ZigBee**	**Wi-Fi**
Диапазон, Мгц	2400–2485	433, 868–868,6, 902–928, 2400–2483,5	2400–2485, 5000
Полоса, МГц	1	2/5	10
Скорость передачи, Кбит/с	250–3000	20, 40, 100, 250	30–60
Тип передаваемой информации	данные (голос)	данные	данные (голос)
Топология	Звезда, ячеистая (scatternet)	Ячеистая (mesh)	Звезда (mesh 802.11s)
Мощность передатчика, мВт	1–100	1–3 (100)	30–100
Дальность, м	1–100	10–75(1500 ZigBee Pro)	100
Потребление, Tx/Rx	15–30 (300)/20–30 мА	45/50 (300) мА	300/100–200 мА
Цена, долл.	20	5	30
Достоинства	помехозащищенность, передача речи	малая мощность излучения, потребление, цена	реализован на мобильных устройствах
Недостатки	недостаточная дальность (при 1 мВт)	недостаточная скорость в сети	высокое потребление

M-Bus - коммуникационный протокол, который используется для связи устройств по соответствующей шине данных. M-Bus широко применяется для работы с приборами учёта электроэнергии, тепловой энергии, счетчиков воды и газа. Данные, как правило, передаются на центральный сервер напрямую или через концентраторы M-Bus.

По технологии передачи данных, все приборы учета соединяются единой шиной, при помощи которой передаются данные и коммутируется оборудование. Преимуществами всех технологий являются низкое энергопотребление и невысокие затраты на монтаж. При этом надо отметить, что в основном эти технологии используются для европейского формата [7].

Важной особенностью применения технологии ZigBee в системах учёта потребления электроэнергии является надежная защита передаваемых данных. Шифрование данных осуществляется при помощи алгоритма AES-128 с симметричным ключом, как во время передачи данных в сети, так и во время ее образования. Предварительное занесение ключей шифрования во все узлы позволяет, с одной стороны, не допустить проникновения в сеть посторонних устройств и подмену передаваемых данных, а с другой стороны – делает невозможной расшифровку информации, полученной путем прослушивания радиоэфира [5].

Таким образом, беспроводная система учета потребляемой электроэнергии с использованием беспроводной технологии ZigBee позволяет организовать чёткий как технический, так и коммерческий учёт. Кроме того, внедрение ZigBee позволяет потребителям получать данные (показания) с электросчетчика в режиме реального времени, а энергоснабжающей организации локализовать потери электроэнергии и оперативно отреагировать на любые нарушения на стороне потребителя. Не маловажно и то, что при внедрении автоматизированного учёта, потребитель избавляется от лишних неудобств, таких как, например, ежемесячное снятие показаний с электросчетчика.

Список используемой литературы

1. Инновационная электроэнергетика - 21 / Под ред. В. М. Батенина, В. В. Бушуева, Н. И. Воропая. М.: ИЦ «Энергия», 2017.

2. Бухгольц Б. М., Стычински З. А. Smart Grids - основы и технологии энергосистем будущего. М.: Изд. дом МЭИ, 2017.

3. Развитие стандартизации интеллектуальных систем электроснабжения будущего / А. В. Иванов, Ю. Н. Кучеров, В. М. Самков, Д. А. Корев // Энергия единой сети. – 2018. – № 3(38). – С. 70-84.

4. Программа «Цифровая экономика Российской Федерации» (утв. Распоряжением правительства РФ от 28.07.2017 № 1632-р).

5. Автоматизированная система контроля и учета энергоресурсов на базе беспроводной технологии ZIGBEE. Энциклопедия техники . – URL : https://enciklopediya-tehniki.ru/avtomatizirovannaya-sistema-kontrolya-i-ucheta-energoresursov-na-baze-besprovodnoy-tehnologii-zigbee.html (дата обращения: 10.02.2020).

6. Проскурин, А. В. Способы реализации автоматизированной системы контроля и учёта энергоресурсов / А. В. Проскурин, М. В. Лунев // Вестник современных исследований. – 2018. – № 6.1(21). – С. 460-462.

7. Особенности выбора АСКУЭ в зависимости от технологий построения сети / А. В. Закабунин, В. В. Влезков, Л. Кленовая, Д. А. Абрамов // Вестник Российского государственного аграрного заочного университета. – 2019. – № 31(36). – С. 24-30.

Информация об авторах

Гумаров Р. У., студент группы 8Э(з)-81, Сташко В. И. – к.т.н., доцент, ФГБОУ ВО «Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова», РФ, Алтайский край, г. Барнаул.

УДК 622.276.012:621.311

РЕКОНСТРУКЦИЯ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕМ НГДУ «ФЕДОРОВСКНЕФТЬ»

Проскурнин Сергей Сергеевич, proskurnin.s@mail.ru
Сташко Василий Иванович, diael@mail.ru

Аннотация:
В данной статье представлены результаты исследования, целью которых является применение автоматизированной системы управления (АСУ) электроэнергией на конкретном предприятии - НГДУ «Федоровскнефть». Рассмотрены возможности применения данной технологии, определены её практические варианты внедрения, а также рассмотрены способы и методы повышения качества электроснабжения. В статье показана экономическая эффективность внедрения и эксплуатации автоматизированных систем учета электроэнергии (АСУЭ) на нефтегазодобывающих предприятиях.

Ключевые слова: автоматизированная система управления электроснабжением, АСУ, АСУЭ, контроль качества электроэнергии, устройство сбора и передачи данных.

Современная система электроснабжения является динамической, с резко изменяющимися режимами работы структурой, которая постоянно подвергается различным внешним воздействиям. Вместе с тем, работа всей системы строго регламентируется суточными, недельными, месячными и другими нормами потребления электроэнергии, составленными на соответствующий период [1].

Упорядочение учета электроэнергии и, как следствие этого, обеспечение нормального производственного режима, выравнивания графика нагрузки, предоставление эксплуатационному персоналу достоверной информации о состоянии энергохозяйства способствуют повышению общего уровня технологической культуры производства и возможности управления им на современном уровне[2].

Как показывает опыт разработки, внедрения и эксплуатации АСУЭ, данные системы являются достаточно эффективными с точки зрения экономических показателей предприятия, и, кроме того они оказывают положительное влияние на всю производственную деятельность предприятий [2].

В современных условиях у предприятий занимающихся добычей, транспортом, хранением и переработкой нефти существует потребность в автоматизированных системах, не относящихся к главной технологии производства. Энергоснабжение нефтедобывающих предприятий также относится к этим системам.

АСУЭ состоит из систем автоматического контроля, управления электроснабжением и является интегрированной средой, программно-аппаратного комплекса использующегося для построения систем сбора данных и диспетчерского управления распределенными энергетическими объектами. Типовая схема АСУЭ приведена на рисунке 1 [3].

Экономический эффект достигнутый благодаря оптимизированным режимам производства распределения, передачи и потребления электроэнергии, предотвращенным аварийным ситуациям и минимальному ущербу в случае их возникновения достигается благодаря внедрению на энергообъекты автоматизированных систем, микропроцессорных устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики.

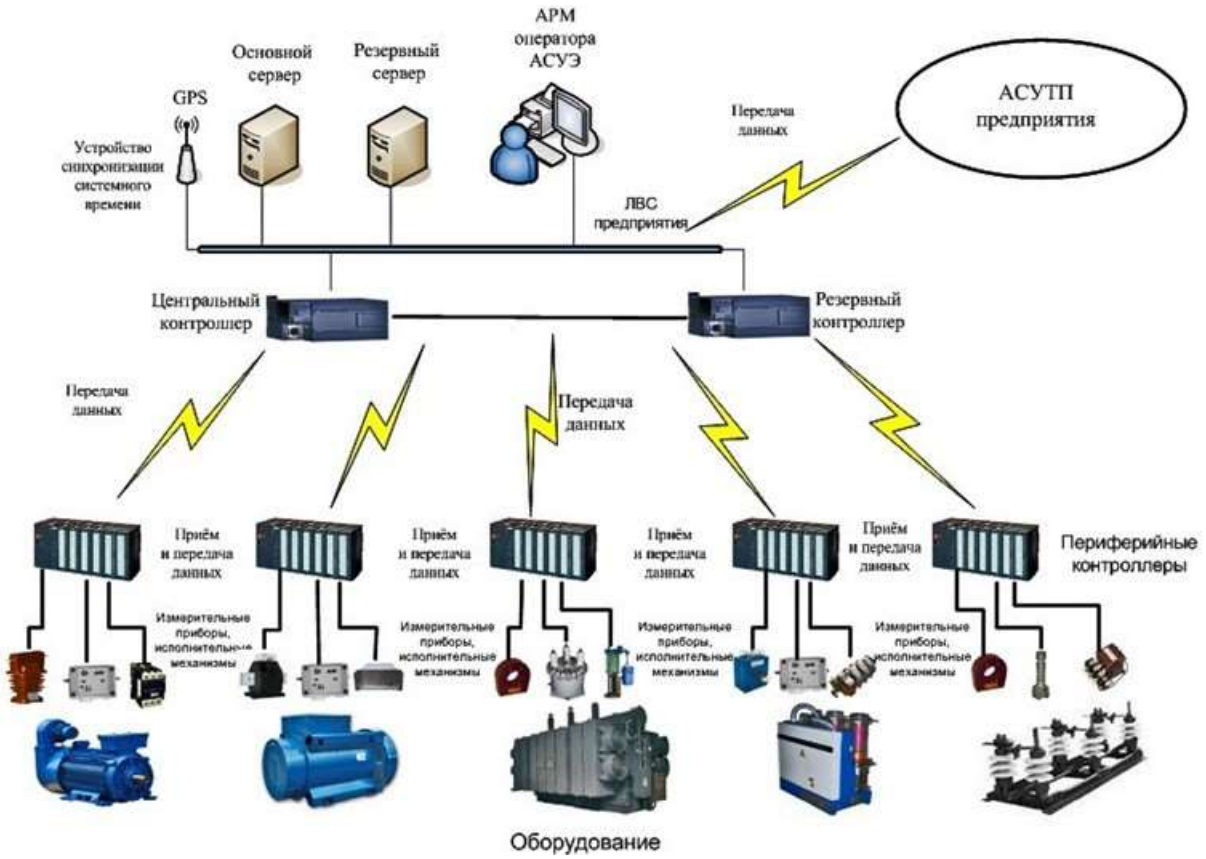


Рисунок 1 – Типовая схема АСУЭ [3]

За счет реконструкции и внедрения АСУЭ достигается:

– автоматизированный контроль диспетчеризации и состояния оборудования что повлечет уменьшение риска производственного травматизма и поломки оборудования;

– автоматизированный контроль за параметрами оборудования, а значит уменьшение затрат на эксплуатацию и продление срока службы оборудования;

– автоматическое управление процессами и технологией производства;

– рациональное использование энергоресурсов за счет автоматического контроля, учета и анализа энергопотребления.

АСУЭ имеет специальные требования, которые включают в себя быстродействие, помехозащищенность, системы единого времени и другие особенности.

Быстродействие необходимо для регистрации аварийных событий на каждом уровне управления, записи осциллограмм аварий, переходных процессов, контроль срабатывания аппаратов релейной защиты и противоаварийной автоматики. Поэтому устройства ввода-вывода информации интегрированные в

АСУЭ должны обеспечивать периодичность опроса измерений режимов работы и регистрацию сигналов не более 1 мс.

Для того чтобы обеспечить необходимый уровень реакции оператора, цикл опроса данных, обработка и предоставление визуальной информации об объекте в пункте диспетчерского не должно превышать 1 с.

Для АСУЭ тех объектов энергоснабжения, которые напрямую не связаны с технологическими процессами производства, такое быстродействие не требуется.

Автоматизация системы электроснабжения несет в себе экономические аспекты:

– диспетчерское управление энергетическими объектами с помощью АСУЭ позволяет экономить потребляемую электроэнергию благодаря автоматическому контролю и планированию потребляемой нагрузки. Применение узла автоматизированного учета электроэнергии позволяет снизить заявленную предприятием мощность при покупке на ОРЭМ следовательно плата за электроэнергию снижается.

– для расчетов с энергосбытовыми компаниями, использование счетчиков электроэнергии классом точности 0,5, 0,5S позволяет сэкономить денежные средства в размере 0,5-1%.

– внедрение АСУЭ ведет к уменьшению количества кабельных связей в системе и способствует уменьшению капитальных затрат на оборудование до 10%.

– автоматическое отслеживание и диагностика режимов работы, выработки ресурсов оборудования и следовательно своевременные ремонтные работы, приведет к уменьшению аварийных ситуаций, продлению срока службы оборудования и позволит снизить затраты на выполнение ремонтных работ до 11%.

– при постоянной самодиагностики системы, трудозатраты на обслуживание оборудования будут постоянно снижаться и приведут к уменьшению численности необходимого для обслуживания персонала что позволит экономить фонд заработной платы на 7-12%.

– получение своевременных и полноценных данных, для восстановления электроснабжения, позволит снизить потери при повреждениях оборудования в следствии предупреждения аварийных ситуаций.

Среди промышленных предприятий одними из самых энергоемких являются нефтегазодобывающие предприятия (НГДП). В состав НГДП входит значительное количество нефтегазодобывающих управлений (НГДУ), объединенных единством экономической деятельности и технологией производства в единый комплекс.

Снижение затрат электроэнергии для добычи нефти является определяющей целью управления электропотреблением предприятия. Поэтому внедрение на объектах НГДУ автоматизированной системы управления электроснабжением позволит решить ряд важных проблем, и, путем создания, формирования и согласования с энергосистемами графиков нагрузки, в конечном счете позволит обеспечить уменьшение энергетической части затрат при добыче и переработке нефти.

Важно также учитывать и тот факт, что в настоящее время при эксплуатации энергетического комплекса НГДУ происходит постепенный рост стоимости

электроэнергии, что соответственно ведет к увеличению текущих затрат на обслуживание энергетического хозяйства, и далее, к росту себестоимости конечной продукции.

Среди объёма затрат на добычу нефти доля энергетических затрат составляет 16-20% от общего объема затрат. По этой причине, именно энергетическая составляющая в ряде случаев может служить причиной остановки добычи как на отдельных кустовых площадках так и на месторождениях в целом.

Разработка технологии безлюдной эксплуатации энергетических объектов НГДУ в сложившейся обстановке наиболее актуальна. Системы АСУЭ, АСКУЭ, и АИИС КУЭ нефтегазодобывающего управления приобретают особую важность при реализации современных цифровых технологий обслуживания. Кроме того, данные системы обеспечивают объединение всех электроустановок, которые участвуют в технологическом процессе добычи нефти, в один общий, надежный экономический энергетический комплекс.

Список используемой литературы

1. А. Н. Карелин. Методология нормирования электропотребления предприятий с автоматизированными системами учета// Промышленные АСУ и контроллеры. – 2005. – № 7– С. 11–15.

2. Бедерак Я. С., Дегтярев А. В. Применение АСУЭ на промышленных предприятий для решения задач энергосбережения // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. 2010. №5 (75). URL: https://cyberleninka.ru/article/n/primenenie-asue-na-promyshlennyh-predpriyatiy-dlya-resheniya-zadach-energosberezheniya-1 (дата обращения: 06.09.2020).

3. Экономичные и эффективные решения в части реконструкции электроснабжения объектов. Энциклопедия электрика. – URL : https://oooevna.ru/ekonomicnye-i-effektivnye-resenia-v-casti-rekonstrukcii-elektrosnabzenia-obektov/ (дата обращения: 10.09.2020).

Информация об авторах

Проскурнин С. С., студент группы 8Э(з)-81, Сташко В. И. – к.т.н., доцент, ФГБОУ ВО «Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова», РФ, Алтайский край, г. Барнаул.

УДК 621.31

ПРОБЛЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ДЕБИТОРСКОЙ ЗАДОЛЖЕННОСТЬЮ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ И МЕТОДЫ ЕЕ РЕШЕНИЯ

Циттель Лилия Федоровна, olilis@mail.ru
Сташко Василий Иванович, diael@mail.ru

Аннотация:
В статье рассматривается одна из актуальнейших для энергосбытовых компаний на сегодняшний день проблем – проблема дебиторской задолженности. Также рассмотрен вопрос дебиторской задолженности на примере одного конкретного энергосбытового предприятия, и произведен анализ методов работы с дебиторской задолженностью по категории население.

Ключевые слова: дебиторская задолженность, энергосбытовая деятельность, управление дебиторской задолженностью, решения, методы и способы управления, ограничение режима потребления электрической энергии, претензионно-исковая работа.

Некоторые предприятия производят специфическую продукцию, которая не позволяет им брать на себя функции маркетинговых посредников, особенно это касается такой отрасли как энергетика. Поэтому, в электроэнергетике такие обязанности возлагаются на энергосбытовые компании, которые и занимаются продажей электрической энергии конечному потребителю [1].

Специфика энергосбытовой деятельности заключается в том, что эти компании напрямую не участвуют в технологической цепочке производства и передачи электроэнергии. В результате, финансовая деятельность энергосбытовых компаний подвержена множеству рисков, которые напрямую могут и не завесить от их собственной деятельности. Так, например, проблема управления дебиторской задолженностью в электроэнергетике актуальна не только для субъектов оптового, но и для субъектов розничного рынка электроэнергии. Но, если цепочка производства и поставки электроэнергии на уровне оптового рынка находится до сбыта электроэнергии, то на уровне розничного рынка всё гораздо сложнее.

Процесс производства электроэнергии – сложный и дорогостоящий. Учитывая это, а также огромное значение электроэнергии как товара, важно, чтобы произведённая электроэнергетической системой продукция дошла до потребителя и была им куплена. Экономические взаимоотношения между производителями электроэнергии и её потребителями регулируются тарифами на электрическую энергию. От совершенства этих связей во многом зависит состояние электроэнергетической системы страны и её экономики в целом [2].

Для осуществления надлежащего контроля за состоянием сбыта электроэнергии существуют федеральный и региональный рынки электроэнергии, с помощью которых прослеживается вся цепочка прохождения продукции (электроэнергии) от генерации до потребителя. Этот процесс, безусловно, требует организации соответствующего учёта и контроля за расходованием электроэнергии как со стороны энергосбытовых организаций, так и со стороны потребителей в производственном и бытовых секторах [2].

Требования финансовой стабильности в электроэнергетике России, а именно энергосбытовых предприятий, привели к появлению института гарантирующих поставщиков электрической энергии. Гарантирующий поставщик – это энергосбытовое предприятие – участник оптового и розничных рынков электрической энергии, обязанная в соответствии с Федеральным законом от 26.03.2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» или добровольно принятыми обязательствами заключить договор купли-продажи электрической энергии с любым обратившимся к ней потребителем электрической энергии либо с лицом, действующим от имени и в интересах потребителя электрической энергии и желающим приобрести электрическую энергию [3].

На основании открытого конкурса, который проводят региональные власти, энергопредприятию присваивается статус гарантирующего поставщика.

Задачи поставленные и контролируемые органами государственной власти перед гарантирующим поставщиком могут быть выполнены только в том случае, если на энергосбытовом предприятии ведется системный контроль за платежеспособностью каждого потребителя.

Проблемы неплатежей для предприятий энергосбыта трудно переоценить, так как помимо того, что на каждом предприятии осуществляет ряд «своих» платежей (заработная плата работников, налоги и др.), одновременно возмещая расходы по транспортировке электрической энергии сетевым компаниям, а также затраты на выработку энергии генерирующим компаниям или оплачивая покупку энергии с оптового рынка.

Источником денежных средств на оплату всех выплат являются платежи потребителя за использованный энергоресурс. Поэтому управление и контроль уровня дебиторской задолженности является одной из основных задач энергосбытовых предприятий.

Актуальность темы управления дебиторской задолженностью связана с изменяющимися экономическими условиями страны.

В Гражданском кодексе РФ (ст. 307) дебиторская задолженность определяется как «обязательства»: в силу обязательства одно лицо (должник) обязано совершить в пользу другого лица (кредитора) определенное действие, как то: предать имущество, выполнить работу, уплатить деньги и т.п., либо воздержаться от определенного действия, а кредитор имеет право требовать от должника исполнения его обязательств.

Дебиторская задолженность, по своевременности исполнения обязательств, предусмотренных договором энергоснабжения с потребителем, подразделяют на следующие виды:

- срочную (непросроченную) – срок погашения задолженности, установленный договором, еще не наступил.
- просроченную – истечения срока, установленного договором.
- отсроченная дебиторская задолженность. Согласно п. 1 ст. 823 Гражданского кодекса РФ, предприятие может представлять своим потребителям коммерческий кредит, по результатам заключенного договора на условии отсрочки и (или) рассрочки платежа за потребленную электрическую энергию. Отсрочка

платежа является результатом реструктуризации долга по согласованию с контрагентом.

Состояние дебиторской задолженности, ее размер и качество оказывают существенное влияние на финансовое состояние организации.

В настоящее время, в рамках российского законодательства, в управлении дебиторской задолженностью активно применяются решения. Существует несколько методов управления дебиторской задолженностью. Например, такие как претензионно- исковая работа и введение ограничения режима потребления электрической энергии (мощности).

Для погашения дебиторской задолженности специалисты энергосбытовых компаний проводят претензионно-исковую работу, а так же урегулирование дебиторской задолженности в досудебном порядке.

Регулирование взыскания задолженностей по коммунальным платежам возложено на статьи Гражданского кодекса (ст. 539 - 548), а также статьи Арбитражно-процессуального кодекса. Законы закрепляют право поставщиков электроэнергии подавать в суд и получать не только сумму основной задолженности, но и пени, начисленные за время просрочки платежа.

Такой метод экономического воздействия на потребителей как ограничение режима потребления имеет результат.

Правительством РФ принято Постановление от 24 мая 2017 года № 624 «О внесении изменений в некоторые акты правительства российской федерации по вопросам введения полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии…», согласно которому с 29.09.2017 г. начинает действовать новая редакции Правил полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии.

Существенным изменениям подвергся порядок введения ограничения режима потребления электроэнергии:

- процедура введения ограничения сокращена до одного этапа — полного ограничения режима потребления;
- отменено уведомление потребителя о каждом этапе ограничения – все процедуры введения ограничения проводятся после единственного уведомления;
- потребитель самостоятельно должен ограничить собственное потребление (осуществить самоограничение) вне зависимости от того, имеется ли у исполнителя техническая возможность осуществления ограничения режима потребления потребителя;
- конкретизирована процедура создания и ведения списка «неотключаемых» потребителей (потребителей электрической энергии (мощности), ограничение режима потребления электрической энергии которых может привести к экономическим, экологическим, социальным последствиям);
- конкретизированы основания для привлечения потребителей к административной ответственности за нарушение процедуры ограничения режима потребления электроэнергии;
- полное ограничение режима потребления возможно для всех категорий потребителей, в том числе «неотключаемых»;

• обстоятельства, влекущие ограничение режима потребления, ранее не упоминаемые в Правилах: по требованию судебного пристава-исполнителя; задолженность по предварительной оплате электрической энергии.

До принятия новой редакции правил ограничения режима потребления электрической энергии, уведомления о введении ограничения направлялись потребителю заказным письмом с уведомлением, или нарочно. С вступлением в силу новой редакции Правил полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии (Постановление Правительства РФ от 4 мая 2012 года № 442 «Основные положения функционирования розничных рынков электрический энергии»), если потребителю не прислали уведомление о введении ограничения — это еще не значит, что потребитель не был надлежащим образом уведомлен о предстоящем ограничении [4]. Инициатор введения ограничения может опубликовать это уведомление в газете и по закону этого будет достаточно.

Уведомление о введении ограничения направляется потребителю одним из следующих способов (согласование в договоре):

• смс-сообщение на мобильный номер, указанный в договоре;
• путем опубликования в электронных СМИ;
• по электронной почте и использованием электронного документооборота;
• включением текста уведомления в счет на оплату по договору.

Перечень способов уведомления, которые не указаны в договоре:

• уведомлением на официальном сайте инициатора введения ограничения, зарегистрированном в качестве средства массовой информации. Является ли официальный сайт СМИ можно на сайте Роскомнадзора;
• опубликованием в периодическом печатном издании, являющимся источником официального опубликования нормативных правовых актов в субъекте Федерации;
• иным способом, позволяющим подтвердить доставку уведомления.

Что касается потребителей неплательщиков коммунальных услуг для бытовых нужд, то для них тоже изменился порядок отключения электроэнергии. Основной законодательный акт в этой ситуации Постановление Правительства РФ №354 «О предоставлении коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов».

Положения Постановления № 354 гласят, что при отключении электроэнергии вследствие неуплаты предупреждать жильцов о предстоящем отключении нужно обязательно. Сделать это можно несколькими способами:

• посредством личного вручения под расписку;
• заказным письмом (с уведомлением);
• в счете за ЖКУ;
• смс-сообщение на мобильный номер, указанный в договоре;
• по электронной почте;
• через личный кабинет плательщика в системе в ГИС ЖКХ,

Правила отключения предусматривают, что после получения соответствующего уведомления, у должника есть двадцать дней на погашение долга. Ранее, до принятия новой редакции правил ограничения режима потребления

электрической энергии у потребителя неплательщика было 30 дней для погашения задолженности.

Новые правила введения ограничения режима потребления электрической энергии стали гораздо более «жесткими» по отношению к потребителю. Убраны «лазейки», по которым потребители могли не платить за электроэнергию без введения ограничения.

Фактически убрано частичное ограничение режима потребления. Теперь если у потребителя отсутствует акт аварийно- и(или) технологической брони и потребитель не является «неотключаемым», его сразу ограничивают до нуля.

В отношении «неотключаемых» потребителей значительно ужесточились правила ограничения. Фактически любой потребитель стал «отключаемым», только у ранее «неотключаемых» процедура полного ограничения режима потребления может длиться до 6 месяцев.

Кроме того, введено основание ограничение режима потребления электрической энергии в случае неоплаты предварительных (авансовых) платежей.

Введены основания для привлечения к административной ответственности за нарушение введенного ограничения режима потребления, невыполнение требований о самостоятельном ограничении режима потребления, невыполнение мероприятий, обеспечивающих готовность к введению полного ограничения режима потребления (для «неотключаемых» потребителей).

Список используемой литературы

1. Втюрина, Я. П. Проблема дебиторской задолженности в энергосбытовых организациях / Я. П. Втюрина // Экономика и управление: анализ тенденций и перспектив развития. – 2014. – № 14. – С. 111-116.

2. Мусин, Агзам Хамитович. Сбыт электроэнергии [Электронный ресурс] : учебное пособие для бакалавров / А. Х. Мусин, В. И. Мозоль. – Электрон., дан. и прогр. – Барнаул : ООО «МЦ ЭОР», 2016. – URL: http://stashko.ru/16003c (дата обращения: 13.10.2020).

3. Кайль, А. Н. Комментарий к Федеральному закону от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» (постатейный) (2-е издание переработанное и дополненное) / А. Н. Кайль, В. Ю. Коржов, Н. А. Петрусева. – Саратов : Ай Пи Эр Медиа, 2013. – 406 с.

4. Постановление Правительства РФ от 4 мая 2012 года № 442 «Основные положения функционирования розничных рынков электрический энергии». – URL: http://government.ru/docs/all/82552/ (дата обращения: 22.10.2020).

Информация об авторах

Циттель Л. Ф., студент группы 8Э(з)-81, Сташко В. И. – к.т.н., доцент, ФГБОУ ВО «Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова», РФ, Алтайский край, г. Барнаул.

УДК 621.313.04

ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ ЩЁТОЧНО-КОНТАКТНОГО АППАРАТА ТУРБОГЕНЕРАТОРА

Грибанов Алексей Александрович, diread@mail.ru
Клименко Виктория Викторовна, klimenko-vika_56@mail.ru

Аннотация:

Большая часть электрической энергии нашей страны вырабатывается тепловыми электрическими станциями, где основным генерирующим оборудованием является турбогенератор. На настоящий момент несмотря на уже известные более совершенные аналоги широко распространены щёточные системы возбуждения. Данный конструктивный узел турбогенератора считается одним из самых ненадёжных и малоизученных. По сей день на тепловых станциях всей страны стабильно происходят отключения генераторов вследствие нарушений в работе щёточного аппарата. Требуется рассмотреть возможность повышения надёжности работы щёточного аппарата. В статье рассмотрены основные причины отказов щёточно-контактного аппарата и их последствия, особенности технического обслуживания данного конструктивного узла. Доказана необходимость усиления контроля за работой щёточно-контактного аппарата ввиду высокой ответственности конструктивного узла, необходимость повышения квалификации обслуживающего персонала.

Ключевые слова: щёточно-контактный аппарат, система возбуждения, турбогенератор, тепловая электрическая станция, обслуживающий персонал.

Лидирующее место в структуре генерации электрической энергии России занимают тепловые электрические станции – почти 67% от вырабатываемой установленной мощности страны. Согласно официальной информации, представленной на сайте Министерства Энергетики Российской Федерации, в 2019 году тепловыми электрическими станциями было выработано 679,9 млрд кВт·ч, коэффициент использования установленной мощности такими станциями составляет 45,7% календарного времени [1].

Почти 80% суммарного мирового объёма вырабатываемой электрической энергии обеспечивают турбогенераторы. Данный тип генераторов является основным видом генерирующего оборудования. Турбогенераторы представляют собой генератор, соединенный с паровой или газовой турбиной, являющейся фактически механическим приводом.

Турбогенераторы снабжаются системой возбуждения. Система возбуждения представляет собой комплекс оборудования, устройств, аппаратов и сборных единиц, предназначенных для возбуждения автоматически регулируемым постоянным током турбогенераторов (гидрогенераторов, синхронных компенсаторов) в нормальных и аварийных режимах. Основными функциями систем возбуждения являются возбуждение турбогенераторов, регулировка отданной в сеть

реактивной мощности, а также поддержание устойчивости параллельной работы системы [2].

Такая система считается одновременно одним из самых ответственных и ненадёжных узлов электрической машины. Система возбуждения должна отвечать следующим основным требованиям:

- обеспечивать надёжное питание обмотки возбуждения синхронного генератора в нормальных и аварийных режимах;
- обеспечивать возможность регулировки напряжения возбуждения в заданных пределах;
- обеспечивать быстродействующее автоматическое регулирование возбуждения с высокими кратностями форсирования в аварийных режимах;
- осуществлять быстрое развозбуждение и в случае необходимости производить гашение поля в аварийных режимах.

Как было сказано выше, система возбуждения имеет низкую степень надёжности. Различают щёточную и бесщёточную, независимую системы и систему самовозбуждения. Одним из самых «слабых» конструктивных мест щёточной системы является щёточно-контактный аппарат, который по сей день является широко распространённым способом передачи тока от возбудителя ротору. В процессе эксплуатации он требует непрерывного обслуживания и оперативного устранения возникающих дефектов, которые возникают достаточно часто. Процентное соотношение количества отказов турбогенераторов по причине нарушений в работе щёточно-контактных аппаратов в сравнении с другими причинами из года в год остаётся стабильно высоким и держится на уровне 10%. Приказом №676 Министерства энергетики России от 26.07.2017 «Об утверждении методики оценки технического состояния основного технологического оборудования» в соответствии с Постановлением Правительства РФ №1401, в целях контроля технико-экономического состояния объектов электроэнергетики была разработана «Методика оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей» (далее – Методика). 17 марта 2020 г. Методика претерпела изменения. В соответствии с данной Методикой 4,8% значения индекса технического состояния турбогенератора составляет техническое состояние щёточно-контактного аппарата [6].

Регистрация дефектов в работе щёточно-контактного аппарата и определение их причин во время нахождения машины в работе очень затруднительно. Основные причины нарушений в работе щёточно-контактного аппарата без учёта дефектов контактных колец представлены на рисунке 1 [4].

Несмотря на то, что, как может показаться, щёточно-контактный аппарат имеет небольшой весовой коэффициент в оценке технического состояния турбогенератора, последствия, которыми сопровождаются нарушения в работе данного конструктивного узла, очень серьезные и опасные.

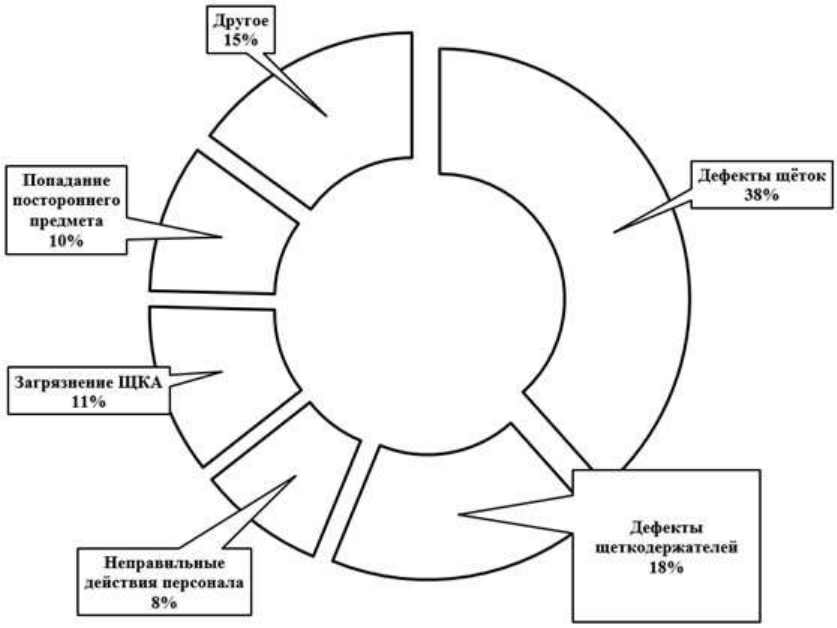


Рисунок 1 –Причины нарушений в работе щёточно-контактного аппарата

Наиболее типичные такие последствия представлены на рисунке 2.

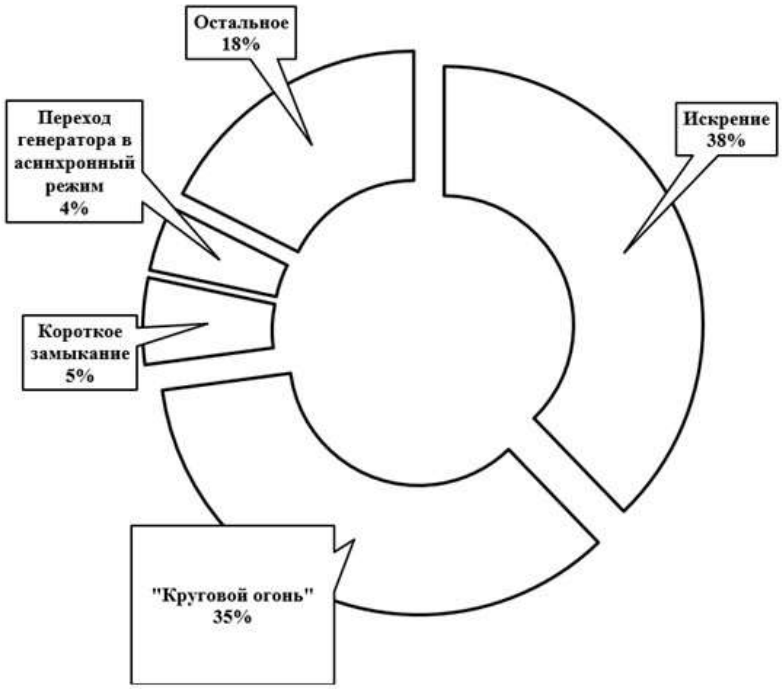


Рисунок 2 – Наиболее часто встречающиеся последствия нарушений в работе щёточно-контактных аппаратов

Стоит отметить, что данные причины могут приводить к отключению генератора и системным авариям за считанные минуты, простою оборудования, вынужденным ремонтам и большими расходами для организации.

На одной из тепловых станций отмечается особенно тяжелая ситуация аварийности по причине отказа щёточно-контактного аппарата. За последние 5 лет произошло 5 аварийных отключений генератора по следующим причинам:

- электрические щётки ненадлежащего качества;
- выборочный входной контроль и не выявление дефектных щёток;
- ненадлежащий контроль со стороны обслуживающего персонала;
- низкая квалификация персонала, обслуживающего щёточно-контактного аппарат.

Важно, что каждая из вышеупомянутых аварий так или иначе вызвана халатным отношением или попросту недостаточной квалификацией персонала.

С 2000 года и на настоящий момент основным документом, регламентирующим работу с щёточно-контактным аппаратом, является Типовая инструкция по эксплуатации и ремонту узла контактных колец и щеточного аппарата турбогенераторов мощностью 63 МВт и выше (РД 153-34.0-45.510-98) [3]. Последнее изменение в эту инструкцию вносились 1 декабря 2001 года. Инструкция разработана совместно с крупнейшими электромашиностроительными предприятиями страны - АО «Электросила» в лице главного инженера Н. Д. Пинчук и АО «Элсиб» в лице его директора по науке А. С. Постникова.

Рассмотрим общие положения данной инструкции. Первостепенным в настройке работы щёточно-контактного аппарата является такая установка электрических щёток, при которой будет обеспечена максимально равномерная токовая нагрузка каждой из параллельно включенных электрических щеток. Контролироваться уровень тока должен с помощью клещей-индикаторов. Это одна из самых сложных задач в обслуживании щёточного аппарата. Можно сказать уверенно, что настройка и контроль работы такого ответственного узла, совершенно не обеспечено технически и отдано под ответственность слесарям, имеющим «набитую руку» и интуитивно чувствующим щёточный аппарат. Руководство электрических цехов полностью полагается на их опыт и ответственность. Объективной оценки качества работы нет.

Не реже одного раза в три месяца должен производиться замен вибрации контактных колец, которая не должна превышать 300 мкм. Но нередко при выявлении причин аварий выясняется, что вибрация значительно превышала допустимую.

Важным условием надежной работы щёточно-контактного аппарата является обеспечение необходимых условий среды, где расположен турбогенератор. В помещении цеха должна быть обеспечена необходимая и допустимая влажность воздуха, соблюдаться чистота полов. Запрещено открывать окна вблизи щёточного аппарата, а также на расстоянии менее 20 метров производить любые строительные, ремонтные работы, покраску пульверизатором.

В данной инструкции описан порядок технического обслуживания щёточно-контактного аппарата при нормальном и ненормальном режиме его работы. Рассматривая нормальный режим работы выделяют:

- пуск турбогенератора;
- работа турбогенератора под нагрузкой;
- станов турбогенератора;

- особенности обслуживания аппаратов, оснащённых съёмными щёточными блоками.

Среди таких особенностей выделяют следующее:

- наряду с общими требованиями ремонтный персонал один-два раза в неделю выполняет осмотр щёточных блоков путём их поочередной выемки, сравнивая при этом степень искрения под щётками, крепёжных деталей, щёткодержателей, состояние изоляции и при необходимости выполняют замену щёток и устраняют дефекты;

- при длительной работе турбогенератора с более низким по отношению к номинальному значению тока ротора есть возможность уменьшить количество щёточных блоков, находящихся в работе.

При каждом пуске турбогенератора оперативный персонал должен контролировать работу щёточного аппарата. Перед пуском персонал должен убедиться, что контактные кольца и сам аппарат чистые, отсутствует возможность попадания внутрь устройства пыли и влаги, отсутствуют течи масла из подшипника. В процессе пуска строго следить за разностью температур выходящего и входящего в щеточный аппарат воздуха, отсутствием вылета частиц. Значение разности температур определяется для каждого генератора в режиме номинального тока ротора с увеличением на 20%. Данные параметры должны контролироваться и после пуска турбогенератора. Также необходимо наблюдать за образованием политуры на контактных кольцах, если производилась их механическая обработка. Часто оперативный персонал, аргументируя тем, что во время останова машины работ на щёточном аппарате не производилось, пренебрегает тщательным надзором за работой данного конструктивного узла, что противоречит положениям инструкции.

Спустя двое суток после пуска генератора ремонтный персонал должен обмерить токовую нагрузку, при необходимости увеличить усилие нажатия некоторых щёток, произвести измерение вибрации.

Во время нормальной работы турбогенератора оперативный персонал трижды за свою смену (после приёмки, в середине смены и перед сдачей) должен производить осмотр щёточного аппарата, контролируя при этом входящий и выходящий воздух, отсутствие течей масла и вылетевших частиц графита, нормальный уровень сопротивления цепей возбуждения, а также «отсутствие искрения щёток или наличие искрения со степенью не более 1 1/4 (слабое точечное искрение под небольшой частью щетки)». Последнее вызывает наибольшие трудности. Во-первых, искрение при дневном свете выявить не просто, во-вторых, не каждый дежурный монтер может оценить степень искрения под щётками ввиду своей неопытности. Учитывая, что обходы в целом производятся через каждые четыре часа, неверная оценка степени искрения может привести к возникновению «кругового огня» и развитию аварии.

Один раз в сутки в ночную смену должен производиться более тщательный осмотр на наличие сработавшихся до высоты 30 мм щёток, потемнений, других повреждений.

Один-два раза в неделю ремонтным персоналом должна проводиться продувка аппарата сухим сжатым воздухом, регулировка токораспределения между

щётками (отношения уровней токов максимально и минимально нагруженных щеток 4:1) и устранение других дефектов, обнаруженных оперативным персоналом. Сведения о выполнении работ должны фиксироваться в журнале учета работы щёточно-контактного аппарата.

При останове турбогенератора от оперативного персонала требуется только вызвать ремонтный персонал для оценки запыленности щёточного аппарата.

Рассмотрим ненормальные режимы работы щёточно-контактного аппарата. При отказе данного конструктивного узла всегда производится разгрузка и отключение от сети турбогенератора.

Как при выполнении аварийно-восстановительных, так и ремонтных работ, самое главное, на что стоит обращать внимание – качество щёток, их принадлежность одной марке, опытность и квалификация обслуживающего персонала. Как было описано выше, подавляющее количество нарушений в работе щёточного аппарата возникают именно из-за электрических щёток [5].

Таким образом, для обеспечения надёжной работы щёточно-контактного аппарата, необходима непрерывная оперативная работа по его обслуживанию, которая обеспечила бы своевременно принятые меры при начальных стадиях развития нарушения в работе аппарата. От обслуживающего персонала требуется большое количество знаний и опыта. Также возникает необходимость в технической оснащённости тепловых станций приборами контроля работы щёточного аппарата, которые не указываются в типовой инструкции по эксплуатации.

Список используемой литературы:

1. Официальный сайт Министерства Энергетики Российской Федерации [Электронный ресурс]. URL : https://minenergo.gov.ru.

2. ГОСТ 21558-2018 Системы возбуждения турбогенераторов, гидрогенераторов и синхронных компенсаторов. Общие технические условия. – Введ. 2019-06-01. - М.: Стандартинформ, 2019. – 35 с.

3. РД 153-34.0-45.510-98 Типовая инструкция по эксплуатации и ремонту узла контактных колец и щеточного аппарата турбогенераторов мощностью 63 МВт и выше. – Введ. 2000-07-01. - М.: СПО ОРГРЭС, 2000. – 84 с.

4. Самородов Ю. Н. Парадоксальные свойства скользящего контак-та в ЩКА / Самородов Ю. Н. – М. : Энергопрогресс : Энергетик, 2013 . – 56 с. – (Библиотечка электротехника, приложение к журналу «Энергетик» ; Вып. 6(174)) . - ISBN 0013-7278

5. ГОСТ 53617-2009. Щетки электрических машин. Конструкция. Тип и размеры. – Введ. 2011-01-01. - М.: Стандартинформ, 2011. – 70 с.

6. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 26 июля 2017 года № 676 «Об утверждении методики оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей» (с изменениями на 17 марта 2020 года). URL : https://minenergo.gov.ru/node/9556

Информация об авторах

Грибанов А. А.- к.т.н., доцент, Клименко В. В. – студент группы 8Э-91, ФГБОУ ВО «Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова», РФ, Алтайский край, г. Барнаул.

УДК 621.315.23:679.743.1:679.748

ПРОБЛЕМЫ НЕПРЕРЫВНОЙ ДИАГНОСТИКИ ИЗОЛЯЦИИ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ НАПРЯЖЕНИЕМ 6-10 кВ ПОД РАБОЧИМ НАПРЯЖЕНИЕМ

Попов Андрей Николаевич, popov.a.n@mail.altstu.ru
Вагенлейтер Даниил Александрович, d.a.wagenleiter@gmail.com

Аннотация:
На сегодняшний день на территории нашей страны не существует практики использования непрерывной диагностики состояния кабельных систем. Нормативно-правовая база предписывает лишь периодическую проверку кабельных линий, при этом для проверки кабельной линии необходимо вывести её из эксплуатации. Помимо очевидных экономический потерь, связанных с простоем электрооборудования во время испытания и ремонта, сами испытания могут оказывать на оборудование разрушительное воздействие, которое зависит от способа проверки изоляции. Решить проблемы периодической проверки помогает система непрерывной диагностики. Данная система позволяет отслеживать состояние кабельной линии под рабочим напряжением и используют метод диагностики не приводящий к старению изоляции, а, следовательно, исключает основные минусы периодической проверки – экономические потери и разрушительное воздействие.

Ключевые слова: кабельная линия, диагностика линии, контроль изоляции, непрерывная диагностика, периодическая диагностика, методика идентификации

На сегодняшний день системы кабельных линий являются аналогом кровеносной системы в жизни человека. Работоспособность кабельной линии – это то, без чего сегодня нельзя представить современную жизнь. Каждая сетевая компания уделяет много времени поддержанию работоспособности кабельной системы [1].

Повсеместно используется практика периодической проверки кабельных линий, т.е. проверки в соответствии с календарным планом. В соответствии с действующими нормативами состояние кабельной линии можно проверить повышенным напряжением. Однако, хоть это уже и стало чем-то обыденным, у этого способа есть два существенных недостатка – необходимость вывода линии из эксплуатации с целью проведения диагностики и разрушительное воздействие повышенного напряжения на состояние изоляции. Решить обе эти задачи может непрерывная диагностика. В отличии от традиционного метода, проверка изоляции осуществляется «on-line», т.е. под рабочим напряжением, не требуя вывода линии из эксплуатации, а также опирается современные методы диагностики, которые не оказывают разрушительного воздействия на кабельную линию. Рассмотрим обе проблемы периодической проверки подробнее и сравним, как непрерывная диагностика помогает их решить.

При периодической проверке кабельной линии может возникнуть две ситуации: первая – когда линия была выведена из экспликации с целью диагностики и оказалась в работоспособном состоянии и вторая – когда линия была выведена из экспликации и было обнаружено повреждение изоляции. В первом

случая линия выведена из эксплуатации, однако является целой, т.е. при использовании непрерывной диагностики можно было бы избежать данной проверки, не тратить время на диагностику, оставить линию в работе, тем самым снизив экономические потери. Во втором случая всё сложнее. Линия была выведена из эксплуатации и оказалось поврежденной. Однако, сколько линия проработала в поврежденном состоянии неизвестно. Скорее всего, повреждение уже давно существовало, и работающая линия в поврежденном состоянии лишь ухудшало эту проблему. Непрерывная диагностика позволила бы обнаружить проблему в момент её появления и осуществить ремонт в нужное время, что также приводит к снижению экономических затрат.

Вторая проблема – это методы диагностики. Традиционный метод диагностики повышенным напряжением оказывает разрушительное влияние на состояние линии, сокращая срок её службы. Кроме того, диагностика данным методом не позволяет выявлять местные дефекты особенно на ранних стадиях их развитиях. Современные же методы позволяют устранить этот недостаток, вовремя обнаружить дефект и устранить его.

На сегодняшний день существуют три наиболее популярных метода неразрушающей диагностики: тепловизионный контроль, измерение диэлектрических потерь, измерение характеристик частичных разрядов. В данный момент ни одна страна в мире полностью не перешла на данные методы. У каждого из этих методов есть свои плюсы и минусы.

Применение тепловизора для выявления дефектных элементов основано на том, что наличие некоторых видов дефектов вызывает изменение температуры этих элементов и, как следствие, изменение интенсивности инфракрасного излучения, которое может быть зарегистрировано названными приборами.

Измерение диэлектрических потерь основано на том, что изоляция токоведущей жилы кабеля относительно других жил и заземленной оболочки в трехфазном кабеле и относительно заземленной оболочки в одножильном кабеле образует емкость, изолирующая способность которой характеризуется диэлектрическими потерями в ней, а также тангенсом угла диэлектрических потерь – tg δ. Тангенс угла диэлектрических потерь – величина интегральная и оценивает общее состояние всей изоляции целиком. При наличии местного дефекта на начальной стадии развития, например на кабельной линии, величина tg δ изменится незначительно. Однако при наличии дефекта будет наблюдаться изменение tg δ, в зависимости от приложенного напряжения.

Однако, наибольшим интересом пользуется метод измерения характеристик частичных разрядов. Частичный разряд – локальный электрический разряд, частично шунтирующий изоляцию между проводниками, возникающий, как в прилегающих, так и не в прилегающих к проводнику объемах изоляции. В зависимости от целей и классификации испытаний, измерение характеристик частичных разрядов может проводиться как в процессе нормальной работы энергетического оборудования без вывода его из эксплуатации, так и при выведенном из эксплуатации оборудовании при использовании малогабаритных источников испытательного напряжения различных форм. Существующие сегодня в мировой практике способы идентификации дефектов изоляции по характеристикам

частичных разрядов условно можно разбить на три группы. Они представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Методики идентификации дефектов изоляции [2]

Принцип идентификации	Инструмент идентификации	Недостатки
Экспертные оценки интегральных характеристик частичных разрядов и особенностей формы амплитудно-фазовых спектров частичных разрядов	Анализ интегральных характеристик частичных разрядов	Отсутствие количественных критериев Низкий уровень идентификации за счет субъективной оценки Сложность автоматизации
Анализ формы индивидуальных импульсов частичных разрядов и закономерностей их возникновения	Преобразование Фурье, Вейвлет TF-карты	Выраженные зависимости формы импульсов частичных разрядов от передаточных характеристик регистратора и местоположения частичных разрядов в изоляции
Анализ статистических параметров амплитудно-фазовых спектров частичных разрядов	Кластерный и фрактальный анализ Искусственные нейронные сети	Ограниченное количество характеристических признаков Ненадежность искуственных нейронных сетей Выраженная зависимость качества идентификации от качества обучающей выборки

Из представленных методик одной из наиболее современных и эффективных диагностических систем, предназначенных для оценки состояния изоляции всех типов кабелей методом контроля характеристик ЧР, является система OWTS (Oscillating Wave Test System), в которой реализован метод измерения ЧР осциллирующим затухающим напряжением [3]. Для спектрального представления последовательности импульсов частичных разрядов применяются

преобразования Фурье, Вейвлет, Хаара и Уолша и другие. Таким образом, каждый импульс частичного разряда может быть представлен в виде точки в двумерных координатах (T, F) – так называемая TF-карта классификации, впервые реализованная в приборах фирмы «TechImp» следующим образом. Импульсам частичных разрядов, относящимся к одному дефекту, будут соответствовать точки в TF-карте, которые близки друг к другу. Соответственно, импульсы частичных разрядов, относящиеся к другим источникам, будет производить отдельные и отличные группы точек в классификационной карте. Подход, основанный на TF-декомпозиции импульсов частичных разрядов, очень эффективен для отклонения шумов, которые являются главными проблемами при мониторинге высоковольтной изоляции.

Таким образом, использование непрерывной диагностики имеет ряд существенных преимуществ в сравнении с традиционным, периодическим методом. Системы непрерывной диагностики позволяет отслеживать состояние линии под рабочим напряжением, вовремя узнавать о возникновении повреждение и оперативно устранять неполадку, что приводит к снижению экономических потерь.

Список используемой литературы

1. Диагностика оборудования и кабельных линий без вывода в ремонт. – Текст : электронный. – URL : https://hvpd.ru/pdf/diagn_kn_p1.pdf

2. Диагностика кабельных линий: у ворот в новую эпоху. – Текст : электронный. – URL : https://www.elec.ru/articles/diagnostika-kabelnyh-linij-u-vorot-v-novuyu-epohu

3. Диагностика кабельных линий классов напряжения 35-110 кВ. – Текст : электронный.– URL : https://mobile.ruscable.ru/article/61/

Информация об авторах

Попов А. Н. – к. т. н ., доцент, Вагенлейтер Д. А. – студент магистратуры группы 8Э-01, ФГБОУ ВО «Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова», РФ, Алтайский край, г. Барнаул.

УДК 658.64

О ПРОБЛЕМАХ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДИКИ РАСЧЕТА НЕУЧТЕННОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Щербак Илья Юрьевич, sherbak22@gmail.com
Сташко Василий Иванович, diael@mail.ru

Аннотация:
В статье рассматривается вопросы бездоговорного и (или) безучётного потребления электроэнергии. Приводятся данные об объёмах безучетного и (или) бездоговорного потребления электроэнергии за период 2017–2019 гг. Рассмотрена значимость применения методики расчета бездоговорного и (или) безучётного использования электрической энергии. На основе анализа имеющихся альтернатив выделены направления снижения эффективности реализуемых мероприятий по сокращению коммерческих потерь и развитию электросетевого комплекса.

Ключевые слова: электрическая энергия, бездоговорное потребление электроэнергии, неучтенное потребление электроэнергии, методика расчета, административная ответственность.

Правовые основы функционирования российских розничных рынков электрической энергии и порядок взаимодействия их субъектов установлены Постановлением Правительства от от 4 мая 2012 г. № 442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии». Согласно пункту 136 Основных положений - определение объёма потребления (производства) электрической энергии (мощности) на розничных рынках, оказанных услуг по её передаче, фактических потерь в объектах электросетевого хозяйства осуществляется на основании данных, полученных с использованием приборов учёта электрической энергии, а при их отсутствии и в установленных случаях – путём применения расчётных способов (приложение № 3 к Основным положениям) [1].

В соответствии с пунктом 167 Основных положений субъекты электроэнергетики (энергосбытовые, энергоснабжающие и сетевые организации) должны проверять соблюдение потребителями требований порядка учёта электрической энергии и условий заключённых договоров, выявлять факты бездоговорного и безучётного потребления электроэнергии [1]. Бездоговорным потреблением электроэнергии являются самовольное подключение энергопринимающих устройств к объектам электросетевого хозяйства и (или) использование электрической энергии в отсутствие заключённого в установленном порядке договора. Расходование электрической энергии в нарушение договора энергоснабжения в части её учёта со стороны потребителя, совершение им иных действий, искажающих данные об использованном объёме, рассматриваются как безучётное потребление электроэнергии [2].

По факту выявленного бездоговорного или безучётного использования электрической энергии составляется акт о её неучтённом потреблении и

определяется объём незаконно израсходованных ресурсов в соответствии с «Расчётными способами учёта электрической энергии (мощности) на розничных рынках электрической энергии».

Порядок расчета при безучетном потреблении указан в п. 194, 195 Правил, утвержденных Постановлением Правительства № 442. Установленный расчёта платы за неучтённый ресурс направлены на стимулирование потребителей к энергосбережению путём удержания от несанкционированного вмешательства в работу прибора учёта и в случае причинения реального имущественного вреда поставщику ресурса (сетевой организации) служат допустимым механизмом его возмещения. Кроме того, стимулируют сетевую организацию (гарантирующего поставщика) к своевременному и надлежащему исполнению обязанностей по проведению проверок приборов учёта потребителей, принятию мер к выявлению нарушений и уменьшению потерь. Данная методика расчёта объёма бездоговорного и безучётного потребления электроэнергии является единственной, иные нормативные акты действующим законодательством не предусмотрены [1].

С учётом размера причинённого в результате неучтённого потребления электрической энергии ущерба субъекты электроэнергетики обращаются в правоохранительные органы для привлечения недобросовестных потребителей к административной либо уголовной ответственности. За самовольное подключение и использование электрической энергии с нанесением ущерба менее 250 тысяч рублей статьёй 7.19 КоАП России предусмотрено наложение административного штрафа на граждан в размере от 10 тысяч до 15 тысяч рублей, должностных лиц – от 30 тысяч до 80 тысяч рублей, юридических лиц – от 100 тысяч до 200 тысяч рублей. Если сумма недополученной выгоды субъектов электроэнергетики составляет более 250 тысяч рублей, потребитель привлекается к уголовной ответственности по статье 165 УК России. За причинение имущественного ущерба путём обмана или злоупотребления доверием при отсутствии признаков хищения, совершённое в крупном размере, предусмотрен штраф в размере до 300 тысяч рублей (или в размере заработной платы или иного дохода осуждённого за период до 2 лет), либо принудительные работы на срок до 2 лет с ограничением свободы на срок до 1 года (или без такового), либо лишение свободы на срок до 2 лет со штрафом в размере до 80 тысяч рублей (или в размере заработной платы или иного дохода осуждённого за период до 6 месяцев или без такового) и с ограничением свободы на срок до 1 года или без такового [4].

Анализ деятельности филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Алтайэнерго» (г. Барнаул Алтайского края) свидетельствует о том, что в 2017 году ущерб от бездоговорного и безучётного потребления электроэнергии составил 33,1 млн рублей или 3,2% общего объёма фактических потерь электрической энергии филиала, 2018 году – 51,8 млн рублей или 4,4% общего объёма потерь, 2019 году – 49,5 млн рублей или 4,5% общего объёма потерь [3].

Динамика показателей бездоговорного и неучтенного потребления электрической энергии представлена на рисунке 1.

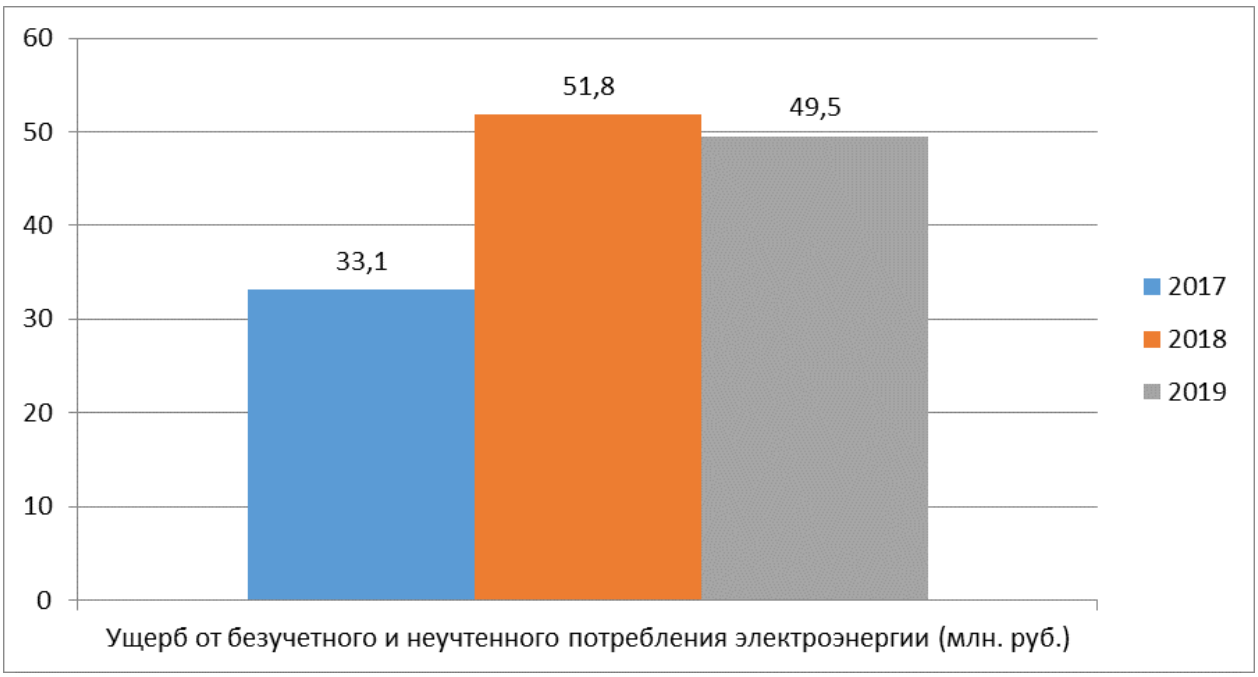


Рисунок 1 - Динамика показателей бездоговорного и неучтенного потребления электрической энергии

Показатель количества потребителей привлеченных к административной ответственности, вследствие бездоговорного и (или) неучтенного потребления электроэнергии представлен на рисунке 2.

Рисунок 2 - Показатель количества потребителей привлеченных к административной ответственности, вследствие бездоговорного и (или) неучтенного потребления электроэнергии

В 2017 году на основании отчетных данных филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Алтайэнерго» к административной ответственности по статье 7.19 КоАП России ГУ МВД России по Алтайскому краю привлечены 132 потребителя (общая сумма ущерба составила 4,9 млн рублей), 2018 году – 490 потребителей (22,9 млн рублей), 2019 году – 550 потребителей (25,3 млн рублей) [3] .

В указанный период для принятия решения о возбуждении уголовного дела филиалом ПАО «Россети Сибирь» – «Алтайэнерго» направлено 41 заявление в ГУ МВД России по Алтайскому краю (в 2017 году – 10 заявлений, общая сумма ущерба составила 28,2 млн рублей, 2018 году – 20 заявлений/28,9 млн рублей, 2019 году – 7 заявлений/20,2 млн рублей). Во всех случаях вынесены постановления об отказе в возбуждении уголовных дел по основаниям, связанным с отсутствием события или состава преступления.

Прокуратурой Алтайского края разъяснено, что применяемая филиалом ПАО «Россети Сибирь» – «Алтайэнерго» методика расчёта объёма бездоговорного и безучётного потребления электроэнергии (приложение № 3 к Основным положениям) недопустима для целей уголовного преследования (письма от 11 апреля 2019 г. № 69-17-2019-278, от 25 июня 2019 г. № 69-17-2019-22174). Так, для определения наличия в действиях потребителя состава преступления, ответственность за которое предусмотрена статьёй 165 УК России, необходимо установить факт причинения собственнику имущества реального материального ущерба либо ущерба в виде упущенной выгоды (недополученных доходов), превышающего 250 тысяч рублей. Однако предусмотренный методикой порядок расчёта платы за неучтённый ресурс не позволяет установить фактический объём потреблённой электрической энергии, и, соответственно, реальную сумму ущерба, причинённого преступлением. С учётом полученных пояснений с июля 2019 г. по настоящее время филиалом ПАО «Россети Сибири» – «Алтайэнерго» материалы о 6 фактах выявленного бездоговорного потребления электрической энергии (ущерб 6 млн рублей) в правоохранительные органы края не направлялись [5].

Неурегулированные вопросы применения в уголовном производстве методики расчёта неучтённого потребления электрической энергии создают предпосылки для непривлечения к ответственности недобросовестных потребителей ресурса и расширения масштаба их деятельности, нанесения ущерба субъектам электроэнергетики, снижения эффективности реализуемых мероприятий по сокращению коммерческих потерь и развитию электросетевого комплекса.

Необходимо дополнительное изучение проблемных вопросов правового применения методики расчёта объёма бездоговорного и безучётного потребления электроэнергии и рассмотрение целесообразности разработки новых способов и порядка расчёта платы за фактический объём использованной электрической энергии для определения суммы ущерба, причинённого недобросовестными потребителями.

Список используемой литературы

1. Постановление Правительства РФ от 4 мая 2012 г. № 442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии» (далее – Основные положения) на территориях субъектов Российской Федерации, объединенных в ценовые зоны оптового рынка, электрическая энергия (мощность)». – Текст : электронный : КонсультантПлюс. – [сайт] – 2020. – URL: http://www.consultant.ru (дата обращения 12.11.2020).

2. Последствия бездоговорного и безучетного потребления электрической энергии. – Текст : электронный : КонсультантПлюс. – [сайт] – 2020. – URL: https://transneftenergo.transneft.ru/info/ (дата обращения 12.11.2020).

3. Официальный сайт филиала ПАО «Россети-Сибирь» - «Алтайэнерго». Электронный ресурс. URL: https://www.rosseti.ru (дата обращения 10.11.2020).

4. КоАП РФ Статья 7.19. Самовольное подключение и использование электрической, тепловой энергии, нефти или газа. – Текст : электронный : КонсультантПлюс. – [сайт] – 2020. – URL: http://www.consultant.ru/document (дата обращения 10.11.2020).

5. Разъяснения о методике расчёта объёма бездоговорного и безучётного потребления электроэнергии, применяемого сетевыми организациями. Официальный сайт Алтайского края. – Текст : электронный : [сайт] – 2020. – URL: https://epp.genproc.gov.ru/web/proc_22 (дата обращения 10.11.2020).

Информация об авторах

Щербак И. Ю., студент группы 8Э(з)-81, Сташко В. И. – к.т.н., доцент, ФГБОУ ВО «Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова», РФ, Алтайский край, г. Барнаул.

УДК: 621.311.2

МОНИТОРИНГ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА СОЛНЕЧНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

Жабин Николай Ильич, zhabin_ni@altaiensb.com
Сташко Василий Иванович, diael@mail.ru

Единичная мощность и количество источников возобновляемой энергии изо дня в день растет, одновременно возрастает необходимость постоянного мониторинга качества электрической энергии в точке общего подключения солнечных электростанций.

Мониторинг качества электроэнергии имеет правовые, технические и экономические и последствия. Электрические параметры меняются непрерывно и зависят от нескольких факторов, в том числе солнца и ветра. Инсталляция устройства непрерывной записи и мониторинга высокого разрешения в точке общего подключения позволяет в процессе работы электростанции или энергосистемы обеспечить все те требования, которые предъявляются к электрической сети.

Известно, что одна из наиболее распространенных проблем, которая актуальна как для потребителей, так и для производителей энергии – это проблема качества электроэнергии. Для эффективного и адекватного анализа влияющих на качество электроэнергии изменений, используется устройство Elspec PQA (соответствует международному стандарту IEC 61000-4-30 Class A), позволяющее производить мониторинга качества электроэнергии соответствующего класса. Устройства данного тип непрерывно записывает и удерживает все необходимые параметры сети в течение достаточно длительного времени. При этом, запись, в том числе и формы волны, производится с высоким разрешением. Такой вид контроля позволяет отслеживать все необходимые электрические параметры.

На рисунке 1 приведены изменения среднеквадратичного напряжения (RMS). Искажения напряжения зафиксированы за период в 1850 циклов [1]. Данные записаны рекордером Elspec PQA (PQA - анализатора качества электрической энергии) в точке общего подключения солнечных электростанций. Приведенные на рисунке 1 результаты измерений показывают наличие аномалий. Эти аномалии не выходят за установленные в стандартах пределы, т.е., отследить их обычными устройствами невозможно. Но, используя прецизионный прибор Elspec PQA, все минимальные изменения качества напряжения можно наблюдать, анализировать, и далее использовать как диагностические параметры с целью поддержания высокого уровня надежности энергосистемы.

Следующий пример, это запись данных при переключении отпаек трансформатора ВН. Данный пример показывает изменение RMS, и изменение формы сигнала, т.е. коэффициента нелинейных искажений (THD). Измерения производятся в двух разных временных диапазонах.

Переключения на разные отпайки обмотки у трансформатора возможны на три уровня напряжения, т.е. на три ступени в сторону повышения или понижения напряжения трансформатора.

Как видно, после первого переключения трансформатор оставался в установленном режиме около семи секунд, и, далее, после того как произошло второе переключение, трансформатор находился в этом режиме работы двенадцать секунд.

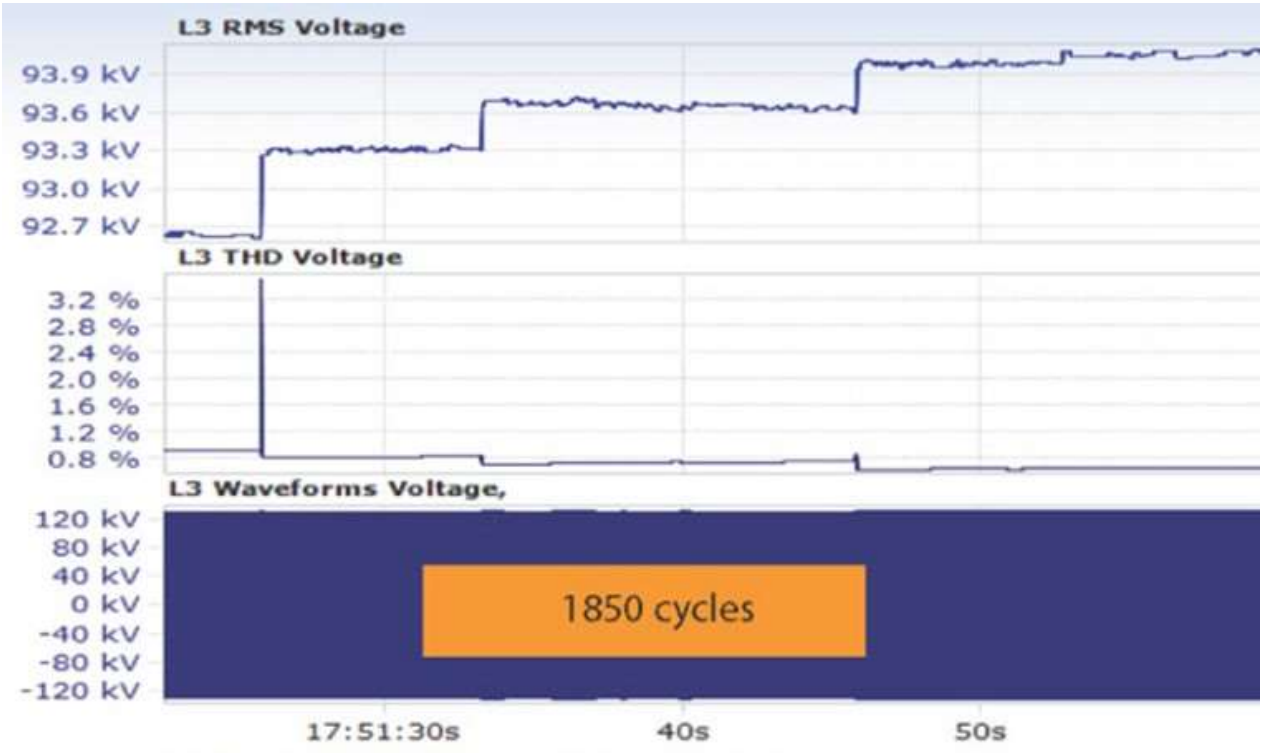


Рисунок 1 - Изменение напряжения RMS за период в 1850 циклов [1]

В рассмотренном примере, на графике изменения напряжения RMS особенно заметен значительный скачек THD до 3,2 %. Данный всплеск появился только лишь при первом переключении отпаек трансформатора. В [1] указывается, что такие резкие изменения THD за короткий период времени являются индикатором аномальных переходных процессов, и на них следует обращать особое внимание.

Рассмотрим изменение формы сигнала и напряжения RMS, THD за период в 4 цикла (рисунок 2).

Искажение в форме волны L3 указывает на потенциальную проблему в переключателе от паек трансформатора. Из этого можно сделать вывод о том, что указанное выше (рисунок 1) искажение находится в пределах стандартного диапазона и, соответственно, оно не было бы за писано ни каким другим анализатором, который не имеет не прерывной за писи высокого разрешения и сохранения формы волны, как, например, анализатор Elspec BlackBox G4400 [1].

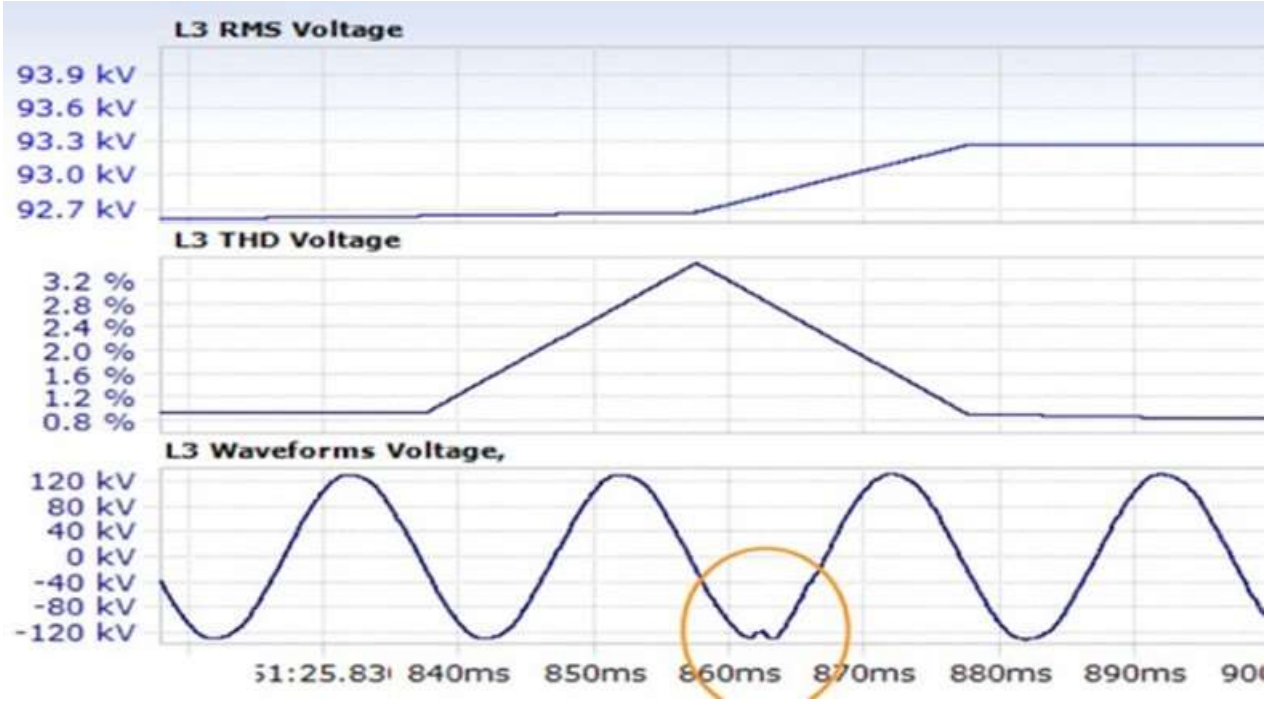


Рисунок 2 - Напряжение RMS, THD и изменение
формы сигнала за период 4-х циклов

Следующий пример - последовательное падение напряжения. В этом примере производится запись трехфазных токов и напряжений в фотоэлектрической системе. В таких измерениях возможно увидеть два последовательных падения напряжения в двух разных временных периодах (рисунок 3 и 4). Значения на графике являются среднеквадратическим значением за цикл [1].

Рисунок 3 - Последовательные падения напряжения

Рисунок 4 - Последовательные падения напряжения

Как видно из вышеприведенных графиков, после первого падения напряжения ток попытался восстановить его значение до 240 А на фазу, но второе по следующее падение напряжения заставило его снова упасть до 150 А, что привело к по степенному восстановлению до 240 А, продолжительностью 53 секунды.

Другие доступные PQA, которые не имеют непрерывной записи с высоким разрешением, фиксируют средние значения 10/15 минут, пока значения находятся в пределах стандартов. В этих типах PQA за писано только событие первого падения напряжения, поскольку оно превысило порог падения 90%. Второе падение напряжения не за писано, поскольку оно не вы ходило за по роговые значения стандарта.

Следующий пример - это изменение напряжения в фотоэлектрической системе солнечной электростанции.

Данный пример иллюстрирует влияние генерируемой мощности (KW) на уровень напряжения в фотоэлектрической системе на 50 кВт, подключенной к сети низкого напряжения.

Суточные колебания мощности и напряжения показаны на рисунке 5 [2]. Как видно из графика с 11:45 до 12:50 существует множество колебаний изменения мощности. Чтобы лучше понять характер этих изменений, необходимо увеличить временной диапазон до 5 минут. График с увеличенным до 5 минут диапазоном приведен на рисунке 6.

Таким образом, когда напряжение находится в пределах 250,2-250,6 В, мощность преобразователя снижается с 41 кВт до 28 кВт, и в результате происходит уменьшение напряжения на 1,7 В. Через одну минуту мощность снова возрастает, а напряжение следует за комплектом. Когда напряжение снова достигает 2 0,2 В, мощность снова уменьшается до 28 кВт.

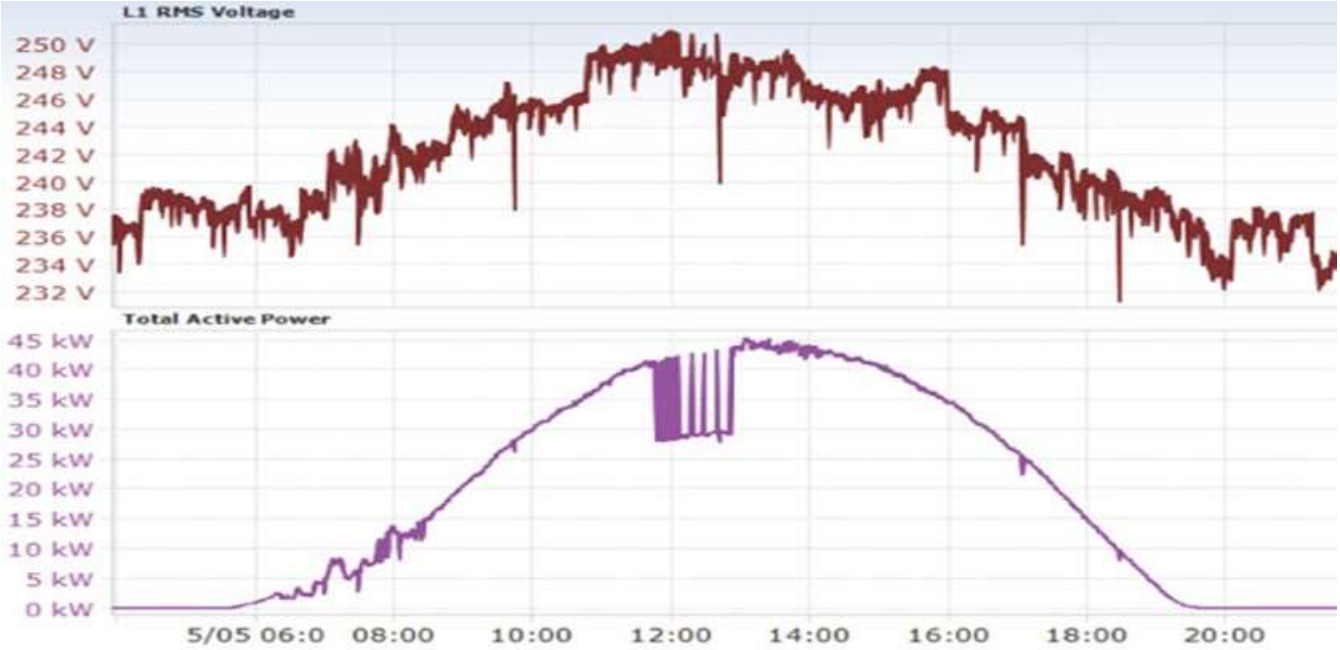


Рисунок 5 - Ежедневные изменения мощности и напряжения
в фотоэлектрической системе на 50 кВт

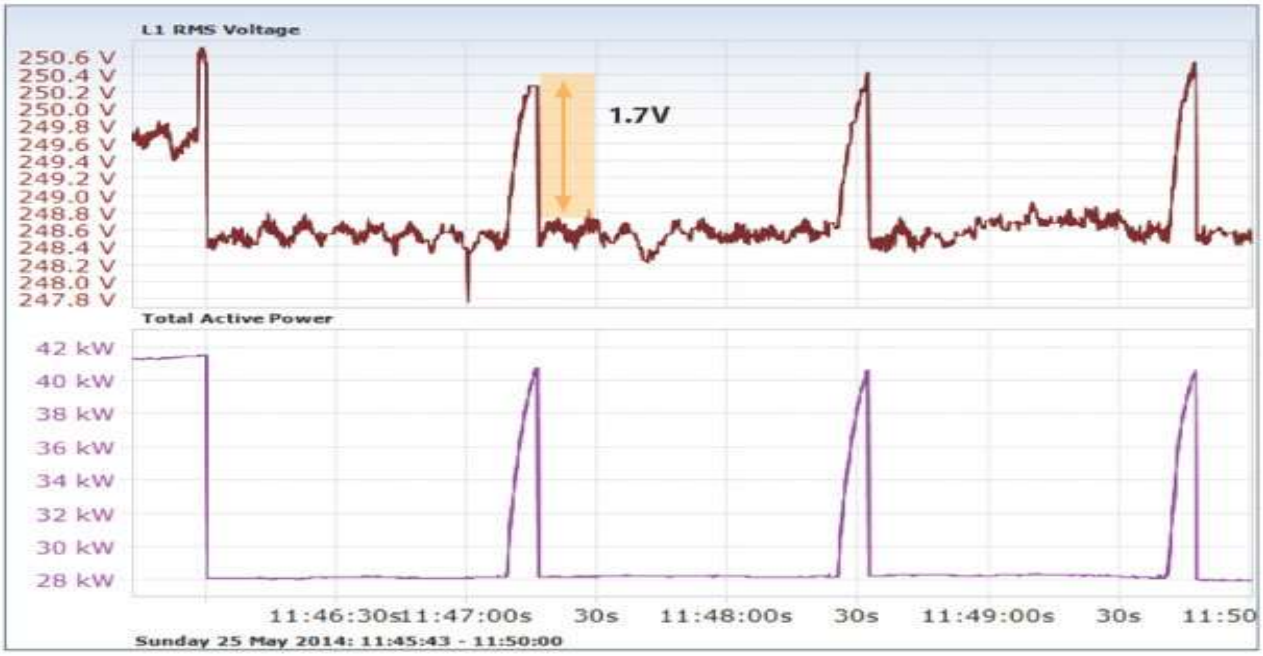


Рисунок 6 - Колебания мощности и напряжения
в фотоэлектрической системе на 50 кВт

Чтобы лучше понять процесс этих изменений, можно увеличить время до 9 секунд (рисунок 7).

Таким образом, форма напряжения и повышения мощности могла быть вызвана не исправностью фотогальванической системы, которая вызывает не нужные изменения напряжения или ее работы на верхнем пределе рабочего напряжения

(250,2 В) при достижении этого значения напряжения защита инвертора ограничивает его мощность и следовательно снижает напряжение системы [3].

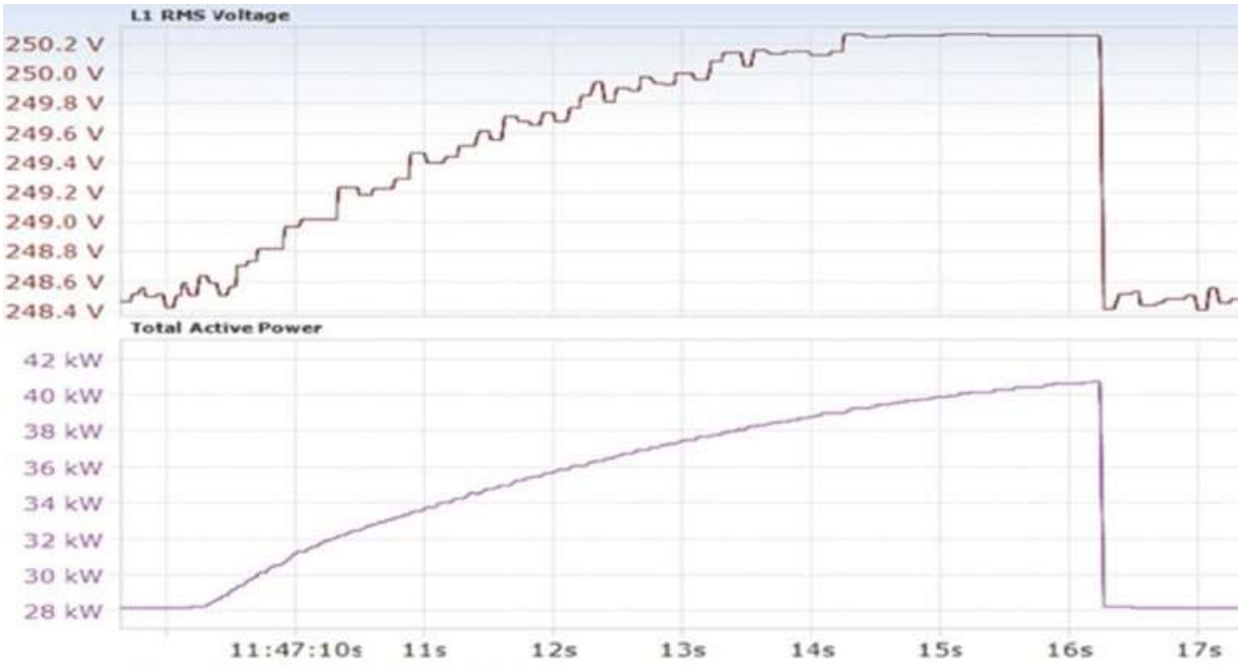


Рисунок 7 - Колебания мощности и напряжения в фотоэлектрической системе мощностью 50 кВт (диапазон 9 секунд)

Использование PQA с непрерывной записью с высоким разрешением – это единственный способ идентифицировать, аномалии, поскольку значения напряжения находятся в пределах стандартов и среднее значение 10/15 минут, не может выявить это явление.

Одна из наиболее распространенных в электрических сетях картина работы инвертора солнечной электростанции со значительными провалами генерируемой мощности, часто происходит «постфактум», т.е., уже после установки оборудования [4]. В результате, заказчик, занимающийся эксплуатацией электростанции, начинает предъявлять претензии к компании, которая производила установку системы, так как терпит убытки из-за значительного снижения генерации и финансовых потерь.

В свою очередь, организация, устанавливающая солнечную электростанцию, заявляет, что оборудование исправно, а изменения напряжения в сторону повышения или понижения, это эксплуатационные проблемы, т.е. проблемы, которые к ним не относятся. Вместе с тем нужно понимать, что данная проблема существует, и её необходимо решать.

Профессиональный подход к решению данной проблемы – это необходимость проведения предварительных измерений (рисунок 8).

Для предотвращения подобных ситуаций необходимо в обязательном порядке проводить аудит качества электроэнергии. Так, как видно из выше

представленного графика, именно завышенное до 262 В напряжение, как раз и может стать причиной указанных в данной статье проблем.

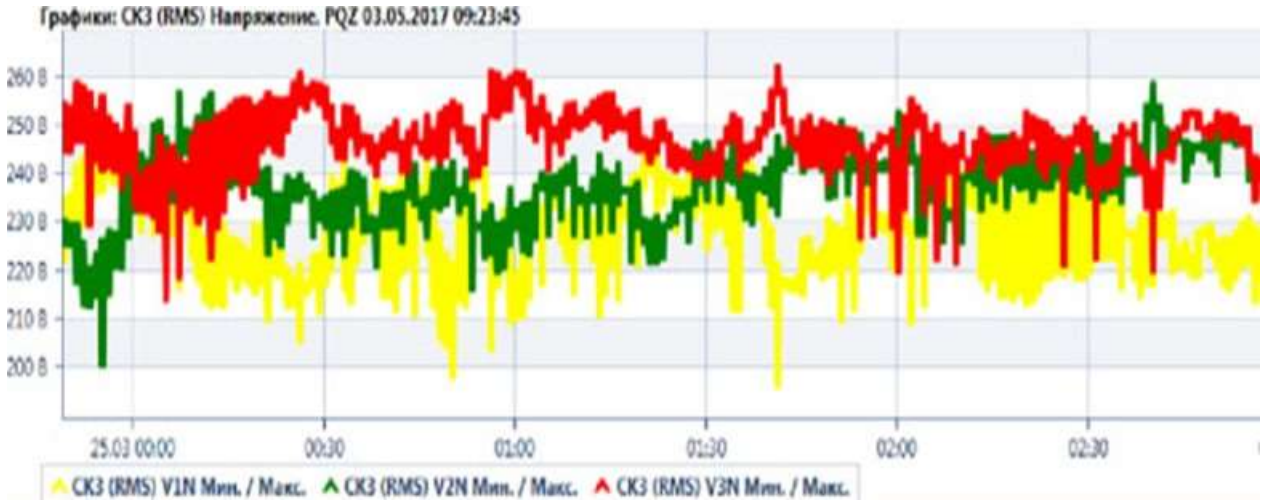


Рисунок 8 – График предварительных измерений характеризующий качества напряжения за определённый период времени

Получив информацию о параметрах качества электроэнергии, можно решить проблему до того, как солнечная электростанция будет введена в эксплуатацию. Например, можно подобрать другую модель сетевого инвертора, которая будет иметь другие характеристики работы, обеспечивая заданный стандартами уровень качества вырабатываемой электроэнергии.

Список используемой литературы

1. Эдуард Чевела. Зачем нужно мониторить качество электроэнергии на солнечных электростанциях. Разбор от ЭлектроВестей и Экстрим ЛТД. – 2014. – URL: https://elektrovesti.net/ (дата обращения 12.08.2020).

2. Электронный ресурс: Официальный сайт «Россети Сибирь» www.rosseti-sib.ru.

3. Горбенко О. Н., Рожкова А. А. Проблемы использования солнечной энергии // Современные наукоемкие технологии. – 2014.

4. Дегтярёв К. С., Панченко В. А. Развитие и реализованные проекты солнечной энергетики в России. 2019;

Информация об авторах

Жабин Н. И., студент группы 8Э(з)-82, Сташко В. И. – к.т.н., доцент, ФГБОУ ВО «Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова», РФ, Алтайский край, г. Барнаул.

УДК 621.311

СОЛНЕЧНАЯ ЭНЕРГИЯ – ЭНЕРГИЯ БУДУЩЕГО

Жабин Николай Ильич, zhabin_ni@altaiensb.com
Сташко Василий Иванович, diael@mail.ru

Применение солнечной энергии в бытовых и производственных нуждах – дело не новое. Еще в древней Греции солнечная энергия использовалась для обогрева и освещения жилищ, приготовления пищи, а правильная архитектурная застройка городов позволяла освещать солнечным светом улицы поселений большую часть светового дня.

В 214 – 212 годах до н.э. при осаде города Сиракузы римский флот был уничтожен «огненным лучом Архимеда» (рисунок 1). Система зеркал, предположительно из медных пластин располагалась по береговой линии и одновременно фокусировала отраженный солнечный свет на одном из вражеских кораблей. Несколько минут было достаточно, чтобы деревянные корабли охватывало пламя, смола, которой пропитывались корабли в разы ускоряла горение и не оставляла шанс погасить огонь.

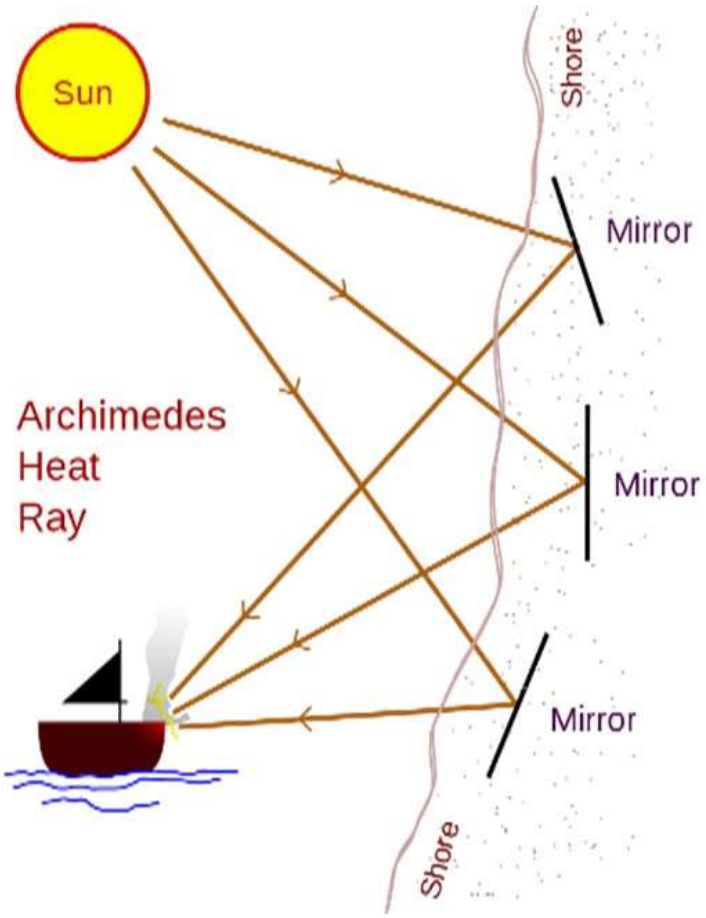


Рисунок 1 - Зеркала Архимеда [1]

В настоящее время солнечная энергия используется в основном для преобразования в тепловую или электрическую энергии, более удобные для дальнейшего использования.

Для получения тепловой энергии используются тепловые коллекторы – это устройство, состоящее из накопителей, поглощающих из всего спектра электромагнитного излучения солнца инфракрасные волны (около 49% всего спектра), и теплообменников, служащих для передачи полученного тепла от теплоносителя конечным потребителям.

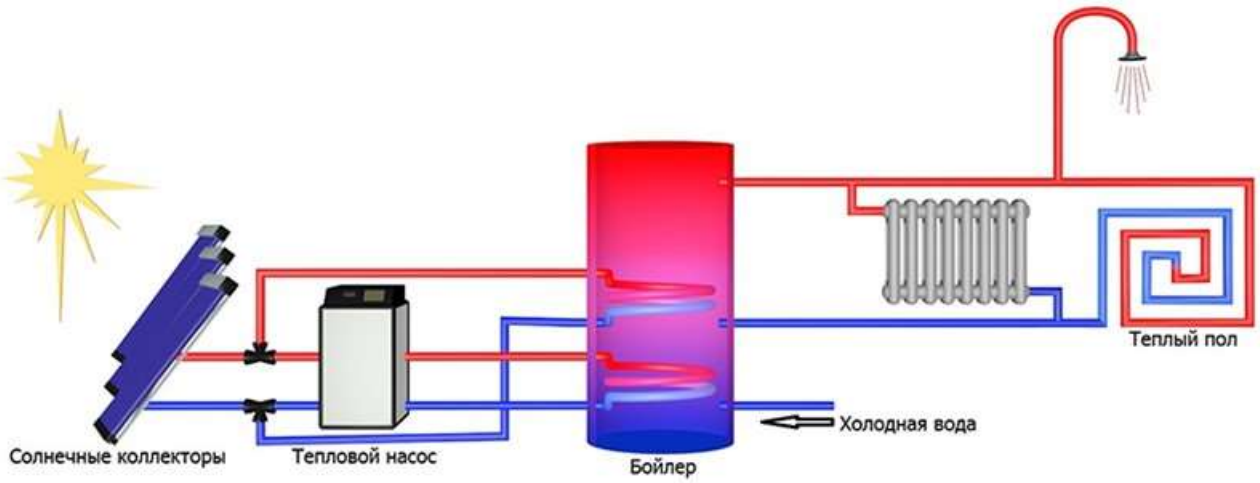


Рисунок 2 - Использование энергии солнца для отопления
и горячего водоснабжения [2]

Солнечные концентраторы – устройство зеркал и линз для фокусировки солнечного света и концентрации их на потребителе тепла или трубопроводах с теплоносителем, модернизированный «огненный луч Архимеда». Используется в солнечной энергетики или для несложных экологически чистых походных кухонь.

Наиболее перспективным для развития солнечной энергетики сегодня является способ преобразования солнечной энергии в электрическую благодаря фотоэффекту – вырыванию электронов из атомов вещества под воздействием света. Явление фотоэффекта открыто учеными в конце 19 века, а в 1921 году Эйнштейну за уравнение для фотоэффекта была присуждена Нобелевская премия.

Явление фотоэффекта реализовано в электронном приборе – фотоэлементе, который преобразует энергию фотонов в электрическую энергию. Существует два вида фотоэлементов по принципу действия – электровакуумные и полупроводниковые их действие основано на фотоэлектронной эмиссии или внутреннем фотоэффекте. Широкое применение сегодня имеют солнечные батареи из монокристаллических и поликристаллических фотоэлектрических элементов. Эти батареи собираются из солнечных панелей разных размеров и разной производительности в зависимости от стоящих задач.

Стоимость производства солнечных батарей и их сравнительно низкая производительность пока что не позволяют повсеместно использовать эту технологию. Однако прогресс не стоит на месте, КПД солнечных батарей постоянно увеличивается, новые технологии позволяют удешевить производство солнечных элементов. За последние 30-40 лет было освоено более 20 технологий, снижающих потребление кремния при изготовлении солнечных пластин. Кроме стоимости производства важную роль играет коэффициент фотопреобразования. Одним из последних направления развития солнечной электроэнергетики стало производство тонкопленочных фотоэлектрических модулей из микроморфного кремния на стекле. От других аморфных модулей они отличаются стабильной выходной мощностью и более высокой эффективностью (до 9,5%).

Благодаря существующим технологиям и прогрессу становится возможным обеспечение труднодоступных регионов нашей страны стационарными собственными, а главное экологически чистыми и возобновляемыми источниками электрической энергии. В республике Алтай с 2014 года реализуется проект по возведению ряда солнечных электростанций и к 2020 году планируется полностью закрыть потребление электрической энергии региона собственными источниками (рисунок 3). В текущем году суммарная мощность введенных в эксплуатацию солнечных электростанций на Алтае составляет 65 МВт, до конца 2020 года планируется увеличить ее до 145 МВт. Со слов главы Республики Алтай Александра Бердникова срок окупаемости строительства не должен превысить 5 лет, после чего можно будет говорить о снижении тарифов на электроэнергию.

Рисунок 3 - Майминская солнечная электростанция мощностью 5 МВт в Республике Алтай

Таким образом развитие солнечной электроэнергетики предрекает нам в ближайшем будущем не только энергетическую независимость, а соответственно стабильность и надежность работы всех жизненно важных сфер и производств, но и снижение вредных выбросов в атмосферу, снижение затрат на источники энергии.

Список используемой литературы

1. Зеркала Архимеда [Электронный ресурс]: Википедия. Свободная энциклопедия. – Режим доступа: https://ru.wikipedia.org/wiki/Зеркала_Архимеда (дата обращения: 05.09.2020).

2. Использование энергии солнца на земле. Горячее водоснабжение [Электронный ресурс] : Компания WESTA. – Режим доступа: https://tdwesta.ru/dlya-noutbuka/ispolzovanie-energii-solntsa-na-zemle.html (дата обращения: 05.09.2020).

3. Энергию на солнечных станциях в Горном Алтае будут не только производить, но и накапливать [Электронный ресурс] : Новости Горного Алтая. – Режим доступа: https://www.gorno-altaisk.info/news/95066 (дата обращения: 05.09.2020).

Информация об авторах

Жабин Н. И., студент группы 8Э(з)-82, Сташко В. И. – к.т.н., доцент, ФГБОУ ВО «Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова», РФ, Алтайский край, г. Барнаул.

УДК 621.317.38

ИНТЕГРАЦИЯ СУЩЕСТВУЮЩИХ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКОВ В ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНУЮ СИСТЕМУ УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ С ПОМОЩЬЮ ТЕХНОЛОГИИ NB-IoT

Долгов Егор Александрович, georgii.dolgov@mail.ru
Сташко Василий Иванович, diael@mail.ru

Аннотация:
Электроэнергетический комплекс является базовой отраслью экономики России, которая является основой для развития экономики страны и обеспечения цивилизованных условий жизни населения. Поэтому, в данной статье уделено особое внимание тому, что современные тенденции развития страны в настоящее время выдвигают к электроэнергетическому комплексу ряд качественно новых требований, и, неуклонно ведут его к новой ступени развития. Кроме того в статье рассмотрен ряд проблем, которые связаны с тем, что сегодня особенно остро стоит вопрос применением интеллектуальных систем учета потребленной электроэнергии. В статье отмечается, что наибольшие затруднения в решении данного вопроса вызывает необходимость полной замены парка приборов учета, а это, в свою очередь, является чрезвычайно трудоемкой и дорогостоящей задачей. Решением данной проблемы может стать модернизация существующих приборов учета, позволяющая интегрировать их в интеллектуальную систему учета, тем самым значительно снижая затраты на замену приборов учета. В данной статье рассматривается возможность такой модернизации с применением специальных модулей, оснащенных модемами с поддержкой стандарта сотовой связи NB-IoT.

Ключевые слова: интеллектуальная система учета, интеллектуальный прибор учета, модернизация электросчетчиков, интеграция приборов учета, NB-IoT.

Развитие технологий «интеллектуальной сети» предполагает масштабную модернизацию существующей системы учета потребленной электроэнергии. Первоочередной задачей при этом становится замена существующего парка электросчетчиков на современные интеллектуальные приборы учета, что является чрезвычайно трудоемкой и дорогой задачей. Однако, осуществить такую модернизацию становиться возможным благодаря современным решениям в области M2M-систем (Machine-to-Machine), которые позволяют модернизировать существующие электросчетчики. Такая модернизация позволяет без труда интегрировать существующие счетчики в интеллектуальные системы учета сбытовых компаний.

Технически модернизация осуществляется при помощи монтажа под клеммную крышку уже установленных приборов учета специального модуля, представляющего собой интерфейс к счетчику со встроенным модемом стандарта NB-IoT (Narrow Band Internet of Things) (рисунок 1).

Модуль не требует какой-либо визуальной модернизации счетчика, а монтируется под стандартную клеммную крышку и пломбируется в предусмотренных местах.

Таким образом, достигается высокий уровень вандалоустойчивости и эффективности работы системы. А отсутствие дополнительных проводов, обеспечивает невозможность повреждения или внедрения в технологический канал связи системы.

Рисунок 1 - Модуль с модемом стандарта NB-IoT установленный
под клеммную крышку счетчика Меркурий 200.02

Применение M2M-систем позволяет перейти с классической трёхуровневой на двухуровневую структуру интеллектуальной системы учета. Двухуровневые системы обеспечивают прямой обмен данными между счётчиками и биллинговыми системами сбытовых компаний, что позволяет полностью обеспечить нужды сбытовых компании по наличию актуальной информации об энергопотреблении и построению балансов электроэнергии.

Помимо прочего, полученные данные позволяют сбытовым и сетевым компаниям сделать намного более прозрачными процессы сбора показаний с приборов учёта и формирования счетов за электроэнергию. Модернизация системы учета дает также возможность прогнозировать потребление электроэнергии абонентами, предлагать им наиболее оптимальные тарифы, а также избавляет пользователей от необходимости ежемесячной передачи показаний вручную. Дальнейшее развитие систем позволит транслировать данные с устройств в личные кабинеты абонентов, где они смогут отслеживать все показатели со своих приборов учёта в реальном времени.

Стоит отметить, что достаточно большое покрытие территории сотовыми операторами позволяет сбытовым и сетевым компаниям решать проблему «точечной» установки интеллектуальных приборов учёта электроэнергии.

Модернизация текущего парка электросчетчиков при помощи модемов NB-IoT, по предварительным оценкам специалистов, приведет к упрощению системы и снижению себестоимости внедрения элементов интеллектуальных систем учета на 20 %.

Список используемой литературы

1. Проскурякова, Л. Н. Умное электричество / Л. Н. Проскурякова. – Текст: непосредственный // BRICS Business Magazine. – 2018. – № 1(19). – С. 92-95.

2. Ховалова, Т. В. Эффекты внедрения интеллектуальных электроэнергетических сетей / Т. В. Ховалова, С. С. Жолнерчик. – Текст: непосредственный // Стратегические решения и риск-менеджмент. – 2018. – № 2. – С. 92-101.

3. Информационный портал «Новости Интернета вещей». – Режим доступа: https://www.iot.ru (дата обращения: 07.08.2020).

4. Интернет-портал и аналитическое агентство «TAdviser». – Режим доступа: https://www.tadviser.ru (дата обращения: 07.08.2020).

Информация об авторах

Долгов Е. А. – студент группы 8Э(з)-82, Сташко В. И. – к.т.н., доцент, ФГБОУ ВО «Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова», РФ, Алтайский край, г. Барнаул.

УДК 621.316

ПРОБЛЕМЫ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ МИКРОСЕТЯХ

Долгов Егор Александрович, georgii.dolgov@mail.ru
Сташко Василий Иванович, diael@mail.ru

Аннотация:
В данной статье указывается на необходимость перехода к практическому проектированию и внедрения в электроэнергетику России интеллектуальных сетей, а также выработке новых решений по интеллектуальному управлению энергосистемой. В статье рассмотрены современные тенденции развития энергетики и электроэнергетического комплекса России в целом, указано на то, что энергетикам сегодня приходится сталкивается с качественно новыми трудностями и задачами, обусловленными, в частности, всеобщим возрастанием внимания к энергоэффективности и возобновляемым источникам энергии (ВИЭ. В статье уделяется особое внимание повышению эффективности всей структуры генерации и распределения электроэнергии, в контексте концепции развития интеллектуальных микросетей. Основная часть данной статьи посвящена тому, что интеграция ВИЭ в традиционную сеть связанна с определенными трудностями, обусловленных, в частности, неизбежным снижением качества электроэнергии в сети. Рассмотрены причины снижения качества электроэнергии в интеллектуальных сетях, а также различные способы его повышения.

Ключевые слова: интеллектуальная сеть, микросеть, возобновляемые источники энергии, качество электроэнергии, повышение качества электроэнергии, система FACTS.

Как известно, Энергетической стратегией Российской Федерации на период до 2035 года, в качестве долгосрочных стратегических целей развития энергетики предусматривается структурная диверсификация энергосистемы, в рамках которой предполагается переход от централизованной генерации к распределенной с активным использованием возобновляемых источников энергии, а также цифровая трансформация и интеллектуализация системы передачи и распределения электроэнергии. В частности, планируется применение нового типа устройств силовой электроники и систем автоматического управления потоками энергии, что значительно повысит уровень наблюдаемости системы и позволит воплотить радикально новые концепции, к которым относятся, например, интеллектуальные микросети (рисунок 1).

Интеллектуальные микросети представляют собой сети низкого напряжения с интегрированными ВИЭ, устройствами накопления энергии и интеллектуальной нагрузкой. Предполагается, что установленная мощность таких систем будет варьироваться от нескольких сотен киловатт до нескольких мегаватт. Отличительным свойством таких сетей является то, что, несмотря на функционирование в рамках единой энергосистемы, они могут автоматически переходить в изолированное состояние в случае аварий в сети и восстанавливать синхронизацию с сетью после устранения аварии [1].

Однако использование ВИЭ в микросетях не лишено трудностей, связанных в частности с их нестабильной генерацией, вызванной вероятностным характером данных источников энергии, что приводит к провалам напряжения и отклонениям частоты. Для решения данной проблемы предполагается использование устройств накопления электрической энергии, предназначенных для поддержания стабильности производства и потребления электроэнергии даже во время пиковых нагрузок. Накопление энергии предполагается осуществлять с помощью электростатических и электромеханических накопителей.

Рисунок 1 – Предполагаемая структура интеллектуальной микросети

Тем не менее, использование накопителей также отрицательно сказывается на качестве электроэнергии в виду того, что все они связываются с сетью при помощи устройств силовой электроники, таких как выпрямители для зарядки батарей и инвертеры для обратного преобразования тока и напряжения. Вызвано это основным недостатком силовых преобразователей - наличием высших гармоник в спектре генерируемого напряжения, что приводит к искажению формы питающего напряжения и возникновению в сети гармоник высшего порядка.

Помимо вышеперечисленного, в большинстве ВИЭ также используются устройства силовые электроники для связи с сетью, работа которых также может вызывать возникновение гармонических искажений в сети. Электронные

преобразователи используются также и в большинстве современной бытовой технике и промышленном оборудовании.

Однако, технология интеллектуальных сетей принесет с собой и новые возможности. В частности, позволит осуществлять в режиме реального времени мониторинг и управление сетью, что позволит в том числе управлять устройствами регулирования реактивной мощности и параметров сети, а также интеллектуальной нагрузкой потребителей, благодаря чему в системе будет поддерживаться необходимое качество электроэнергии.

Одной из наиболее перспективных технологий повышения качества электроэнергии в интеллектуальных сетях является технология FACTS (Flexible Alternating Current Transmission System). Суть данной технологии заключается в том, что электрическая сеть превращается в устройство, активно участвующее в управлении режимами работы сети, благодаря чему становится возможным управление пропускной способностью линии электропередач, перераспределение потоков активной мощности между параллельными линиями, а также оптимизация структуры сети в установившихся режимах [2].

Первое поколение данной технологии осуществляло управление устройствами, обеспечивающими регулирование напряжения и компенсацию реактивной мощности в сетях (статические компенсаторы реактивной мощности (СТК), реакторы с тиристорным управлением, стационарные конденсатор с тиристорным управлением, фазосдвигающие трансформаторы и др.).

В настоящее время в европейских странах активно используется второе поколение устройств технологии FACTS, обеспечивающее регулирование параметров системы с помощью управляемых приборов силовой электроники (IGBT транзисторов, IGCT - тиристоров и т.д.), благодаря чему осуществляется регулирование не только величины, но и фазы вектора напряжения сети (синхронные статические компенсаторы (СТАТКОМ), объединённые регуляторы потоков мощности (ОРПМ) и др.).

Помимо этого, активно развивается третье поколения устройств FACTS, получивших за рубежом название «smart impedance» или интеллектуальное электрическое сопротивление. Это многофункциональные устройства, обладающие характеристиками первого и второго поколения устройств, способные помимо прочего подавлять высшие гармоники в электрической сети. С физической точки зрения устройства третьего поколения представляют собой комбинацию фильтра активной мощности, трансформатора связи, батареи конденсаторов и систему управления.

Интеллектуальное сопротивление может работать как последовательный фильтр активной мощности, шунтирующий активный фильтр, регулируемый пассивный фильтр, конденсаторная батарея или комбинация активного и пассивного фильтров для уменьшения емкости фильтров. Принципиальная схема интеллектуального сопротивления приведена на рисунке 2.

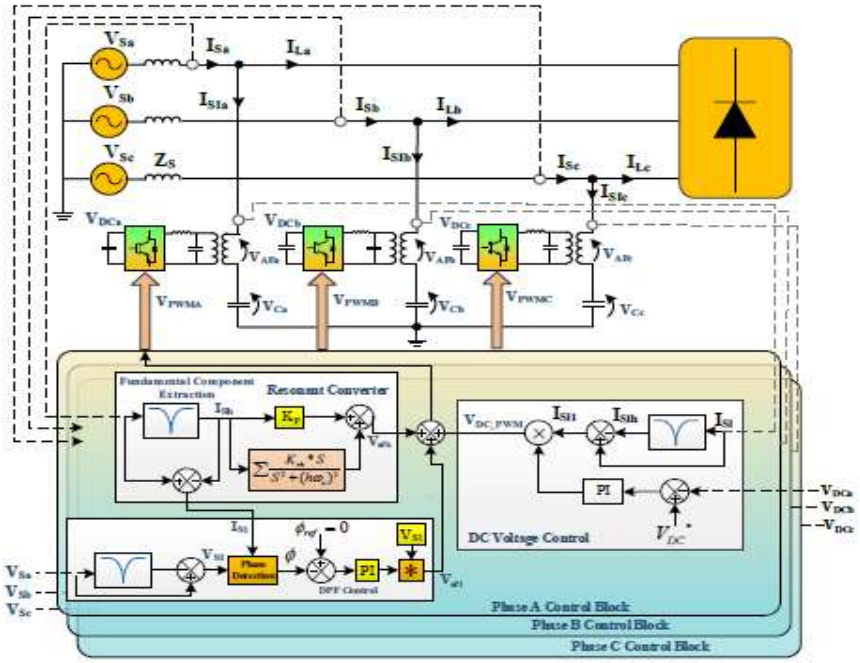


Рисунок 2 – Принципиальная схема устройств «smart impedance»

Таким образом, технология интеллектуальной сети, позволит не только безболезненно интегрировать в электрическую сеть возобновляемые источники энергии и повысить надежность электроснабжения в традиционных сетях, но привнесет новые возможности для повышения качества электроэнергии.

Список используемой литературы

1. Тришкин, О. Б. Инновационные принципы развития систем управления спросом крупных потребителей электроэнергии / О. Б. Тришкин // Вестник Российской академии естественных наук (Санкт-Петербург). – 2014. – № 2. – С. 119-121.

2. Шакарян, Ю. Г. Современные технологии для повышения энергоэффективности Российской электроэнергетики / Ю. Г. Шакарян, Н. Л. Новиков, А. Н. Новиков // Энергетическая политика. – 2015. – № 4. – С. 37-45.

3. Naderi, Y. Power Quality Issues of Smart Grids: Applied Methods and Techniques / Y. Naderi, S. G. Zadeh, S. H. Hosseini, B. Mohammadi-ivatloo. – Текст : электронный // ResearchGate : [сайт]. – 2019. – сентябрь. – URL: https://www.researchgate.net/publication/336124457_Power_Quality_Issues_of_Smart_Grids_Applied_Methods_and_Techniques

4. Концепция интеллектуальной электроэнергетической системы с активно-адаптивной сетью – Текст : электронный // Publications.hse / : [сайт]. – 2015. – URL: https://publications.hse.ru/mirror/pubs/share/folder/mfl4voxwok/direct/73743691.pdf

Информация об авторах

Долгов Е. А. – студент группы 8Э(з)-82, Сташко В. И. – к.т.н., доцент, ФГБОУ ВО «Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова», РФ, Алтайский край, г. Барнаул.

УДК 621.31

РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ ОРГАНИЗАЦИОННО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ ДЛЯ ВЫЯВЛЕНИЯ НЕСАНКЦИОНИРОВАННОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Панарин Илья Игоревич, panarin_em@mail.ru
Сташко Василий Иванович, diael@mail.ru

Аннотация:
В статье рассматриваются проблемы, связанные с несанкционированным потреблением электроэнергии. Дана классификация, описаны расчетные и конструкционно-технологические способов хищения электроэнергии. В статье приведены наиболее распространенные электромагнитные, схемные и прочие способы хищения электроэнергии. Для снижения коммерческих потерь от хищения электроэнергии предлагается проведение дополнительных комплексных технических и организационных мероприятий, которые позволят предотвратить попытки хищения электроэнергии.

Ключевые слова: электроэнергия, хищение электроэнергии, прибор учёта, нарушение, потери, счетчик, подключение, потребитель, схема

Хищению электроэнергии в первую очередь способствует известная специфическая особенность данного товара, заключающаяся в том, что его производство, передача, распределение и потребление (т. е. приобретение) происходят одновременно. На всех указанных этапах электроэнергию невозможно складировать (аккумулировать) и хранить. Завершающим этапом этого цикла является реализация электрической энергии ее потребителям, определяющая коммерческие (финансовые) результаты деятельности энергосбытовых организаций.

Такая специфика в энергосбытовой деятельности связана с тем, что распределительные сети имеют сложную конфигурацию, большую протяженность. Кроме того, имеет место несовершенство конструкций приборов учета, доступность линий электроснабжения на абонентском вводе и невозможность их масштабного периодического контроля со стороны персонала энергоснабжающих организаций. Всё это потенциально создает благоприятные организационно-технические предпосылки для хищения электроэнергии [1].

Так же следует учитывать тот факт, что повышение размера оплаты за присоединение к электрическим сетям, ввод ступенчатых тарифов для отдельных категорий потребителей, проблемы с учетом потребления электроэнергии на границах балансовой принадлежности и т.д., всё это ведёт к тому, что сами энергосбытовые компания становятся, по сути, невольными инициаторами несанкционированного потребления электроэнергии.

В дополнение к вышесказанному можно добавить и такие негативные факторы, как отсутствие жестких законодательных мер к расхитителям электроэнергии, низкий уровень покупательной способности населения, а также психологический фактор - хищение электроэнергии у многих потребителей не ассоциируется с воровством в чистом виде.

В результате, сочетание всех этих факторов привело к тому, что хищение электроэнергии приняло угрожающие масштабы и стало одной из наиболее весомых составляющих коммерческих потерь электроэнергии в распределительных сетях практически повсеместно [1].

Энергосбытовые компании неохотно публикуют в открытой печати статистические данные по потерям из-за хищений электроэнергии., но даже по приблизительным оценкам в России разворовывается до 12 млрд. кВт·ч электроэнергии ежегодно. В энергосбытовых организациях отмечают, что самые большие объемы хищений электроэнергии приходятся на бытовой сектор и мелкий бизнес, где потребители электроэнергии запитаны от сетей напряжением 0,4 кВ.

Таким образом, тема работы «Разработка системы организационно- технических мероприятий для выявления несанкционированного потребления электроэнергии» является актуальной.

Способы хищения электрической энергии условно можно разделить на две группы: расчетные и конструкционно-технологические.

Каждая из названных групп имеет в своем составе подгруппы. Группа расчетных способов хищения электроэнергии включает следующие способы: занижение фактического расхода электроэнергии за счет расчетных коэффициентов; занижение расчетных потерь активной мощности в абонентских трансформаторах; недобросовестное использование ступенчатых тарифов; использование ограничений счетного механизма электросчетчика.

К группе конструкционно-технологических способов хищения электроэнергии относятся те способы, которые предусматривают умышленное несанкционированное вмешательство непосредственно в процесс электроснабжения с целью изменения его технологической схемы или любое воздействие на приборы учета с целью искажения показаний или нарушения их работоспособности. К этим способам относятся: механические, электромагнитные и схемные.

Указанные способы основаны на использовании несовершенства конструкций как самих приборов учета (в том числе и их отдельных функциональных узлов и элементов), так и организации технологической схемы электроснабжения и учета потребляемой электроэнергии.

В подгруппу механических способов хищения электроэнергии входят следующие:

– механическое воздействие на счетный механизм с целью его повреждения или изменения условий работы (торможение счетного механизма) с нарушением или без нарушения целостности конструкции прибора учета;

– изменение угла наклона счетчика электроэнергии (для индукционных счетчиков) с целью изменения его погрешности измерения.

Подгруппа электромагнитных способов хищения электроэнергии включает в себя способы, которые предполагают умышленное воздействие на прибор учета внешним магнитным полем, а также создание тока нагрузки, имеющего постоянную или высокочастотную составляющие, инверсную фазу и др. При этом в приборе учета создается тормозящий электромагнитный момент, либо электромагнитное поле обратного вращения (для индукционных счетчиков), ухудшается класс точности прибора вследствие нарушения циклов намагничива-

ния измерительных ТТ и др. явления, вызывающие недоучет, не учет потребляемой электроэнергии (останов счетного механизма), а что еще хуже – реверсивную работу («отмотку») счетного механизма, если в конструкции последнего отсутствует стопор. Некоторые модели электронных счетчиков также подвержены отрицательному воздействию указанных способов хищения электроэнергии.

Схемные способы хищения электроэнергии предполагают умышленное изменение схемы подключения приборов учета, измерительных ТТ и ТН, нарушение электрических контактов, подключение безучетной нагрузки или изменение схемы включения нагрузки, а также порчу схемотехнической части приборов учета (например, сжигание обмотки), изменение условий их работы (в т. ч. и блокировку) за счет подключения дополнительных электронных компонентов и др.

Весь объем хищения электроэнергии здесь структурирован по группам потребителей следующим образом: промышленность – 6 %; обобществленный сектор – 27 %; сельское хозяйство – 16 %; население – 51 %.

Основными способами хищения электроэнергии по группе «население» являются: применение отмоточных и замедляющих вращение счетного механизма устройств – 15 %; нарушение пломбировки – 30 %; нарушение схемы учета – 6 %; установка шунта – 3 %; механическое торможение диска – 7 %; заземление нулевого провода – 4 %; безучетное подключение – 30 %; наклон счетчика – 3 %; другие виды хищения – 2 %.

Основными способами хищения электроэнергии по группе «обобществленный сектор» и «сельское хозяйство» являются: шунтирование токовых цепей ТТ – 34 %; отключение цепей напряжения счетчика – 28 %; нарушение пломбировки – 9 %; безучетное подключение – 30 %; применение отмоточных и замедляющих вращение счетного механизма устройств – 7 %.

В общей структуре потерь многих энергосбытовых предприятий хищение электроэнергии составляет около 60 %. Основными видами хищения электроэнергии практически повсеместно являются: безучетное пользование электроэнергией (наброcы на магистральные провода воздушных ЛЭП 0,4 кВ и на вводы к домам, а также оборудование скрытых электропроводок); занижение показаний электросчетчиков за счет механического воздействия на счетный механизм, применения отматывающих устройств, изменения схем включения электросчетчиков, совместного использования предыдущих двух способов одновременно.

По степени тяжести наносимого ущерба указанные способы хищения электроэнергии не однозначны. Наброcы на провода воздушных ЛЭП 0,4 кВ, ответвления к домам и заземление нулевого проводника наносят самый значительный ущерб, т. к. они применяются для отбора больших мощностей – для нужд электроотопления, электросварки, полива, деревообработки и др.

Не следует также забывать и о том, что реализация того или иного способа хищения электроэнергии может также сопровождаться сговором между расхитителем электроэнергии и персоналом энергоснабжающей организации. Это может быть как элементарная «отмотка» (или временное отключение) электросчетчика потребителя контролером энергоснабжающей организации с последующей «официальной» пломбировкой, так и санкционированное вышестоящим

руководителем безучетное (или не надлежащим образом учитываемое) пользование электроэнергией.

С учетом вышеизложенного, структуру способов хищения электроэнергии можно представить в виде, показанном на рисунке 1.

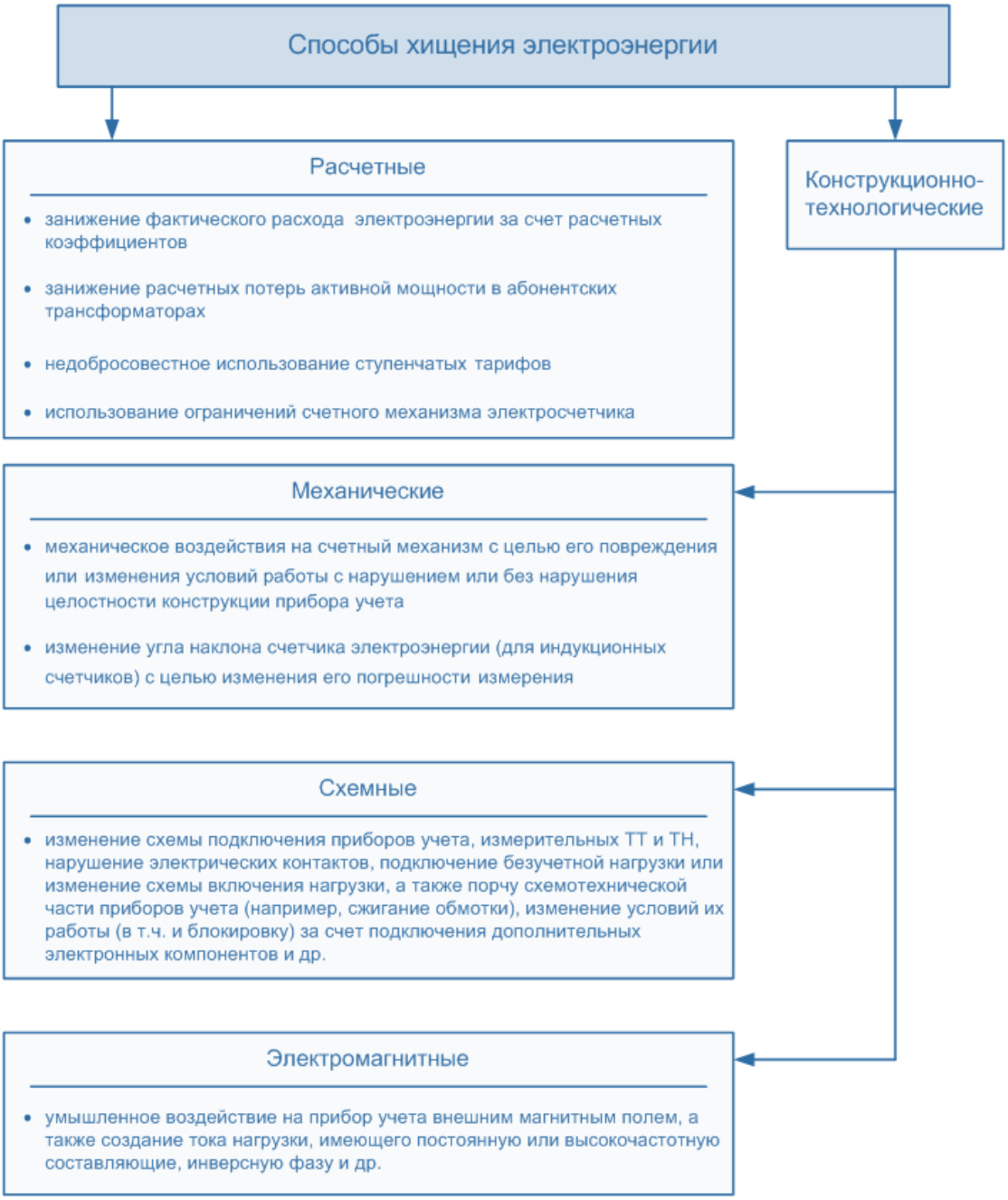


Рисунок 1 - Структура способов хищений электроэнергии

В настоящее время основным мероприятием, направленным на выявление и устранение фактов хищения электроэнергии, является периодический или выборочный обход контролерами энергосбыта потребителей электроэнергии с целью проверки целостности пломб и правильности включения приборов учета и нагрузки. Практика показывает, что этого явно недостаточно.

Для снижения коммерческих потерь от хищения электроэнергии необходимы дополнительные комплексные технические и организационные мероприятия, позволяющие предотвращать попытки хищения электроэнергии (вынос приборов учета за границы юрисдикции абонентов, монтаж ЛЭП 0,4 кВ самонесущими изолированными проводами, организация абонентских вводов силовым коаксиальным проводом и др.), а также оперативно выявлять места несанкционированных подключений потребителей к линиям электроснабжения.

Таким образом, тема работы «Разработка системы организационно- технических мероприятий для выявления несанкционированного потребления электроэнергии» является актуальной.

Для достижения поставленной цели необходимо решить такие задачи:

1. Анализ структуры коммерческих потерь электроэнергии в электрических сетях напряжением 0,4 кВ, мероприятий по их снижению и нормативных документов

2. Разработка способа снижения коммерческих потерь электроэнергии с применением существующих приборов учета электрической энергии.

3. Разработать устройство для обнаружения ВЧ составляющей в токе нагрузке

4. Разработать последовательность действий персонала по обнаружению хищений электроэнергии бытовыми абонентами со счетчиками непосредственного включения

5. Разработка плана мероприятий по выявлению и недопущению хищений электрической энергии посредством несанкционированного воздействия на электросчетчики

Список используемой литературы

1. Сапронов, А. А. Способы хищения электроэнергии и их роль в структуре коммерческих потерь / А. А. Сапронов // Энергосбережение и водоподготовка. – 2006. – № 4(42). – С. 50-54.

2. Красник, В. В. 102 способа хищения электроэнергии / В. В. Красник. – М. : Изд-во НЦ Энас, 2008. – 160 с.

3. Рощин, В. А. Схемы включения счетчиков электроэнергии / В. А. Рощин. – М. : Изд-во НЦ Энас, 2007. – 112 с.

4. Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении. – М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2004 – 53 с.

5. Электрические машины: Учебник для вузов / Ф. И. Пиотровский, М. В. Костенко, С. Д. Орлови др.; Под ред. Ф. И. Пиотровского, М. В. Костенко. - 2-е изд., перераб. и доп. -М.: Высш. шк., 1998. - 479 с.

Информация об авторах

Панарин И. И., студент группы 8Э(з)-82, Сташко В. И. – к.т.н., доцент, ФГБОУ ВО «Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова», РФ, Алтайский край, г. Барнаул.

УДК 621.31

ПРЕИМУЩЕСТВА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МЕТОДА «БАЛАНСОВЫХ ЗОН» ДЛЯ СИСТЕМ УЧЕТА КОЛИЧЕСТВА И КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Панарин Илья Игоревич, panarin_em@mail.ru
Сташко Василий Иванович, diael@mail.ru

Аннотация:
В статье рассматриваются проблемы, которые возникают при определения количества потерь электроэнергии, а также количества переданной и принятой электроэнергии. Данные проблемы вызваны техническими и методологическими аспектами, высокой стоимостью систем учета, сбоями, отказами в работе и т.д., а также использованием упрощенных или недостаточно точных методов определения потерь. Основной целью разработанного метода «балансовых зон» является определение потерь электроэнергии на основе использования АИИС КУЭ. В статье описан метод, основанный на расчетах установившихся режимов и балансовых соотношений с анализом погрешности всех основных показателей. Рассмотрены преимущества метода «балансовых зон» перед другими методами, которые используются при расчете потерь электроэнергии.

Ключевые слова: АИИС КУЭ, балансовая зона, оптовый и розничный рынок электроэнергии, резервирование, потери.

Закон сохранения энергии по отношению к средам и объектам, в которых эти процессы происходят, это главный метод, используемый для анализа физических процессов любой природы.

Баланс между количеством поставленной и потребляемой электрической энергии в любом узле электрической сети, который выражается уравнением баланса, является следствием закона сохранения энергии. Уравнение баланса должно также включать в себя потери электроэнергии, так как электрическая сеть обычно включает в себя не только узлы, но и ответвления с присущими им процессами рассеивания энергии во время ее передачи [1].

Для определения баланса электрической энергии создаются расчетные модели, основанные на измерительной информации, получаемой от систем учета электроэнергии, например систем АИИС КУЭ. Уравнение баланса требует выделения определенного набора энергетических объектов из ЕЭС, которые вносят в уравнение баланса, на основании определенных признаков. Составление такого уравнения позволяет выявить недопустимые неточности в данных систем учета электроэнергии. В некоторых случаях данные неточности в данных могут быть критическими, поскольку информация об измерениях используется как для управления режимами сети, так и для проведения экономических расчетов между продавцами и потребителями энергорынка.

Балансовая зона – это совокупность объектов энергетической системы, связанных между собой единым правилом учета - уравнением баланса. Выберем распределительные электрические сети среднего (6-10 кВ) и высокого напряже-

ния (110–35 кВ) с электрооборудованием и линиями как основной критерий выбора объектов для балансовой зоны [1].

Распределительные электрические сети среднего и высокого напряжения имеют возможность разделения этих сетей на отдельные части, которые могут не относиться друг к другу по одному классу напряжения. Такие сети выделяют в независимые балансовые зоны, используя имеющиеся данные учетных приборов электрической энергии внутри балансовой зоны для создания необходимого балансового уравнения. Пример схемы балансовой зоны представлен на рисунке 1.

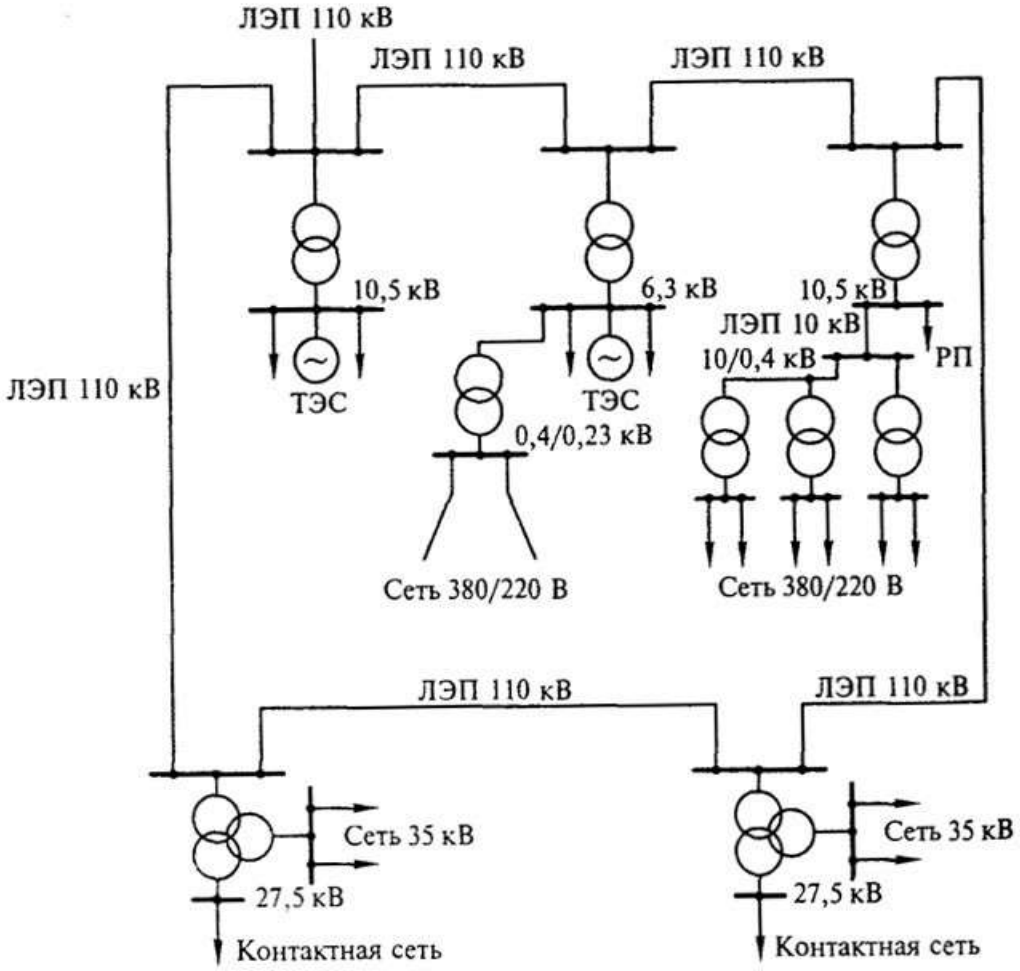


Рисунок 1 - Схема балансовой зоны

Балансовые зоны выделяют на основе составления максимально возможной самостоятельно работающей части электрической сети по границе балансовой принадлежности, принимая во внимание наличие учетных данных.

После расчета балансовых соотношений появляется возможность определить степень согласованности измерительной информации, снятой с приборов учета, а использование структурных математических моделей дает возможность оценить распределение электроэнергии по элементам сети, чтобы определить её соответствие заданным критериям.

Основой расчета балансовых уравнений для электросетей является использование измерительной информации. При этом необходимо проверить баланс между передачей электроэнергии из сети и её приемом в сеть с учетом потерь. Учет потерь электрической энергии, вносящих нелинейность в анализ процессов распределения энергии, вызывает основные трудности и служит основной причиной использования сложных математических моделей.

Расчет потерь электроэнергии имеет долгую историю изучения и широко используется в управлении процессами передачи электрической энергии. Зачастую данный расчет выполняется путем записи и решения уравнений «установившихся режимов». При решении уравнений «установившихся режимов» выполняется переход от анализа распределения энергии к анализу распределения мощности. При этом потери электроэнергии определяются из условий сохранения энергетического баланса, не являясь независимой величиной, и принимаются в соответствии с их нормативной структурой: потери нагрузки, постоянные потери, потери на холостой ход, потери из-за погодных условий.

В качестве балансирующего узла выберем один из узлов на границе балансовой зоны, как и при расчетах уравнений «установившихся режимов» электросетей. Энергия, передаваемая через балансирующий узел, представляет собой совокупность энергий, отданных и принятых всеми пограничными узлами с учетом потребления и потерь электрической энергии в «балансовой зоне»:

$$W_{БУ} = \sum_i W_i + \Delta W, \qquad (1)$$

где $W_{БУ}$ - электроэнергия, переданная через балансирующий узел;

W_i - электроэнергия отданная, принятая, потреблённая в i -ом узле;

ΔW - потери электроэнергии в балансовой зоне.

Наличие погрешностей измерений учетных проборов вносит неточность в значения W_i и значения потерь ΔW, рассчитанных по значениям W_i. На основе расчета распределения потока $W_{БУ}$ в балансовой зоне можно определить погрешность расчетного узла баланса [1].

Путем измерений также можно найти энергию, переданную через балансирующий узел, но данные значения могут содержать ошибку. Сравнение мощностей и энергий балансировочного узла, полученных в результате измерений и расчетов, позволяет решать такие задачи коммерческого учета электроэнергии как:

- оперативный расчет потерь электроэнергии, который непосредственно следует из использования уравнений «установившихся режимов»;
- доведение данных о передачи электроэнергии до узлов поставки в балансовых зонах;
- анализ системы учета электроэнергии. Баланс расчетных и измерительных данных укажет на корректность показаний приборов учета, соответствующих зоне баланса. В случае дисбаланса результаты анализа могут быть использованы для нахождения ошибок;

- контроль измерительных каналов системы учета электроэнергии. Эта проблема может быть решена методом «балансовых зон» за счет возможности произвольного выбора балансирующий узел при расчете уравнений «установившихся режимов», что означает возможность сведения данных учета всей балансовой зоны к проверке конкретного показания прибора учета. В случае несовпадения измеренных и рассчитанных значений, исходя из закона сохранения энергии, можно судить о правильности данных, полученных по конкретному каналу измерения;

- создание резервных данных при подтверждении отказа учетных систем. При этом данные резервирования, хоть и находятся с помощью расчетов, будут основаны исключительно на надежных значениях, которые соответствуют условиям выполнения закона сохранения энергии;

- расчет значений показателей учета электроэнергии на границах балансовой принадлежности участников рынка в условиях, когда прямые измерения невозможны [2-4].

Необходимо также принять во внимание, что все эти задачи требуют оценки, анализа и учета возникающих ошибок, как из-за исходной информации (ошибок учетных приборов, выбора параметров схем замещения для расчета уравнений «установившихся режимов»), так и методологического характера из-за принятых условностей (перехода от измерения энергии к измерению мощности - т.е. анализ «моментных» режимов вместо действительных, ошибок вычислений).

Таким образом метод, основанный на расчете количества электроэнергии для каждого интервала учета систем АИИС КУЭ с учетом потерь нагрузки и условно-постоянных потерь, а также расчетных ошибок измерения энергии и мощности в балансирующем узле получил название – метод «балансовых зон».

Решение вышеуказанных задач также предъявляет высокие требования к качеству исходной информации, полученной от систем АИИС КУЭ, так как проверка энергобаланса для целей коммерческого учета требует расчета максимального значения погрешности расчетных значений, а значит, и гарантированных значений максимальных ошибок исходных данных. Данное условие хорошо соблюдается современными системами коммерческого учета участников энергорынка, поэтому областью решения вышеуказанных задач является сфера отношений по результатам обмена электрической энергии на оптовом рынке электроэнергии.

Таким образом основной целью метода «балансовых зон» является определение потерь электроэнергии по данным систем АИИС КУЭ, проверка показателей коммерческого учета, мониторинг и диагностика приборов учета, резервирование учетной информации.

Таким образом, основными преимуществами метода «балансовых зон» от других современных методов и программ, используемых для расчета потерь электроэнергии, являются:

1. Потенциал распространения использования балансовых соотношений, обычно используемых для шин подстанций, на большие части схем электрических сетей, которые включают границы балансовой принадлежности участников

энергорынка, с одной стороны, и ограничиваются шинами среднего и высокого напряжения с другой стороны. Данный процесс возможно осуществить за счет расчета потерь при использовании уравнений «установившихся режимов» по данным систем АИИС КУЭ.

2. Использование метода «балансовых зон» делает расчет режимов электрических сетей более понятным, поскольку устанавливает границы применения расчета уравнений в определенных заранее схемах и создает возможности для анализа электрических показателей в удобных для эксплуатации частях схем сети. Для этого необходимо только построить топологическую связь между элементами схемы.

3. Автономность «балансовых зон» от других участков электрической сети по условиям электрического режима позволяет проводить анализ потерь электроэнергии и анализ качества показателей систем учета. Связь между режимами в балансовых зонах дает возможность строить балансовые отношения на основе разного набора информации, полученной от приборов учета. Это в свою очередь позволяет ставить и решать задачи мониторинга и диагностики систем учета электрической энергии [5, 6].

Список используемой литературы:

1. Тутундаев, М. Л. Мониторинг потерь и количества электроэнергии в распределительных электрических сетях на основе балансовых зон по данным АИИС КУЭ : специальность 05.14.02 «Электрические станции и электроэнергетические системы» : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Тутундаев Михаил Леонидович. – Новосибирск, 2009. – 19 с.

2. Андреева Л. В., Осика Л. К., Тубинис В. В. Коммерческий учет электроэнергии на оптовом и розничном рынках / Л. В. Андреева, Л. К. Осика, В. В. Тубинис. – Москва. : АВОК-ПРЕСС, 2010.- №1. - С. -19-25. – Текст: непосредственный.

3. Тихомиров М. М. Приборы учета электрической энергии / М. М. Тихомиров. – Москва. : ИнФолио, 2011.- №1. - С.134. – Текст: непосредственный.

4. Осика Л. К. Современные требования к измерительным приборам для целей коммерческого учёта электроэнергии / Л. К. Осика. – Москва. : Электричество, 2005. - №3. - С. -2-9. - Текст: непосредственный.

5. Лыкин А. В. Электроэнергетические системы и сети: учебник для вузов / А. В. Лыкин. – Москва. : Издательство Юрайт, 2019. – 360 с. – (Университеты России). – ISBN 978-5-534-04321-1. – Текст : непосредственный.

6. Афонин В. В., Набатов К. А. Электрические системы и сети/ В. В. Афонин, К. А. Набатов. – Тамбов. : ФГБОУ ВПО «ТГТУ», 2014. - №2. - С. 56. - Текст: непосредственный.

Информация об авторах

Панарин И. И., студент группы 8Э(з)-82, Сташко В. И. – к.т.н., доцент, ФГБОУ ВО «Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова», РФ, Алтайский край, г. Барнаул.

УДК 621.31

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СИСТЕМ АИИС КУЭ ДЛЯ УЧЕТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Панарин Илья Игоревич, panarin_em@mail.ru
Сташко Василий Иванович, diael@mail.ru

Аннотация:
В данной статье рассматриваются проблемы при использовании систем АИИС КУЭ в качестве систем учета электроэнергии, препятствующие полноценному переходу к рыночной экономике в области электроэнергетике. Одним из ключевых положений реализуемой в настоящее время переходной модели оптового рынка электроэнергии является обязанность субъектов энергетического рынка оборудовать свои группы точек поставки электрической энергии отвечающими требованиям автоматизированными информационно-измерительными системами коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ). Сегодня в этом направлении существует много нерешенных задач. Решению некоторых из этих задач посвящена эта статья.

Ключевые слова: автоматизированные информационно-измерительные системы контроля и учета электрической энергии, счетчики электрической энергии, оптовый и розничный рынок электроэнергии, тарифные системы, потери.

Начало работы оптового рынка электроэнергии в России потребовало существенной реорганизации деятельности энергетический компаний в области коммерческого учета электроэнергии, повышения требований к параметрам, качеству и оперативности учета электроэнергии. Возникла необходимость замены устаревших системы учета на новые, основанные на достижениях современной электронной техники и использующие принципы автоматизации процессов учета энергетических ресурсов [1].

В рыночных условиях, когда электроэнергия получает статус высоколиквидного товара, энергоснабжающие организации принимают статус продавца, а потребители - статус покупателей энергии. Государство теряет свою прежнюю финансовую способность перераспределять ресурсы между участниками энергорынка. Для энергосистемы это означает, что существовать и развиваться в новых условиях возможно только за счет собственных средств, полученных от реализации электрической энергии (мощности) [2].

Структурные преобразования рынка в энергосистемах резко увеличивают количество точек дифференциации баланса между субъектами рынка энергетических ресурсов, меняют механизм их взаимодействия и применяемые тарифные системы, и, как следствие, делают принципиально невозможным проведение оперативных коммерческих расчетов между субъектами без использования автоматизированных систем коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) [1].

Системы АИИС КУЭ были сформированы как подкласс автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП). Структура работы систем АИИС КУЭ приведена на рисунке 1.

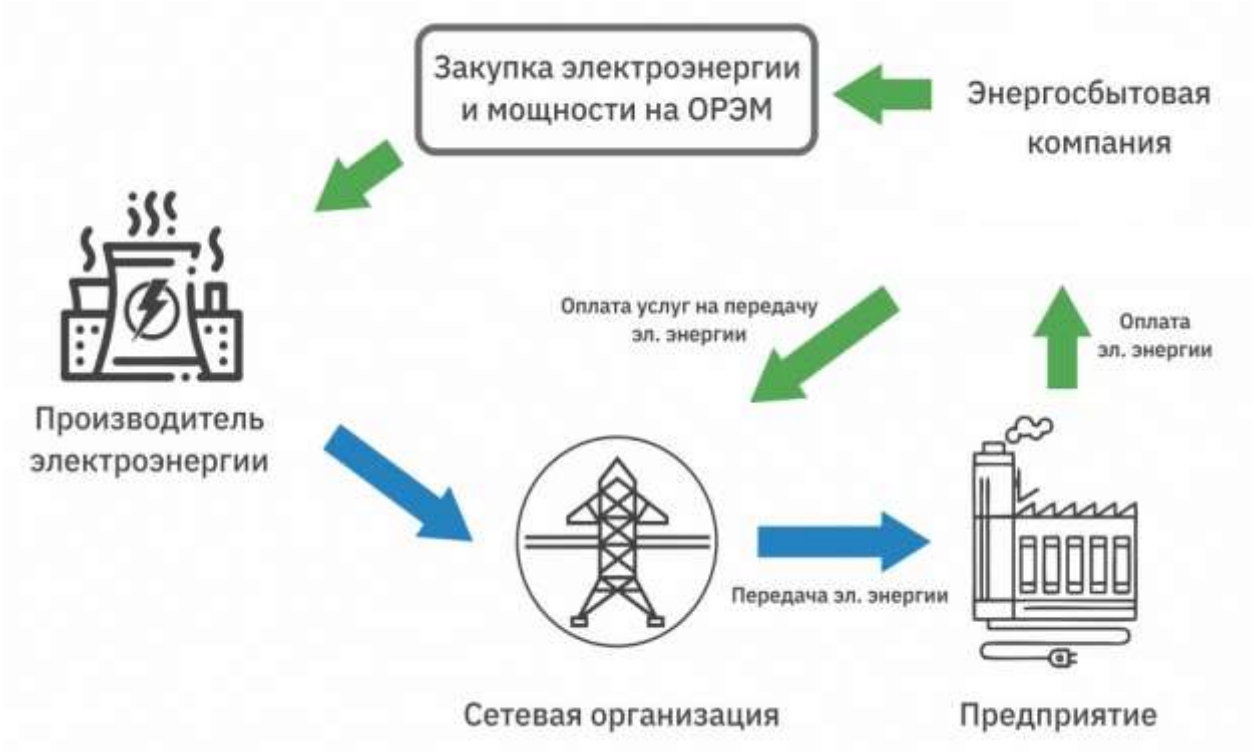


Рисунок 1 - Структура АИИС КУЭ

Для современных АИИС КУЭ типичны использование мощных микропроцессорных устройств на нижнем уровне системы - уровне приборов учета потребителей, а также следующие особенности:

• настоящая многозадачность, дающая возможность одновременно решать несколько задач: заниматься сбором и обработкой информации с узлов учета электроэнергии, отображать эти данные в удобном для обработки виде, формировать отчетные документы;

• технологии цифровой обработки данных, которые создают основу для единого информационного пространства данных и балансов энергопотребления и передают эти данные по сетям связи;

• модульная структура аппаратного и программного обеспечения, позволяющая постепенно модернизировать системы автоматического учета и использовать стандартные конструкторские решения. Данная особенность - одно из ключевых требований открытой архитектуры АИИС КУЭ [3].

Преобразование электрической энергии (мощности) в товар выдвигает качественно новые требования к ее измерению и учету на всех технологических этапах: производство, преобразование, передача, распределение и потребление.

Приборы учета электроэнергии на основе рассеянных индукционных счетчиков с визуальным снятием и ручной обработкой показаний устарели и не позволяют получать точные, достоверные и оперативные учетные данные. Использование данных приборов препятствует своевременным расчетам между энергоснабжающими организациями и потребителями, а также процессам по оптимизации производства и потребления электрической энергии на основе современных тарифных систем.

Основное отличие современных систем учета электроэнергии - переход от нормативного к оперативному учету энергоресурсов. Нормативный учет основан на применении нормативов энергопотребления, соответствующих режимам энергопотребления по максимальным показателям. Но только оперативный учет обеспечивает использование экономических механизмов управления энергопотреблением и гибкое ценообразование [1].

Наличие у участников энергорынка современных систем учета, является одним из основных условий выхода покупателей и продавцов электроэнергии на оптовый рынок электроэнергии. Типовая схема организации АИИС КУЭ субъекта оптового рынка представлена на рисунке 2.

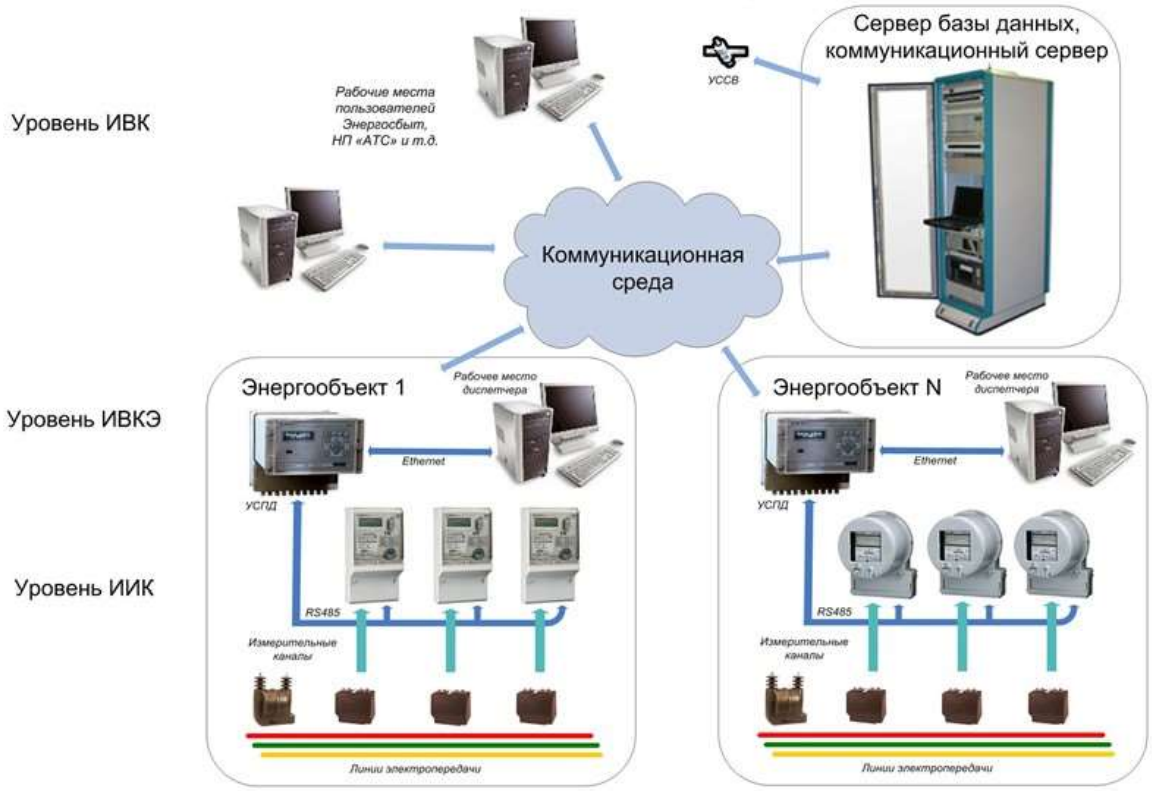


Рисунок 2 - Типовая схема организации АИИС КУЭ

Основываясь на функционировании рынка на сутки вперед и балансирующего рынка, коммерческий оператор использует информацию измерений из систем учета электроэнергии субъектов оптового рынка электроэнергии для определения обязательств и требований участников рынка в отношении поставки и потребления электроэнергии. Согласно существующей правовой базе, учётные показатели должны передаваться коммерческому оператору исключительно из данных систем АИИС КУЭ.

Невзирая на введение переходной модели оптового рынка электроэнергии и широкое оснащения точек электроснабжения участников рынка электроэнергии техническими средствами автоматизированного учета, до сих пор нет понимания целевой модели коммерческих измерений, особенно тех, которые необходимы для определения технических потерь электроэнергии в сетевых компаниях.

Более того наблюдается почти повсеместный рост заявленных потерь энергоресурсов в абсолютных и относительных единицах. При этом в распределительных сетях часто наблюдается значительное превышение уровня фактических потерь электроэнергии над нормативными значениями, т.е. возникает явление «сверхнормативных потерь», в том числе из-за наличия коммерческих потерь электроэнергии и несовершенства установленных систем АИИС КУЭ.

В то же время основной целью АИИС КУЭ является обеспечение финансовых расчетов за электроэнергию с использованием надежной, оперативной и достоверной измерительной информации.

Однако период перехода к системам АИИС КУЭ характеризуется нестабильностью их работы, связанной с особенностями установки и поверки учетных устройств и контроллеров, сложностями в организации оперативного сбора, обработки и передачи информации о потреблении электроэнергии. Важной проблемой текущего этапа внедрения и эксплуатации автоматизированных систем учета является также практика использования более дешевых аналогов прецизионных счетчиков (классы точности 0,5 S и 0,2 S), что приводит к нестабильности метрологических характеристик системы учета во времени, снижая надежность и реальное качество измерительной информации. Чрезвычайно сложно идентифицировать выходные данные ошибок измерения без использования внешнего контроля [4].

Незаинтересованность субъектов рынка в предоставлении достоверной информации о потреблении электроэнергии и высокая стоимость являются причиной отказа от установки резервных приборов учета. Это в свою очередь приводит к снижению надежности системы учета энергоресурсов и в некоторых случаях делает невозможным правильный расчет электроэнергии. В результате возникает необходимость оперативно выявлять отказы систем учета электроэнергии.

Анализ текущей ситуации на оптовых и розничных рынках электрической энергии позволяет выделить следующие ключевые проблемы эксплуатации современных систем учета энергоресурсов субъектами энергетического рынка:

- низкий уровень внедрения субъектами рынка систем АИИС КУЭ, отвечающими требованиям договора на техприсоединение;
- ограниченная функциональность введенных систем учета;
- отсутствие функции контроля достоверности данных и определения резервных измерений;
- предельно упрощенные методы расчета учётных показателей при расхождении точек учета и точек электроснабжения;
- игнорирование ошибок при расчетах на оптовом и розничном рынках электроэнергии;
- отсутствие единой методики планирования и оценки фактических значений технических потерь электроэнергии;
- низкий уровень математического моделирования процессов распределения электроэнергии на основе данных АИИС КУЭ в процессе расчета потерь электроэнергии.

Важной проблемой систем учета электроэнергии является также то, что до сих пор не разработана целевая измерительная модель для целей коммерческого

учета, включающая как компоновку каналов измерения электроэнергии, так и используемые технические средства. Это особенно важно для определения точных потерь электроэнергии, так как простой баланс показаний счетчика по границам балансовой принадлежности не может служить индикатором фактических потерь из-за недопустимо большой относительной погрешности.

Существующие проблемы на этапе интенсивной разработки и внедрения систем АИИС КУЭ, как основной составляющей формирования финансовых взаимоотношений между участниками оптового и розничного рынков электроэнергии, требуют разработки модели анализа электрических режимов на учетных интервалах оптового рынка. Данная модель дала бы возможность участникам рынка электрической энергии решать актуальные задачи мониторинга, диагностики, резервирования измерительных каналов учета энергоресурсов, а также с меньшей погрешностью определять потери электрической энергии.

Список используемой литературы:

1. Тутундаев, М. Л. Мониторинг потерь и количества электроэнергии в распределительных электрических сетях на основе балансовых зон по данным АИИС КУЭ : специальность 05.14.02 «Электрические станции и электроэнергетические системы» : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Тутундаев Михаил Леонидович. – Новосибирск, 2009. – 19 с.

2. Лючевский, С. А. Энергосбытовая деятельность в Республике Беларусь. Состояние дел, проблемы и перспективы развития / С. А. Лючевский // Молодой ученый. – 2016. – № 28(132). – С. 473-476.

3. Развитие рынка средств и систем. Инжиниринг – Текст : электронный. – URL : http://www.alfar.ru/smart/4/1051/

4. Тихомиров М. М. Приборы учета электрической энергии/ М. М. Тихомиров. – Москва. : ИнФолио, 2011.- №1. - С. 134. – Текст: непосредственный.

5. Осика Л. К. Современные требования к измерительным приборам для целей коммерческого учёта электроэнергии / Л. К. Осика. – Москва. : Электричество, 2005. - № 3. - С. -2-9. - Текст: непосредственный.

6. ПНСТ 159 – 2016. Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электрической энергии. Общие технические условия : предварительный национальный стандарт российской федерации : издание официальное : утвержден и введен в действие приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 10 ноября 2016 г. № 81-пнст : введен впервые : дата введения 2017-01-07 / разработан ФГУП ВНИИНМАШ. – Москва : Стандартинформ, 2016. – IV, 7 с. ; 29 см. – Текст : непосредственный.

7. Российская Федерация. Законы. О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии : Постановление Правительства РФ № 442. – Москва : Проспект ; Санкт-Петербург : Кодекс, 2012. – 158 с. – Текст : непосредственный.

Информация об авторах

Панарин И. И., студент группы 8Э(з)-82, Сташко В. И. – к.т.н., доцент, ФГБОУ ВО «Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова», РФ, Алтайский край, г. Барнаул.

УДК 621.317.385

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ НА ОПТОВОМ РЫНКЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ, ПУТЁМ ВНЕДРЕНИЯ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ СИСТЕМ КОММЕРЧЕСКОГО УЧЁТА

Коротовский Алексей Николаевич, hunteralex@list.ru
Сташко Василий Иванович, diael@mail.ru

Аннотация:
В статье рассмотрены основные принципы и технологии построения АИИС КУЭ, перечислены их достоинства и недостатки. После перехода на рыночные механизмы функционирования электроэнергетики, в Российской Федерации изменилось отношение к организации учёта электрической энергии, вследствие чего появились оптовый и розничный рынки электрической энергии. Электрическая энергия оказалась дорогим товаром, требования, как к техническим, так и к коммерческим потерям стали намного строже, в результате чего на оптовом рынке электрической энергии для коммерческого учёта применяют информационно измерительные системы коммерческого учёта электрической энергии (АИИС КУЭ). Любая АИИС КУЭ состоит из комплекса технических средств, который имеет многофункциональные показатели назначения, что даёт возможность для решения проблемы автоматизации учета электрической энергии и мощности.

Ключевые слова: Электрическая энергия, оптовый рынок, розничный рынок, учёт, АИИС КУЭ.

Основной задачей в энергетике в ближайшем будущем остаётся высокий уровень эффективного использования действующей инженерной, энергетической инфраструктуры с учётом сохранения высокого уровня надежности и качества энергоснабжения. Так как данная проблема тесно связана с системами жизнеобеспеченья общества, пути изменения организационной структуры требуют проведения глубокого анализа подходов.

В настоящее время на территории Российской Федерации действует двухуровневый (оптовый и розничный) рынок электрической энергии (ЭЭ) и мощности.

Оптовый рынок электрической энергии – это сфера купли-продажи электрической энергии (мощности), осуществляемой его субъектами в пределах Единой энергетической системы (ЕЭС) России.

Розничный рынок электрической энергии (РРЭ) – это сфера оборота электрической энергии за исключением оптового рынка электрической энергии с участием её потребителей. В пределах РРЭ реализуется ЭЭ, приобретённая на оптовом рынке ЭЭ и мощности, и ЭЭ генерирующих компаний, не являющиеся участниками оптового рынка [1].

На оптовом рынке, для коммерческого учёта ЭЭ внедряют информационно-измерительные системы коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ), которые представляют собой – объединение аппаратно-программных

средств, выполняющие автоматический сбор, измерение и обработку информации о потреблении электрической энергии на подключенном к нему объекте.

АИИС КУЭ – это сочетание функционально объединенных информационно-измерительных комплексов (ИИК) точек учёта, информационно-вычислительных комплексов электроустановок (ИВКЭ), информационно-вычислительных комплексов (ИВК) субъектов и системы единого времени данного субъекта [1].

Использование системы АИИС КУЭ позволит:

- измерять объёмы потреблённой электрической энергии без «ручного» съёма показаний. Проще говоря, после внедрения АИИС КУЭ не нужно будет каждый месяц 30 числа приходить и записывать показания счётчика. Система сделает это автоматически;
- проверять почасовый, посуточный, понедельный расход электрической энергии;
- выполнять автоматический сбор, обработку, а также хранение данных об объёмах потребленной ЭЭ;
- проводить расчет баланса ЭЭ и вести контроль «утечки» ЭЭ;
- проводить анализ потребление ЭЭ;
- собирать моментальную информацию обо всех повреждениях учёта.

Все вышеописанное здесь позволяет потребителю значительно снизить свои затраты на электрическую энергию.

АИИС КУЭ в себя включает:

- в роли элементов средства измерения: измерительные трансформаторы тока и напряжения, счётчики электрической энергии, устройства сбора и передачи данных (УСПД), устройства сигналов точного времени;
- в роли технических средств: связующие вторичные цепи, устройства связи, сервер;
- программные средства.

Система состоит из двух или трёх уровней в зависимости от наличия устройства УСПД. Структурная схема АИИС КУЭ показана на рисунке 1. Первый уровень – информационно-измерительный комплекс (ИИК) – это часть системы от электрической сети до счётчика. Он включает в себя измерительные трансформаторы тока и напряжения, вторичные измерительные цепи, счётчики электроэнергии. На этом уровне происходит процесс снятия показаний. Второй уровень – информационно вычислительный комплекс электроустановок (ИВКЭ). Он включает в себя УСПД, наличие, которого необязательно, но облегчит работу по сбору почасовых объёмов потребления со счетчиков, занесенных в систему. Коммутационной средой между УСПД и счётчиком может являться интерфейс RS-485, RS-232, GSM, PLC-сеть. Верхний уровень включает в себя сервер и программное обеспечение, необходимое для точного учёта. Коммутационной средой между УСПД и серверами верхнего уровня может являться структурированная кабельная сеть, интернет, телефонная сеть с коммутируемыми каналами [2].

Для получения точной и достоверной информации, согласно регламентам оптового рынка, внедряют современные счётчики с высокой точностью и

классом точности (0,5S 0,2S), что способствует значительной экономии средств. Счётчик, установленный в месте учёта, измеряет не только активную и реактивную энергию в нескольких направлениях, но и показывает время и силу нагрузки.

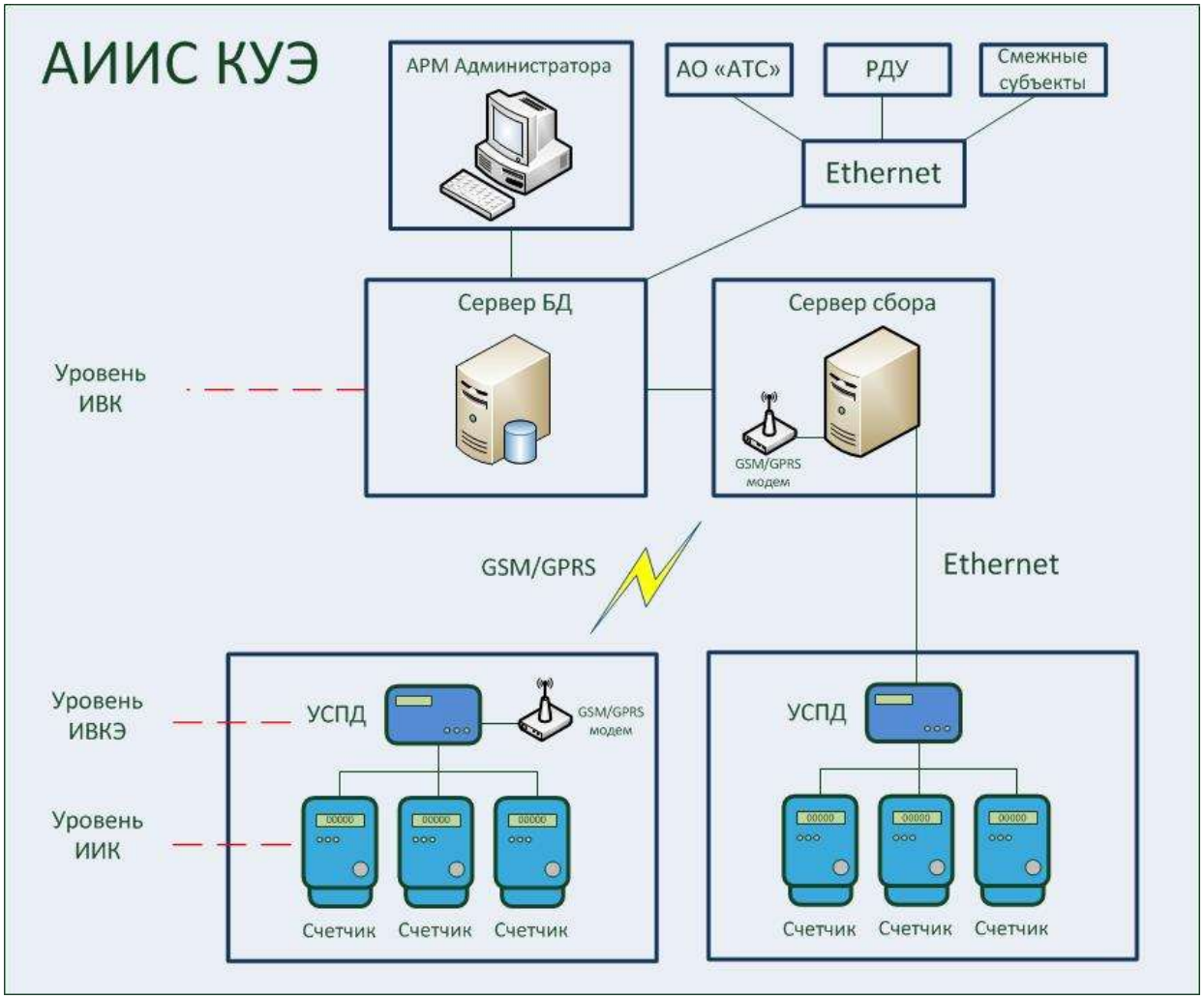


Рисунок 1 – Структурная схема АИИС КУЭ

Для получения точной и достоверной информации, согласно регламентам оптового рынка, внедряют современные счётчики с высокой точностью и классом точности (0,5S 0,2S), что способствует значительной экономии средств. Счётчик, установленный в месте учёта, измеряет не только активную и реактивную энергию в нескольких направлениях, но и показывает время и силу нагрузки.

Система обеспечения единого времени (СОЕВ) включает в себя все уровни и осуществляет полную функцию измерения времени, обеспечивает синхронизацию времени от источника точного времени. В СОЕВ включены все средства измерений времени, оказывающие воздействие на процесс измерения количества ЭЭ, значения показателей, надёжности которых должна быть не ниже коэффициента готовности (0,95), время возобновления – не более 24 часов. Показатели хранения данных в самих приборах учета увеличились с 35 суток до 45 суток с

2018 года. Показатели надёжности системы и требования к системам учёта с каждым годом все увеличиваются, следовательно, и эффективность энергоснабжения оптового рынка повышается [3-5].

Список используемой литературы:

1. Принципы построения автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии на подстанции для получения статуса субъекта оптового рынка электроэнергии / Л. П. Андрианова, В. А. Шабанов, М. И. Хакимьянов, Р. Т. Хазиева // Развитие науки в эпоху цифровизации: проблемы, тенденции, прогнозы : монография. – Петрозаводск : Международный центр научного партнерства «Новая Наука», 2019. – С. 86-121.

2. Билоус О. А., Друзьякин И. Г., Мигунова И. В. Разработка автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета энергоресурсов Юго-Камского участка Култаевского района электрических сетей // Вестник ПНИПУ. Электротехника, информационные технологии, системы управления. 2014. №10. URL: https://cyberleninka.ru/article/n/razrabotka-avtomatizirovannoy-informatsionno-izmeritelnoy-sistemy-kommercheskogo-ucheta-energoresursov-yugo-kamskogo-uchastka (дата обращения: 08.10.2020).

3. Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Основные метрологические характеристики. Общие требования : РД 153– 34.11.114-98, акт. 01.12.2013. – М.: РАО «ЕЭС России».

4. Постановление Правительства РФ от 11.07.2001 № 526 (ред. от 20.03.2013) «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации».

5. Андрианова Л. П. Принцип построения автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии на подстанции для получения статуса субъекта оптового рынка электроэнергии. [Текст] / Л. П. Андрианова, В. А. Шабанов, М. И. Хакимьянов, Р. Т. Хазиева // Развитие науки в эпоху цифровизации: проблемы, тенденции, прогнозы – 2019 – С. 86-121.

Информация об авторах

Коротовский А. Н., студент группы 8Э(з)-81, Сташко В. И. – к.т.н., доцент, ФГБОУ ВО «Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова», РФ, Алтайский край, г. Барнаул.

УДК 681.335

ВНЕДРЕНИЕ ИННОВАЦИЙ В РАБОТУ ТЭС В НОВОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОБСТАНОВКЕ

Дитятев Дмитрий Сергеевич, ddititiatiev@mail.ru
Сташко Василий Иванович, diael@mail.ru

Аннотация:
Статья посвящена проблеме, которая связана с тем, что действующие сегодня теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) работающие на угле, не соответствуют современным экологическим требованиям и имеют не достаточно высокую эффективность. В статье рассмотрены основные тенденции развития мировой энергетики в эпоху трансформации энергетики – четвертого энергетического перехода. Речь идет об использовании вместо угля нового источника энергии – водорода, и, соответственно, о модернизация и реконструкции ТЭЦ под этот вид топлива. Выбранное и обоснованное проектное решение направлено на инновационное развитие и решение множества проблем энергетической отрасли Алтайского края.

Ключевые слова: энергодефицит, план развития энергетики, ТЭЦ, Алтайский край, водородное топливо, возобновляемые источники энергии, металлогидридный аккумулятор, модернизация, реконструкция.

Анализ развития мировой электроэнергетики показывает, что даже в XXI веке, несмотря на значительные финансовые вложения в развитие возобновляемых источников энергии, доминирующая роль ископаемого топлива в производстве электроэнергии сохранится. Тепловые электростанции на основе органического топлива составляют основу современной мировой электроэнергетики.

В то же время экологические требования к источникам энергии стали намного строже за последнее десятилетие. Эти обстоятельства стимулируют исследования и разработку инновационных технологий в области использования твердого топлива, в первую очередь низкосортных, запасы которых значительны на территории РФ.

Например, Бурый уголь Кузбасского месторождения относится к классу низкосортных энергетических топлив (НЭТ). Непосредственное сжигание НЭТ в топках существующих котлов ТЭС не полностью обеспечивает эффективность теплотехнических процессов, надежность работы оборудования и чистоту окружающей среды [1].

Чтобы поддерживать стабильность горения, необходимо смешивать природный газ или жидкое топливо - мало мазута - с НЭТ. Высокое содержание золы в дымовых газах приводит к абразивному истиранию металлических поверхностей нагрева и оборудования, как следствие, к частому ремонту энергоблоков. Указанные обстоятельства приводят к снижению надежности эксплуатации, увеличению удельного расхода топлива на выработку электроэнергии, сокращению периода капитального ремонта, как следствие, увеличению накладных расходов.

В настоящее время существуют различные инновационные технические решения для модернизации существующих угольных теплоэлектростанций для повышения их экономической эффективности при одновременном снижении

выбросов загрязняющих веществ [2, 3]. Накопленный мировой опыт проведенной модернизации ТЭС показывает, что существует два подхода к решению этой проблемы. Первый вариант предполагает переоборудование устаревших заводов с установкой на них устройств, обеспечивающих снижение вредных выбросов и удовлетворение экологических норм.

В то же время установка может быть переоборудована независимо или параллельно на следующих этапах: подготовка топлива, сгорание и очистка продуктов сгорания. Оборудование, установленное для подготовки угля, обеспечивает обогащение угля как традиционными, так и передовыми методами, физической, химической и микробиологической очисткой. Предварительная подготовка угля перед сжиганием (промывка, приготовление суспензий) приводит к небольшому увеличению эффективности самой установки за счет уменьшения количества обрабатываемой минеральной части в цикле. Однако стоимость сгоревшего топлива возрастает.

Модернизация углеобогащения в основном направлена на расширение ассортимента качества используемых углей. В случае модернизации стадии очистки дымовых газов существуют определенные дополнительные затраты, как следствие снижения чистой эффективности установки (с 3 до 10%). Это особенно верно для установки системы промывки влажным газом для удаления оксидов серы. В целом, методы конверсии, которые не требуют больших производственных площадей, как в случае установки десульфурации извести, являются распространенными [3].

Второй вариант преследует цель существенного улучшения технико-экономических и экологических характеристик станции и предполагает коренную реконструкцию станции с заменой значительной части старого оборудования на более совершенные и эффективные технологии, среди которых связаны самые большие перспективы. ЦСГС ГУ (комбинированный парогазовый цикл с газификацией угля), ЦСГС ГУ (камера сгорания повышенного давления) и печи КСА (камера сгорания атмосферного давления), КСАК (циркуляционный кипящий слой).

Обратимся к зарубежному опыту внедрения новых технологий. Все эти технологии для котла мощностью 265 МВт были успешно использованы для преобразования одного блока электростанции Northside во Флориде в начале 2003 года. Общая стоимость модернизации котла составила 310 миллионов долларов. По ходу реконструкции существующей угольной станции была введена новая газификация угля и поставлена камера сгорания повышенного давления. Если камера сгорания высокого давления используется перед газовой турбиной, необходимо также установить системы очистки газа и рекуперации тепла. Желательно также обновить и остальное оборудование (питатели угля, паровые турбины, генераторы энергии).

Опыт модернизации одного из старых блоков на угольной электростанции WabashRiver в Индиане заслуживает внимания. Обычный паровой агрегат был преобразован в комбинированный парогазовый цикл для продуктов газификации угля. Блок введен в эксплуатацию в 2000 году, его мощность -250 МВт [4]. Опыт модернизации агрегата был использован для разработки проекта нового ГУ КПГЦ мощностью 1155 МВт. Предполагается, что удельные капитальные

затраты рассматриваемой электростанции мощностью 1500 МВт составят 10 066 долл. США (664 тыс. руб.) за киловатт электрической мощности, что почти на 500 долл. США (33 тыс. руб.) меньше, чем у прототипа. В то же время станция будет отвечать всем экологическим требованиям, более того, он будет значительно превышать существующий прототип с точки зрения удельных выбросов.

В целом можно утверждать, что реконструкция существующих угольных установок станции в конфигурации с парогазовым циклом и газификацией угля (газификатор-газовая турбина) потребуют дополнительных инвестиций от 1100 до 1300 долларов США (72 – 86 тыс. руб.) за каждый киловатт электрической мощности. Однако реконструкция с введением комбинированного цикла с газификацией может повысить эффективность работы угольной электростанции с 35% до более 40% и увеличить ее мощность на 50-150%. Следовательно, из-за повышенной производительности и эффективности модернизированной установки по сравнению со старой, цена на электроэнергию увеличится не более чем на 0,2 цента (13,2 руб.) за кВт-ч. Кроме того, эти потраченные средства позволят снизить выбросы оксидов серы почти на 99%, а также значительно снизить выбросы оксидов азота.

Таблица 1 - Примерные технико-экономические и экологические характеристики модернизации традиционных угольных электростанций

Технология	НЭТ	SOx/Выбросы, %	Выходная мощность	Срок службы	Дополнительные расходы, р/кВт	Увеличение стоимости электроэнергии р/МВтч
Традиционное решение						
Обогащение угля	Небольшое увеличение	>30, не влияет	То же самое	Небольшое увеличение	Дополнительная цена на топливо	132-198
Десульфурация скруббера	Снижение	90-95, не влияет	Умеренное сокращение	Не влияет	12000-13000	600-660
Инновационное решение						
Очистка дымовых газов	Снижение	>90, высокий	Небольшое увеличение	Не влияет	11500-12500	650-790
Многоступенчатое сжигание с известняком	Снижение	50-60, среднее	Небольшое увеличение	Не влияет	5300-7300	330-530
Печь предварительного сгорания с нижним удалением золы	Небольшое увеличение	50-90, умеренное	Небольшое увеличение	Небольшое увеличение	3300-3960	65-130
Дожигание газа	Небольшое увеличение	Не влияет, умеренное	Не влияет	Небольшое увеличение	660-1350	Зависит от цены на газ
Водно-угольная суспензия	Небольшое увеличение	10-60, не влияет	Небольшое увеличение	Не влияет	1300-3300	720-1500
Комбинированный парогазовый цикл с газификацией	Умеренное увеличение	95-99, умеренное	50-150%, Увеличение	Умеренное увеличение	72600-85800	66-130
Циркуляционный кипящий слой под давлением	Не влияет	90-95, 60	50-70%, Увеличение	Умеренное увеличение	52800-66000	132-265
Атмосферный (циркулирующий) псевдоожиженный слой	Не влияет	90-95, 60	10-15%, Увеличение	Умеренное увеличение	46200-59500	400-528

Если мы применяем технологию с повышенным давлением в печи, мы можем ожидать повышения эффективности с 35 до 38% и увеличения мощности на

50%. Капитальные затраты несколько ниже 800–1000 долларов (53-66 тыс. руб.) за кВт, но из-за того, что производительность увеличивается в меньшей степени, чем в комбинированном цикле с газификацией, электроэнергия стоит чуть больше - примерно на 0,4–0,6 цента (26-40 руб.) за кВтч. Реконструкция с использованием сжигания в кипящем слое при атмосферном давлении не приводит к значительному увеличению эффективности установки, но достигается увеличение мощности на 10-15%. Капитальные затраты не превышают 700-900 долларов (46-59 тыс. руб.) за кВт-ч, но из-за относительно небольшого увеличения мощности увеличение цены на электроэнергию составляет 0,6-0,8 цента (40-52 руб.) за кВт-ч [4].

Перспективным направлением является многостадийное сжигание высокосернистого зольного топлива на электростанциях, которое реализуется в форме внутрицикловой газификации с использованием газовых турбин с комбинированным циклом, что позволяет повысить коэффициент использования потенциальной энергии топлива и генерировать электроэнергию без вредных выбросов в атмосферу окружающей среды [5]. Это предполагает рациональное включение газификации и очистки генерируемого газа в энергетический цикл.

Важнейшей частью этого подхода является разработка эффективного газификационного реактора-газификатора. Выбор его конкретного типа зависит от многих обстоятельств, включая характер конечного использования получаемого газа, физические и химические свойства угля, требуемую мощность газогенератора и методы утилизации тепла и побочных продуктов.

На основе проведенного анализа можно сделать вывод о том, что технология комбинированного парогазового цикла с газификацией является перспективным направлением использования топлива НЭТ.

Список используемой литературы

1. Касымов Ш. А., Кучинов Х. А., Тохтахунов К. А. Инновационные технологии комплексного энергетического и технологического использования низкосортного бурого угля Ангренского месторождения. Международная научно-практическая конференция «Проблемы повышения эффективности современного производства и энергосбережения» Сборник статей, II секция, с. 527-531, 3-4 октября 2018 г., Андижан.

2. Седнин В. А., Райко Д. М., Левин В. М. К вопросу повышения эффективности отопительных котлов и мини-ТЭЦ // Хранилище БНТУ, 2015. №1 (82). п. 12-17.

3. Белосельский Б. С., Барышев В. И. Низкосортные энергетические топлива: особенности приготовления и сжигания. – Москва : Энергоатомиздат, 2009, С. 68-79.

4. Асланян Г. С. АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР. Экологически чистые угольные технологии. Центр энергетической политики, с. 33-40, 2014 г., Москва.

5. Ольховский Г. Г., Березинец П. А. Парогазовые установки с газификацией угля в промышленном и газовом потоке // Электростанции, 2011. № 5. р.18-29.

Информация об авторах

Дитятев Д. С., студент группы 8Э-81, Сташко В. И. – к.т.н., доцент, ФГБОУ ВО «Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова», РФ, Алтайский край, г. Барнаул.

УДК 621.312

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ МИКРОГЕНЕРАЦИИ МИРА И РОССИИ

Жук Виктория Леонидовна, vikazhuk1996@rambler.ru
Сташко Василий Иванович, diael@mail.ru

Аннотация:
В статье представлена оценка перспективы и проблем развития применения технологий распределенной энергетики и микрогенерации в условиях города. Произведен краткий анализ причин, вызвавших бурный рост применения возобновляемых источников энергии в системах электроснабжения. Определены основные преимущества использования солнечной энергии перед другими возобновляемыми источниками энергии. Рассмотрены некоторые особенности использования микрогенерации физическими лицами.

Ключевые слова: энергетика, электрическая энергия, возобновляемые источники энергии, солнечная электростанция, микрогенерация, распределенная энергетика, «зеленый тариф», децентрализация, декарбонизация, солнечные панели, солнечная инсоляция

В 2018 году мировое потребление энергии значительно выросло благодаря устойчивому экономическому росту и растущему спросу в Китае, который с 2009 года является крупнейшим потребителем энергии в мире. Потребление энергии в Китае продемонстрировало самый высокий рост с 2012 года, в основном за счет производства электроэнергии, высокого промышленного спроса и увеличения потребления топлива в транспортном секторе, чему способствовал растущий автопарк.

Общее потребление энергии в США в 2018 году достигло рекордного уровня, увеличившись на 3,5% по сравнению с 2017 годом, что частично обусловлено погодными условиями (жаркое лето, холодная зима). С другой стороны, в Европейском Союзе потребление энергии сократилось на 1% и, в частности, в Германии на 3,5%, частично это вызвано снижением потребления в электроэнергетике, более мягкой зимой, снижением потребления и повышения энергоэффективности [1].

Развитию микрогенерации на основе ВИЭ в мире способствуют следующие факторы:

- высокие средние цены на электроэнергию, которые стимулируют потребителей экономить на ее покупке за счет собственной генерации;
- возможность отпуска электроэнергии в сеть и упрощенные процедуры подключения к электросетям;
- наличие государственного субсидирования тарифа;
- гарантированный сбыт электроэнергии по долгосрочным контрактам.

ВИЭ-энергетика за рубежом получила развитие после появления льготного «зеленого тарифа» (feed -in tariff), который способствовал повышению рентабельности как генерирующих компаний, так и микрогенерации на основе ВИЭ. Впервые такой тариф появился в США в конце 1970-х годов с целью развития низкоуглеродных источников энергии в ответ на начавшийся после нефтяного

эмбарго энергетический кризис. С тех пор «зеленый тариф» используется не только в США, но и активно применяется в странах Западной Европы (Германии, Италии и Дании) и некоторых странах АТР.

Наиболее успешно данная концепция применяется в Германии, которая за 30 лет существования программы достигла высоких результатов в развитии ВИЭ. По данным Международного агентства по ВИЭ (IRENA), в 2016 году установленная мощность (в том числе микрогенерации) ветряной электрогенерации Германии составила 45 ГВт (31% от ЕС), солнечной – 40 ГВт (40%). По данным Института солнечных энергетических систем, доля ВИЭ в общем отпуске электроэнергии в Германии в 2016 году составила рекордные 33,9% [2].

В марте 2017 года количество домохозяйств в Австралии, установивших солнечные панели, достигло самого высокого показателя почти за пять лет, общая мощность устройств на фотоэлектрических элементах составила 91 МВт. Популярности малой солнечной энергетики (независимой от централизованных сетей тепло- и электроснабжения) способствовали рост тарифов и недавние отключения энергии в Южной Австралии в результате ураганов. Развитие технологий помогает австралийцам не только пользоваться солнечной энергией и запасать её, но и продавать её тем, кто не имеет солнечных панелей. В феврале в Австралии начались испытания первой децентрализованной биржи электроэнергии, к проекту присоединилось 5 тыс. семей [3].

Министерство охраны окружающей среды Чехии и Государственный экологический фонд принимают заявки на финансирование новых домашних и коммерческих солнечных электростанций в рамках программы стимулирования устойчивого строительства Green Savings. Правительство намерено увеличить инвестиционную поддержку сетевых солнечных электростанций, которые генерируют более 4000 кВт-ч в год, до 150 тыс. чешских крон (около $6500). Также за счет дополнительной финансовой поддержки планируют увеличить мощность уже установленных солнечных электростанций, для которых инвестиционная поддержка была предоставлена на предыдущих этапах программы. В начале мая правительство Чехии также заявило, что будет предоставлять субсидии для установки солнечных электростанций в сочетании с системами хранения энергии в рамках программы стимулирования «Предпринимательство и инновации для конкурентоспособности» [4].

В настоящее время микрогенерация на ВИЭ не получила широкого распространения в России. Основной причиной являются сравнительно низкие регулируемые цены на электроэнергию для населения, а также отсутствие острой необходимости и выгод от перехода населения на автономные источники энергоснабжения на основе ВИЭ. Однако предлагаемые меры стимулирования микрогенерации на основе ВИЭ (прежде всего возможность продавать излишки электроэнергии) могут стимулировать такой переход [2].

Правительством Российской Федерации был принят важнейший закон, разработанный Минэнерго, «О внесении изменений в Федеральный закон «Об электроэнергетике» в том числе развития микрогенерации». Данный законопроект создан в рамках плана мер по стимуляции развития генерирующих объектов на основе возобновляемых источников электроэнергии. Каждый россиянин,

который имеет ветросиловые установки или солнечные панели, сможет продавать излишки производимой энергии, подключившись к общей сети. Сбытовая организация должна будет эти излишки приобретать, причем по оптовым ценам рынка. Предметом возобновляемой микрогенерации, согласно законопроекту, является солнечная, водная и ветровая энергия. Законопроект запрещает монтаж систем микрогенерации на многоквартирных домах, это необходимо для безопасной работы их инженерных систем [5].

Согласно новой инициативе правительства, с 2020 года любой гражданин России может стать владельцем собственной электростанции. Речь идет не просто об экономии – ведь оборудовать свой дом ветрогенератором или солнечными батареями и раньше никто не запрещал. Но теперь любой частник сможет продавать излишки электроэнергии городским сетям.

Одним из таких примеров является житель Кубани, создатель одного из первых в России домов с автономным электроснабжением на основе ВИЭ Николай Дрига, один из инициаторов внесения изменений в российское законодательство (рисунок 1). Постоянные перебои с электроснабжением, постоянно растущие тарифы на электроэнергию, проблемы с подсоединением к электрическим сетям и многое другое, вынудили инженера Николая Дригу задуматься о своем собственном, альтернативном источнике энергии. Основную часть электроэнергии вырабатывают солнечные панели, общей мощностью 4 кВт. Ветрогенератор выдает еще 1,5 кВт. В результате летом, система вырабатывает электроэнергию с избытком - до 1000 кВт·ч, в среднем, за один месяц, зимой до 400 кВт·ч в месяц. Отапливается дом с помощью котла на твердом топливе, который потребляет мощность не более 60 Вт, еще 40 Вт - потребляет циркуляционный [6].

Рисунок 1 - Житель Краснодара сэкономил более миллиона рублей, построив свою теплоэлектростанцию

А житель Калининграда Сергей Рыжиков доказал, что солнечная энергетика может развиваться даже в регионах, не с солнечным климатом. Он оборудовал свой двухэтажный дом солнечными панелями и установил двунаправленный счетчик электроэнергии, способный измерять как потребляемую, так и сгенерированную (выработанную собственной солнечной электростанцией) электроэнергию. С тех пор семья Рыжиковых не только не платит за электричество, но и передает излишки энергии в городскую сеть. Электростанция состоит из 20 монокристаллических солнечных панелей на крыше. Они подключаются к инвертору, который, в свою очередь, преобразует напряжение постоянного тока в синусоидальное переменное напряжение 220 вольт [7].

Последние два года в России наблюдается непрерывный рост розничного спроса на солнечные батареи. При текущем уровне цен на электроэнергию даже в не самом солнечном Подмосковье солнечная установка для частного дома «под ключ» окупается за несколько лет, а солнечные модули российского производства работают минимум четверть века.

Список используемой литературы

1. Статистический Ежегодник мировой энергетики 2019 [Электронный ресурс]. – Загл. с экрана. – Режим доступа: https://yearbook.enerdata.ru/total-energy/world-consumption-statistics.html.
2. Григорьев Л. Микрогенерация на основе ВИЭ [Текст] / Л. Григорьев, В. Гамади, А. Курдин, Д. Нестер // Энергетический бюллетень: Аналитический центр при Правительстве РФ. – 2017. – № 49. – С 14–18.
3. Малая солнечная энергетика Австралии [Электронный ресурс]. – Загл. с экрана. – Режим доступа: https://econet.ru/articles/164247-v-avstralii-zafiksirovan-bum-solnechnyh-batarey.
4. Информационный портал о ТЭК [Электронный ресурс]. – Загл. с экрана. – Режим доступа: https://in-power.ru/news/alternativnayaenergetika/v-chehii-budut-videlyat-6500-na-stroitelstvo-doma.html.
5. Министерство энергетики [Электронный ресурс]. – Загл. с экрана. – Режим доступа: https://minenergo.gov.ru/node/13881.
6. Виртуальная литература [Электронный ресурс]. – Загл. с экрана. – Режим доступа: http://stashko.ru/2-novosti/331-microgen-1.
7. Российская газета [Электронный ресурс]. – Загл. с экрана. – Режим доступа: https://rg.ru/2017/03/20/reg-szfo/zhitel-kaliningrada-ustanovil-na-kryshe-solnechnye-paneli.html.

Информация об авторах

Жук В. Л., студент группы 8Э-81, Сташко В. И. – к.т.н., доцент, ФГБОУ ВО «Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова», РФ, Алтайский край, г. Барнаул.

УДК 621.3

ПРИМЕНЕНИЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ ДЛЯ УЛИЧНОГО ОСВЕЩЕНИЯ В СЕЛЬСКОЙ МЕСТНОСТИ

Овчаров Максим Олегович, ovcharov1999@bk.ru
Сташко Василий Иванович, diael@mail.ru

Аннотация:
В статье рассматриваются вопросы, связанные с проблемами уличного освещения в населённых пунктах сельской местности. Приведены особенности систем освещения в сёлах, характеристики и режимы работы сельских электрических сетей. Обосновано использование солнечной энергии для систем освещения, перечислены основные достоинства и недостатки использования солнечных панелей для наружного освещения сельских населенных пунктов.

Ключевые слова: уличное освещение, сельский населённый пункт, электрическая сеть, электрическая энергия, ВИЭ, солнечная энергия, солнечная батарея, солнечная панель

Наружное освещение является неотъемлемой частью повседневной жизни человека, это один из самых важных элементов благоустройства городов и поселков, который создает им благоприятный облик. Еще до появления электрических светильников улицы были освещены при помощи факелов, масляных фонарей, а затем керосиновыми и газовыми лампами.

Качественное освещение объектов современного населенного пункта в вечерние и ночные часы - одно из необходимых условий обеспечения его жизнедеятельности. Согласно стандарту СНиП 23-05-2010 на улицах сельского поселения средняя горизонтальная освещенность должна соответствовать значениям, представленным в таблице 1 [1].

Таблица 1 – Нормируемые показатели для улиц и дорог сельских поселений [1]

Освещаемые объекты	Средняя горизонтальная освещеннось, лк
Главные улицы, площади общественных и торговых центров	10
Улицы в жилой застройке: Основные Второстепенные (переулки)	 6 4
Поселковые дороги, проезды на территории садовых товариществ и дачных кооперативов	2

В настоящее время во многих населенных пунктах России и вовсе отсутствует уличное освещение. Например, эту проблему попытались решить жители

одного из посёлков Вологодской области, обратившись в прокуратуру по поводу недостаточного освещения улиц в ночное время [2].

Совершенствование систем наружного освещения обоснована необходимостью создания комфортных условий проживания в населенном пункте, обеспечения безопасных условий дорожного движения, снижения нарушений общественного порядка, улучшения эстетического облика улиц, объектов медицинской сферы, сферы образования, других социальных и культурных объектов [3].

Сельские электрические сети характеризуются большой протяженностью и разветвленностью. Общая протяженность всех линий составляет около 2,3 млн. км. В т.ч. линий 0,4 кВ – около 900 тыс. км величина потерь, в которых превышает 20%. Кроме того системы обслуживания в процессе эксплуатации, мониторинга надежности и технического состояния сельских сетей не всегда соответствуют требуемому уровню.

Также, сельские сети имеют малую удельную нагрузку на 1 км линии электропередачи, что делает крайне невыгодными капитальные затраты на реконструкцию сетей, обеспечение надежности и качества электроснабжения [4].

Таким образом, с учётом множества факторов, становится очевидно, что использование существующих электрических сетей для обеспечения систем наружного (уличного) освещения электроэнергией в сельской местности, не всегда возможно, часто сопряжено с большими капитальными затратами, а в некоторых случаях может быть и нецелесообразно. Тем не менее, муниципальные власти, хозяйствующие субъекты, общественность, и т.д., пытаются самостоятельно, на местном уровне, решить данную проблему. Одним из путей решения проблемы уличного освещения, является использование электроэнергии, получаемой от возобновляемых источников энергии (ВИЭ).

У ВИЭ, в настоящее время, пока еще достаточно длительный срок окупаемости. Поэтому использовать их выгодно там, где нет соответствующих электрических сетей, а их строительство связано с большими финансовыми затратами, длительным проектированием и монтажом, согласованием множества различных вопросов, в том числе и юридического характера, с сетевыми и энергосбытовыми компаниями и т.д. В результате, использование автономных систем освещения с использованием ВИЭ, может быть не только выгодно с точки зрения материально-финансовых затрат, но и является единственным вариантом в случае, если подвести электрическую сеть напряжением 0,4 кВ не представляется возможным.

Наиболее доступными ВИЭ является ветровая и солнечная энергия.

Благодаря большим площадям равнинной местности, прибрежных вод морей и океанов в нашей стране запасы ветровой энергии огромны. Именно там от ветряных электростанций будет наибольшее полезное действие. Кроме этого, располагать ветряные установки следует на достаточном расстоянии от населённых пунктов, так как инфразвуковой шум от них влияет на человека. Люди, живущие вблизи ветроустановок, могут испытывать так называемый «синдром ветрогенератора», вызывающий мигрень, головокружение, беспокойство, тахикардию, давление в ушах, и т.д.

В ночное время солнечная электростанция не может вырабатывать электроэнергию, в то время как ветрогенератор вырабатывает электроэнергию только лишь при условии наличия ветра. Но, следует учесть тот факт, что солнце всегда, в течении всего года, всходит и заходит в заранее известное, строго определённое время один раз в сутки. А вот сила ветра может колебаться в значительных пределах в течении нескольких суток, и спрогнозировать в этом случае выработку электроэнергии ветрогенератором практически невозможно [5]. Яркий тому пример – ураганы, сильные порывы ветра и т.д., которые появляются внезапно, и также непредсказуемо исчезают.

Кроме того, в сельской местности, а тем более в посёлках с многоквартирными (более 2-х этажей) домами, зелёными насаждениями и прочими сельскохозяйственными производственными объектами (элеваторы, зерноперерабатывающие предприятия, цеха и т.д.), сила ветра может быть гораздо меньше, чем на открытом пространстве. Именно поэтому, все же более доступной и применимой для использования в системах уличного освещения является солнечная энергия (рисунок 1).

Рисунок 1 – Монтаж светильника и солнечной батареи в поселке Сибирский Первомайского района Алтайского края

В отличие от городов, в сельской местности нет высоких домов и плотной застройки, как правило здания малоэтажные, и это является дополнительным преимуществом, так как позволяет существенно уменьшить потери производительности солнечных батарей от затенения.

Рассмотрим достоинства и недостатки использования солнечных панелей для наружного освещения сельских населенных пунктов. К достоинствам можно отнести следующее:

- отсутствие затрат на электроэнергию;
- уличное освещение на солнечных батареях отлично подходит для районов, где отсутствует централизованное электроснабжение;
- простота монтажа, благодаря которой не требуется прокладка ЛЭП;
- безопасная и экологичная эксплуатация и утилизация;
- долговечность - минимальный срок службы аккумулятора 5-7 лет, солнечных панелей около 25-30 лет, а светодиодных лампы около 10 лет.

К минусам такого освещения относится:

- зависимость от погоды, хотя батареи способны улавливать не только прямые лучи, но и рассеянный свет;
- необходимость систематической очистки панелей от грязи, так как пятна на их поверхности снижают КПД [6].

Учитывая все достоинства и недостатки осветительной системы на солнечных панелях, можно сделать вывод, что применение солнечных панелей для наружного освещения объектов сельских населенных пунктов представляется перспективным направлением развития электроэнергетики.

Список используемой литературы

1. СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение / Минстрой России. М.: ГП «Информрекламиздат», 1995. 35 с.

2. Недосекина В. В., Айыдов Д. Н. Анализ влияния уличного освещения на ДТП // Символ науки. 2018. №7. URL: https://cyberleninka.ru/article/n/analiz-vliyaniya-ulichnogo-osvescheniya-na-dtp (дата обращения: 10.10.2020).

3. Оксаниченко, А. А. Модернизация в системах наружного освещения населённых пунктов / А. А. Оксаниченко // Студенчество России: век XXI : Материалы VI Всероссийской молодѐжной научно-практической конференции. В 4-х частях, Орел, 13 декабря 2018 года. – Орел: Орловский государственный аграрный университет имени Н. В. Парахина, 2019. – С. 309-313.

4. Тихомиров, А. В. Направления развития энергетической базы АПК и прогнозные показатели повышения энергоэффективности сельхозпроизводства до 2035 г. / А. В. Тихомиров // Инновации в сельском хозяйстве. – 2019. – № 4(33). – С. 311-321.

5. Энерджинет близко. Часть 1 – солнце или ветер? – Текст : электронный : «Виртуальная Литература». – URL: http://stashko.ru/energynet-blizko-18-01 (дата обращения 10.10.2020).

6. Актуальные проблемы энергетики АПК : Материалы X национальной научно-практической конференции с международным участием, Саратов, 22 апреля 2019 года / Под общ. ред. Трушкина В. А. – Саратов: ООО «Центр социальных агроинноваций СГАУ», 2019. – 287 с. – ISBN 978-5-6042823-3-5.

Информация об авторах

Овчаров М. О., студент группы Эпр-71, Сташко В. И. – к.т.н., доцент, ФГБОУ ВО «Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова», РФ, Алтайский край, г. Барнаул.

УДК 621.311.243

КЛАССИФИКАЦИЯ СОЛНЕЧНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ПО УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ СОЛНЕЧНЫХ МОДУЛЕЙ

Овчаров Максим Олегович, ovcharov1999@bk.ru
Сташко Василий Иванович, diael@mail.ru

Аннотация:
В статье рассматриваются солнечные электростанции (СЭС), их структура, состав и принцип работы. Солнечные электростанции (источники тока преобразующие солнечную энергию в электрическую) классифицированы по мощности: СЭС – более 1000 кВт; МиниСЭС – от 15 кВт до 1000 кВт; МикроСЭС от 0,1 кВт до 15 кВт; НаноСЭС от 10 Вт до 100 Вт; ПикоСЭС от 0,1 Вт до 10 Вт.

Ключевые слова: солнечная электростанция, СЭС, мощность, электроэнергия, солнечный модуль, электроэнергия, МиниСЭС, МикроСЭС, НаноСЭС, ПикоСЭС

Солнечная электростанция (СЭС) – это инженерное сооружение, выполняющее преобразование солнечной радиации в электрическую энергию.

В соответствии с предлагаемой классификацией СЭС – это солнечная электростанция с общей мощность солнечных модулей от 1 МВт. Назначением СЭС является преобразование солнечной энергии в электрическую для ее отпуска в единую энергетическую систему (ЕЭС). В общем виде устройство СЭС представлен на рисунке 1.

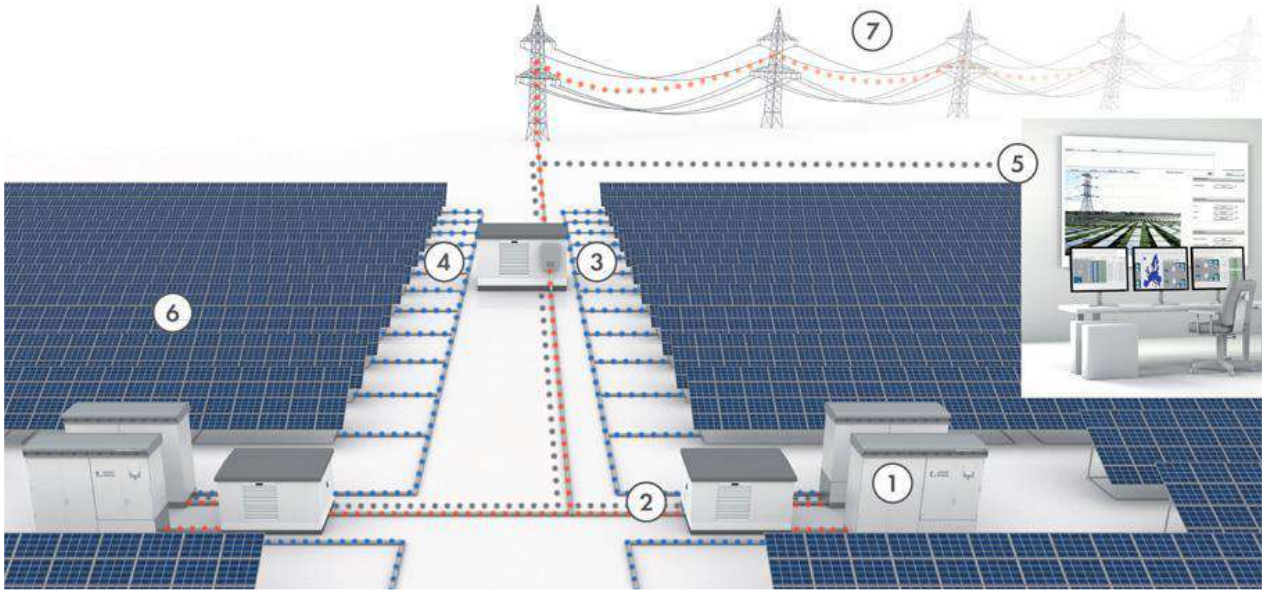
Солнечная радиация, попадающая на фотоэлектрические модули (6), преобразуется в электроэнергию. Солнечные панели (6), подключенные друг к другу в линиях последовательно – как указано на рисунке 1, генерируют постоянный ток (DC) с напряжением менее 1 кВ. Далее общие шины, обозначенные синей точкой, группами подключены к сетевым инверторам (1). Которые, в свою очередь, преобразуют полученный постоянный ток в переменный с напряжением 0,4 кВ. Общая шина, обозначенной на рисунке 1 красной точкой, через повышающий трансформатор (2), для повышения напряжения до требуемого значения сети, подключается от сетевого инвертора к централизованной сети (7) [1].

Отличительной особенностью СЭС является отпуск электроэнергии в централизованную сеть без промежуточного аккумулирования. Благодаря этому повышается надежность и долговечность. АБ имеют самый маленький срок службы по сравнению с другими элементами автономной системы. Их срок службы составляет около 4 лет [2].

Наиболее часто применяют солнечные модули мощностью 250 Вт, т.к. именно эта мощность является оптимальной для оценки цены, качества и размера. Ее размеры составляют 1,7 м^2. Зная мощность и размеры одной солнечной панели, их минимальным числом для СЭС 1 МВт будет 4000 штук, а занимаемая площадь, учитывая расстояние зазоров между модулями, более 6800 м^2 [3].

Согласно распоряжению Правительства Российской Федерации от 08.01.2019 г. № 1-р, основным направлением государственной политики в сфере повышения энергоэффективности на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2024 года является поддержка и стимулирование

производства электрической энергии генерирующими объектами, функционирующими на основе использования возобновляемых источников энергии на оптовом и розничных рынках электроэнергии и мощности [4].



1-инвертор центрального типа; 2-повышающий трансформатор; 3-система согласования; 4-распредустройство СЭС; 5-пульт контроля и мониторинга; 6- солнечные модули; 7-общая энергосистема (сеть); синяя точка – линия постоянного тока (от солнечных модулей до инвертора); красная точка – линия переменного тока (от инвертора в сеть); серая точка – сетевой кабель

Рисунок 1 – Устройство СЭС мощностью более 1 МВт

Благодаря этой программе в октябре 2020 года была введена в эксплуатацию Стерлибашевской СЭС мощностью 25 МВт. Таким образом, повысив общую мощность энергосистемы Республики Башкортостан на 1,2%.

На Стерлибашевской СЭС разместилось около 72 тыс. фотоэлектрических модулей, площадь которых заняла 52 га, что эквивалентно 520000 м^2. Объем денежных вложений в проект составил порядка 3,5 млрд. рублей [5].

Кроме вышеуказанной СЭС в России существует еще 46 действующих, а в стадии проектирования и строительства находятся 26 электростанций [6].

Стоит отметить особенность Республики Алтай. Она является единственной территорией, где большая часть производимой электроэнергии вырабатывается именно солнечными электростанциями. В Республике Алтай действуют две Кош-Агачских СЭС суммарной мощностью 10 МВт, Усть-Канская и Онгудайская СЭС мощностью 5 МВт каждая, Майминская и Ининская СЭС мощностью 25 МВт каждая, Усть-Коксинская СЭС мощностью 40 МВт, фотография которой изображена на рисунке 2, и Чемальская СЭС мощностью 10 МВт. Их суммарная мощность составляет 120 МВт [7].

МиниСЭС – это солнечные электростанции с установленной мощность солнечных модулей от 15 кВт до 1 МВт. Она выполняет преобразование солнечной энергии в электрическую для выдачи ее в ЕЭС, а также для потребления на собственные нужды. Применение таких СЭС может быть торговыми комплекса-

ми, молами, гипермаркетами, супермаркетами, различными промышленными предприятиями.

Рисунок 2 – Усть-Коксинская СЭС с установленной мощностью 40 МВт

МиниСЭС имеет аналогичное устройство и принцип действия с СЭС, за исключением некоторых особенностей. Появился такой элемент как собственное потребление – это значит, что часть выработанной электроэнергии тратится на собственные нужды условного торгового центра. Кроме этого, различия состоят в количестве применяемых фотоэлектрических модулей, число которых варьируется от 60 до 4000, следовательно, и занимаемая площадь у миниСЭС будет меньше. Площадь 15-киловатной солнечной электростанции равна 102 м^2.

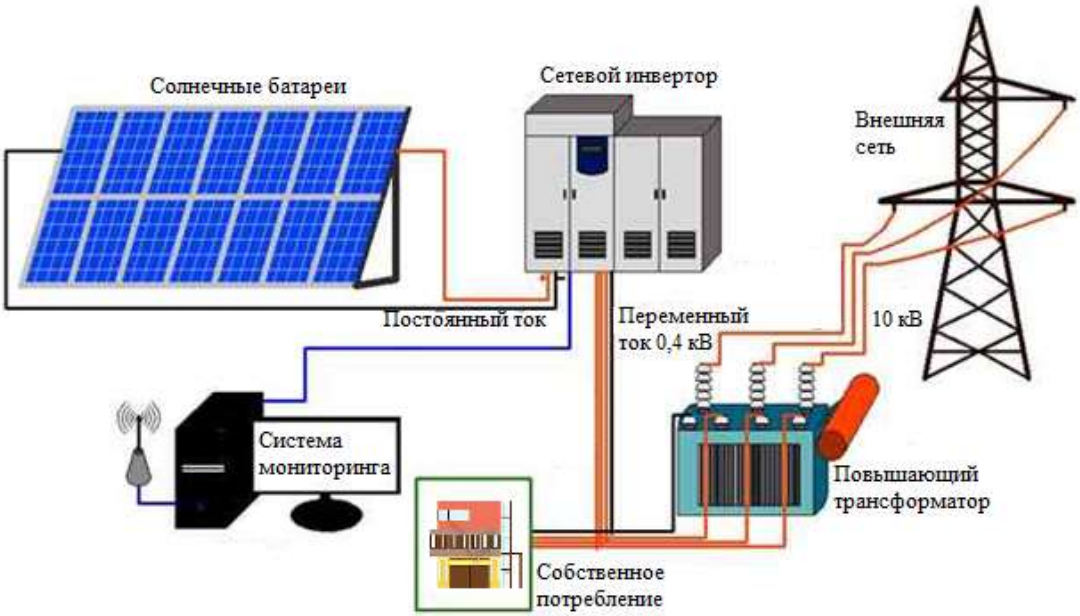


Рисунок 3 – Устройство МиниСЭС

Примером МиниСЭС могут послужить солнечные электростанции, представленные в таблице 1.

Таблица 1 – Примеры реализации миниСЭС [8]

Название МиниСЭС	«Заря»	«Возрождение»	Трак-Солар
Мощность, кВт	240	121,9	227
Площадь, м^2	2000	1000	1 800
Фото СЭС			

Особенным примером МиниСЭС можно назвать СЭС в селе Яйлю Турочакского района Республики Алтай. Эта солнечная электростанция рамках научно-исследовательского проекта в 2013 году запущена с установленной мощностью фотоэлектрических модулей 100 кВт. Она работает в сочетании с двумя дизель-генераторами, и таким образом обеспечивает бесперебойное электроснабжение поселка в течение всего дня.

МикроСЭС – это солнечные электростанции с установленной мощностью солнечных модулей от 100 Вт до 15 кВт. СЭС такого типа в основном применяются для жилых, хозяйственных или промышленных объектов среднего размера, например, офисные и складские помещения, растительные и животноводческие комплексы. Широкое применение МикроСЭС предлагает и различные варианты ее установки, представленные на рисунке 4.

МикроСЭС, изображенная на рисунке 4 (а), предназначена для совместного использования электроэнергии и от солнечных батарей, и от централизованной сети без накопления электроэнергии от солнечных модулей. На первый взгляд эта солнечная электростанция схожа по принципу действия с МиниСЭС. Но есть существенное различие, которое заключается в том, что в преобразованная солнечная энергия от МикроСЭС добавляется к электроэнергии из централизованной сети и питает потребителя, а не выдает ее в качестве излишек в сеть.

МикроСЭС, которая представлена на на рисунке 4 (б), отличается вышеуказанной наличием аккумулятора, что позволяет осуществлять накопление преобразованной электроэнергии.

Такой вариант комплектации наиболее популярен среди установок мощностью до 15 кВ, потому что наличие аккумулятора обеспечивает более стабильное электроснабжение в случае проблем с питанием от централизованной сети. Кроме этого наличие резерва электроэнергии позволяет использовать ее ночью или в при плохой погоде, а не питаться из сети. Такой вариант позволяет экономить на счетах, что является неоспоримым преимуществом перед солнечной электростанцией, которая изображена на рисунке 4 (а).

а) б) в)

Рисунок 4 – Варианты комплектации МикроСЭС

МикроСЭС с рисунка 4 (в) применима в случае отсутствия централизованного электроснабжения, а его осуществление вызывает большие денежные затраты.

Подобная проблема привела жителя Краснодарского края применить МикроСЭС за 350 тыс. рублей для замещения питания от централизованной сети, прокладка которого потребовала бы затрат в размере 2 млн. рублей. Основную часть электроэнергии краснодарский потребитель получает от солнечных панелей общей мощностью 4 кВт, еще 1,5 кВт вырабатывается ветроэлектрической установкой. В общей сложности в летний и зимний период данной МикроСЭС вырабатывается около 1000 кВт·ч и 400 кВт·ч в месяц соответственно.

НаноСЭС – это солнечные электростанции с установленной мощностью солнечных модулей от 10 Вт до 100 Вт.

Ее устройство схоже устройству МикроСЭС с рисунка 4 (в). То есть комплект солнечной электростанции 10-100 Вт представляет собой солнечный модуль, контроллер заряда и аккумулятор. Но ввиду незначительной мощности ее назначение отличается от назначения сравниваемой МикроСЭС. На рисунке 5 представлено устройство НаноСЭС.

Рисунок 5 - Устройство НаноСЭС

Незначительная мощность НаноСЭС позволяет ее применить к маломощным потребителям. Например, это различные системы мониторинга, видеонаблюдения, фотофиксации, используемые в труднодоступных местах, для отслеживания поведения диких животных, также НаноСЭС применяется в качестве источника электроэнергии для питания светофоров, уличных светильников. Пример использования НаноСЭС, представлен на рисунке 6.

Рисунок 6 – Светофор LGM-100/65 на НаноСЭС

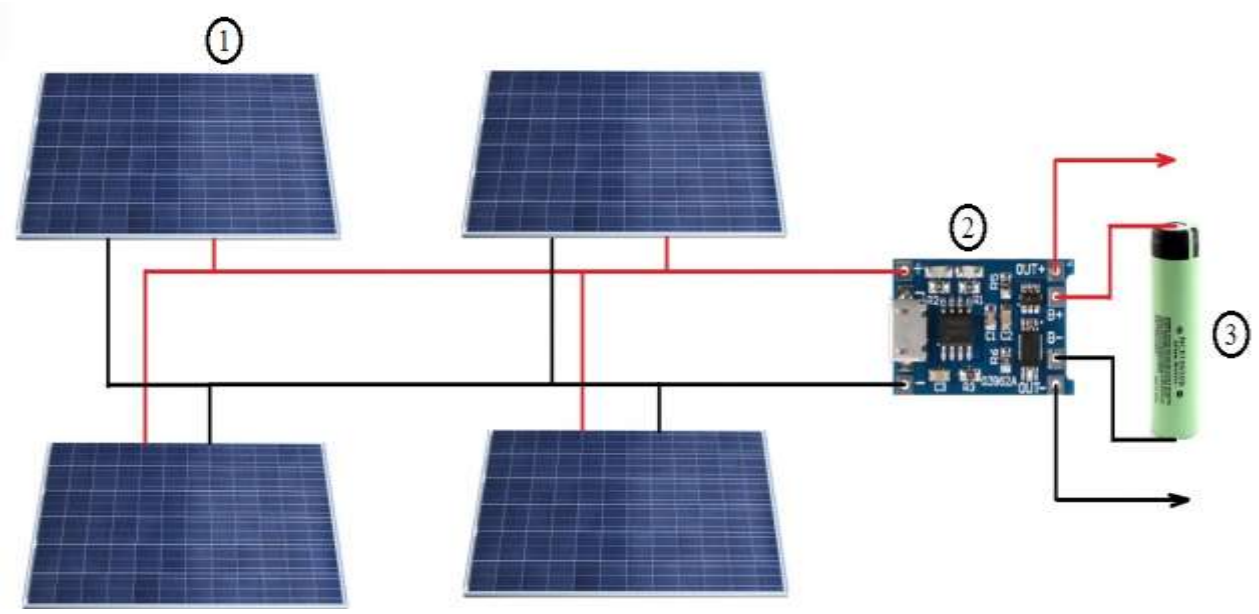
Комплект LGM-100/65 состоит из аккумулятора емкостью 65 А·ч, солнечной панели с мощностью 100 Вт и напряжением постоянного тока 12 В, ее габаритные размеры 1147×654 мм, а питает НаноСЭС светофор с мощностью потребления 4 Вт.

Использующаяся солнечная электростанция может генерировать в ясную погоду до 800 Вт·часов/сутки. Таким образом, обеспечено постоянное электроснабжение светофора.

ПикоСЭС – это солнечные электростанции с установленной мощностью солнечных модулей от 0,1 Вт до 10 Вт. Она состоит из солнечного модуля, имеющего малые габариты (модуль 10 Вт имеет размеры 350×255×17 мм, модуль 1,2 Вт - 70×55×3 мм).

ПикоСЭС нашло свое применение в электронике. Такие модули питают небольшие электрические схемы с маломощными устройствами, например, со светодиодами, датчиками температур, давления и др.

На рисунке 7 представлена схема подключения ПикоСЭС к маломощным устройствам. На ней 4 солнечные панели соединены параллельно для заряда аккумулятора 18650 Li-ion через микросхему TP4056 для контроля заряда аккумулятора.



1 – солнечная батарея мощностью 1,2 Вт и напряжением 5 В;
2 – микросхема TP4056; 3 – аккумулятор 18650 Li-ion

Рисунок 7 – Схема подключения ПикоСЭС к маломощным устройствам

Кроме этого, ПикоСЭС используется в сочетании с внешними аккумуляторами (Power Bank) для зарядки различных гаджетов. Вариант такого использования ПикоСЭС представлен на рисунке 8.

Сводные данные по классификации солнечных электростанций представлены в таблице 2.

Рисунок 8 - Внешний аккумулятор Power Bank с солнечной батарей

Таблица 2 – Сводные данные по классификации солнечных электростанций

Назв-е / Хар-ка	СЭС	МиниСЭС	МикроСЭС	НаноСЭС	ПикоСЭС
Мощность солнечных модулей	1 МВт и выше	15 кВт – 1 Мвт	100 Вт – 15 кВт	10 Вт – 100 Вт	0,1 Вт – 10 Вт
Область применения	Для выдачи электроэнергии в централизованную сеть	Для собственного потребления и выдачи электроэнергии в централизованную сеть	Полное или частичное обеспечение электроэнергией различных комплексов	Питание устройств средней мощности	Питание маломощных устройств
Количество солнечных модулей, шт	От 4000 по 250 Вт*	От 60 до 4000 по 250 Вт*	От 1 до 60**	1	1
Площадь СЭС, м^2	От 6800 ***	От 102 до 6800 ***	От 0,02 до 102 ***	От 0,0015 до 0,02	От 0,00009 до 0,0015
Цена, руб.	От 40 млн.	От 600 тыс. до 40 млн.	От 40 тыс. до 600 тыс.	От 1 тыс. до 4 тыс.	До 1 тыс.

*При значении установленной мощности панелей 250 Вт
**При значении установленной мощности панелей 250 Вт. При использовании модулей другой мощности их количество может изменяться.
*** При значении установленной мощности панелей 250 Вт со стандартным размером 1,7 м^2.

Список используемой литературы

1. Шумских, М. А. Инвестиционный проект строительства солнечной электростанции мощностью 25 МВт в Оренбургской области / М. А. Шумских // Радиоэлектроника, электротехника и энергетика : тезисы докладов Двадцать второй Международной научно-технической конференции студентов и аспирантов: в 3-х томах, Москва, 25–26 февраля 2016 года. – Москва: Издательский дом МЭИ, 2016. – С. 405.

2. Современные аккумуляторы. Олег Татарников. – Текст : электронный. Компьютер-Пресс. – URL: https://compress.ru/article.aspx?id=16846 (дата обращения 12.10.2020).

3. Как рассчитать сетевую солнечную электростанцию. - Бетаэнерджи. – URL: https://www.betaenergy.ru/article/kak_rasschitat_setevuyu_solnechnuyu_elektrostantsiyu (дата обращения 13.10.2020).

4. Калимуллин Л. В., Левченко Д. К., Смирнова Ю. Б., Тузикова Е. С. Приоритетные направления, ключевые технологии и сценарии развития систем накопления энергии // Вестник ИГЭУ. 2019. №1. URL: https://cyberleninka.ru/article/n/prioritetnye-napravleniya-klyuchevye-tehnologii-i-stsenarii-razvitiya-sistem-nakopleniya-energii (дата обращения: 13.10.2020).

5. «Хевел»: В Республике Башкортостан введена в эксплуатацию Исянгуловская солнечная электростанция // Международный научный журнал Альтернативная энергетика и экология. – 2018. – № 1-3(249-251). – С. 132.

6. Список солнечных электростанций России [Электронный ресурс]: Википедия. Свободная энциклопедия. – Режим доступа: https://ru.wikipedia.org/wiki/Список_солнечных_электростанций_России (дата обращения: 21.10.2020).

7. Энергетика Республики Алтай [Электронный ресурс]: Википедия. Свободная энциклопедия. – Режим доступа: https://ru.wikipedia.org/wiki/Энергетика_Республики_Алтай#Солнечные_электростанции (дата обращения: 21.10.2020).

8. Солнечные электростанции. Внедрение инженерных решений и систем. Солнечная энергетика. - Avenston Group. – URL: https://avenston.com/ru/solutions/solar-power-plants/ (дата обращения: 13.10.2020).

Информация об авторах

Овчаров М. О., студент группы Эпр-71, Сташко В. И. – к.т.н., доцент, ФГБОУ ВО «Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова», РФ, Алтайский край, г. Барнаул.

УДК 621.31

СПОСОБЫ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ НА КОНЦАХ ПРОТЯЖЕННЫХ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ СРЕДНЕГО НАПРЯЖЕНИЯ ПРИ ПОМОЩИ ИЗМЕНЕНИЯ СТРУКТУРЫ ЛИНИИ

Мартко Екатерина Олеговна, martnight@mail.ru

Аннотация:

Электроэнергия является одной из важнейших составляющих экономики и повседневной жизни. В условиях современного развития техники и для постоянно растущего числа удаленных энергопотребителей протяженные воздушные линии электропередачи, спроектированные по нормам электропотребления более 25 лет назад, уже не обладают требуемой согласно ПУЭ пропускной способностью. В электрических сетях Российской Федерации ограничение пропускной способности воздушных линий среднего напряжения в большей степени связано с невозможностью обеспечения нормального уровня напряжения в конце линии.

Ключевые слова: электроэнергия, потери напряжения, электропотребления, реклоузер, сечение.

Электроэнергия (ЭЭ) является одной из важнейших составляющих экономики и повседневной жизни. В условиях современного развития техники и для постоянно растущего числа удаленных энергопотребителей протяженные воздушные линии электропередачи (ЛЭП), спроектированные по нормам электропотребления более 25 лет назад, уже не обладают требуемой согласно ПУЭ пропускной способностью [1-2]. В электрических сетях Российской Федерации ограничение пропускной способности ВЛ 6 и 10 кВ в большей степени связано с невозможность обеспечения нормального уровня напряжения в конце линии [3]. Потеря напряжения в воздушной протяженной ЛЭП с учетом эксплуатации и проектирования электрических сетей может составлять в среднем 8% [4]. Поскольку отклонение напряжения являются одним из показателей качества ЭЭ, то вопрос регулирования напряжения для обеспечения потребителей качественной ЭЭ в настоящее время актуален как для потребителя, так и для поставщика.

Основной целью регулирования напряжения в распределительных сетях, находящихся в непосредственной электрической близости от потребителей, является поддержание отклонений напряжения в пределах, установленных ГОСТ Р 32144-2013 [5-6]. В противном случае произойдет отклонение в работе электроприемников, вплоть до отключения, а также уменьшение эффективности функционирования системы электроснабжения в целом. Следовательно, вопрос обеспечения качества ЭЭ на концах, протяженных ЛЭП актуален и требует решения.

Увеличенные потери напряжения в протяженных сельских сетях, существенные колебания нагрузки, использование в большинстве случаев на потребительских подстанциях трансформаторов без РПН делают задачу регулирования напряжения в сельсих сетях более сложной, чем в городских.

По результатам анализа режимов напряжения и электропотребления для обеспечения требуемого режима напряжения на зажимах потребителей могут быть использованы реконструкция протяженной ВЛЭП с увеличением сечения провода и сохранением номинального напряжения и применение реклоузера [7].

Передача ЭЭ по протяженным ВЛЭП сопровождается потерями ЭЭ. Потери ВЛЭП определяются по формуле (1.11):

$$\Delta P = 3 \cdot I^2 \cdot \frac{L}{\gamma \cdot F},$$

где L –длина линии, м;

γ –удельная проводимость материала провода, $\frac{\text{м}}{\text{Ом}\cdot\text{мм}^2}$;

F– сечение провода, мм^2.

Формула показывает, что потери ЭЭ зависят от пути передачи ЭЭ, (чем короче путь получения энергии потребителем, тем меньше потери ЭЭ), а также зависят от удельной проводимости материала провода (чем больше пропускная способность и сечение провода, тем меньше потери ЭЭ).

Исходя из вышесказанного для повышения качества ЭЭ в линиях 10 кВ следует либо уменьшать длину, либо увеличивать сечения провода.

Первый вариант исключается по причине того, что требуется протяженная линия 10 кВ. Второй вариант – экономически нецелесообразен, так как приувеличении сечения на напряжении 10 кВ возникает высокая недогруженность линии вследствие подключения маломощных потребителей.

Также возникают потери, увеличивается стоимость монтажа (строительство дорогостоящих ВЛЭП, увеличение массы провода). Реконструкция ВЛ предусматривает замену опор, провода и линейной арматуры что ведет к значительным финансовым и временным затратам.

Реклоузер – автоматический пункт секционирования сети, в состав которого входит шкаф высоковольтной аппаратуры с вакуумным выключателем, шкаф управления с микропроцессорной релейной защитой и автоматикой.

Реклоузер производит оперативные переключения в распределительной сети, а также автоматическое:

- отключение поврежденного участка;
- повторное включение линии;
- выделение поврежденного участка;
- восстановление питания на неповрежденных участках сети;
- сбор информации о параметрах режимов работы сети.

Внедрение реклоузеров позволяет снизить недоотпуск ЭЭ, но применение данного метода для обеспечения качества ЭЭ на концах, протяженных ВЛЭП не целесообразно, так как данное устройство обеспечивает только надежность.

На основе проведенного анализа данных методов можно сделать вывод, что изменение структуры сети потребителей и применение реклоузера ведет к значительным затратам, следовательно, решение поставленной задачи

следует искать путем внедрения в линию специальных регулирующих устройств.

Список используемой литературы

1. Приказ Минжилкомхоза 29.11.1976 г. № 526 Об утверждении «Инструкции по технической инвентаризации основных фондов предприятий коммунальных электрических сетей системы МЖКХ РСФСР». В редакции 2014 г. - Режим доступа: http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc&base=ESU&n=10186#01286857949940312

2. Правила устройства электроустановок : все действующие разделы седьмого издания с изменениями и дополнениями по состоянию на 1 февраля 2015 г. – 7–е изд. – Москва : Кнорус, 2015. – 488 с. – ISBN 5–406–04462–9.

3. Увеличение пропускной способности ВЛ 6-10 кВ / Линии электропередачи 2008. - Режим доступа: http://www.elsi.ru/upload/medialibrary/386/386b15b1af57fc00b9998ffd5d610c15.pdf.

4. Карташев, И. И. Основные задачи управления качеством электроэнергии в активно-адаптивной сети / И. И. Карташев, В. Н. Тульский, Р. Р. Насыров // Электротехника. – 2015. – № 10. – С. 28-33.

5. В. Н. Костин, Е. В. Распопов, Е. А. Родченко. Передача и распределение электроэнергии: Учеб. пособие. – СПб.: СЗТУ, 2003 – 147 с.

6. ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. - М. :Стандартинформ. 2013. – 10 с.

7. Пути повышения пропускной способности линий электропередач и электрических сетей. – доступа: http://5fan.ru/wievjob.php?id=74397.

Информация об авторах

Мартко Е. О., к.т.н., доцент, ФГБОУ ВО «Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова», РФ, Алтайский край, г. Барнаул

УДК 621.31

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДОПУСТИМЫХ ПЕРЕТОКОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В КОНТРОЛИРУЕМЫХ СЕЧЕНИЯХ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Капустин Сергей Дмитриевич, kapustin.s.d@mail.altstu.ru
Поляков Иван Александрович, neomoria@gmail.com

Аннотация: Единая энергетическая система России (ЕЭС) уникальна. Нигде в мире нет энергетической системы с подобным географическим размахом, разнообразием генерирующих мощностей, концентрацией нагрузок, контрастом климатических условий. Наличие одиннадцати часовых поясов в России определяют сложный характер изменения нагрузок, который формирует локальные энергетические районы – как дефицитные, так и избыточные. Генерация электроэнергии также не является однородной: ее величина в отдельных районах зависит от доступности и количества энергоресурсов, эксплуатационного состояния генерирующего оборудования, времени года, сложившихся рыночных условий. В статье описан метод определения областей допустимых параметров режимов работы контролируемых сечений энергосистем. Проблема отражена на примере трёхузловой модели энергосистемы.

Ключевые слова: энергетическая система, генерация, нагрузка, допустимые параметры, контролируемые сечения, модель энергосистемы.

Характерные особенности ЕЭС России диктуют необходимость организации мероприятий для оптимального распределения электрической энергии между узлами генерации и потребления. Традиционно предельные режимы определяются для участков электрической сети – сечений энергосистем. Так, для обеспечения устойчивого, надёжного и эффективного процесса передачи электрической энергии по электрическим сетям в ЕЭС России заданы более 800 сечений [1]. В сечениях электрической сети определяются величины допустимых перетоков активной мощности, соблюдение которых должно быть обеспечено на этапах проектирования, планирования и управления электроэнергетическим режимом.

Этим обусловлена актуальность исследований, направленных на развитие практических методов определения допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях электроэнергетических систем.

К допустимым перетокам предъявляются требования [2], соблюдение которых обеспечивает:

– сохранение статической апериодической устойчивости (устойчивости параллельной работы) энергосистем;
– сохранение устойчивости двигательной нагрузки по напряжению;
– сохранность электросетевого оборудования;
– сохранение динамической устойчивости генерирующего оборудования.

Описанные выше требования ограничивают величины допустимых перетоков на уровнях:

– максимально допустимого перетока (МДП), соблюдение которого обеспечивает соответствие требованиям к нормальному и послеаварийному режимам;

– аварийно допустимого перетока (АДП), соблюдение величины которого обеспечивает соответствие требованиям к вынужденному режиму.

Требования к допустимым перетокам в нормальном, послеаварийном и вынужденном режимах [2] представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Требования к допустимым перетокам активной мощности

Требование (ограничение)	Переток активной мощности		
	МДП		АДП
	Нормальный режим	Послеаварийный режим	Вынужденный режим
Коэффициент запаса по статической апериодической устойчивости	20%	8%	8%
Коэффициент запаса по напряжению	15%	10%	10%
Допустимая токовая загрузка сетевых элементов	Длительно допустимая	С учетом перегрузки в течение 20 минут	С учетом перегрузки на время вынужденного режима
Динамическая устойчивость при нормативных возмущениях	Сохраняется		Допускается несохранение

Фундаментальная проблема определения величины допустимого перетока заключается в том, что на практике невозможно выбрать такое её значение $P_{доп}$, при котором будут верны следующие утверждения:

- при всех величинах перетоков, больших $P_{доп}$, не будут обеспечены требования к допустимым перетокам (таблица 1);
- при всех величинах перетоков, меньших $P_{доп}$, или равных ей, будут обеспечены требования к допустимым перетокам (таблица 1).

Указанная проблема имеет место вне зависимости от итогового ограничения. Иными словами, на практике существует множество факторов, в разной степени оказывающих влияние на ограничения (таблица 1). Соответственно, при

различных сочетаниях влияющих факторов определенная величина допустимого перетока в общем случае будет занижена или завышена.

Далее приведён пример, показывающий трудности, возникающие при попытке определения величины ограничения по перетоку в сечении по условию отсутствия токовой перегрузки сетевых элементов. Пусть задано некоторое сечение. На рисунке 1 а) в состав сечения входит один сетевой элемент, загрузка по активной мощности которого однозначно определяется значением перетока активной мощности в сечении:

$$P_1 = P_{сеч},$$

где: P_1 – загрузка сетевого элемента по активной мощности, МВт;
$P_{сеч}$ – переток активной мощности в сечении, МВт.

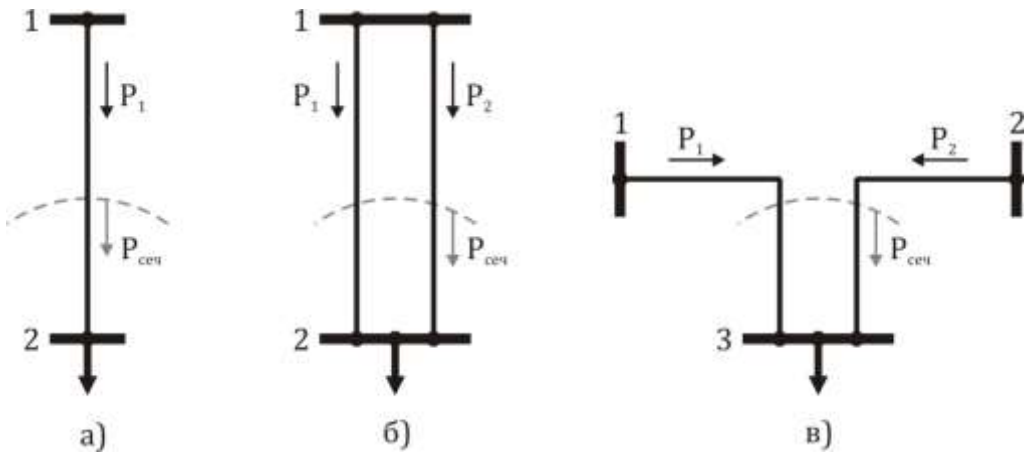


Рисунок 1 – Сечения сетевых элементов

На рисунке 1 б) в состав сечения входят два одинаковых сетевых элемента, электрически связанные с двух сторон шинами одного потенциала. В этом случае:

$P_1 = \frac{P_{сеч}}{2}$, если оба сетевых элемента в работе,

и $P_1 = P_{сеч}$, если вторая цепь 1-2 отключена.

Как видно, и здесь возможно установить однозначную связь между загрузкой отдельных сетевых элементов сечения и перетоком в этом сечении. Для чего необходимо дополнительно выделить характерные состояния схем: «нормальная» и «ремонтные». На этом этапе необходима фиксация *дополнительных параметров*, что ведёт к усложнению задачи.

Другая ситуация наблюдается, если несколько сетевых элементов, входящих в состав сечения, имеют различные места присоединения к внешней сети. В крайнем случае, если связи сечения имеют различные начальные узлы, не имеющие больше связей между собой (рисунок 1 в)), то переток в сечении определяет лишь сумму их нагрузок, но не определяет долю участия рассматриваемых связей в общем перетоке:

$$P_{сеч} = P_1 + P_2 \ .$$

При одном и том же фиксированном значении перетока в сечении $P_{сеч} = P_{сеч\,1}$ загрузка сетевого элемента 1-3 будет зависеть от загрузки сетевого элемента 2-3

$$P_1 = f(P_2) = P_{сеч\,1} - P_2. \quad (1)$$

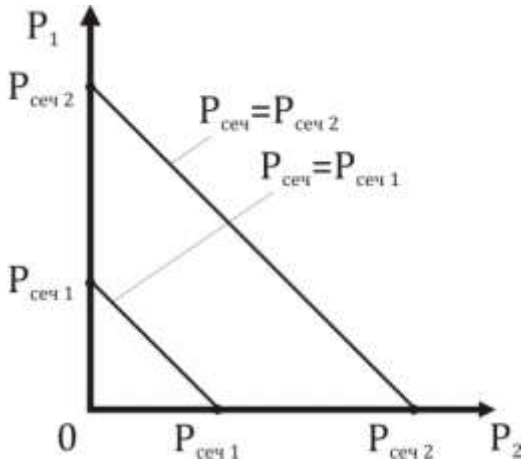


Рисунок 2 - График функции для двух различных значений перетока в сечении $P_{сеч}$

Как видно, загрузка каждого из рассматриваемых элементов сечения может принимать любые значения независимо от перетока в сечении. Таким образом, загрузка сетевого элемента без фиксации дополнительных параметров не является функцией от перетока в сечении.

Этот вывод, казалось бы, подрывает статус самого понятия «сечение». Однако, следует отметить, что в примере на рисунке 1 в) рассмотрен крайний случай, в котором узлы 1 и 2 не имеют между собой связей кроме связи 1-3-2, полностью входящей в состав рассматриваемого сечения. В действительности же в реальных энергосистемах между узлами примыкания 1 и 3 (рисунок 1 в)), как правило, имеется электрическая связь (рисунок 3).

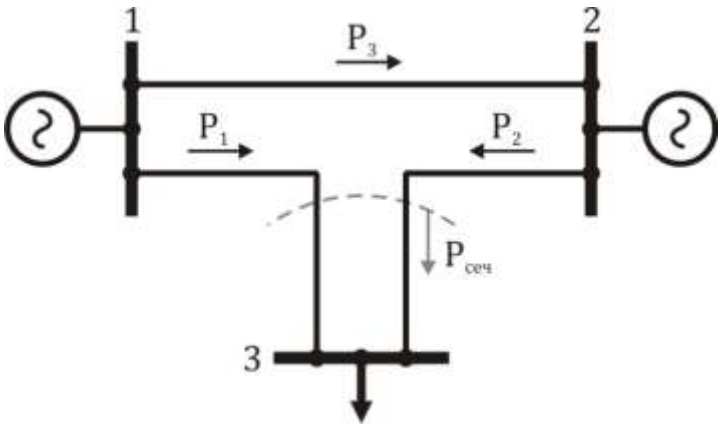


Рисунок 3 - Распределение нагрузок при фиксированном перетоке

Наличие связи 1-2 (рисунок 3) снижает влияние состояния генерации и нагрузок в узлах 1 и 2, на распределение нагрузок по связям 1-3 и 2-3 при фиксированном перетоке в сечении. Рассмотренное влияние тем слабее, чем выше электрическая проводимость связи 1-2.

Выводы:

Описана проблема определения величины перетока активной мощности в задаче описания области допустимых режимов работы контролируемых сечений энергосистем. Проблема отражена на примере трёхузловой модели энергосистемы. Острота и актуальность описанной выше проблемы различна для каждого из существующих сечений энергосистем.

Список используемой литературы

1 Официальный сайт ОАО «СО ЕЭС» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://so-ups.ru.

2 Требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «методические указания по устойчивости энергосистем». Утв. приказом Минэнерго России от 03.08.2018 № 630. – 17 с.

Информация об авторах

Капустин С. Д. - к.т.н., доцент, Поляков И. А. - к.т.н., инженер ФГБОУ ВО «Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова», РФ, Алтайский край, г. Барнаул.

УДК 621.31

РАСЧЕТ ДОПУСТИМЫХ ПАРАМЕТРОВ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ В КОНТРОЛИРУЕМЫХ СЕЧЕНИЯХ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Капустин Сергей Дмитриевич, kapustin.s.d@mail.altstu.ru
Поляков Иван Александрович, neomoria@gmail.com

Аннотация: Особенности единой энергетической системы России диктуют необходимость организации мероприятий для оптимального распределения электрической мощности между узлами генерации и потребления. Для обеспечения устойчивого, надёжного процесса передачи электрической энергии по электрическим сетям заданы более 800 сечений. В сечениях электрической сети определяются величины допустимых перетоков активной мощности, соблюдение которых обеспечивается на всех этапах планирования и управления электроэнергетическим режимом. Предложен метод определения допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях энергосистем, позволяющий значительно сократить при расчётах количество контролируемых параметров примыкающей внешней сети, участвующих в определении области допустимых режимов, определить с заданной величиной дискретности границу области допустимых режимов для интересующего участка сети (энергетического района) и, соответственно, производить оценку близости текущего режима к границе допустимых значений в выбранном направлении его изменения.

Ключевые слова: энергетическая система, генерация, нагрузка, допустимые параметры, контролируемые сечения, модель энергосистемы.

Одним из критериев определения допустимого перетока активной мощности в контролируемых сечениях энергосистем является критерий отсутствия превышения токовой нагрузки электросетевого оборудования [1]. При этом существует проблема, заключающаяся в том, что в зависимости от комбинации целого ряда влияющих факторов значения токовых нагрузок сетевых элементов могут сильно различаться при относительно неизменном значении перетока активной мощности в рассматриваемом контролируемом сечении. Для примера далее рассмотрено сечение «ББУ-2», в которое включены четыре ВЛ 220 кВ, расположенные в Алтайской энергосистеме (рисунок 1).

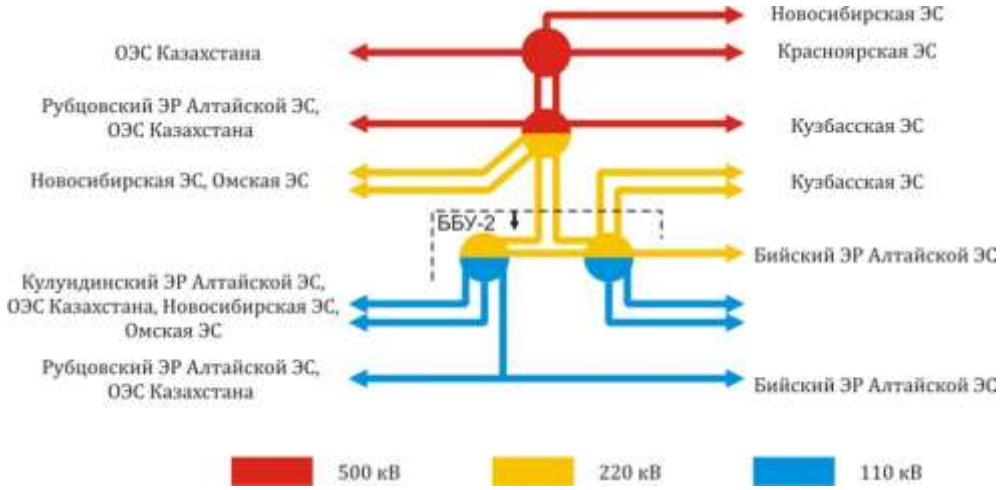


Рисунок 1 – Сечение четырех ВЛ 220 кВ в энергосистеме

На основе данного примера показано, что результирующее ограничение – токовая нагрузка ЛЭП – может быть различна при одном и том же значении величины перетока активной мощности в рассматриваемом сечении. Это подтверждается статистическими данными: не удаётся фиксировать загрузку сетевых элементов как функцию от значения перетока в сечении.

Чтобы показать это, были выполнены сбор и обработка соответствующей статистической информации за период с 30.03.2015 по 20.08.2015 с интервалом измерений 15 минут, представляющей собой фиксацию величин:

перетока активной мощности по ВЛ 220 кВ Барнаульская – Чесноковская, входящей в состав сечения «ББУ-2». Очевидно, что отключение части ЛЭП, входящих в сечение, влияет на распределение токовой нагрузки по оставшимся ЛЭП, поэтому данные приведены для нормальной (полной) схемы сечения;
соответствующего перетока активной мощности в сечении «ББУ-2».

Диаграмма рассеяния указанных данных представлена на рисунке 2.

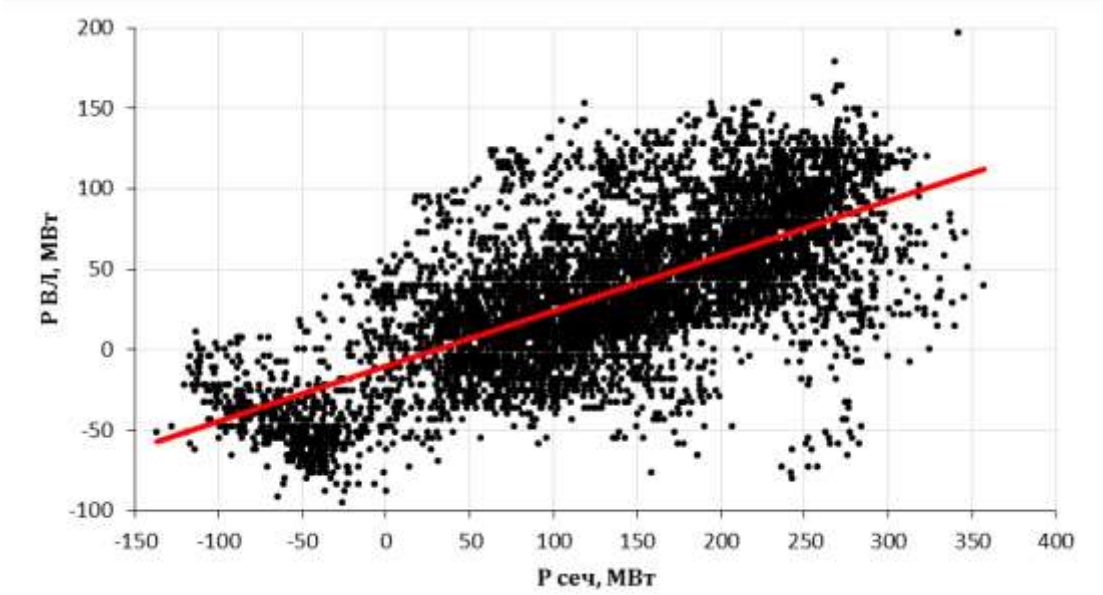


Рисунок 2 - Диаграмма рассеяния данных токовой нагрузки

Из диаграммы видно, что при фиксированных значениях перетока активной мощности в сечении «ББУ-2» переток активной мощности по рассматриваемой ВЛ может находится в широком диапазоне значений. Так, при перетоке в сечении «ББУ-2» в диапазоне от 250 до 300 МВт загрузка сетевого элемента сечения наблюдалась в диапазоне от -75 до 175 МВт.

Графическое пояснение к проблеме представлено на рисунке 3. Пусть выбранная линейная модель регрессии (рисунок 2 – сплошная линия, линейный коэффициент корреляции в этом случае составит 0,68) является траекторией утяжеления в классическом методе определения допустимых перетоков, а допустимая токовая нагрузка рассматриваемого сетевого элемента соответствует $200\ \text{А} \approx 80$ МВт (значение выбрано для наглядности). Тогда каждому значению загрузки сетевого элемента будет соответствовать своё значение перетока в сечении. При предельной допустимой нагрузке сетевого элемента будет иметь

место предельное значение перетока в сечении (рисунок 3). В этом случае неизбежно формируются области:

- I – область, в которой значения перетока в сечении меньше предельного, однако загрузка сетевого элемента выше допустимой (нарушение требований [1] – завышенное значение допустимого перетока);
- II – область, в которой превышен предельный переток в сечении, однако загрузка сетевого элемента ниже предельной (область недоиспользования электрической сети – заниженное значение допустимого перетока).

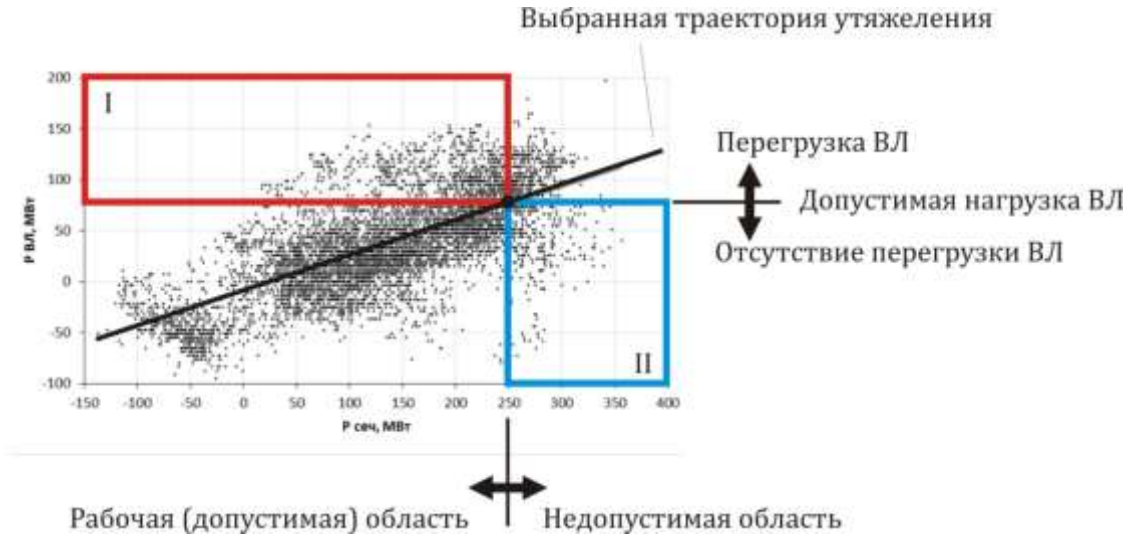


Рисунок 3 – Рабочая и недопустимая области нагрузок ВЛ

Для того, чтобы снизить дисперсию (рисунок 3), и, тем самым, уменьшить площадь нежелательных областей I и II, необходимо выявить дополнительные параметры, влияющие на распределение нагрузок по элементам сечения. В общем случае этими параметрами являются нагрузки и генерация в узлах, состояние и параметры ветвей расчётных моделей, а также их комбинации. Учитывая, что масштаб используемых расчётных моделей измеряется тысячами узлов и ветвей [2], нетрудно оценить масштаб решаемой задачи. Даже простой перебор всех вариантов с отключением двух ветвей для модели ЕЭС России составляет около 72 миллионов вариантов. Комбинации с отключением трёх ветвей – 290 миллиардов и т.д.

В связи с этим для снижения размерности задачи необходимо выявлять обобщённые влияющие параметры, характеризующие общее состояние группы элементарных параметров. К таким обобщённым параметрам можно отнести величины и направления суммарных перетоков мощности между энергообъединениями, состояние протяжённых транзитов, включающих в себя несколько ветвей и узлов, балансы укрупнённых узлов нагрузки и т.д.

Для решения описанной выше задачи предложен метод (далее - Метод), позволяющий сократить количество влияющих параметров модели при сохранении её адекватности в задаче определения величин допустимых перетоков, а также повысить быстродействие расчётов [3-4]. Суть метода заключается в трёх его этапах.

На первом этапе вся внешняя часть энергосистемы заменяется на эквивалент, имеющий небольшое количество параметров (рисунок 4). Эквивалент выбирается исходя из минимизации числа узлов примыкания.

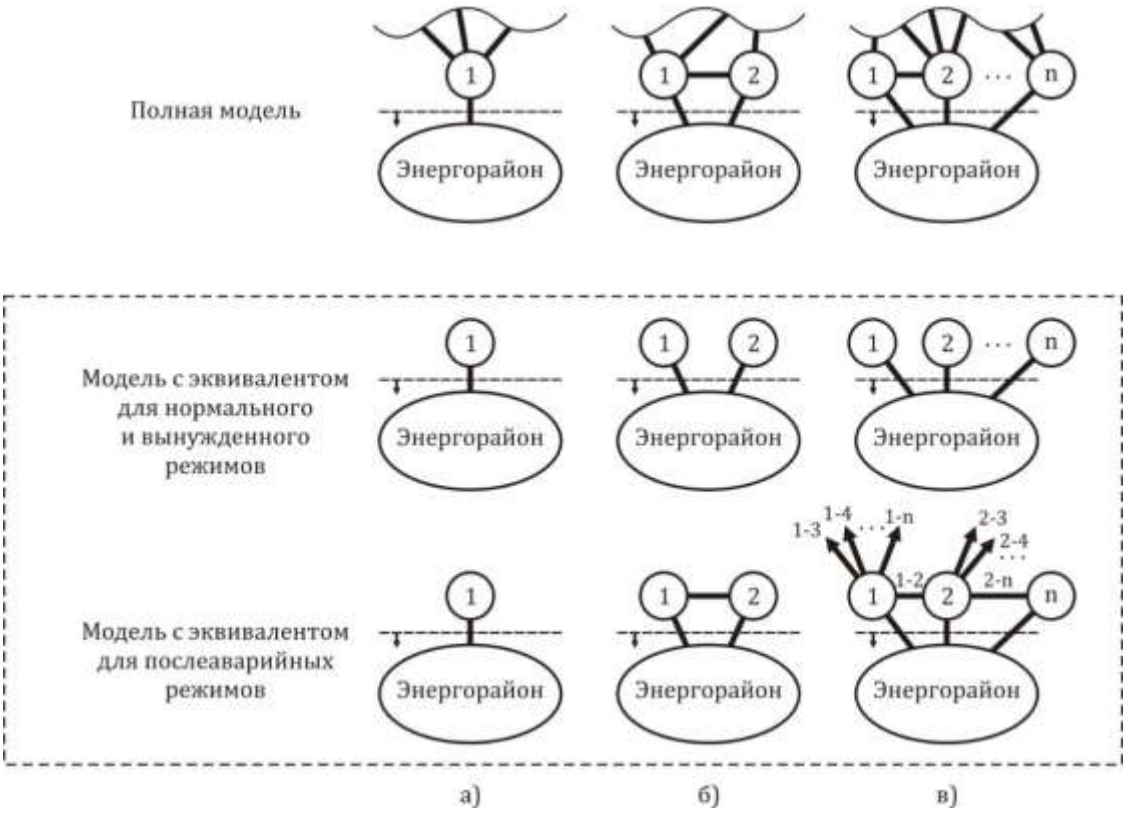


Рисунок 4 – Эквивалент внешней части энергосистемы

На втором этапе определяется область допустимых режимов работы сечения при различных значениях параметров внешнего эквивалента. Эта задача становится решаемой при использовании вычислительной мощности обычных персональных компьютеров в виду того, что на первом этапе резко сокращается количество элементов модели. На рисунке 5 изображён пример области статической апериодической устойчивости текущего режима для модели с двумя узлами примыкания к внешней сети.

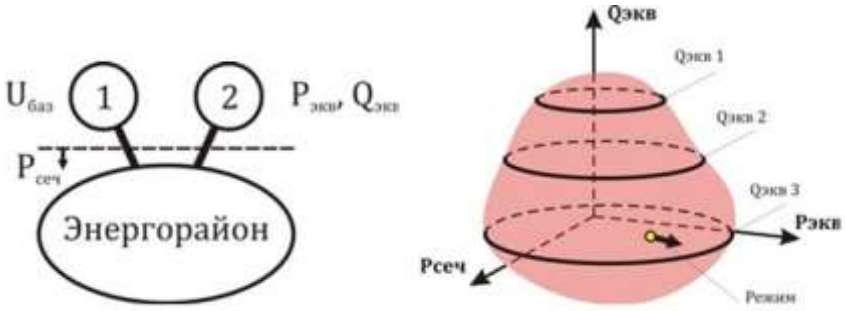


Рисунок 5 - Примеры статической и апериодической устойчивости

На третьем этапе определяется положение текущего режима по отношению к области допустимых режимов (рисунок 6). Его координаты определяется

путём расчёта с использованием стандартных процедур эквивалентирования. Далее фиксируется направление движения текущего режима, определяются запасы до границы области, необходимые воздействия по вводу в допустимую область, эффективность, а также другие показатели, используемые при оперативно – диспетчерском управлении работой энергосистемы.

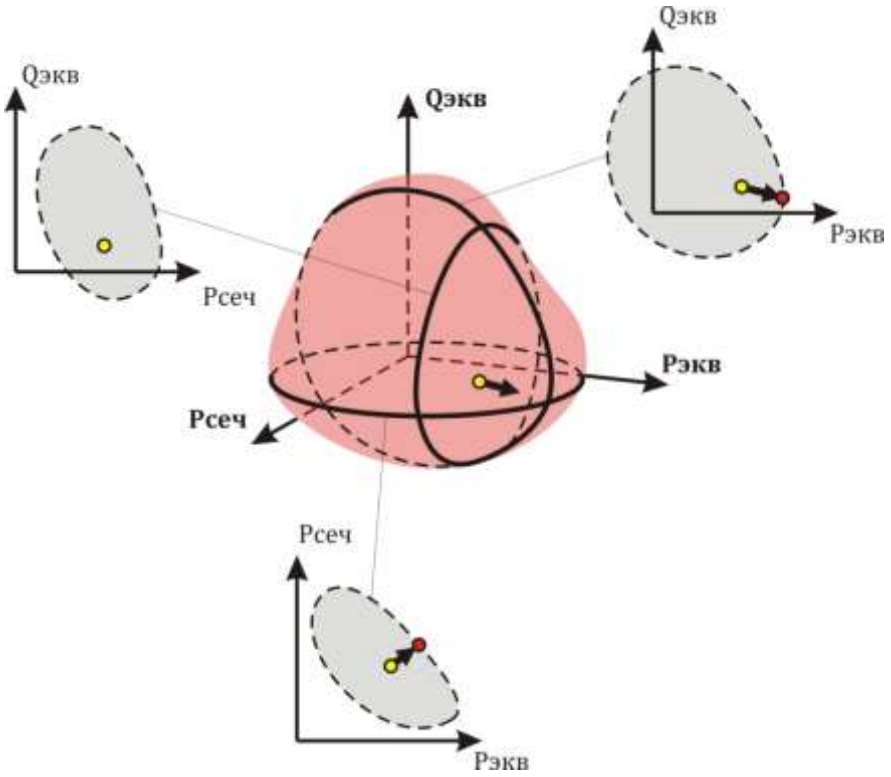


Рисунок 6 - Определение положений текущего и допустимого режимов

Выводы:

1. Применение существующего практического метода расчета области допустимых режимов для полных моделей крупных энергетических объединений осложнено большим количеством влияющих параметров. В настоящий момент соблюдение требований устойчивости [1] в энергосистемах обеспечивается за счет расчета, назначения и контроля перетоков активной мощности в контролируемых сечениях энергосистем при попытке охватить и описать множество влияющих параметров что приводит к значительному увеличению трудоёмкости выполняемой задачи. Расчёты допустимых перетоков с учетом множества параметров теряют актуальность при изменении расчётных моделей (ввод новых объектов, вывод объектов их эксплуатации, модернизация оборудования, реконструкция приводят к необходимости пересчёта значений допустимых перетоков);

2. Предложен Метод определения допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях энергосистем, позволяющий значительно сократить при расчётах количество контролируемых параметров примыкающей внешней сети, участвующих в определении области допустимых режимов, определить с заданной величиной дискретности границу области допустимых режимов для интересующего участка сети (энергетического района) и, соответствен-

но, производить оценку близости текущего режима к границе допустимых значений в выбранном направлении его изменения.

3. Результаты расчётов по предложенному методу зависят только от параметров рассматриваемой части модели энергосистемы и не теряют актуальность при изменениях, происходящих во внешней сети.

Список используемой литературы

1. Требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «методические указания по устойчивости энергосистем». Утв. приказом Минэнерго России от 03.08.2018 № 630. – 17 с.

2. Официальный сайт АО «СО ЕЭС» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://so-ups.ru.

3. Поляков, И. А. Анализ зависимости загрузки отдельных сетевых элементов от перетока активной мощности в контролируемых сечениях энергосистем / И. А. Поляков // Перспективы науки. – 2015. – №9. – С. 79 – 83.

4. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ. Расчёт установившихся режимов, статической устойчивости и допустимых перетоков мощности в электроэнергетических системах / С. Д. Капустин, И. А. Поляков, Г. А. Чугунов. – № 2015660900, заявл. 25.08.2015; опубл. 13.10.2015.

Информация об авторах

Капустин С. Д. - к.т.н., доцент, Поляков И. А. - к.т.н., инженер ФГБОУ ВО «Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова», РФ, Алтайский край, г. Барнаул.

УДК 621.31:658.81

МОДЕЛЬ ПОСТРОЕНИЯ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТЬЮ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПАНИЙ

Капустин Сергей Дмитриевич, kapustin.s.d@mail.altstu.ru
Семдянкина Дарья Сергеевна, dasha01081982@gmail.com

Аннотация: На современном этапе развития рыночной экономики важной проблемой является обеспечение финансовой безопасности предприятия. Особенно это обостряется в периоды финансового кризиса. Принятие решений управленческого характера и их последующее выполнение есть комплекс мероприятий по исполнению риск-менеджмента организации. Данный менеджмент создан для контроля над вероятностью возникновения неблагоприятного результата, снижению потерь в процессе управления. Основная цель снижение и предотвращение вероятности возникновения рисков в антикризисном управлении, сопряжённых с экономической деятельностью организации. В статье приводятся результаты исследование рисков энергосбытовых компаний в современных условиях

Ключевые слова: энергетическая система, конкурентоспособность, финансовая безопасность, риски, менеджмент.

Электроэнергетика (ЭЭ) – это базовая отрасль российской экономики. Вместе с другими отраслями, которые относятся к естественным монополиям, она во многом обеспечивает стабильность технико-экономического развития. Специфика ЭЭ определяется как особыми свойствами самого товара – электроэнергии, так и инфраструктурной ролью отрасли в экономике страны.

В современном строении отрасли важную роль играют энергосбытовые компании, обеспечивающие основной доход производителям электроэнергии. В восьмидесятые годы двадцатого столетия хотя и отсутствовал рост объема электропотребления, но не было и падения. В девяностые же годы наступил кризис: значительно уменьшился объем энергопотребления и практически остановился процесс обновления мощностей. Для ликвидации кризисных явлений в электроэнергетики в 1992 г. была создана российская энергетическая компания РАО «ЕЭС России». Компания практически поглотила всю российскую энергетику, то есть стала монополистом на российском рынке генерации, транспортировки и сбыта электроэнергии конечным потребителям.

Российские компании в составе РАО «ЕЭС России» владели боле 72% установленной мощности, при этом, транспортировали почти всю (96%) вырабатываемую электроэнергию (данные 2004 г.). Установленная мощность генерации этих компаний составляла более 156 ГВт, что ставило ее по этому показателю в один ряд с крупнейшими энергокомпаниями мира.

Ситуация в электроэнергетической отрасли характеризовалась следующими основными показателями:

- технологическое отставание от мировых аналогов;
- отсутствие стимулов к повышению эффективности;
- достаточно высокая аварийность;
- кризис неплатежей;

- информационная и финансовая закрытость отрасли;
- закрытость рынка для независимых игроков.

Вышеперечисленные проблемы привели к необходимости проведения реформы, главная цель которой – развитие отрасли на основе стимулирования инвестиций и повышение экономической эффективности предприятий.

После реформирования электроэнергетики (2002-2008 гг.) РАО «ЕЭС России» было ликвидировано [1]. Постановлением Правительства РФ № 530 (Правила функционирования розничных рынков электроэнергии) все энергосбытовые компании фактически разделены на два типа: гарантирующие поставщики и прочие сбытовые компании.

Проведенная реформа создала условия для развития конкурентного рынка электроэнергии, цены которого формируются на основе спроса и предложения, а не регулируются государством. А участники конкурируют между собой, снижая свои издержки.

В системе мер, направленных на снижение энергоемкости, особое место отводится либерализации рынка электрической энергии и мощности. Окончательное формирование конкурентного рынка к началу 2011 года завершило реформирование электроэнергетики. Проведенная либерализация рынка электрической энергии и мощности оказала значительное влияние на развитие всей экономики и повлекла за собой существенные изменения как в генерации, транспортировки, так и в потреблении электрической энергии.

Основой функционирования оптового рынка электроэнергии и мощности, в процессе либерализации электроэнергетики, оказались энергосбытовые компании. Следовательно, основой стабильного развития всех отраслей хозяйственной деятельности страны, также можно считать энергосбытовые компании.

В условиях либерализованного рынка у потребителей появляется возможность выбора поставщика ЭЭ, что приводит к развитию конкуренции среди участников рынка.

Закупают электрическую энергию энергосбытовые компании на оптовом и (или) на розничном рынках, а сетевые компании заказывают услуги по передаче электрической энергии и продают ее потребителям.

Постепенное усиление конкуренции выставляет новые требования ко всем участникам рынка ЭЭ.

В первую очередь это касается таких компаний, для которых потеря своих позиций в конкурентной борьбе становиться реальной.

Основным показателем либерализации рынков ЭЭ является снижение рыночной доли бывших монополистов. На сегодняшний день, одной из основных задач, энергосбытовых компаний является удержание крупных потребителей от ухода на оптовый рынок электроэнергии. Также, необходимо защитить клиентов от «перехвата» со стороны других, независимых компаний. Это обусловливает использование новых моделей в управлении энергосбытовыми компаниями, которые позволят им сохранить и усилить конкурентное положение компании.

Таким образом, в условиях развития конкуренции на розничном рынке электроэнергии для сбытовых компаний чрезвычайно актуальной становиться

проблема определения уровня своей конкурентоспособности, а также разработка мероприятий, позволяющих управлять ею для целей стратегического планирования и текущего контроля.

Проведение процедур оценки конкурентоспособности энергетических компаний предопределяет необходимость выявления факторов среды, оказывающих влияние на силу конкуренции в отрасли. Все их многообразие можно объединить в две группы факторов, а именно: внешней и внутренней среды [2].

Величина спроса на энергетическую продукцию является одним из факторов внешней среды. В развитии конкурентных отношений большую роль играет влияние потребителей. В электроэнергетике величина спроса имеет определяющий характер. Важно отметить, что при производстве, распределении и передаче электроэнергии отсутствует возможность ее аккумулирования в промышленных масштабах. Поэтому энергогенерирующие компании имеют высокую степень загрузки, что в свою очередь положительно влияет на их конечную деятельность. Из этого следует, что энергокомпании реализуют электроэнергию крупным потребителям, поэтому добиваются максимального экономичного режима работы.

Факторы внутренней среды влияют на конкуренцию по причине привязки к величине генерирующих мощностей и пропускной способности сетей. При избыточных производственных мощностях возможно снизить конкуренцию между производителями, что может снизить цену на электроэнергию для конечных потребителей. Следует учесть, что конкуренция между энергокомпаниями может усилиться, что приведет к сокращению прибыли компаний и уход с рынка некоторых «игроков», что впоследствии повлияет на повышение цены на электроэнергию. Факторы, влияющие на величину производственных мощностей, являются важнейшими и влияют на конкуренцию на рынке электроэнергии, что опять же влияет на обслуживание электросетевой инфраструктуры.

Крайне важно в условиях нынешней конкуренции уделять внимание компаниям, работающим в этой же сфере, которые являются конкурентами либо могут ими стать в будущем.

В современном мире есть ряд способов оценки конкурентоспособности. В большинстве случаев используется моделирование, квалиметрические и репрезентативные методы [3]. Но максимальный эффект достигается при сбалансировании показателей. Этот способ дает максимальную вероятность достоверности при простоте расчетов.

Сбалансированная система показателей может применяться как для решения комплексной проблемы управления, так и для оценки ее уровня. Эта система предполагает пошаговый анализ показателей деятельности компании, сумма значений которых дает полную картину конкурентоспособности.

Первым шагом является анализ обучения и развития, который оценит возможности компании в своих бизнес-процессах, возможность принятия инноваций в области управления компании и формирования их самостоятельно.

Экономичность и надежность производства являются внутренними бизнес-процессами, которые через показатели себестоимости электрической энергии, количество нарушений и объеме недоотпущенной энергии дают представление о конкурентоспособности. Показатели экономичности и надежности

указывают на то, какую долю потребительского рынка занимает компания. Деятельность компании по результатам вышеизложенных критериев котируется по финансовым показателям. Например, оценка рентабельности и объем прибыли. Данная система показателей дает возможность не только оценивать конкурентоспособность компании, но и эффективно ею управлять.

В итоге, данная модель системы управления конкурентоспособностью дает стабильность в деятельности компании при развитии рыночных отношений в отрасли.

Список используемой литературы

1. РАО «ЕЭС России» прекратило существование [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://rg.ru/sujet/1520 , свободный. – Загл. с экрана. (дата обращения: 24.10.2017).

2. Каплан Р., Нортон Д. Сбалансированная система показателей. От стратегии к действию [Текст]. – М.: ЗАО «Олимп-бизнес», 2003. – 304 с.

3. Мельник А. Н., Садриев А. Р. Концептуальные основы построения системы управления конкурентоспособностью энергетических компаний [Электронный ресурс]. / Ученые записки Казанского государственного университета – Казань, 2009. – Режим доступа: http://zaryad.com/2013/05/09/vyichislyaem-kpd-elektrolizerov-i-generatorov-vodoroda, свободный. - Загл. с экрана. (дата обращения: 24.10.2017).

Информация об авторах

Капустин С. Д. - к.т.н., доцент, ФГБОУ ВО «Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова», РФ, Алтайский край, г. Барнаул.

Семдянкина Д. С., магистр электроэнергетики и электротехники, инженер 1 категории оперативно-диспетчерской службы ООО «Газпром межрегионгаз Новосибирск» филиал в Алтайском крае, РФ, Алтайский край, г. Барнаул.

УДК 621.31

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ УСТАНОВКИ ДЛЯ ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ СЕЛЬСКИХ РАЙОНОВ

Пьянзина Наталья Николаевна, pyanzina_88@bk.ru
Сташко Василий Иванович, diael@mail.ru

Аннотация:
В данной статье исследование фокусируется на математическом моделировании выработки электроэнергии системой микрогенерации, в частности с помощью фотоэлектрических панелей. Это необходимо для того, чтобы оценить допустимое количество электрической энергии, которое может быть в конечном итоге отдано в сеть по установленным ценам. Авторы статьи предлагают модель системы для трех вариантов: фотоэлектрических панелей с фиксированным наклоном, фотоэлектрических панелей с солнечной системой слежения и концентраторных фотоэлектрических систем. В статье приведен анализ полученных результатов, который подтверждает, что для максимизации электроэнергии, передаваемой в электрическую сеть, рационально использовать концентраторы солнечной энергии с системой слежения за солнцем.

Ключевые слова: солнечные батареи, мощность, фотоэлектрическая панель, микрогенерация, электроэнергия.

Вновь принятый Федеральный закон Российской Федерации от 27 декабря 2019 года № 471-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «Об электроэнергетике» в части развития микрогенерации», дал право владельцам объектам микрогенерации продавать избыточно выработанную электроэнергию, отдавая её в централизованную сеть. Системы микрогенерации включают в себя объекты производства электроэнергии, работающие (но не ограничивающиеся) с использованием возобновляемых источников энергии (ВИЭ). В этом контексте наблюдается повышенный интерес среди сельскохозяйственных потребителей в установках возобновляемой энергетики [1, 2] при следующих условиях:

- энергопринимающие устройства подключены к электрическим сетям напряжением 1000 В;
- подключенная мощность энергопринимающих установок не превышает 15 кВт.

Все вышесказанное делает вопрос математического моделирования систем микрогенерации, в частности с фотоэлектрическими панелями, решающим при оценке потенциального количества электроэнергии, которую могут продать сельскохозяйственные потребители.

Объектом исследования является фотоэлектрическая установка, используемая для электрификации сельской местности.

Предметом исследования является эффективность фотоэлектрической установки.

Целью исследования является построение математической модели фотоэлектрической установки для выработки и подачи электроэнергии в централизованную электрическую сеть в сельской местности.

С этой целью необходимо сосредоточится на решении следующих задач:

- Построить математическую модель выработки электроэнергии фотоэлектрической установкой, предполагающей, что произведенный избыток может быть передан во внешнюю сеть, т.е. реализован на местном розничном рынке электроэнергии и мощности (РРЭМ).

- Построить математическую модель для оценки производительности фотоэлектрической установки.

- Оценить количество выработанной электроэнергии, которое может быть реализовано: случай для сельского жилого дома.

В качестве объекта микрогенерации используется фотоэлектрическая установка, принадлежащая физическому лицу, сельскому потребителю электроэнергии. Кроме того, рассмотрены несколько вариантов работы фотоэлектрической системы:

- фотоэлектрические панели с фиксированным наклоном;
- фотоэлектрические панели с системой слежения за положением солнца;
- концентраторные фотоэлектрические системы.

Фотоэлектрические установки с сетевым инвертором, подключенным к электрической сети и к фотоэлектрическим панелям, используются для снабжения электричеством сельского жилого дома. Часто используются сетевые солнечные системы [3], так как они не требуют использования перезаряжаемых батарей, что упрощает систему и снижает капитальные и эксплуатационные затраты. Сетевой инвертор преобразует электрическую энергию постоянного тока от фотоэлектрических панелей в энергию переменного тока. Если энергия, вырабатываемая фотоэлектрическими панелями, превышает потребление электроэнергии сельскохозяйственным потребителем, то в этом случае избыток энергии передается в сеть. В том случае, когда потребление превышает производство электроэнергии фотоэлектрическими панелями, необходимое количество электроэнергии потребляется из сети. Потоки энергии отслеживаются с помощью измерителя мощности (измеритель мощности измеряет количество электроэнергии в прямом и обратном направлениях). Структура системы электроснабжения приведена на рисунке 1.

Методы моделирования солнечной энергии описаны в работах [4-6]. Методология математического моделирования выработки электроэнергии фотоэлектрической панелью заключается в следующем. Первый этап в рамках этапа моделирования предполагает оценку суммарной мощности фотоэлектрической панели на основе параметров фотоэлектрической панели и данных инсоляции.

На следующем этапе оценивалось количество энергии, которое может быть продано в конце расчетного периода (расчетным периодом считался месяц). Эта величина была разницей между количеством производимой и потребляемой электроэнергии сельским жилым домом за месячный период.

Входные параметры для математической модели производства электроэнергии фотоэлектрической установкой можно сгруппировать следующим образом: постоянные параметры (остаются неизменными) и переменные (значения изменяются в рамках моделирования). Таким образом, постоянными входными параметрами были: широта местности; коэффициент отражения (альбедо),

параметры фотоэлектрических панелей (КПД, площадь апертуры), угол наклона приемных поверхностей фотоэлектрических панелей, количество фотоэлектрических модулей, коэффициент концентрации солнечного излучения.

Рисунок 1 – Структура системы электроснабжения

Переменными входными параметрами для математической модели были: средняя рассеянная инсоляция ясного неба на горизонтальной поверхности, кВт·ч/м^2/сут; средняя инсоляция, падающая на горизонтальную поверхность, кВт·ч/м^2/сут.

Для оценки количества электроэнергии (кВтч), произведенной фотоэлектрическими панелями за расчетный период, были использованы следующие уравнения:

- для солнечных панелей с фиксированным углом наклона:

$$W_{СПфикс.} = S_{СП\Sigma} \times \eta_{СП} \times W_T \times N \;;$$

- для фотоэлектрических панелей с солнечной системой слежения:

$$W_{СПслеж.} = S_{СП\Sigma} \times \eta_{СП} \times W_{ST} \times N \;;$$

- для концентраторной фотоэлектрической системы:

$$W_{СПконц.} = S_{СП\Sigma} \times \eta_{СП} \times W_{ST} \times k_c \times N$$

где:

$S_{СП\Sigma}$ - общая апертура фотоэлектрических панелей (площадь приемной поверхности, умноженная на количество панелей), м^2;

$\eta_{СП}$ - эффективность фотоэлектрических панелей;

W_T - среднее значение энергии на наклонной поверхности в расчетный период, кВт·ч/м^2/сут;

W_{ST} - среднее значение энергии на поверхности слежения за Солнцем в расчетный период, кВт·ч/м^2/сут;

N - количество дней в расчетном периоде;

k_C - коэффициент концентрации солнечной радиации.

Инсоляция на наклонной поверхности, инсоляция на поверхности слежения за солнцем и инсоляция с концентраторами рассчитывались методами, описанными в работах [7, 8].

Допущения, предусмотренные для процесса моделирования:

- на этапе моделирования интенсивность потока солнечной энергии остается неизменной;
- электрические потери в элементах системы электроснабжения не учитывались;
- затенение фотоэлектрических панелей не учитывалось;
- температура фотоэлектрических панелей и ее влияние на их характеристики не учитывались;
- поверхностное загрязнение фотоэлектрических панелей не учитывалось;
- ошибка слежения за Солнцем не была учтена;
- плотность потока солнечного излучения на каждой поверхности фотоэлектрической панели одинакова.

В соответствии с Федеральным законом Российской Федерации от 27 декабря 2019 года № 471-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «Об электроэнергетике» в части развития микрогенерации» связанная мощность энергопринимающих устройств потребителя не должна превышать 15 кВт. В этом контексте авторы оценили энергетическую нагрузку потребителя (сельского жилого дома) и сумму номинальных мощностей электроприборов переменного тока мощностью менее 15 кВт. Для измерения расчетной мощности использовался метод коэффициента спроса. Метод предполагает, что расчетную нагрузку коллектора можно измерить с помощью:

$$P_в = P_n \times k_d;$$

где P_n - номинальная мощность прибора переменного тока, кВт;

k_d - коэффициент спроса.

Для измерения количества потребляемой энергии в расчетный период использовалась следующая формула:

$$W_{нагрузки} = \sum_{i=1}^{n} (P_{pi} \times t_i);$$

где P_{pi} - расчетная нагрузка i-го прибора переменного тока, кВт;

t_i - количество рабочих часов i-го прибора переменного тока в течение расчетного периода, часов.

Для упрощения расчетов авторы берут равномерное месячное потребление электроэнергии сельским жилым домом (суточное потребление предположительно составляет 14 кВт·ч). Используя приведенные выше значения, были рассчитаны месячные значения потребления электроэнергии с учетом количества дней в месяце.

Авторами построена модель выработки электроэнергии фотоэлектрическими панелями для условий Республики Марий Эл со следующими входными параметрами [9]:

- широта/долгота – 56,6322°/ 47,7706°;
- параметры фотоэлектрической панели (КПД – 16 %; площадь апертуры – 1,29 м^2);
- количество фотоэлектрических моделей – 30 шт.;
- коэффициент концентрации солнечной радиации – 2.

Результаты моделирования электрической мощности фотоэлектрической панели с 30 модулями общей апертурой 38,7 м^2 приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Результаты моделирования выработки электроэнергии фотоэлектрической панелью

Месяц	Wсп фикс., кВ·ч	Wсп слеж., кВ·ч	Wсп конц., кВ·ч	Wсп фикс - Wнагрузки, кВ·ч			Продаётся, кВ·ч		
				фиксированный наклон	солнечное слежение	концентраторная фотоэлектрическая система	фиксированный наклон	солнечное слежение	концентраторная фотоэлектрическая система
Январь	141,4	147,6	292,3	-294,4	-288,2	-143,5	0	0	0
Февраль	215,8	249,4	493,8	-177,9	-144,3	100,1	0	0	100,1
Март	553,9	568	1160,3	118,1	150,2	724,5	118,1	150,2	724,5
Апрель	906,7	974,2	1928,9	484,9	552,4	1507,1	484,9	552,4	1507,1
Май	1342,6	1443,4	2858,1	906,8	1007,6	2422,3	906,8	1007,6	2422,3
Июнь	1540,7	1630,7	3229	1118,9	1209	2807,2	1118,9	1209	2807,2
Июль	1406,6	1673,8	3314,2	970,8	1238	2878,4	970,8	1238	2878,4
Август	1409,4	1501,4	2972,9	973,6	1065,6	2537,1	973,6	1065,6	2537,1
Сентябрь	766,3	1084,1	2146,7	344,5	662,4	1724,9	344,5	662,4	1724,9
Октябрь	668,4	723,2	1432	232,6	287,4	996,2	232,6	287,4	996,2
Ноябрь	331,5	352,6	698,1	-90,2	-69,2	276,3	0	0	276,3
Декабрь	104,5	162	320,7	-331,3	-273,8	-115,1	0	0	0
$W_{\Sigma}, кВч$							5150,4	6172,7	15974,3

$W_{сп\ фикс.}$ – электричество, вырабатываемое фотоэлектрической панелью, установленной под фиксированным углом наклона в месяц;

$W_{сп\ слеж.}$ – электричество, вырабатываемое фотоэлектрической панелью с солнечной системой слежения в месяц;

$W_{сп\ конц.}$ – электричество, вырабатываемое концентратором фотоэлектрической панели в месяц.

Отрицательные значения в строках столбцов ($W_{сп} - W_{нагрузки}$, кВт·ч) означают, что в те месяцы количество электроэнергии, вырабатываемой фотоэлектрической панелью, не превышало электроэнергии, потребляемой прибором переменного тока сельского жилого дома. Однако электроэнергия, производимая фотоэлектрическими панелями, частично покрывала потребности, так, в ноябре потребляемая из сети электроэнергия составила 90,2 кВт·ч для варианта с фотоэлектрическими панелями, установленными под фиксированным углом наклона, и 69,2 кВт·ч для варианта с солнечной системой слежения.

На основе анализа данных, приведенных в таблице 1, мы приходим к выводу, что:

- избыточное производство электроэнергии по сравнению с потреблением возможно в течение месяцев с наибольшей мощностью солнечной радиации;
- использование солнечной системы слежения может увеличить годовую производительность фотоэлектрической установки на 19,8 %;
- наиболее эффективными с точки зрения производимой электроэнергии являются концентраторные фотоэлектрические системы. Годовой объем электроэнергии, передаваемой в электрическую сеть при использовании концентраторов, в три раза превышает аналогичный показатель для системы с фотоэлектрическими панелями, установленными под фиксированным углом наклона.

Таким образом, рационально использовать сетевую солнечную систему с точки зрения продажи избытка выработанной электроэнергии, производимой фотоэлектрическими панелями, сельскохозяйственным потребителям. Такие системы не требуют эксплуатации аккумуляторных батарей, что приводит к упрощению системы и сокращению капитальных и операционных затрат.

Моделирование было построено для такой системы на примере сельского жилого дома в Республике Марий Эл. Анализ полученных результатов подтверждает, что для максимизации электроэнергии, передаваемой в электрическую сеть, рационально использовать концентраторы солнечной энергии с системой слежения за солнцем. Что касается варианта с фотоэлектрическими панелями с фиксированным наклоном, то это дает более чем трехкратное увеличение количества электроэнергии, передаваемой в электрическую сеть. Аналогичный показатель равен 19,8 % для варианта установки с системой слежения (без концентраторов).

Список используемой литературы

1. Новости энергетики // Энергетика и право. – 2018. – № 4. – С. 3-14.

2. Волков С. В., Гарипов И. К., Ласточкин Д. М., Медяков А. А., Онучин Е. М., Осташенков А. П. Исследование надежности системы электроснабжения на базе солнечной электростанции. J. Espacios, 2019.

3. Куро С., Леон Д. И., Винников Д. и Франкело Л. Г. Сетевые фотоэлектрические системы: обзор последних исследований и новых технологий фотоэлектрических преобразователей. IEEE Ind. Electron. Mag., 2015.

4. Хатиб Т., Мохамед А. и Сопиан К. 2012 Обзор методов моделирования солнечной энергии. Renew. Sustain. Energy Rev., 2012.

5. Ампратвум Д. Б., Дорвло А. С. Оценка солнечной радиации по количеству солнечных часов. Appl. Energy., 1999.

6. Чен З. Моделирование и имитационное моделирование для трехфазной сетевой фотоэлектрической энергосистемы мощностью 8 кВт. System Open Physics, 2017.

7. Дэ Роса А. В. Основы процессов возобновляемой энергетики. (Burlington: Academic Press), 2013.

8. Даффи Д. А., Бекман У. А. Солнечная инженерия тепловых процессов. (Hoboken: John Wiley & Sons), 2013.

9. Ноттон Г, Лазаров В., Стоянов Л. Оптимальные размеры подключенной к сети фотоэлектрической системы для различных технологий и наклонений фотоэлектрических модулей, характеристик эффективности инвертора и его расположения. Возобновляемые источники энергии, 2010.

Информация об авторах

Пьянзина Н. Н., студент группы 8Э(з)-91, Сташко В. И. – к.т.н., доцент, ФГБОУ ВО «Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова», РФ, Алтайский край, г. Барнаул.

УДК 621.31

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СОЛНЕЧНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ. ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

Пьянзина Наталья Николаевна, pyanzina_88@bk.ru
Сташко Василий Иванович, diael@mail.ru

Аннотация:
В данной статье рассматривается мировая тенденция увеличения спроса на электроэнергию, получаемую из возобновляемые источники энергии. Одним из наиболее эффективных устройств, преобразующих солнечную энергию, является солнечный коллектор, который преобразует солнечное излучение в тепловую энергию. Рассматриваются основные характеристики и перспективы применения солнечных коллекторов в целях теплоснабжения и горячего водоснабжения.

Ключевые слова: возобновляемая энергия, солнечный коллектор, эффективность.

В мире происходят глобальные изменения климата, и этот процесс оказывает значительное влияние на экономические вопросы. Развитые страны постепенно переходят к низкоуглеродной модели развития путем постоянного мониторинга и стимулирования сокращения выбросов парниковых газов в различных отраслях промышленности.

Увеличение концентрации парниковых газов в атмосфере приводит к постепенному повышению температуры Земли – за последние 40 лет температура планеты увеличилась примерно на один градус. Растущий спрос на электроэнергию способствовал увеличению глобальных выбросов углекислого газа – за последние 20 лет они увеличились почти на 85 %, и эта тенденция продолжается. К 2040 году рост потребления электроэнергии составит от 54 до 80 % по сравнению с данными 2015 года. В мире происходят глобальные изменения климата, и этот процесс оказывает значительное влияние на экономические вопросы.

Согласно Парижскому соглашению по климату, для предотвращения необратимых последствий человечеству необходимо поддерживать повышение средней температуры на планете в пределах 1,5–2 °С относительно соответствующего показателя доиндустриальной эпохи [2].

Современная энергетика в России централизована и более чем на 90% основана на использовании ископаемых видов топлива на основе природных видов топлива: нефти, газа, угля (и продуктов их переработки), запасы которых на планете ограничены. Это определяет, с одной стороны, необходимость энергосбережения и разработки высокоэффективных методов добычи и переработки всех доступных видов ископаемого топлива, а с другой стороны нуждается в поиске новых источников энергии. В настоящее время современные энергетические отрасли уделяют все больше внимания возобновляемым источникам энергии, которые в будущем могут стать основными видами энергоресурсов.

По распоряжению Правительства № 2381-Р от 3 ноября 2018 года в Государственную Думу внесен проект Федерального закона «О внесении изменений

в Федеральный закон «Об электроэнергетике» в части развития микрогенерации», согласно которому под объектом микрогенерации понимается объект для его производства, принадлежащий на праве собственности или ином законном основании потребителю электроэнергии, функционирующий в том числе на основе возобновляемых источников энергии, установленная генерирующая мощность которой не превышает максимальную мощность энергопринимающих устройств такого потребителя и составляет не более 15 кВт включительно и которая используется этим потребителем для производства электроэнергии для собственных бытовых и промышленных нужд, а также для продажи в соответствии с основными положениями функционирования розничных рынков.

Законопроектом предлагается освободить от налогообложения доходы физических лиц от продажи энергии, произведенной на объектах микрогенерации, принадлежащих потребителям. Это будет способствовать развитию микрогенерации.

Законопроект был рассмотрен и одобрен на заседании Правительства Российской Федерации 15 августа 2019 года [3].

Существует ряд препятствий для активного развития возобновляемых источников энергии в России. Значительные капитальные вложения и длительный срок окупаемости являются одной из наиболее существенных проблем для привлечения дополнительных инвестиций. Так же развитие энергетики на основе ВИЭ в нашей стране тормозит отсутствие законодательной базы и подготовленных кадров.

Преодоление этих проблем возможно только в случае активной поддержки государства, и такая поддержка оказывается. Поэтому в 2008 году правительство России, в соответствии с реализацией идеи инновационной экономики, приступило к созданию нормативной базы для развития альтернативной энергетики. К тому времени доля всех ВИЭ в российском энергетическом секторе составляла менее 0,9 % (8,5 млрд кВт часов в год). В июне 2008 года был подписан указ президента, согласно которому за счет поддержки и стимулирования реализации проектов в области возобновляемых источников энергии энергоемкость ВВП страны к 2020 году должна была быть снижена на 40 % по сравнению с 2007 годом. В январе 2009 года премьер-министр России Путин В. В. утвердил «Основные направления государственной политики в области повышения энергоэффективности электроэнергетики за счет использования возобновляемых источников энергии на период до 2020 года» – программу развития альтернативной энергетики в России. Программа предусматривает постепенное увеличение доли альтернативной энергетики в энергобалансе страны: к 2010 году до 1,5 %, к 2015 году до 2,5 %, к 2020 году до 4,5 %. В дополнение к Федеральной программе к концу 2000-х годов в России начали разрабатываться региональные энергетические стратегии на период до 2030 года.

Еще 20 лет назад стоимость традиционной и альтернативной энергии отличалась примерно в 20 раз, сегодня эта разница составляет около 3-5 раз. Для некоторых регионов России альтернативная энергетика станет более выгодной, чем традиционная, поэтому сейчас необходимо работать над разработкой и внедрением возобновляемых источников энергии [1].

В большинстве стран мира солнечный свет и тепло являются простым, естественным и довольно чистым способом получения необходимой энергии.

Количество солнечной энергии, достигающее поверхности Земли, называется солнечной инсоляцией. В разных регионах России годовая инсоляция колеблется от 800 кВт·ч/м^2 до 1900 кВт·ч/м^2. Например, для Владивостока годовая инсоляция одного квадратного метра горизонтальной платформы составляет 1286 кВт·ч/м^2, то есть на 1 квадратный метр поступает 1286 кВт солнечной энергии, которую солнечные коллекторы могут преобразовывать в тепло с эффективностью до 95 % [4].

Наиболее перспективные для развития солнечной генерации электроэнергии можно назвать Юго-Запад России (Северный Кавказ, Черное и Каспийское моря), Сибирь, Дальний Восток.

Одним из наиболее эффективных устройств, преобразующих солнечную энергию, является солнечный коллектор, который преобразует солнечное излучение в тепловую энергию.

В настоящее время на рынке представлено множество различных моделей коллекторов. Их можно разделить на несколько категорий. Например, существует несколько типов коллекторов в зависимости от температуры, которую они дают:

- низкотемпературные коллекторы производят низкопотенциальное тепло ниже 50 °С. Они используются для нагрева воды в бассейнах и в других случаях, когда требуется не слишком горячая вода.

- коллекторы средней температуры выделяют тепло с высоким и средним потенциалом (выше 50 °С, обычно 60-80 °С). Обычно это застекленные плоские коллекторы, в которых передача тепла производится с помощью жидкости, или коллекторы-концентраторы, в которых концентрируется тепло. Представителем последнего является вакуумный трубчатый коллектор, который часто используется для нагрева воды в жилом секторе.

- высокотемпературные коллекторы представляют собой параболические тарелки и в основном используются энергогенерирующими компаниями для производства электроэнергии для электрических сетей.

В любом случае доля тепловых нагрузок, покрываемых солнечной энергией, настолько значительна, что возникает естественный вопрос, почему потребители тепловой энергии не спешат использовать солнечное излучение, а продолжают развивать традиционные источники [4].

Солнечные коллекторы используются в различных сферах жизни современного общества:

- Инновационное бытовое энергетическое оборудование для нужд ЖКХ, социальных служб, малоэтажного и индивидуального жилья, а также промышленных объектов.

- Строительство высокоэффективных экодомов. Экодом - это система с положительным экологическим ресурсом. Он состоит из дома с нулевой энергией и приусадебного участка.

- Для сушки сельскохозяйственных (фрукты, овощи, лекарственные растения, сено, табак и т.д.) и промышленных (пиломатериалы, бетон и т.д.) изделий, для нагрева воды в бассейнах и т.д.

- Обеспечение автономного теплоснабжения (горячего водоснабжения и отопления помещений) офисов, гостиниц, санаториев, баз отдыха и т.д.

- Опреснение минерализованной воды.

- Переработка органических отходов.

- Создание гелиобиологических замкнутых органических систем для выращивания сельскохозяйственной продукции.

- Освоение пустынных территорий.

- Обеспечение энергоавтоматическим оборудованием труднодоступных и отдаленных населенных пунктов, исследовательских станций, столовых с горячей водой в вахтовых поселках.

- Улучшение состояния окружающей среды за счет сокращения использования твердого и жидкого ископаемого топлива, а также природного газа.

- Строительство зданий в заповедниках, экологически чистых районах.

- Повышение эффективности ТЭЦ.

- Повышение эффективности энергосистем на судах дальнего плавания, паровых турбинах.

Перспективными являются исследования в направлении получения, сохранения, накопления и передачи энергии, полученной с помощью солнечных коллекторов. Окупаемость солнечных электростанций может быть увеличена за счет повышения эффективности (разработки новых технических решений с использованием современных материалов, в частности поглотителей), а также снижения потерь при эксплуатации установки и транспортировке энергии, облегчения и снижения затрат на техническое обслуживание.

В последнее время актуальным стал вопрос оптимизации и энергосбережения на уже существующих электростанциях малой мощности (распределенной мощности), работающих на ископаемом топливе. В то время, когда прогнозы предсказывают, что запасы угля, нефти и газа скоро будут исчерпаны, а также когда строительство принципиально новых энергетических систем по-прежнему требует неоправданно высоких материальных затрат, особый интерес вызывают работы научных коллективов, разрабатывающих методы анализа эффективности гибридных солнечных электростанций. В таких системах вода, подаваемая на ТЭЦ, опресняется, предварительно нагревается с помощью солнечных коллекторов.

Также проводятся исследования эффективности объединения солнечных коллекторов и паровой турбины малой мощности.

Для Западной Сибири возможность модернизации морально устаревших автономных энергосистем сегодня остается болезненным вопросом. Необходимо учитывать условия нашего региона: огромные, но малонаселенные территории, отсутствие коммуникаций, а также суровый климат, длительный зимний сезон. Для повышения надежности и экономической эффективности электроснабжения и теплоснабжения населенных пунктов Западной Сибири необходимо постепенно заменять существующие старые электростанции и котельные современной

комплексной генерацией традиционной энергии с использованием угля и дизельного топлива, но с максимально возможным переходом на возобновляемые источники энергии.

В заключение можно сказать, что возобновляемые источники энергии выгодно использовать в индивидуальном строительстве, перспективным направлением является строительство «экодомов». В местах, удаленных от инфраструктуры (вахтовые поселки), можно значительно снизить энергопотребление за счет солнечных коллекторов при организации горячего водоснабжения. Техническое обслуживание паровой турбины с использованием солнечных коллекторов довольно эффективно. Использование альтернативных источников энергии, в частности солнечных коллекторов, при государственной поддержке исследовательских программ будет иметь большой потенциал.

Список используемой литературы:

1. Мел М. И. Перспективы развития в России распределенной энергетики на основе возобновляемых источников энергии//Молодежь и наука: Сборник материалов VIII Всероссийской научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых, посвященной 155-летию со дня рождения К. Э. Циолковского Красноярск: Сибирский федеральный университет, 2012. [Электронный ресурс]. URL: http://conf.sfu-kras.ru/sites/mn2012/section06 (данные обращения 29.09.2019).

2. Официальный сайт Правительства России, раздел новостей. [Электронный ресурс]. URL: http://government.ru/news/37270 (данные обращения 29.09.2019)

3. Официальный сайт Правительства России, раздел новостей. [Электронный ресурс]. URL: http://government.ru/activities/selection/301/37702 (данные обращения 29.09.2019).

4. Ткачук К. Е., Синицына Е. Р. Матвиенко Т. П. Классификация солнечных коллекторов и их актуальность применения в Омской области / Ткачук К. Е., Синицына Е. Р. Матвиенко Т. П.//Текст научной работы [Электронный ресурс]. URL: https://elibrary.ru (данные обращения 29.09.2019)

5. Забильский В. Н., Сгребнев Н. В. Перспективы использования солнечных коллекторов в Приморском крае//Журнал: Вестник морского государственного университета, №68, 2015. С.16-26.

6. Улько А. В. Использование сетевых источников энергии в Амурской области, Изд.: Дальневосточный государственный аграрный университет (Благовещенск). 2017, С. 146-148.

Информация об авторах

Пьянзина Н. Н., студент группы 8Э(з)-91, Сташко В. И. – к.т.н., доцент, ФГБОУ ВО «Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова», РФ, Алтайский край, г. Барнаул.

УДК 621.31

О ПРОБЛЕМАХ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДИКИ РАСЧЁТА НЕУЧТЁННОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Щербак Илья Юрьевич, sherbak22@gmail.com
Власова Екатерина Сергеевна katyshavlasova@mail.ru

Аннотация:
В статье рассматриваются проблемы энергосбытовых, энергоснабжающих и сетевых организаций, связанные с соблюдением потребителями требований порядка учёта электрической энергии, условий заключённых договоров, и необходимостью выявлять факты бездоговорного и безучётного потребления электроэнергии. Рассмотрены установленные способ и порядок расчёта платы за неучтённое потребление, приведена методика расчёта объёма бездоговорного и безучётного потребления электроэнергии. Представлен анализ деятельности филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Алтайэнерго» по снижению причинного ущерба от бездоговорного и безучётного потребления электроэнергии. В статье сказано о необходимости разработки новых способов и порядка расчёта платы за фактический объём использованной электрической энергии для определения суммы ущерба, причинённого недобросовестными потребителями.

Ключевые слова: электрическая энергия, ущерб, бездоговорное, безучётное, потребление электроэнергии, потребитель электроэнергии

Правовые основы функционирования российских розничных рынков электрической энергии и порядок взаимодействия их субъектов установлены «Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии» (утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 4 мая 2012 г. № 442, далее – Основные положения). Согласно пункту 136 Основных положений определение объёма потребления (производства) электрической энергии (мощности) на розничных рынках, оказанных услуг по её передаче, фактических потерь в объектах электросетевого хозяйства осуществляется на основании данных, полученных с использованием приборов учёта электрической энергии, а при их отсутствии и в установленных случаях – путём применения расчётных способов (приложение № 3 к Основным положениям) [1].

В соответствии с пунктом 167 Основных положений субъекты электроэнергетики (энергосбытовые, энергоснабжающие и сетевые организации) должны проверять соблюдение потребителями требований порядка учёта электрической энергии и условий заключённых договоров, выявлять факты бездоговорного и безучётного потребления электроэнергии. Бездоговорным потреблением электроэнергии являются самовольное подключение энергопринимающих устройств к объектам электросетевого хозяйства и (или) использование электрической энергии в отсутствие заключённого в установленном порядке договора. Расходование электрической энергии в нарушение договора энергоснабжения в части её учёта со стороны потребителя, совершение им иных действий, искажающих данные об использованном объёме, рассматриваются как

безучётное потребление электроэнергии. По факту выявленного бездоговорного или безучётного использования электрической энергии составляется акт о её неучтённом потреблении и определяется объём незаконно израсходованных ресурсов в соответствии с «Расчётными способами учёта электрической энергии (мощности) на розничных рынках электрической энергии» (приложение № 3 к Основным положениям) [2].

Установленные способ и порядок расчёта платы за неучтённый ресурс направлены на стимулирование потребителей к энергосбережению путём удержания от несанкционированного вмешательства в работу прибора учёта и в случае причинения реального имущественного вреда поставщику ресурса (сетевой организации) служат допустимым механизмом его возмещения. Кроме того, стимулируют сетевую организацию (гарантирующего поставщика) к своевременному и надлежащему исполнению обязанностей по проведению проверок приборов учёта потребителей, принятию мер к выявлению нарушений и уменьшению потерь. Данная методика расчёта объёма бездоговорного и безучётного потребления электроэнергии является единственной, иные нормативные акты действующим законодательством не предусмотрены.

С учётом размера причинённого в результате неучтённого потребления электрической энергии ущерба субъекты электроэнергетики обращаются в правоохранительные органы для привлечения недобросовестных потребителей к административной либо уголовной ответственности. За самовольное подключение и использование электрической энергии с нанесением ущерба менее 250 тысяч рублей статьёй 7.19 КоАП России предусмотрено наложение административного штрафа на граждан в размере от 10 тысяч до 15 тысяч рублей, должностных лиц – от 30 тысяч до 80 тысяч рублей, юридических лиц – от 100 тысяч до 200 тысяч рублей. Если сумма недополученной выгоды субъектов электроэнергетики составляет более 250 тысяч рублей, потребитель привлекается к уголовной ответственности по статье 165 УК России. За причинение имущественного ущерба путём обмана или злоупотребления доверием при отсутствии признаков хищения, совершённое в крупном размере, предусмотрен штраф в размере до 300 тысяч рублей (или в размере заработной платы или иного дохода осуждённого за период до 2 лет), либо принудительные работы на срок до 2 лет с ограничением свободы на срок до 1 года (или без такового), либо лишение свободы на срок до 2 лет со штрафом в размере до 80 тысяч рублей (или в размере заработной платы или иного дохода осуждённого за период до 6 месяцев или без такового) и с ограничением свободы на срок до 1 года или без такового.

Анализ деятельности филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Алтайэнерго» (г. Барнаул Алтайского края) свидетельствует о том, что в 2017 году ущерб от бездоговорного и безучётного потребления электроэнергии составил 33,1 млн рублей или 3,2% общего объёма фактических потерь электрической энергии филиала, 2018 году – 51,8 млн рублей или 4,4% общего объёма потерь, 2019 году – 49,5 млн рублей или 4,5% общего объёма потерь.

В 2017 году на основании материалов филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Алтайэнерго» к административной ответственности по статье 7.19 КоАП России ГУ МВД России по Алтайскому краю привлечены 132 потребителя (общая сумма ущерба составила 4,9 млн рублей), 2018 году – 490 потребителей (22,9 млн рублей), 2019 году – 550 потребителей (25,3 млн рублей).

В указанный период для принятия решения о возбуждении уголовного дела филиалом ПАО «Россети Сибирь» – «Алтайэнерго» направлено 41 заявление в ГУ МВД России по Алтайскому краю (в 2017 году – 10 заявлений, общая сумма ущерба составила 28,2 млн рублей, 2018 году – 20 заявлений/28,9 млн рублей, 2019 году – 7 заявлений/20,2 млн рублей). Во всех случаях вынесены постановления об отказе в возбуждении уголовных дел по основаниям, связанным с отсутствием события или состава преступления. Прокуратурой Алтайского края разъяснено, что применяемая филиалом ПАО «Россети Сибирь» – «Алтайэнерго» методика расчёта объёма бездоговорного и безучётного потребления электроэнергии (приложение № 3 к Основным положениям) недопустима для целей уголовного преследования (письма от 11 апреля 2019 г. № 69-17-2019-278, от 25 июня 2019 г. № 69-17-2019-22174).

Так, для определения наличия в действиях потребителя состава преступления, ответственность за которое предусмотрена статьёй 165 УК России, необходимо установить факт причинения собственнику имущества реального материального ущерба либо ущерба в виде упущенной выгоды (недополученных доходов), превышающего 250 тысяч рублей. Однако предусмотренный методикой порядок расчёта платы за неучтённый ресурс не позволяет установить фактический объём потреблённой электрической энергии, и, соответственно, реальную сумму ущерба, причинённого преступлением.

С учётом полученных пояснений с июля 2019 г. по настоящее время филиалом ПАО «Россети Сибири» – «Алтайэнерго» материалы о 6 фактах выявленного бездоговорного потребления электрической энергии (ущерб 6 млн рублей) в правоохранительные органы края не направлялись [3].

Неурегулированные вопросы применения в уголовном производстве методики расчёта неучтённого потребления электрической энергии создают предпосылки для непривлечения к ответственности недобросовестных потребителей ресурса и расширения масштаба их деятельности, нанесения ущерба субъектам электроэнергетики, снижения эффективности реализуемых мероприятий по сокращению коммерческих потерь и развитию электросетевого комплекса.

Необходимо дополнительное изучение проблемных вопросов правового применения методики расчёта объёма бездоговорного и безучётного потребления электроэнергии и рассмотрение целесообразности разработки новых способов и порядка расчёта платы за фактический объём использованной электрической энергии для определения суммы ущерба, причинённого недобросовестными потребителями.

Список используемой литературы

1. Ломакин, С. А. Судебная практика рассмотрения споров, вытекающих из бездоговорного потребления электрической энергии (2011-2013 годы) / С. А. Ломакин, Е. А. Герасимова // Арбитражные споры. – 2014. – № 2(66). – С. 17-30.

2. Зефиров, Р. Потребитель получал электроэнергию без договора. Тактика защиты от претензий энергокомпании / Р. Зефиров // Арбитражная практика для юристов. – 2018. – № 2(30). – С. 68-73.

3. Ботвин, И. В. Уголовная ответственность за причинение имущественного ущерба путем обмана или злоупотребления доверием : специальность 12.00.08 «Уголовное право и криминология; уголовно-исполнительное право» : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата юридических наук / Ботвин Илья Викторович. – Омск, 2016. – 22 с.

Информация об авторах

Щербак И. Ю., студент группы 8Э(з)-81, Власова Е. С. студент группы 8Э(з)-91, ФГБОУ ВО «Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова», РФ, Алтайский край, г. Барнаул.

УДК 658.64

О ПРОБЛЕМАХ РАСЧЕТА СБЫТОВЫХ НАДБАВОК ГАРАНТИРУЮЩИХ ПОСТАВЩИКОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДА СРАВНЕНИЯ АНАЛОГОВ (ЭТАЛОНОВ)

Щербак Илья Юрьевич, sherbak22@gmail.com
Власова Екатерина Сергеевна katyshavlasova@mail.ru

Аннотация:
В статье рассматривается актуальные вопросы применения в Алтайском крае Методических указаний по расчёту сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков с использованием метода сравнения аналогов (эталонов), утвержденных приказом Федеральной антимонопольной службы от 21.11.2017 № 1554/17. Рассмотрена значимость использования методики для субъектов электроэнергетики региона и негативные последствия для территориальных сетевых организаций. Приводятся результаты мероприятий по поэтапному доведению выручки гарантирующих поставщиков электроэнергии Алтайского края до эталонной. Дается оценка изменению финансовых показателей деятельности гарантирующих поставщиков и территориальных сетевых организаций. На основе анализа предлагаются направления по снижению возможных негативных последствий и развитию электросетевого комплекса.

Ключевые слова: электрическая энергия, гарантирующие поставщики электроэнергии, территориальные сетевые организации, выручка, эталоны, методика расчета.

В настоящее время имеет значительную актуальность проблема развития негативных процессов в электроэнергетике, связанная с несовершенством применяемых механизмов тарифного регулирования.

Стратегией развития электросетевого комплекса Российской Федерации» (утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 3 апреля 2013 г. № 511-р) определено, что основной задачей государственной политики в сфере электросетевого хозяйства является создание экономических методов стимулирования эффективности сетевых организаций, обеспечение условий для стабилизации тарифов, а также привлечение нового капитала в электросетевой комплекс в объёме, достаточном для модернизации и реконструкции электрических сетей с целью обеспечения надёжности электроснабжения [1].

Статьями 20, 23 Федерального закона от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ

«Об электроэнергетике» закреплено, что основными принципами государственного регулирования и контроля в этой сфере являются достижение баланса экономических интересов поставщиков и потребителей электрической энергии; обеспечение защиты потребителей от необоснованного повышения цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность). При государственном регулировании должен соблюдаться принцип обеспечения экономической обоснованности затрат коммерческих организаций на производство, передачу и сбыт электрической энергии [2].

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 г. № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» (далее – Постановление № 1178) с 2018 года

размер сбытовой надбавки гарантирующего поставщика рассчитывается на основании Методических указаний по расчёту сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков с использованием метода сравнения аналогов (утверждены приказом Федеральной антимонопольной службы от 21 ноября 2017 г. № 1554/17) [3].

Для предотвращения резкого увеличения размера сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков распоряжением Правительства Алтайского края от 20 декабря 2017 г. № 413-р утверждён и реализуется «График поэтапного доведения необходимой валовой выручки гарантирующих поставщиков Алтайского края до эталонной выручки гарантирующих поставщиков на 2018-2020 годы» [4].

Анализ официальных данных свидетельствует о развитии негативных процессов в электроэнергетическом комплексе Алтайского края вследствие несовершенства применяемой методики расчёта сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков и снижения эффективности реализации территориальными сетевыми организациями (далее – ТСО) инвестиционных программ по развитию и модернизации электросетевого хозяйства.

Так, по результатам финансово-хозяйственной деятельности в 2019 году размер необходимой валовой выручки 4 гарантирующих поставщиков Алтайского края (АО «Алтайэнергосбыт», АО «Алтайкрайэнерго», АО «Барнаульская горэлектросеть», ООО «Заринская горэлектросеть») в сравнении с показателями 2017 года составил от 210% до 737% (в среднем 244% по региону), что обеспечило им высокий уровень прибыли. В связи с применением метода эталонных затрат рост учтённой в тарифе плановой среднемесячной оплаты труда в 2019 году по отношению к 2017 году в указанных организациях составил более 242%, однако её фактический уровень для большинства сотрудников не изменился, что подтверждает факт превышения расчётных эталонных затрат гарантирующих поставщиков над фактическими [7].

По выводам специалистов в сфере тарифного регулирования, это обусловлено тем обстоятельством, что ранее из состава фактических затрат гарантирующих поставщиков исключались экономически необоснованные расходы (вознаграждения членам совета директоров, добровольное страхование, поддержание имиджа компании, представительские и прочие выплаты). При этом в соответствии с пунктом 26 Основ ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике (утверждены Постановлением № 1178) заявленные расходы на оплату труда принимались регулятором с учётом имеющихся отраслевых соглашений. Метод сравнения аналогов не учитывает указанное требование и ведёт к значительному росту плановых расходов на оплату труда по отношению к фактически произведённым экономически обоснованным расходам гарантирующих поставщиков Алтайского края.

Так, при формировании эталонной выручки гарантирующих поставщиков на 2018 - 2020 гг. предусмотрено использование нескольких переменных составляющих (расходы на уплату процентов по заёмным средствам, формирование резерва по сомнительным долгам, расчётная предпринимательская прибыль и др.). Начиная с 2018 года, предоставление дополнительного обоснования произведённых расходов с указанием их целевого назначения, а также проведение анализа

экономической обоснованности переменных составляющих Методическими указаниями по расчёту сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков с использованием метода сравнения аналогов не предусмотрены. В связи с этим в необходимую валовую выручку гарантирующих поставщиков включаются затраты, которые в регулируемом периоде фактически не осуществляются (расходы на уплату процентов по заёмным средствам, формирование резерва по сомнительным долгам), расчётная предпринимательская прибыль учитывается без её целевого назначения.

Размер необходимой валовой выручки на оплату технологического расхода (потерь) используется ТСО для оплаты услуг по передаче электрической энергии и напрямую зависит от размера сбытовой надбавки для ТСО, покупающих электроэнергию у гарантирующих поставщиков в целях компенсации потерь. В связи с применением новой методики расчёта предельные показатели увеличения сбытовых надбавок не установлены, однако котловые тарифы ТСО ограничиваются уровнем, утверждаемым ФАС России. По указанным причинам, размер сбытовой надбавки гарантирующих поставщиков для ТСО ежегодно увеличивается (её средневзвешенное значение в 2018 году составило 0,11-0,3 рублей за 1 кВт/ч, в 2019 году – 0,13-0,42 рублей за 1 кВт/ч, в 2020 году – 0,15-0,61 рублей за 1 кВт/ч), что привело в 2020 году к приросту конечной цены на электроэнергию для потребителей на 23% в сравнении с 2017 годом [5].

Ежегодный рост сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков в условиях необходимости соблюдения предельных уровней тарифов на передачу электроэнергии привёл к существенному осложнению экономического положения ТСО Алтайского края, которые несут основное бремя затрат по обеспечению качественного и стабильного энергоснабжения потребителей. В результате фиксируется снижение уровня финансирования реализуемых ТСО инвестиционных программ по развитию и модернизации электросетевого хозяйства, показатели износа которого являются критическими (около 75%). Так, только филиалом ПАО «Россети Сибирь» – «Алтайэнерго» (г. Барнаул, крупнейшая ТСО региона) в 2017-2019 гг. на указанные цели выделялось более 970 млн рублей ежегодно, на 2020 год выделено только 733 млн рублей в связи с сокращением источников финансирования на 237 млн рублей (24,4%) [5].

Таким образом, несовершенство применяемой методики расчёта сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков с использованием метода сравнения аналогов формирует условия для снижения эффективности реализуемых программ развития и модернизации электросетевого комплекса, дальнейшего роста тарифов на электроэнергию для конечных потребителей.

Изложенное оказывает негативное влияние на реализацию государственной политики по совершенствованию тарифного регулирования в энергетическом комплексе, создаёт предпосылки для осложнения социально-экономической ситуации. Необходима дополнительная оценка проблемных аспектов применения Методических указаний по расчёту сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков с использованием метода сравнения аналогов и внесения коррективов с целью исключения возможности использования экономически необоснованных затрат.

Список используемой литературы

1. Распоряжение Правительства РФ от 03 апреля 2013 г. № 511-р «Об утверждении Стратегии развития электросетевого комплекса Российской Федерации». – Текст : электронный : КонсультантПлюс. – [сайт] – 2020. – URL: http://www.consultant.ru (дата обращения 15.11.2020);

2. Федеральный закон от 26 марта 2003 г. № 35 «Об электроэнергетике». – Текст : электронный : КонсультантПлюс. – [сайт] – 2020. – URL: http://www.consultant.ru (дата обращения 15.11.2020);

3. Постановление Правительства РФ от 29 декабря 2011 г. № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике». – Текст : электронный : КонсультантПлюс. – [сайт] – 2020. – URL: http://www.consultant.ru (дата обращения 15.11.2020);

4. Распоряжение Правительства Алтайского края от 20 декабря 2017 г. № 413-р «Об утверждении графика поэтапного доведения необходимой валовой выручки гарантирующих поставщиков Алтайского края до эталонной выручки гарантирующих поставщиков на 2018-2020 годы». – Текст : электронный : КонсультантПлюс. – [сайт] – 2020. – URL: http://www.consultant.ru (дата обращения 15.11.2020)

5. Официальный сайт Управления Алтайского края по государственному регулированию цен и тарифов. Электронный ресурс. URL: https://www.altaitarif22.ru (дата обращения 20.11.2020)

6. Официальный сайт филиала ПАО «Россети-Сибирь» - «Алтайэнерго». Электронный ресурс. URL: https://www.rosseti.ru (дата обращения 20.11.2020)

7. Демченко С. И., Сташко В. И. Расчет плановых показателей выручки от оказания коммерческих услуг на примере АО «Алтайэнергосбыт». – Текст : электронный : [сайт] – 2020. – URL: https://www.elibrary.ru/item.asp?id=43929594 (Дата обращения 20.11.2020).

Информация об авторах

Щербак И. Ю., студент группы 8Э(з)-81, Власова Е. С. студент группы 8Э(з)-91, ФГБОУ ВО «Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова», РФ, Алтайский край, г. Барнаул.

УДК 621.31

ПРИМЕНЕНИЕ ГИБРИДНЫХ УСТАНОВОК С ВОЗОБНОВЛЯЕМЫМИ ИСТОЧНИКАМИ ЭНЕРГИИ

Леснова Альбина Викторовна, alz-77@mail.ru
Сташко Василий Иванович, diael@mail.ru

Аннотация:
В статье рассматриваются проблемы в электроэнергетики России, которые носят системный характер: продолжающийся рост морального и физического износа основного оборудования электрических сетей и станций, неоптимальная загрузка, снижение надёжности, качества и экономичности энергоснабжения, рост тарифов, и т.д. Вместе с тем, в последние годы в мире наблюдается резкий рост установленной мощности возобновляемых источников энергии (ВИЭ), и заметна тенденция их динамичного роста в доле общего производства электроэнергии. В статье рассматриваются возможности применения гибридных установок на основе ВИЭ, как перспективная возможность снижения затрат стоимости электроэнергии и повышения надежности электропотребления.

Ключевые слова: возобновляемые источники энергии, альтернативная энергия, гибридная установка.

Переход к экологически чистой и ресурсосберегающей энергетике является одним из приоритетов государственной энергетической политики Российской Федерации, что подтверждается «Энергетической стратегией России до 2035 года», утвержденной распоряжением Правительства РФ от 09 июня 2020 года № 1523-р [1].

Максимально эффективное использование природных энергетических ресурсов и потенциала энергетического сектора для стабильного роста экономики, улучшения качества жизни населения, а также содействия укреплению ее внешнеэкономических позиций - это то к чему стремятся ученые, а государство их в этом поддерживает. Регулярно проходит изучение и освоение возобновляемых источников энергии (ВИЭ).

На законодательном уровне в «Законе об электроэнергетике» от 26.03.2003 № 35-ФЗ прописаны виды ВИЭ, и самыми распространенными, которые можно применить в нашем регионе, на мой взгляд, это энергия солнца, энергия ветра, энергия вод и геотермальная энергия с использованием природных подземных теплоносителей [2].

Закон о микрогенерации был принят в конце 2019 года, и позволял гражданам и предприятиям поставлять в сеть электроэнергию с различной микрогенерации объемами до 15 кВт мощности, но только формально. Нормативный документ, закрепляющий механизм такой выдачи, был утвержден позже, в марте 2021 года.

С учетом того, что законом уже предусмотрено мелкому бизнесу и обычным гражданам продавать электричество, выработанное на их собственной установке, можно предположить что в скором времени солнечных установок на крышах домов в ближайшее время может стать заметно больше.

Если любой житель России может купить солнечную панель или ветряную установку, и установить их на крыше или участке, то он может обеспечить электроэнергией не только себя, но еще и заработать на этом. Грамотное использование местного ресурса также может пополнить личный бюджет граждан и бюджет предприятий.

Основной задачей альтернативной энергетики является стремление к экологической чистоте производства энергии и к местному (локальному) её происхождению. С точки зрения экономики это означает стремление к снижению расходов за счёт сокращения затрат на транспортировку энергии, которая составляет в регионе в среднем около 50 % стоимости тарифа на электроэнергию [3]. А также отсутствия затрат на ликвидацию ущерба от действия энергоустановки.

Существуют установки альтернативной энергии, которые используют более одного вида энергии. Они называются гибридными. Так для удаленных районов и частного сектора, открывается возможность использования ВИЭ, в том числе с помощью гибридных систем. Существуют разные возможности по обеспечению потребителей дифференцированными видами энергии.

При изучении определенного района региона и проведении качественного анализа климатических условий местности возможно обеспечить бесперебойное электропотребление предприятия или же значительно сократить издержки с теми или иными источниками энергии.

Если рассмотреть использования солнечной энергии и геотермального тепла, то летом можно покрывать электропотребление за счет солнечной энергии, а зимой - за счет глубинного тепла земли, а также накапливать энергию от данных ВИЭ, когда они доступны. Для достижения указанного уровня сервиса, когда ВИЭ недоступны или недостаточны можно использовать резервные источники энергии (установки генераторов). Использование геотермального тепла зимой может обеспечить выработку разнообразных видов энергии для организации производственной деятельности [4].

Также можно рассмотреть вариант гибридной системы, которая будет состоять из фотоэлектрической батареи и ветроэлектрической станции.

В некоторых районах приход солнечного света и наличие ветра находятся в противостоянии, например когда светит яркое солнце, обычно нет ветра, а если дует сильный ветер, то солнца нет.

Во таких случаях целесообразно использование гибридной ветросолнечной электростанции с целью улучшения режимов работы станции и обеспечения бесперебойного электроснабжения автономного объекта, уменьшения необходимой мощности установок ВИЭ (солнечной батареи, ветротурбины) и емкости аккумуляторной батареи.

Преимущества гибридных станций ощущаются при круглогодичном использовании. При этом в зимнее время основная выработка электроэнергии приходится на ветроэлектрическую установку, а летом – на солнечные фотоэлектрические модули. Солнечные и ветровые энергетические технологии, экологически чистые и доступные, вполне могут дополнить, а то и заменить, традиционные способы получения энергии, связанные с использованием автономных генераторов. Последнее реализуется посредством комбинированных (гибридных)

энергосистем, объединяющих технологии использования ВИЭ, дизельгенераторов, электронакопительных устройств, и предназначенных для использования преимущественно для энергоснабжения автономных потребителей. Подобная система открывает возможности для повышения экологической безопасности и экономии топлива двигателем внутреннего сгорания за счет обеспечения его оптимизированной работы в условиях изменяющегося графика нагрузки, напрямую связанного с потребностями в электроэнергии в различное время суток.

Выводы.

Альтернативная энергетика не может покрыть все потребности энергии предприятий и населения нашего региона. Но имеет важные преимущества, а именно:

- альтернативная энергетика не препятствует предпочтительным для предгорий Алтая видам деятельности таким, как туризм и сельское хозяйстве, так как не нарушает экологию региона;
- это дополнительные мощности, которые могут помочь вновь создаваемым предприятиям и строящимся объектам жилого фонда не нагружать дополнительно центральную сеть;
- при тщательном анализе и правильном подходе альтернативная энергетика может является доходной частью бюджета. При этом создаст конкуренцию централизованному энергоснабжению;
- локальность производства энергии позволяет выйти за пределы населённых пунктов и приступить к освоению отдаленных территорий, которые были когда-то брошены.

Список используемой литературы

1. Воронин, Г. П. Энергетическая стратегия России на период до 2035 года / Г. П. Воронин // Стандарты и качество. – 2020. – № 11. – С. 1.

2. Винокурова, А. Е. Понимание и соотношение терминов «энергетические ресурсы», «природные ресурсы», «минеральные ресурсы» и «полезные ископаемые» национальном и зарубежном праве / А. Е. Винокурова // Научное обозрение. Серия 1: Экономика и право. – 2020. – № 1-2. – С. 261-273. – DOI 10.26653/2076-4650-2020-1-2-21.

3. Альтернативная энергетика на Алтае: возможности и перспективы. [Электронный ресурс] / Юрий Хроменко // Экологическая сеть «ЭКОДЕЛО» – URL: https://ecodelo.org/rossiyskaya_federaciya/sibirskiy_fo/altayskiy_kray/37877-alternativnaya_energetika_na_altae_vozmozhn (дата обращения: 10.05.2021).

4. Осадчий, Г. Б. Источники энергии для комбинированных систем энергоснабжения / Г. Б. Осадчий // Сантехника, Отопление, Кондиционирование. – 2013. – № 12(144). – С. 86-91.

Информация об авторах

Леснов А. В., студент группы 8Э(з)-91, Сташко В. И. – к.т.н., доцент, ФГБОУ ВО «Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова», РФ, Алтайский край, г. Барнаул.

УДК 621.31

УПРАВЛЕНИЕ СПРОСОМ НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ КАК СПОСОБ ЭКОНОМИИ ЗАТРАТ

Леснова Альбина Викторовна, alz-77@mail.ru
Сташко Василий Иванович, diael@mail.ru

Аннотация:
В настоящей статье рассмотрено развитие электроэнергетики в современных условиях, которое предусматривает повышенное внимание к электроснабжению со стороны потребителей электроэнергии. Приведен анализ проектов в области повышения энергоэффективности и управления спросом на электропотребление. Рассмотрены новые тенденции в электроэнергетике, связанные с появлением цифровых интервальных счетчиков электроэнергии, развитием телекоммуникаций и «интеллектуальных сетей». В статье описаны преимущества от внедрения механизмов управления спросом, сделаны выводы о том, каким образом механизмы управления спросом могут быть применены в различных сегментах электроэнергетического рынка и использованы для решения ряда задач.

Ключевые слова: энергоменеджмент, активный потребитель, распределённая генерация, управление спросом.

Вопросы энергосбережения и повышения энергоэффективности в последние годы становятся актуальными для потребителя электроэнергии (мощности) всех категорий, как для промышленных предприятий, так и для организаций бюджетной сферы. Интерес к теме проявляется и со стороны государства, и со стороны собственников предприятий, заинтересованных в повышении эффективности своего производства.

Одним их таких способов является управление спросом на электроэнергию. Это новый инструмент, который позволяет потребителям розничного рынка сократить затраты на приобретение электроэнергии и заработать дополнительные денежные средства за счет изменения потребления электроэнергии (мощности) относительно их нормального профиля нагрузки.

Инициаторами проекта выступили Министерство энергетики Российской Федерации и Системный оператор оптового рынка (АО «СО ЕЭС») изложив основы пилотного проекта в Постановлении Правительства Российской Федерации от 20.03.2019 №287. Проект стартовал в июне 2019 и продлен до конца 2021 года.

Основной целью управления спросом на электроэнергию является уменьшение пиковой нагрузки в энергосистеме, необходимое как для снижения цен на рынке электроэнергии, так и для предотвращения избыточного капиталоёмкого строительства пиковых электростанций и электрических сетей, противоаварийное управление энергосистемой и интеграция возобновляемых источников энергии [1].

С помощью управления спросом возможно снижать цены на электроэнергию на оптовом рынке, что, в свою очередь, повлечет за собой снижение цен на розничном рынке для конечных потребителей. Данный механизм получил широкое признание как средство обеспечения надёжности энергоснабжения, интеграции возобновляемых источников энергии, повышения конкуренции на рынке электроэнергии и расширения возможностей потребителей [2].

Хотя для потенциального участия в управлении спросом установка дополнительного оборудования на стороне потребителя не требуется, стоит отметить, что, в целях управления спросом максимальному эффекту может поспособствовать внедрение на стороне потребителя установок альтернативной энергии (возобновляемых источников энергии). А также возможен вариант внедрение таких инновационных цифровых технологий как системы энергоменеджмента зданий.

Под энергетическим менеджментом понимают систему управления на предприятии, главной задачей которой является оптимизация расходов на энергоснабжение. Для достижения этой цели разрабатывают и внедряют инновационные управленческие решения, более эффективные производственно-технологические процедуры и вспомогательные процессы.

Энергоменеджмент на предприятии это не модная тенденция сегодняшнего дня, это отход от традиционного представления, что повышение энергоэффективности лишь техническая проблема, требующая только внедрения новых энергосберегающих технологий. Энергосбережение и энергоэффективность на предприятии это комплексная задача, большая роль в решении которой отводится методам и способам управления.

Возможность управлять спросом и стремление уменьшить расход ресурсов и сберечь энергию, используя ее максимально эффективно, является одним из основных поводов для внедрения системы энергоменеджмента. Повышение цен на электроэнергию, увеличение объема потребляемой энергии, и строгие требования законодательства в сфере энергосбережения усложняют регулирование сектора энергоснабжения и увеличивают издержки.

В свою очередь существуют примеры управления спросом на электроэнергию, которые включают в себя повышение установки термостата, чтобы кондиционеры запускались реже, замедление или остановка производственного цикла в промышленности, снижение интенсивности или отключение освещения — то есть любое прямое действие, направленное на снижение нагрузки в качестве реакции на повышение цены или на сигнал от системного оператора. Стоит отметить то, что управление спросом не включает в себя изменение энергопотребления, обусловленное нормальной операционной деятельностью. Например, в большинстве случаев снижение потребления электроэнергии предприятием в выходные и праздничные дни не рассматривается в качестве управления спросом.

Таким образом, преимущества от внедрения механизмов управления спросом могут быть представлены в виде устранённых затрат на мощность, электроэнергию и других выгод, связанных с повышением гибкости управления энергосистемой.

В то время как под управлением спросом на электроэнергию понимают, в основном, смещение потребления с пиковых периодов на внепиковые, энергоэффективность предполагает постоянное снижение потребления электроэнергии за счёт внедрения более эффективного потребляющего оборудования или более эффективного управления существующим оборудованием при сохранении требуемой функциональности. Таким образом, мероприятия по энергоэффективности в зависимости от времени использования энергоэффективного оборудования могут снижать пиковое потребление.

Управление спросом может оказывать влияние на совокупное потребление энергии. Считается, что управление спросом скорее обеспечивает некоторое снижение общего объёма потребления или не оказывает на него влияния. Однако некоторые программы управления спросом могут увеличить потребление во внепиковые часы и, в отдельных случаях, увеличить общее потребление электроэнергии, при этом такой рост потребления может быть оправдан с экономической точки зрения за счёт меньшей стоимости внепиковой электроэнергии [3]. Повышение эффективности энергосбережения — это цикличный процесс, требующий последовательности, координации и четкого планирования. Для решения этой задачи необходимо организовать продуманную структуру управления и механизмов поощрения за рациональный расход топлива и электроэнергии. Стоит отметить что, в России ряд работающих промышленных предприятий сохранилось еще с советских времен. Многие из них переоборудовались под выпуск новой продукции, однако в большинстве случаев эти предприятия имеют повышенные затраты на электрическую энергию, так как на этапе их проектирования не было заложено эффективных энергосберегающих мероприятий. Управление спросом на электроэнергию как способ энергоэффективности и энергосбережения на предприятии – прекрасная реально осуществимая идея, но требует грамотного подхода.

Механизмы управления спросом могут быть применены в различных сегментах электроэнергетического рынка и использованы для решения ряда задач, таких как:

- снижение цены на «рынке на сутки вперед» за счет снижения спроса в пиковые часы;
- снижение спроса на мощность на конкурентном отборе мощности;
- снижение потребности в строительстве и модернизации генерации;
- снижение потребности в инвестициях в распределительных сетях.

Список используемой литературы

1. Ши, Ч. Мировые тренды в управлении спросом на электроэнергию / Ч. Ши, И. Н. Нехороших // Актуальные проблемы развития социально- экономических систем: теория и практика : сборник научных статей 9-й Международной научно-практической конференции, Курск, 31 мая 2019 года / Юго-Западный государственный университет. – Курск: Юго-Западный государственный университет, 2019. – С. 238-242.

2. Воронцов, Д. А. Концепция «demand response» (управление спросом на электроэнергию) на рынках электроэнергии / Д. А. Воронцов // Инновационная экономика. – 2018. – № 4(17). – С. 3.

3. Бык, Ф. Л. Развитие распределенной энергетики и повышение эффективности электрической сети / Ф. Л. Бык, Л. С. Мышкина // Бизнес. Образование. Право. – 2019. – № 4(49). – С. 134-138. – DOI 10.25683/VOLBI.2019.49.421.

Информация об авторах

Леснов А. В., студент группы 8Э(з)-91, Сташко В. И. – к.т.н., доцент, ФГБОУ ВО «Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова», РФ, Алтайский край, г. Барнаул.

УДК 621.31

СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ЦИФРОВОЙ ПОДСТАНЦИЕЙ

Козлов Денис Игоревич, kanaqw@gmail.com
Грибанов Алексей Александрович, diread@mail.ru

Аннотация:
Проблема введения современных тенденций в сфере энергетики Алтайского края, в следствие своей практически постоянной актуальности, требует значительных и решительных мер, особенно в сфере энергоэффективности. Трансформаторные подстанции являются важным звеном в решении этой проблемы, поскольку большинство подстанций края использует оборудование, устаревшее еще 10 лет назад, что приводит к неэффективному распределению электроэнергии к потребителям. Засилье устаревшего оборудования является следствием плохого финансирования, а также малое количество кадров, компетентных как для построения цифровой системы мониторинга и контроля с применением последних технологий, так и для её сервисного обслуживания, которое является не менее дорогим занятием, чем проектирование АСУ. Решение всех этих проблем требует серьезного подхода к проектированию и планированию данных систем. В данной статье приводится описание разработанной системы автоматического управления подстанцией, которая может быть использована при дальнейшей разработке проектов по цифровизации сферы энергетики Алтайского края.

Ключевые слова: Автоматическая система, цифровая подстанция, программируемый логический контроллер, SCADA

При анализе работы стандартной подстанции, можно выявить 5 необходимых точек наблюдения и контроля. Каждая из этих точек, расположенная на линии, может быть снабжена датчиками измерений тока и напряжения, а также фиксацией резких колебаний данных значений. Эти датчики возвращают сигнал на прибор центрального управления, который отвечает за контроль отключения конкретного участка. В цифровой подстанции типичными приборами являются: оптические трансформаторы тока и напряжения, многофункциональные приборы измерения и учёта, станционная шина и шина процесса, синхронизирующие системы, а также системы отображения и управления подстанцией. Для передачи данных, которая осуществляется по единому стандартному протоколу обмена информацией (МЭК 61850) используются оптоволоконные кабели, которые гораздо дешевле и быстрее медных [1]. Если рассматривать подробнее структуру цифровой подстанции, выполненную в соответствии со стандартом МЭК 61850, то можно выделить три уровня (рисунок 1):

- полевой уровень (уровень процесса). Состоит из первичных датчиков для сбора дискретной информации и передачи команд управления на коммутационные аппараты, а также из датчиков для сбора аналоговой информации (цифровые трансформаторы тока и напряжения);
- уровень присоединения. Состоит из интеллектуальных электронных устройств для управления и мониторинга (контроллеры присоединения, многофункциональные измерительные приборы, счётчики АСКУЭ, системы мониторинга трансформаторного оборудования и т. д.). Также на этом уровне

применяются терминалы релейной защиты и локальной противоаварийной автоматики;

- станционный уровень. Состоит из серверов верхнего уровня (сервер базы данных, сервер SCADA, сервер телемеханики, сервер сбора и передачи технологической информации и т. д., концентратор данных), а также АРМ персонала подстанции.

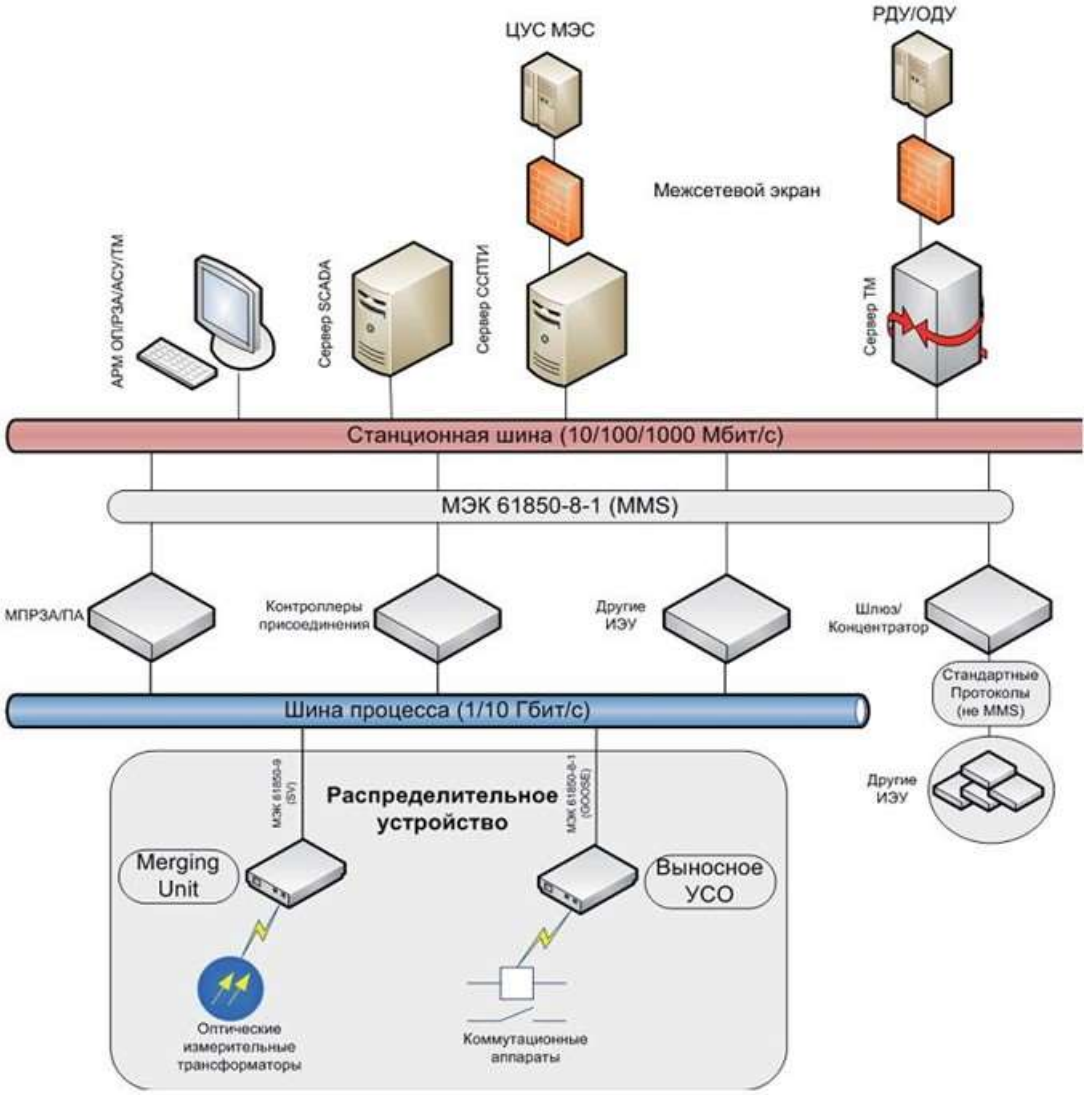


Рисунок 1 – Структура цифровой подстанции [2]

Одна из главных задач на пути к цифровизации подстанций — создание необходимого комплекса вторичного оборудования, которые поддерживают цифровые протоколы сейчас решена. Тем не менее, существует еще ряд задач, без решения которых переход в «цифровизацию» во вторичных системах не может быть осуществлен, например:

- обеспечение функциональной совместимости устройств разных производителей;
- повышение надежности передачи данных по цифровым сетям;
- достижение достаточной скорости передачи данных;

- наличие нормативной базы, соответствующей технологии;
- решение вопроса проектирования.

Последняя задача является наиболее важной, поскольку при неправильном первоначальном проектировании, подстанция может стать ограниченной в развитии своих технологий или же вообще стать опасной. Проектирование современной цифровой подстанции должно учитывать в себе различные факторы, как с технической точки зрения, так и с экономической, а также с точки зрения безопасности. Описанная ниже система является по большей части абстракцией, нежели конкретным проектом, который возможно применить. Каждая спроектированная цифровая подстанция должна учитывать большое количество мелких факторов, которые, к сожалению, невозможно предугадать. Однако, данная абстракция позволит применить следующий проект как базис для последующей разработки и дать необходимый первый шаг в данном направлении.

Для разработки будет применен выключатель-разъединитель с волоконно-оптическим датчиком тока, который использует фазовый сдвиг оптической волны света, который пропорционален первичному току, для получения обратной связи. Применение такой системы также позволит убрать трансформатор тока из системы, а также значительно сократит количество необходимых кабелей, и применить передачу сигнала через Ethernet. Также, у нас будет отсутствовать риск искажения из-за насыщения и не будет необходимости принимать специальные требования для конструкции магнитопроводов. Данная система будет передавать информацию через устройства сопряжения в ИЭУ (интеллектуальные электронные устройства) защиты и управления, после чего эту информацию получает шлюз, который отправляет его в человеко-машинный интерфейс, который расположен на месте оператора и наблюдателей. Передача информации будет осуществляться по стандарту MPLS-TP, поскольку нам важна большая скорость реакции и возможность свободно расширяться, что данный стандарт позволяет.

Терминалы защиты и управления должны поддерживать аналоговые значения в соответствии с установленными значениями, а также иметь возможность получать все токи в цифровом виде от устройств сопряжения. Такую задачу могут выполнять как уже готовые терминалы с использованием печатных плат, так и программируемые логические контроллеры. Такие устройства будут передавать данные от всей сети в SCADA-систему. Модульная платформа ПЛК позволяет выбирать оптимальное решение в соответствии с конкретными требованиями. Расширение функций и аппаратной платформы могут быть выполнены за счет абстракции, например при создании класса, который имеет функции модуля ввода мы можем использовать экземпляры этого класса при создании дополнительных блоков ввода без повторения кода и с наличием всех тех же функций и параметров.

Программа будет использовать 3 режима работы — работа, ожидание, авария. Каждый модуль может работать в этих трех режимах. Эти режимы должны затрагивать все операционные (в управлении диспетчера) и неоперационные (в ведении диспетчера) функции подстанции. Операционными функциями будут являться [3]:

- поддержка процесса оперативных переключений с контролем выполнения промежуточных операций, поддержка ввода/вывода оборудования в ремонт и в работу по соответствующим алгоритмам, проверки бланков переключений, составленных оперативным персоналом, перед производством сложных переключений при изменении состояния эксплуатации или режима работы оборудования, поддержка уровней параметров напряжения.

- выполнение указаний диспетчера на изменение состояний эксплуатации, и переключения оборудования с помощью телеуправления.

- подготовка технологических режимов для вывода оборудования в ремонт.

- управления средствами автоматической частотной разгрузки (устройствами частотного автоматического повторного отключения) и системой автоматического ограничения напряжения.

- возможность временных отключений потребителей с помощью команды диспетчера [3].

Неоперационными функциями же будут являться:

- поддержка формирования заявок на вывод из работы ЛЭП или оборудования, поддержка разработки и изменения схем подстанции, общих схем сети, схем исполнительных устройств. Поддержка оперативного наблюдения за изменением энергоэффективности потребителей, организации сбора информации по учету электроэнергии и координации ремонтных работ на ЛЭП и оборудовании;

- сбор и анализ информации срабатывания защит;

- контроль состояния рабочего оборудования, заданного объема инструментов автоматической частотной разгрузки, правильности работы релейной защиты и автоматики;

- запись информации всех технологических отключений, оперативных переговоров, расчетов по местам повреждений и прочего на защищенный от удаления участок памяти;

- мониторинг состояний основной электрической сети, технологических отключений, повреждаемости оборудования, качества электроэнергии и анализ причин отклонения от заданных значений.

Также от системы требуются функции взаимодействия с электростанциями и крупными потребителями, а именно:

- анализ электрических режимов, эксплуатационного обслуживания релейной защиты и автоматики в соответствии с документацией;

- мониторинг эксплуатации и функционирования устройств автоматики и защиты;

- коммерческий учет электроэнергии, включая контроль качества электроэнергии;

- осуществление замеров для управления режимами работы объектов [3].

При условии соблюдении всех этих факторов при построении современной подстанции можно наблюдать следующие выводы:

- при создании цифровой подстанции общими целями будут являться: экономические и эксплуатационные, модернизации и безопасности, а также будут решаться задачи по унификации применения оборудования различных производителей;

- принципы архитектуры цифровой подстанции основываются на иерархии с выделением трех уровней — низкого, среднего и высокого. Эти уровни определяются пятью базисами — надежностью, безопасностью, единством измерений, унификацией и сохранением вложений;

- структура функций цифровой подстанции с разделением локальных задач в низком уровне и глобальных в высоком обеспечит поддержку основных функций подразделений сетевых компаний, выполняемых в процессе управления эксплуатации сетей;

- преобразование решения системных автоматизируемых задач и передача их на уровень цифровой подстанции позволяет решать в распределенном режиме частные результаты обработки, расчетов и анализа и передачу в ЦУС;

- создание функциональной координирующей подсистемы в составе автоматической системы управления цифровой подстанции позволяет реализовать дополнительные функции аналитики, например, те, что направлены на повышение безопасности выполнения запланированных переключений в сети и др.;

- цифровая подстанция позволит вводить информацию цифровым измерительным трансформаторам и другого оборудования в цифровой форме, а передача команд управления от устройств релейной защиты и автоматики выполняется через стандарты на основе протоколов IEC 61850 на соответствующее оборудование.

Список используемой литературы

1. Добрынин, Е. В. Цифровая подстанция. Метод реализации / Е. В. Добрынин, И. А. Ефремова // Вестник транспорта Поволжья. – 2020. – № 1(79). – С. 16-22.

2. Цифровая подстанция. Подходы к реализации / А. Данилин, Т. Горелик, О. Кириенко, Н. Дони // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2012. – № 3(12). – С. 96-99.

3. Хлебцов, А. П. Тенденции и перспективы развития информационно-измерительных систем диагностики цифровых подстанций / А. П. Хлебцов, А. Н. Шилин // Энерго- и ресурсосбережение: промышленность и транспорт. – 2018. – № 2(23). – С. 31-36.

4. Чичев, С. И. Методология проектирования цифровой подстанции в формате новых технологий / С. И. Чичев, В. Ф. Калинин, Е. И. Глинкин. – Москва: Издательский дом «Спектр», 2014. – 228 с. – Текст: непосредственный.

5. Гуревич, В. И. Микропроцессорные реле защиты: новые перспективы или новые проблемы? / В. И. Гуревич // Пром. энергетика. – 2006. – № 3, 4. – Текст: непосредственный.

Информация об авторах

Козлов Д. И. – студент группы 8Э(з)-91, Грибанов А. А. – к. т. н., доцент, ФГБОУ ВО «Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова», РФ, Алтайский край, г. Барнаул.

УДК 621.31

ВВЕДЕНИЕ ОГРАНИЧЕНИЯ РЕЖИМА ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ОТНОШЕНИИ СОЦИАЛЬНО-ЗНАЧИМЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ

Югатов Владимир Анатольевич, snikill@yandex.ru
Сташко Василий Иванович, diael@mail.ru

Аннотация:
В статье рассматриваются проблемы, связанные с потреблением электроэнергии, в частности речь идет о том, что оплата за электроэнергию производится постфактум, и, в результате, высока вероятность образования просроченной дебиторской задолженности в энергосбытовых компаниях. Наиболее жестким методом влияния на неплательщика является введение ограничения режима потребления электроэнергии. Вместе с тем, в статье указывается, что для определенных потребителей, ограничение режима потребления может привести к экономическим, экологическим или социальным последствиям, соответственно, для этих потребителей действуют специальные процедуры отключения электроэнергии. В статье рассматриваются случаи, когда энергосбытовая компания инициирует сначала ограничение поставок электроэнергии до уровня технологической брони, затем и до уровня аварийной брони, и далее производит полное отключение электроэнергии.

Ключевые слова: отключение электроэнергии, социально-значимая организация, дебиторская задолженность, технологическая и аварийная броня.

Электроэнергетика – это жизнеобразующая отрасль современного мира, бесперебойная работа которой обеспечивает не только осуществление всех бизнес-процессов, но и выполнение государством своих функций и формирование комфортной жизни населения. Прекращение подачи электроэнергии связано не только с большим числом технологических особенностей, но и с последующими экономическими, экологическими или социальными рисками.

Электроэнергия является специфическим товаром, поскольку в значительных объемах не подлежит накоплению или складированию, то процесс ее производства и потребления становятся взаимосвязанными и неразрывными. В связи с этим, на рынке электроэнергии покупка всегда идет одновременно с продажей, а оплата – постфактум, поэтому имеет место риск неплатежей – и, как следствие, для энергосбытовой компании – рост дебиторской задолженности [1].

Энергосбытовая компания использует различные методы работы с должниками, крайним из которых является частичное или полное прекращение поставок электроэнергии. Постановление Правительства РФ от 04.05.2012 №442 (далее Постановление) регламентирует правила полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии. Для ряда потребителей (перечень закреплен в Постановлении), изменения в электроснабжении которых могут привезти к экономическим, экологическим или социальным последствиям (например, государственные органы, воинские части, федеральные ядерные центры, объекты водоснабжения и канализации), действует специальная процедура введения ограничения [2].

Перечень особо важных объектов электроснабжения каждого региона утверждается высшим должностным лицом субъекта Российской Федерации на основании обращений потребителей, непосредственно относящихся к категориям социально-значимых, а также энергосбытовых и сетевых организаций. На практике большая часть обращений происходит от сетевых и сбытовых компаний, располагающими сведениями об относимости потребителя к «значимым», а потребители неправомерно игнорируют свою обязанность по направлению обращения.

Если ранее, на законодательном уровне существовал запрет на полное отключение социально-значимых потребителей, то с 2016 г. их отключение возможно. По факту возникновения задолженности перед энергосбытовой компанией, в течение двух месяцев потребитель-должник обязан предоставить банковскую или, по согласованию с сетевой компанией, государственную или муниципальную гарантии, либо поручительство третьих лиц.

Применение банковской гарантии, как метода снижения просроченной задолженности для энергосбытовых компаний не является приоритетным, так как банки неохотно выдают гарантий предприятиям-должникам. Если потребитель все же смог предоставить банковскую гарантию, в дальнейшем для получения возмещения от гаранта энергосбытовой компании необходимо предоставить последнему документ, свидетельствующий о признании потребителем задолженности перед сетевой компанией. То есть необходимо предоставление соглашения, акта-сверки взаимных расчётов, письма, подписанного уполномоченным лицом потребителя, или иного документа, содержащего явно выраженное согласие потребителя с фактом наличия просроченной задолженности, что на практике получить не получается. Небанковские гарантии являются менее надежными и требуют тщательной оценки платежеспособности гаранта, так как в государственном или муниципальном бюджете могут отсутствовать средства на исполнение гарантий, а возможности исполнения гарантийных обязательств прочих юридических и физических лиц зависят от их финансовой устойчивости [3].

Параллельно с запросом банковской гарантии, энергосбытовая компания фиксирует наличие основания для введения ограничения электроснабжения и направляет потребителю соответствующе уведомление. В целях устранения процедурных барьеров в последующих редакциях Постановления было исключено уведомление потребителя на каждом этапе ограничения электроснабжения. На сегодняшний день уведомление осуществляется однократно и содержит исчерпывающую информацию о предстоящем ограничении и его этапах. Одновременно энергосбытовая компания уведомляет о введении ограничения сетевую компанию, уполномоченный орган субъекта РФ и федеральный орган исполнительной власти по делам гражданской обороны и чрезвычайным ситуациям.

Если потребителем-должником в не будет погашена задолженность, то сетевая компания со своих объектов электросетевого хозяйства обязана ввести частичное ограничение в срок и до уровня технологической брони (минимальный размер электрической энергии, необходимый для того, чтобы не нарушить технологический процесс потребителя), указанных в уведомлении. Если потребитель до даты, указанной в уведомлении, вновь не произведет платеж, то сетевая

компания производит частичное ограничение до уровня аварийной брони (минимальный уровень энергопотребления для обеспечения безопасности объекта). В случае наличия у потребителя акта согласования брони без указания в нем уровня технологической брони, сразу происходит ограничение до уровня аварийной брони в срок не ранее 10 дней с момента уведомления потребителя. При соответствующего ограничения исполнитель отключения составляет акт, а потребитель обязан самостоятельно ограничить свое потребление до уровня, указанного в уведомлении.

В ситуациях, когда у потребителя имеется акт согласования брони, в котором указана величина технологической брони, но не указана величина аварийной брони, либо полностью отсутствует акт согласования брони, то единственной мерой воздействия на должника становится полное ограничение электроснабжения, вводимое только после подготовки потребителя к полному ограничению режима потребления.

Несмотря на то, что законодательно разрешается полное отключение социально-значимых организаций от электроснабжения, на практике применение такой меры весьма сомнительно, так как допускается только при устранении потребителем возможности наступления неблагоприятных последствий. «Неотключаемые» потребители для выполнения указанного условия должны производить подготовительные мероприятия, что влечет за собой дополнительные расходы, средств на которые в организации чаще всего не имеется.

С экономической точки зрения, полное отключение электрической энергии приведет к недополучению доходов компанией-должником или наоборот осуществлению незапланированных расходов. Именно угроза наступления таких последствий стимулирует потребителей к погашению задолженности. С другой стороны, для энергосбытовых и энергогенерирующих компаний ограничение режима потребления также сводится к недополученным доходам, связанным с необходимостью снижения загрузки генерирующих мощностей, недополучением тарифных средств, сокращением объемов финансирования инвестиционных программ [4].

Учитывая государственную и общественную важность «неотключаемых» потребителей, их просроченная дебиторская задолженность находится на контроле у руководителей энергосбытовых компаний. Положительный эффект на поступление платежей оказывают встречи на уровне первых руководителей. Однако, практика работы с социально-значимыми потребителями показала, что взимание задолженности с такой категории потребителей происходит наиболее эффективно в судебном порядке.

Как отдельную категорию «неотключаемых» потребителей электроэнергии необходимо выделить компании, обслуживающие объекты теплоснабжения. Несмотря на большие объемы просроченной дебиторской задолженности, отключение таких организаций законодательно допустимо только вне отопительного сезона, что эффективно используется на практике. Чаще всего должниками являются либо крупные копании, имеющие свои производственные помещения, либо небольшие в форме Общества с ограниченной ответственностью или

индивидуальные предприниматели, арендующие производственные помещения у муниципальных образований.

Работа по взысканию просроченной дебиторской задолженности с такими потребителями эффективно происходит через суд. Крупные компании обычно производят оплату по исполнительному листу перед началом следующего отопительного сезона, небольшие организации либо аналогично производят оплату из собственных средств, либо за них оплачивает муниципальное образование. Для энергосбытовых компаний эффективным методом получения задолженности оказалось заключение с муниципальным образованием, владеющем производственным помещением, контракта о их обязанности погасить за арендатора просроченную задолженность, признанную судом.

Список литературы:

1. Втюрина, Я. П. Проблема дебиторской задолженности в энергосбытовых организациях / Я. П. Втюрина // Производственный менеджмент: теория, методология, практика : Сборник материалов I Международной научно-практической конференции, Новосибирск, 14 ноября 2014 года. – Новосибирск: Новосибирский государственный технический университет, 2014. – С. 73-77.

2. Постановление Правительства РФ от 04.05.2012 №442 (ред. от 12.07.2021) «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии» (вместе с «Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии», «Правилами полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии») // [Электронный ресурс]: Документ опубликован не был. Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс».

3. Акимов Л. Ю. Совершенствование правовых механизмов обеспечения своевременной оплаты потребителями энергетических ресурсов поставленной энергии // Правовой энергетический форум. – 2016. – № 1. – С. 13-17

4. Символоков, О. А. Ответственность за нарушение договорных обязательств в сфере электроэнергетики / О. А. Символоков // Журнал российского права. – 2018. – № 5(257). – С. 63-74. – DOI 10.12737/art_2018_5_7.

Информация об авторах

Югатов В. А., студент группы 8Э(з)-91, Сташко В. И. – к.т.н., доцент, ФГБОУ ВО «Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова», РФ, Алтайский край, г. Барнаул.

УДК 621.31

МЕТОДЫ РАБОТЫ С ДЕБИТОРСКОЙ ЗАДОЛЖЕННОСТЬЮ ЮРИДИЧЕСКИХ ЛИЦ В ЭНЕРГОСБЫТОВЫХ КОМПАНИЯХ

Югатов Владимир Анатольевич, snikill@yandex.ru
Сташко Василий Иванович, diael@mail.ru

Аннотация:
В данной статье рассматривается специфика деятельности энергосбытовых компаний, в частности, порядок оплаты поставок электроэнергии на сегодняшний день, когда вначале клиент потребляет электроэнергию, а затем оплачивает ее. Соответственно, в работе энергосбытовой компании появляется большой объема дебиторской задолженности, являющийся ее специфической чертой, своевременность и полнота поступлений которой определяет финансовую устойчивость компании. В статье описан систематический и своевременный анализ состояния дебиторской задолженности, который позволяет минимизировать риски образования просроченных и безнадежных долгов. В статье представлены методы недопущения задолженности при работе с потребителями, такие как экономические и судебные, практика применения которых значительно отличается в зависимости от конкретного клиента.

Ключевые слова: электроэнергия, энергоснабжающая компания, дебиторская задолженность**,** методы управления.

Специфику энергосбытовых компаний, как предприятий торговли, определяет дебиторская задолженность, составляющая основную часть их активов. Дебиторская задолженность энергосбытовой компании – состоит из суммы долгов, причитающейся ей от юридических или физических лиц, пользующихся электроэнергией. Таким образом, управление дебиторской задолженностью направлено на ускорение платежей со стороны клиентов и недопущение (снижение) просроченной дебиторской задолженности, что в совокупности определяет финансовую устойчивость компании [1].

Рассмотрим работу с дебиторской задолженностью с категорией потребителей, владеющих или использующих нежилые помещения в коммерческих целях, то есть это индивидуальные предприниматели, юридические лица и физические лица (далее потребители). Работа с такими потребителями электроэнергии является полностью законодательно регламентированной и отлаженной, ее можно разделить на четыре этапа: заключение договора, работа с потребителем, проведение досудебных процедур, исковая работа.

Этап подписания договоров с потребителями является очень важным, так как он определяет структуру потребителей энергосбытовой компании. Так, чем выше доля электропотребления социально значимых организаций, например, бюджетные и коммунальные организации, опасные промышленные производства, армия и т.п., и физических лиц, тем выше риски образования просрочки платежа и сложнее процедура взыскания. Однако, так как энергосбытовая компания является гарантирующем поставщиком, то обязана заключать договор с любым потребителем, обратившимся к ней, даже неплатежеспособным.

Методы управления просроченной дебиторской задолженностью можно разделить на три направления: психологические и экономические (применяются на этапах работы с потребителем и проведения досудебных процедур), юридические (применяются на этапе исковой работы).

Наиболее гуманным методом, по предупреждению и взысканию дебиторской задолженности являются психологические методы посредством информирования потребителей (письма, звонки, sms-оповещение, информация на сайте компании). На практике достаточно эффективным методом оказался ежемесячный обзвон сотрудником энергосбытовой компании каждого клиента, допустившего просрочку хотя бы на один день. Согласно исследованию, проведенному Герасимовым Г. В. и Бычихиной И. В., зачастую неоплата за пользование электроэнергией, происходит по неграмотности потребителей: отсутствует восприятия электроэнергии как товара, менталитет клиента (низкая правовая культура, необязательность людей), а также непонятные для потребителей расчеты квитанций, вызванные постоянным изменением тарифов, приводят к несогласию с начисленной суммой и соответственно к отказу от ее оплаты [2]. Проведение обзвона клиентов достаточно ресурсозатратно, однако существенно снижает риск увеличения сроков неоплаты просроченной дебиторской задолженности по 60% клиентов.

Направление досудебной претензии, включающей информацию о задолженности и, в случае неоплаты ее потребителем, обращения энергосбытовой компании в суд, проводится путем направления электронного письма, письма на бумажном носителе, факсом, а также путем выезда специалиста компании к потребителю. Важным моментом является подтверждение факта вручения претензии должнику, необходимого при дальнейшем обращении в суд. Скорость проведения досудебной работы напрямую влияет на время поступления задолженности, так как эффективна для необязательных потребителей.

Направление досудебной претензии в электронном виде или факсом является наименее финансово затратным и наиболее быстрым способом для энергосбытовой компании. Однако, на практике, небольшие потребители не имеют факса, и зачастую не просматривают своевременно свою электронную почту, что затрудняет процесс оперативного информирования. На направление досудебной претензии другими способами энергосбытовой компании необходимо выделение дополнительных денежных средств (покупка конвертов, оплата курьерских услуг, оплата бензина и др.), кроме того время такого оповещения откладывается в среднем на 10-14 дней.

Таким образом, в недопущении и снижении уровня дебиторской задолженности важную роль играет специалист по работе с юридическими лицами, который напрямую взаимодействуют с контрагентами. С установленной периодичностью специалист должен анализировать дебиторскую задолженность по персональному списку контрагентов, срокам образования и размерам, контролировать расчеты по отсроченной или просроченной задолженности, определять приемы и способы ускорения востребования долгов и уменьшения безнадежных долгов. [3]

Положительный эффект на сокращение просроченной дебиторской задолженности оказывают встречи на уровне первых руководителей. Данный способ психологического воздействия проводится не только с целью погашения

задолженности, а также для установления личных связей между представителями энергосбытовой компании и должника, что в дальнейшем приведет к улучшению платежной дисциплины.

К психологическим методам относится поощрение плательщиков, соблюдающих договорные обязательства, в форме участия в различных конкурсах и фестивалях, организованных энергосбытовыми компаниями. Например, Группа «Интер РАО» ежегодно проводит среди клиентов конкурс «Золотая опора», выявляя потребителей не только наиболее надежных по оплате, но и которые внедряли передовые энергоэффективные технологии, устанавливали современные системы учета и контроля энергопотребления.

Многие энергосбытовые компании сами участвуют во Всероссийском Фестивале #ВместеЯрче, направленного на формирование у потребителей бережного отношения к электропотреблению, что также является методом предупреждения возникновения просроченной задолженности.

Основным экономическим методом сокращения размеров просроченной дебиторской задолженности является начисление пени за несвоевременное выполнение обязательств по оплате электроэнергии. Данное мероприятие позволяет улучшить платежную дисциплину и возместить убытки, понесенные сетевыми компаниями за время отсутствия платежей. Начисление пени четко регулируется действующем законодательством, однако, на практике, потребители отказываются оплачивать пеню, погасив основной долг, не признавая права сетевой компании на ее начисление, либо ссылаясь на некорректность расчета пени, таким образом, погашение задолженности по пени в 70 % случает происходит в судебном порядке.

Еще одним инструментом управления просроченной дебиторской задолженностью является ее реструктуризация – это предоставление потребителю-должнику определенного временного периода (на практике 6 месяцев), в рамках которого, ежемесячно фиксированными суммами, абонент обязуется постепенно оплачивать свой долг. Потребителю реструктуризация долга позволяет либо наладить бизнес процесс и рассчитаться с долгом за электроэнергиию, либо является отсрочкой для взыскания задолженности через суд. Для сетевой компании применение реструктуризации позволяет сократить сроки погашения просроченной задолженности, в сравнении с взысканием через суд, также данный механизм является социальным показателем клиенто-ориентированности компании.

Несмотря на положительный эффект реструктуризации, за счет индивидуального подхода к каждому клиенту, как показывает практика, колебания в сроках погашения задолженности на одну и ту же сумму у разных потребителей снижает эффективность использования данного метода. Примерно в 30 % случаях заключенных гарантийных соглашений, условия соглашения не исполняются неплательщиками. В 10 % случаев - неоплата по соглашению наступает уже в первый месяц. Для таких абонентов энергосбытовые компании ограничивают поставку электроэнергии или подают в суд, чаще всего, это происходит одновременно.

Взаимозачет, как метод снижения дебиторской задолженности, осуществляемый зачетом взаимных требований энергосбытовой компании и потребителя должника, применяется нечасто, так как должен быть обязательно однородным.

Взаимозачет возможен только для лиц, являющихся по отношению друг к другу одновременно и должниками, и кредиторами, то есть только для тех потребителей, которые помимо основной деятельности, занимаются генерацией электроэнергии и продают ее сетевой компании.

На сегодняшний день, ввиду наличия большой просроченной дебиторской задолженности, сетевые компании активизируют нетрадиционные для своей отрасли подходы к работе с должниками, таким методом является продажа долга. Продажу просроченной дебиторской задолженности сетевые компании проводят в форме цессии индивидуально по каждому контрагенту-должнику, по отдельным должникам возможно установление дисконта или уступка права требования только части долга. Так, АО «Алтайэнергосбыт», связи с ростом объёма просроченной дебиторской задолженности (по состоянию на 01.06.2021 г. её объём составил более 856 миллионов рублей) проводит продажу просроченной задолженности, на общую сумму более 21 млн. рублей. [4]

Покупателями дебиторской задолженности выступают коллекторские агентства, однако на практике, они заинтересованы в покупке долгов только от 500 000 рублей, и задолженность мелких должников остается на балансе сетевой компании, хотя в совокупности они могут составлять внушительную сумму. С предложением приобрести задолженность могут обратиться также кредиторы потребителей-должников. Представители энергокомпаний выступают за проведение открытых торгов по продаже дебиторской задолженности, что может послужить стимулом к выкупу долгов и привести к снижению суммы сомнительной дебиторской задолженности.

Самым жестким экономическим методом снижения просроченной дебиторской задолженности является частичное или полное прекращение поставок электроэнергии. Сначала должно происходить частичное отключение электроэнергии, а если на это отсутствуют технические возможности, то происходит полное отключение. Так как приобретение устройства ограничения происходит, либо за счет средств сетевой компании, либо оплачивается самим должником, то на практике обе стороны не заинтересованы нести расходы, и устройства ограничения не устанавливается. Таким образом, электросбытовые компании вынуждены переходить сразу к полному отключению электроэнергии, что приводит к прекращению бизнес-процесса должника и его неспособности восстановить платежеспособность.

При этом, для того, чтобы произвести отключение электроэнергии за десять дней до ограничения должно быть направлено уведомление, направление которого в ряде случаев сразу способствует погашению просроченной задолженности полностью либо частично.

К тем потребителям, которые все же отказываются от оплаты электроэнергии, применяются судебные методы работы с просроченной дебиторской задолженностью. При проведении судебных мероприятий необходимо обратить внимание, что просроченная дебиторская задолженность делится на исковую и мораторную. Так, под исковой дебиторской задолженностью понимается дебиторская задолженность, требование об оплате, которой предъявлено со стороны энергосбытовой компании в соответствующий суд. В свою очередь под мораторной

дебиторской задолженностью понимается дебиторская задолженность, в отношении которой в соответствии со ст. 63, 95, 126 Федерального закона от 26.10.2002 № 127-ФЗ «О несостоятельности (банкротстве)» введен мораторий на ее погашение вплоть до завершения конкурсного производства и реализации оставшегося имущества должника-банкрота для пропорционального удовлетворения требований всех кредиторов, в том числе и энергосбытовой организации.

Энергосбытовым компаниям еще при проведении досудебных мероприятий по взысканию, необходимо выявлять потенциальные компании-банкроты и минимизировать их долю в структуре потребителей, так как их задолженность чаще всего является невозвратной. Снижение исковой дебиторской задолженности также очень важно, хотя практически всегда судебные решения производятся в пользу энергосбытовой компании, сроки фактического взыскания долга очень затягиваются. На практике от момента обращения в суд, с дальнейшей передачей исполнительного листа судебным приставам, до погашения просроченной дебиторской задолженности проходит около 8 месяцев, однако сроки могут затянуться до нескольких лет. [3]

К судебным мерам по снижению просроченной дебиторской задолженности относится подача иска о банкротстве должника.

На сегодняшний день, можно сделать вывод, что энергосбытовые предприятия вынуждены не только обратить внимание на процессы формирования и управления дебиторской задолженностью юридических лиц, но и активно заниматься поиском новых методов и инструментов, позволяющих эффективно управлять ею.

1. Управление в социально-экономических системах. – Барнаул : Автономная некоммерческая организация высшего профессионального образования «Алтайская академия экономики и права (институт)», 2014. – 147 с. – ISBN 978-5-8349-0087-0.

2. Гительман Л. Д., Ратников Б. Е. Энергетический бизнес / Л. Д. Гительман., Б. Е. Ратников – М.: Дело, 2006. – 600 с.

3. Втюрина Я. П. Проблема дебиторской задолженности в энергосбытовых организациях // Экономика и управление: анализ тенденций и перспектив развития. – 2014. – №14. – С. 111-116

4. Продажа долгов АО «Алтаэнергосбыт» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://altaiensb.com/organization/prodazha-dolgov (дата обращения: 21.07.21)

Информация об авторах

Югатов В. А., студент группы 8Э(з)-91, Сташко В. И. – к.т.н., доцент, ФГБОУ ВО «Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова», РФ, Алтайский край, г. Барнаул.

УДК 621.316

ОПТИМИЗАЦИЯ И ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Лапин Александр Алексеевич, lapin96lex@mail.ru

Аннотация:

В статье рассматривается проблема, связанная с потерями электроэнергии в электрических сетях. Рассмотрены важнейшие показатели экономичности работы электросетей, такие как состояние системы учета электроэнергии, эффективность энергосбытовой деятельности энергоснабжающих организаций и др. В статье сказано, что накопившиеся в сетевом хозяйстве проблемы требуют безотлагательного решения, реконструкции, технического перевооружения, совершенствовании методов и средств эксплуатации и управления, повышения точности учета электроэнергии, и т.п.

Ключевые слова: электроэнергия, распределительные электрические сети, потери электроэнергии, АСУ, ПЭС, РЭС.

По мнению международных экспертов, относительные потери электроэнергии при ее передаче и распределении в электрических сетях большинства стран можно считать удовлетворительными, если они не превышают 4-5%. Потери электроэнергии на уровне 10 % можно считать максимально допустимыми с точки зрения физики передачи электроэнергии по сетям (рисунок 1) [1].

Основная часть распределительных сетей (около 77 %) находится на балансе ОАО энергетики и электрификации или РСК, выделившихся в результате реформирования энергетических объединений. При этом более 40 % воздушных и кабельных линий, а также около 30 % подстанций напряжением 110 кВ и ниже находятся в эксплуатации больше нормативного срока. Естественными результатами высокого процента физического износа оборудования, конструкций и материалов в распределительных сетях явились снижение надежности электроснабжения и качества электроэнергии, растущие потери электроэнергии в сетях и низкий уровень автоматизации объектов распределительных сетей.

К 2015 г. до 75 % электросетевых объектов отработают свой ресурс, восстановлению будет подлежать около 1,0 млн км воздушных и кабельных линий, около 160 тыс. трансформаторных подстанций напряжением 6-10/0,4 кВ. В период, пока производство электроэнергии в стране не достигнет уровня 1990 г., основными направлениями инвестиционной политики в сетях должны быть (с учетом сбалансированного усиления электрических сетей в регионах с быстро растущим потреблением) реконструкция и техническое перевооружение действующих электросетевых объектов [1].

Умеренный рост спроса на электроэнергию (до 2% в год) является одним из основных трендов развития энергетической отрасли, определяющим ход развития электрических сетей в России. Такие темпы обусловлены постепенным

повышением энергоэффективности: согласно прогнозам, энергоемкость российской экономики (определяемая на базе ВВП) к 2030 г. должна снизиться более чем на 30%. В течение ближайших 10-15 лет России предстоит внедрять технологии, которые уже используются в сетевых комплексах развитых стран [2].

Рисунок 1 - Мероприятия по снижению потерь электроэнергии (ЭЭ) в электрических сетях (ЭС)

В частности, предстоит внедрять технологии «умных» сетей, позволяющих повысить пропускную способность, качество электроэнергии и стабильность сети, сократить потери и издержки на технический и коммерческий учет у потребителя.

Спрос на электроэнергию в России значительно смещается между регионами и населенными пунктами. Наряду со снижением потребления в сельских местностях многих регионов, происходит его значительный рост в крупных городах; внутри городов снижение потребления в промышленных зонах коррелирует с его ростом в районах, где строится офисная и коммерческая недвижимость или жилье. Изменение географии спроса создает три проблемы:

1) потребность в поддержании недозагруженных сетей;

2) потребность в новых инвестициях в сети на новых площадках;

3) повышение тарифа, вызываемое необходимостью новых инвестиций в ситуации отсутствия роста спроса в целом.

Однако, в смещении спроса заложен потенциал снижения общих издержек как на локальном, так и на межрегиональном уровне. На локальном уровне - это расшивка узких мест в регионе или городе, где сегодня вынужденно поддерживается высокозатратная генерация (закольцовывание магистральных сетей вокруг города, новые точки электроснабжения). На межрегиональном уровне - это инфраструктура, объединяющая зоны со спросом разного временного профиля или разной цены, где сальдо-переток становится экономически выгодным (например, ЛЭП по направлению Сибирь - Урал).

Отсутствие необходимых инвестиций в ЭСК в последние 20 лет привело к значительному физическому и технологическому устареванию сетей. Доля распределительных сетей, вырабатывавших свой нормативный срок, составила 50 %, а 7 % сетей выработало два нормативных срока. Общий износ распределительных сетей достиг 70 %. Ситуация с износом магистральных сетей (ОАО «ФСК ЕЭС») незначительно лучше - износ составляет 50 %. В общем, состояние электросетевых активов в России значительно хуже, чем в других крупных странах, где показатель износа составляет 27-44 %. К тому же, современное оборудование, обеспечивающее высокую надежность и снижение операционных затрат, пока не достаточно широко используется в российском ЭСК.

Развитие распределительных электрических сетей должно быть направлено на повышение надежности, обеспечение качества и экономичности энергоснабжения потребителей путем постоянного совершенствования сетей на базе инновационных технологий с превращением их в интеллектуальные (активно-адаптивные) сети.

Для достижения цели в рамках реализации технической политики необходимо:

1. Разработать и применять новые типы силового электрооборудования.

2. Использовать новые методы и средства релейной защиты и автоматики, диагностики оборудования и учета электроэнергии на микропроцессорной основе.

3. Ввести в действие системы мониторинга технического состояния электрооборудования, управления режимами сети и оборудованием.

4. Использовать системы сбора, передачи и обработки информации, а также программные и технические средства адаптивного управления с возможностью воздействия в реальном масштабе времени на активные элементы сети и ЭПУ потребителей.

5. Обеспечить условия для защиты сетей от внешних воздействий и безопасность при эксплуатации.

6. Реализовать мероприятия по повышению надежности электроснабжения и качества электроэнергии, а также новые принципы построения и управления электрическими сетями с использованием системы мониторинга текущих режимных параметров и текущей оценки состояния сети в нормальных, предаварийных, аварийных и послеаварийных режимах.

7. Скоординировать оптимальное взаимодействие сети с генерирующими установками независимых производителей электроэнергии.

8. Применять гибкие рыночные механизмы взаимодействия сетевых компаний и потребителей.

Достичь поставленной цели можно или через обновление сетей, вкладывая инвестиции в оборудование подстанций и линий среднего напряжения, или через развитие системы эксплуатации сетей.

Технико-экономический принцип выбора инвестиций заключается в оптимизации соответствующих показателей посредством программно-целевого планирования, включающего в себя инвестиции, потери, денежный эквивалент ущерба потребителя и другие показатели. Для оптимизации должны быть доступны средства проведения макроэкономических исследований на основе применения различных гипотез технологического и методологического развития (методов моделирования) распределительных электрических сетей, которые должны завершиться следующим [2]:

- оценкой взаимосвязи технико-экономических факторов (между стоимостью реконструкции и качеством электроэнергии и другими факторами);
- разработкой схем перспективного развития электрических сетей и инвестиционными планами строительства (реконструкции) сетевых объектов;
- инвестиционными проектами внедрения инновационных технологий и оборудования.

В связи с этим необходимо разработать единые нормативные требования к оптимизации технологических и технических условий развития распределительных электрических сетей, учитывающие следующее:

- методы оценки остаточной стоимости электросетевых объектов;
- количественные критерии оценки инвестиционной привлекательности распределительных электрических сетей;
- качество проектирования на базе применения САПР сетевых объектов.

Оптимизация режимов электрической сети обеспечивает минимум затрат при заданной в каждый момент времени нагрузке потребителей и достигается:

- выбором конфигурации электрических сетей и выбором состава включенного в работу оборудования;
- управлением параметрами режима работы сети;
- созданием оптимальной системы распределительных напряжений.

Оптимизация режима электрической сети, приводящая к уменьшению суммарных потерь активной мощности в сетях, достигается в результате оптимального выбора мощности и места размещения компенсирующих устройств, выбора коэффициентов трансформации трансформаторов, учета технических ограничений и выбора оборудования в соответствии со схемой построения электрической сети. Оптимизация достигается решением уравнений для установившегося режима с использованием градиентного метода [3].

Цель оптимизации - максимально эффективное использование и комплексное развитие территорий, направленное на обеспечение общественных интересов, социальных гарантий, повышение качества среды обитания [2].

Необходимые первоочередные задачи [4]:

- разработка концепции и перспективной программы развития, модернизации, технического перевооружения и реконструкции распределительных электрических сетей 0,38-110 кВ, средств и систем управления их режимами, ремонтным и эксплуатационным обслуживанием;

- переход от остаточного к приоритетному принципу выделения финансовых и материальных ресурсов по поэтапной практической реализации этой концепции и программы с пониманием решающей важности опережающего развития распределительных сетей и систем их управления для эффективного функционирования не только розничного, но и оптового рынков электроэнергии;

- разработка современной, ориентированной на рыночные условия хозяйствования и управления, нормативно-методической базы развития распределительных электрических сетей и систем управления ими;

- разработка экономически обоснованных требований к отечественной промышленности по производству современного оборудования электрических сетей и систем управления ими;

- организация системы сертификации и допуска в эксплуатацию отечественного и импортного оборудования для распределительных сетей и систем управления ими;

- реализация и анализ результатов внедрения пилотных проектов по отработке новых перспективных технологий и систем автоматизированного управления распределительными электрическими сетями.

Разработка и внедрение эффективных автоматизированных систем управления распределительными электрическими сетями - комплексная задача, требующая значительных капиталовложений [4, 5].

Каждая распределительная компания и АО-энерго прежде чем начинать модернизацию и техническое перевооружение действующей системы управления электрическими сетями или создавать новую, должны ясно понимать набор решаемых задач, предполагаемый эффект от внедрения АСУ.

Необходимо разработать современные методики расчета экономической эффективности АСУ ПЭС и РСК (распределительная сетевая компания), этапности их создания и развития.

Главный вопрос, который всегда возникает при разработке и внедрении новых технологий управления электрическими сетями - где взять деньги на все это?

Источников финансовых средств на самом деле может быть несколько [4]:

- централизованное финансирование пилотных проектов и нормативно-методических документов;

- тарифы на электроэнергию;

- консолидация определенной части финансовых средств будущих распределительных сетевых компаний и сегодняшних АО-энерго в официально созданном партнерстве - российской ассоциации предприятий;

- заинтересованные инвесторы.

В российских условиях, как показала практика передовых энергосистем, должен работать принцип «кто хочет решить задачу, ищет и находит способы ее решения, кто не хочет - ищет причины, почему решение невозможно, либо ждет, когда за него решат другие».

Список используемой литературы

1. Князев, В. В. Основные направления повышения надежного электроснабжения потребителей в сельской местности / В. В. Князев // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. – 2006. – № 5. – С. 2-5.

2. Гуцуляк А. И. Повышение надежности распределительных электрических сетей : реферат по дисциплине «Современные проблемы науки и производства электрической энергии и технологических комплексов и систем» : Российский государственный профессионально-педагогический университет. – Екатеринбург, 2015. – 19 с.

3. Жулев, А. Н. О модернизации и развитии распределительных электрических сетей / А. Н. Жулев, Г. С. Боков // Энергия единой сети. – 2013. – № 1(6). – С. 22-29.

4. Воротницкий В. Э., Заслонов С. В., Калинкина М. А. Расчет, нормирование и снижение потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям. М. : ВНИИЭ, 2006.

5. Агейкина Е. Ю. Оценка эффективности снижения потерь в электрических сетях (на примере ПАО «МРСК Сибири») : бакалаврская работа : 38.03.01.02.09 «Экономика предприятий и организаций (энергетика)» / Е. Ю. Агейкина. – Красноярск, 2018. – 59 с.

Информация об авторах

Лапин А. А., студент группы 8Э(з)-91, ФГБОУ ВО «Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова», РФ, Алтайский край, г. Барнаул.

УДК 621.316

ОЦЕНКА ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ОТ СОСТОЯНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Лапин Александр Алексеевич, lapin96lex@mail.ru

Аннотация:

В данной статье рассматриваются особенности электрической энергии, с учётом того факта, что этот вид энергии при транспортировке от мест выработки до потребителя, не использует другие энергоресурсы. Т.е., для передачи электрической энергии по ЛЭП расходуется часть этой самой передаваемой электроэнергии, и, соответственно, неизбежны потери. В статье приведено решение задач, связанных с определением потерь и экономическим обоснованием их уровня в зависимости от состояния электрических сетей.

Ключевые слова: электроэнергия, распределительные электрические сети, программ РАП, фидера, потери электроэнергии.

В связи со сложностью расчета потерь и наличием существенных погрешностей, в последнее время особое внимание уделяется разработке методик нормирования потерь электроэнергии.

Методология определения нормативов потерь еще не установилась. Не определены даже принципы нормирования. Мнения о подходе к нормированию лежат в широком диапазоне - от желания иметь установленный твердый норматив в виде процента потерь до контроля за «нормальными» потерями с помощью постоянно проводимых расчетов по схемам сетей с использованием соответствующего программного обеспечения.

По полученным нормам потерь электроэнергии устанавливаются тарифы на электроэнергию. Регулирование тарифов возлагается на государственные регулирующие органы ФЭК и РЭК (федеральную и региональные энергетические комиссии). Энергоснабжающие организации должны обосновывать уровень потерь электроэнергии, который они считают целесообразным включить в тариф, а энергетические комиссии - анализировать эти обоснования и принимать или корректировать их [1].

Одним из наиболее трудоемких является расчет потерь электроэнергии в распределительных сетях 0,38 - 6 - 10 кВ, поэтому для упрощения проведения подобных расчетов было разработано множество программ, основанных на различных методах. В своей работе я рассмотрю некоторые из них.

Для расчета всех составляющих детальной структуры технологических потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях, нормативного расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций, фактических и допустимых небалансов электроэнергии на энергообъектах, а также нормативных характеристик потерь мощности и электроэнергии был разработан комплекс программ РАП - 95 [1], состоящий из семи программ:

РАП - ОС, предназначенной для расчета технических потерь в замкнутых сетях 110 кВ и выше;

НП - 1, предназначенной для расчета коэффициентов нормативных характеристик технических потерь в замкнутых сетях 110 кВ и выше на основе результатов РАЛ - ОС;

РАП - 1 10, предназначенной для расчета технических потерь и их нормативных характеристик в радиальных сетях 35 - 1 10 кВ;

РАП - 10, предназначенной для расчета технических потерь и их нормативных характеристик в распределительных сетях 0,38-6-10 кВ;

РОСП, предназначенной для расчета технических потерь в оборудовании сетей и подстанций;

РАПУ, предназначенной для расчета потерь, обусловленных погрешностями приборов учета электроэнергии, а также фактических и допустимых небалансов электроэнергии на объектах;

СП, предназначенной для расчета показателей отчетных форм на основе данных об отпуске электроэнергии в сети разных напряжений и результатов расчета по программам 1-6.

Остановимся подробнее на описании программы РАП-10, которая осуществляет следующие расчеты:

- определяет структуру потерь по напряжениям, группам элементов; рассчитывает напряжения в узлах фидера, потоки активной и реактивной мощности в ветвях с указанием их доли в суммарных потерях мощности;

- выделяет фидеры, являющиеся очагами потерь, и рассчитывает кратности повышения норм нагрузочных потерь и потерь холостого хода;

- рассчитывает коэффициенты характеристик технических потерь по ЦП, РЭС И ПЭС.

Программа позволяет рассчитывать потери электроэнергии в фидерах 6-10 кВ двумя методами [1]:

средних нагрузок, когда коэффициент формы графика определяется на основе заданного коэффициента заполнения графика нагрузки головного участка $k_з$, или принимается равным измеренному по графику нагрузки головного участка. В этом случае значение $k_з$, должно соответствовать расчетному периоду (месяцу или году);

расчетных суток (типовых графиков), где заданное значение $K_ф^2$ должно соответствовать графику рабочих суток.

Также в программе реализованы два оценочных метода расчета потерь электроэнергии в сетях 0,38 кВ:

- по суммарной длине и количеству линий с различными сечениями головных участков;

- по максимальной потере напряжения в линии или ее среднем значении в группе линий.

В обоих методах задается энергия, отпущенная в линию или группу линий, сечение головного участка, а также значение коэффициента разветвленности линии, доля распределенных нагрузок, коэффициент заполнения графика и коэффициент реактивной мощности.

Расчет потерь может проводиться на уровне ЦП, РЭС или ПЭС. На каждом уровне выходная печать содержит структуру потерь во входящих в этот уровень

составляющих (на уровне ЦП - по фидерам, на уровне РЭС - по ЦП, на уровне ПЭС - по РЭС), а также суммарные потери и их структуру.

Для более легкого, быстрого и наглядного формирования расчетной схемы, удобного вида предоставления результатов расчета и всех необходимых данных для анализа этих результатов была разработана программа «Расчет технических потерь (РТП)» 3.1 [1].

Оглавление базы данных по электрическим сетям представлено таким образом, чтобы пользователь всегда быстро мог найти нужный фидер по принадлежности к району электрических сетей, номинальному напряжению, подстанции.

Ввод схемы в данной программе существенно облегчается и ускоряется

набором редактируемых справочников. При возникновении каких-либо вопросов во время работы с программой всегда можно обратиться за помощью к справке или к инструкции пользователя. Интерфейс программы удобен и прост, что позволяет сократить затраты труда на подготовку и расчет электрической сети.

На рисунке 1 представлена расчетная схема, ввод которой осуществляется на основе нормальной оперативной схемы фидера. Элементами фидера являются узлы и линии. Первый узел фидера - это всегда центр питания, отпайка - точка соединения двух или более линий, трансформаторная подстанция - узел с ТП, а также переходные трансформаторы 6/10 кВ (блок - трансформаторы). Линии бывают двух типов: провода - воздушная или кабельная линия с длиной и маркой провода и соединительные линии - фиктивная линия с нулевой длиной и без марки провода. Изображение фидера можно увеличивать или уменьшать с помощью функции изменения масштаба, а также передвигать по экрану полосами прокрутки или мышкой [1].

Параметры расчетной схемы или свойства любого ее элемента доступны для просмотра в любом режиме. После расчета фидера дополнительно к исходной информации об элементе в окно с его характеристиками добавляются результаты расчета.

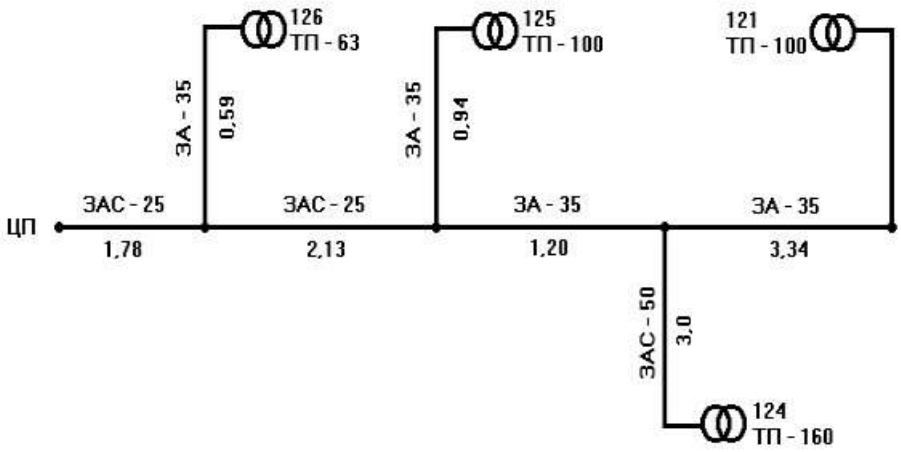


Рисунок 1 - Расчетная схема сети

Расчет установившегося режима включает в себя определение токов и потоков мощностей по ветвям, уровней напряжения в узлах, нагрузочных потерь мощности и электроэнергии в линиях и трансформаторах, а также потерь холостого хода по справочным данным, коэффициентов загрузки линий и трансформаторов. Исходными данными для расчета являются измеренные ток на головном участке фидера и напряжение на шинах 0,38 - 6 - 10 кВ в режимные дни, а также нагрузка на всех или части трансформаторных подстанций [1]. Кроме указанных исходных данных для расчета предусмотрен режим задания электроэнергии на головном участке. Возможна фиксация даты расчета.

Одновременно с расчетом потерь мощности ведется расчет потерь электроэнергии. Результаты расчета по каждому фидеру сохраняются в файле, в ко тором они суммируются по центрам питания, районам электрических сетей и всем электрическим сетям в целом, что позволяет проводить подробный анализ результатов.

Детальные результаты расчета состоят из двух таблиц с подробной информацией о параметрах режима и результатах расчета по ветвям и узлам фидера. Подробные результаты расчета, можно сохранять в текстовом формате или формате Excel. Это позволяет использовать широкие возможности этого Windows - приложения при составлении отчета или анализе результатов [1].

В программе предусмотрен гибкий режим редактирования, который позволяет вводить любые необходимые изменения исходных данных, схем электрических сетей: добавить или отредактировать фидер, название электрических

сетей, районов, центров питания, отредактировать справочники. При редактировании фидера можно изменить расположение и свойства любого элемента на экране, вставить линию, заменить элемент, удалить линию, трансформатор, узел и др.[1]

Программа РТЛ 3.1 позволяет работать с несколькими базами данных, для этого необходимо только указать к ним путь. Она выполняет различные проверки исходных данных и результатов расчета (замкнутость сети, коэффициенты загрузки трансформаторов, ток головного участка должен быть больше суммарного тока холостого хода установленных трансформаторов и др.) [1].

В результате коммутационных переключений в ремонтных и послеаварийных режимах и соответствующего изменения конфигурации схемы электрической сети могут возникнуть недопустимые перегрузки линий и трансформаторов, уровни напряжения в узлах, завышенные потери мощности и электроэнергии в сети. Для этого в программе предусмотрена оценка режимных по следствий оперативных переключений в сети, а также проверка допустимости режимов по потере напряжения, потерям мощности, току нагрузки, токам защиты. Для оценки таких режимов в программе предусмотрена возможность переключении отдельных участков распределительных линий с одного центра питания на другой, если имеются резервные перемычки. Для реализации возможности коммутационных переключений между фидерами различных ЦП необходимо установить связи между ними [1].

Все перечисленные возможности существенно сокращают время на подготовку исходной информации. В частности, с помощью программы за один рабочий день один оператор может ввести информацию для расчета технических потерь по 30 распределительным линиям 6 - 10 кВ средней сложности.

Программа РТП 3.1 является одним из модулей многоуровневой интегрированной системы расчета и анализа потерь электроэнергии в электрических сетях АО - энерго, в которой результаты расчета по данному ПЭС суммируются с результатами расчета по другим ПЭС и по энергосистеме в целом [1].

Таким образом, электрическая энергия, передаваемая по электрическим сетям, для своего перемещения расходует часть самой себя. Часть выработанной электроэнергии расходуется в электрических сетях на создание электрических и магнитных полей и является необходимым технологическим расходом на ее передачу. Для выявления очагов максимальных потерь, а также проведения необходимых мероприятий по их снижению необходимо проанализировать структурные составляющие потерь электроэнергии. Наибольшее значение в настоящее время имеют технические потери, т.к именно они являются основой для расчета планируемых нормативов потерь электроэнергии [2].

В зависимости от полноты информации о нагрузках элементов сети для расчета потерь электроэнергии могут использоваться различные методы. Также применение того или иного метода связано с особенностью рассчитываемой сети. Таким образом, учитывая простоту схем линий сетей 0,38 - 6 - 10 кВ, большое количество таких линий и низкую достоверность информации о нагрузках трансформаторов, в этих сетях для расчета потерь используются методы, основанные на представлении линий в виде эквивалентных сопротивлений. Применение подобных методов целесообразно при определении суммарных потерь во всех линиях или в каждой, а также для определения очагов потерь.

Процесс расчета потерь электроэнергии является достаточно трудоемким. Для облегчения подобных расчетов существуют различные программы, которые имеют простой и удобный интерфейс и позволяют произвести необходимые расчеты гораздо быстрее.

Одной из наиболее удобных является программа расчета технических потерь РТП 3.1, которая благодаря своим возможностям существенно сокращает время на подготовку исходной информации, а следовательно и расчет производится с наименьшими затратами.

Для установления в рассматриваемом периоде времени приемлемого по экономическим критериям уровня потерь, а также для установления тарифов на электроэнергию, применяется нормирование потерь электроэнергии. Учитывая существенные различия в структуре сетей, в их протяженности норматив потерь для каждой энергоснабжающей организации представляет собой индивидуальное значение, определяемое на основе схем и режимов работы электрических сетей и особенностей учета поступления и отпуска электроэнергии [3].

Более того, потери электроэнергии рекомендовано рассчитывать по нормативам при использовании значений обобщенных параметров (суммарной длины линии электропередачи, суммарной мощности силовых трансформаторов) и отпуску электроэнергии в сеть. Подобная оценка потерь, особенно для множества

разветвленных сетей 0,38 - 6 - 10 кВ, позволяет существенно снизить трудозатраты на проведение расчетов.

Пример расчета потерь электроэнергии в распределительной сети 10 кВ показал, что наиболее эффективным является использование сетей с достаточно высокой загрузкой ($k_{ЗТП}$=0,8). При этом наблюдается небольшое относительное увеличение условно-переменных потерь в доле отпуска электроэнергии, и снижение условно-постоянных потерь. Таким образом, суммарные потери увеличиваются незначительно, а оборудование используется более рационально [1].

Список используемой литературы

1. Горелов Ю. И., Исаев Р. М. Потери электроэнергии в распределительных электрических сетях // Известия ТулГУ. Технические науки. 2012. №12-3. URL: https://cyberleninka.ru/article/n/poteri-elektroenergii-v-raspredelitelnyh-elektricheskih-setyah (дата обращения: 12.10.2020).

2. Воротницкий В. Э., Заслонов С. В., Калинкина М. А. Программа расчета технических потерь мощности и электроэнергии в распределительных сетях 6-10 кВ. - Электрические станции, 2019, №8, с. 38-42.

3. Галанов В. П., Галанов В. В. Влияние качества электроэнергии на уровень ее потерь в сетях. - Электрические станции, 2018, №5, с. 54-63

4. Железко Ю. С. Принципы нормирования потерь электроэнергии в электрических сетях и программное обеспечение расчетов. - Электрические станции, 2017, №9, С. 33-38.

Информация об авторах

Лапин А. А., студент группы 8Э(з)-91, ФГБОУ ВО «Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова», РФ, Алтайский край, г. Барнаул.

УДК 621.321

МОДЕРНИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ВОДНО-ХИМИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ «БАРНАУЛЬСКОЙ ТЭЦ-3»

Михалев Алексей Сергеевич, miniaxel@mail.ru
Сташко Василий Иванович, diael@mail.ru

Аннотация:
Статья посвящена одной из важных областей контроля параметров ТЭЦ, водно-химическому контролю, методу контроля, его модернизации. Рассмотрено значение воды на ТЭЦ, важность водно-химического контроля и его роль в производственном процессе. Проанализирован текущий метод контроля, выявлены его недостатки. Предложено модернизировать водно-химический контроль, с помощью передачи унифицированных аналоговых сигналов и выводом их на рабочее место оператора. Это позволит не только избежать потерь питательной воды, в следствии более точного анализа данных, но и обеспечит безопасную эксплуатацию оборудования, что положительно скажется на экономическом аспекте.

Ключевые слова: водно-химический контроль, контроль параметров, электроустановка, оборудование, методы контроля.

Современный мир уже сложно представить без электричества. Производство электроэнергии служит основой для развития главных отраслей промышленности, которые определяют перспективы общественного прогресса. Современная энергосистема России располагает 846 крупными электростанциями, общей мощностью более 250 ГВт. Выработка электрической энергии в 2019 году достигла 1096 млрд. кВт/ч, что на 0,4% больше аналогичного показателя в 2018 года. На сегодняшний день более половины электрической энергии вырабатывается на действующих тепловых электростанциях – ГРЭС и ТЭЦ [1].

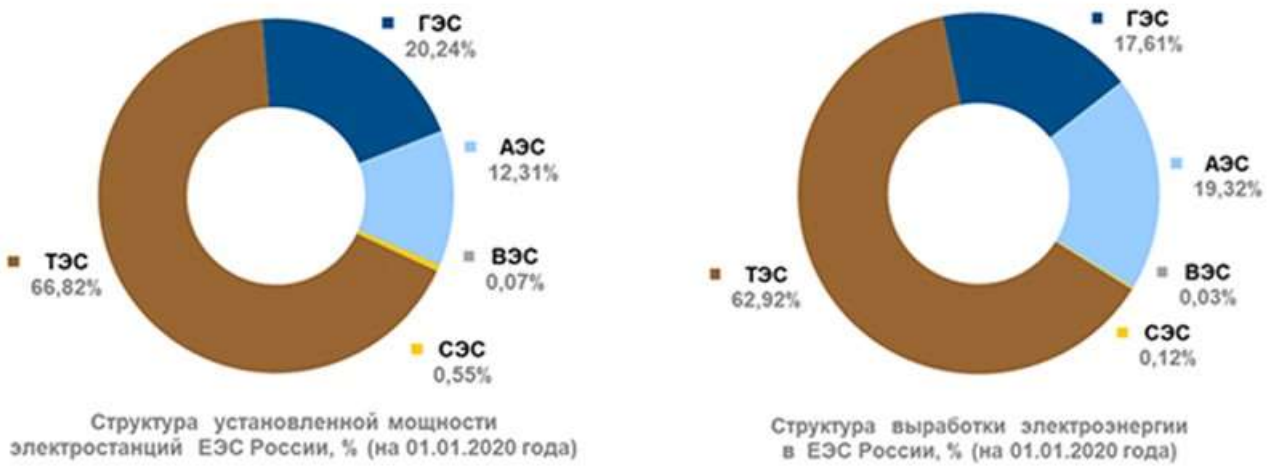


Рисунок 1 – Структура установленной мощности и выработки электроэнергии ЕЭС России

Помимо электрической энергии ТЭЦ используется для выработки тепла, обеспечивая потребителей горячей водой и отоплением. Исторически в нашей стране сложилась централизованная система теплоснабжения. Источниками тепловой энергии для неё выступают те же самые ТЭЦ и крупные котельные, совместно производящие 92,4% потребляемой тепловой энергии [1].

В Алтайском крае основную мощность вырабатывают ТЭС. По состоянию на конец 2018 года, на территории Алтайского края эксплуатировались 11 тепловых электростанций общей мощностью 1537,5 МВт [2].

Таблица 1 – Структура установленной мощности на территории Алтайского края по состоянию на 31.12.2018

Наименование объекта	Установленная мощность, МВт	Структура, %
ВСЕГО	1531,0	100,0
в том числе		
АЭС	0,0	0,0
ТЭС	1531,0	100,0
в том числе		
КЭС	0,0	0,0
из них ПГУ	0,0	0,0
ТЭЦ	1479,4	96,6
из них ПГУ и ГТ-ТЭЦ	51,6	3,4
ГЭС	0,0	0,0
Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии	0,0	0,0
в том числе	0,0	0,0
ветровые ЭС	0,0	0,0
мини-ГЭС	0,0	0,0
гео ТЭС	0,0	0,0
солнечные ЭС	0,0	0,0
Прочие	0,0	0,0

В городе Барнаул основную мощность вырабатывает «Барнаульская ТЭЦ-3». Предприятие основано в 1973 году, электрическая мощность составляет 445 МВт, тепловая мощность составляет 1450 Гкал/час [2].

В настоящее время теплоэнергетика переживает своё второе рождение. Изношенное, в результате длительной эксплуатации оборудование заменяется современным. Так на Барнаульской ТЭЦ-3 в 2018 году был реализован проект модернизация ХВО «Замещение исходной водопроводной воды обессоливающей установки и установки подпитки теплосети на техническую (речную) воду». Было полностью заменено оборудование, так же реализована установка АСУ ТП на базе контроллера Siemens S-400H.

Установка предназначена для предварительной очистки технической (речной) воды с целью получения осветленной (очищенной) воды нормируемого качества и подачи ее на последующие стадии обработки и подпитку теплосети. Исходная техническая вода последовательно проходит несколько стадий обработки: методом контактной коагуляции в напорных контактных емкостях, затем флокуляции и динамического осветления в динамических осветительных фильтрах, где удаляются взвешенные вещества, железо до получения на выходе установки, качества воды, соответствующего требованиям, установленных в СТО ВТИ 37.002-2005. Технологический режим работы установки – непрерывный, круглогодичный. Отличительной особенностью технологического режима ВПУ является то, что при непрерывном режиме работы всей установки большая часть оборудования работает периодически с определенной цикличностью [3].

Водоподготовка является важным этапом для работы ТЭЦ, в связи с тем, что вода учувствует во многих технологических процессах.

В котлоагрегатах из питательной воды получают пар, который с давлением P = 104 кгс/см^2 и температурой t = 560 °C попадает в главный паропровод, откуда подается к турбоагрегатам. В паровых турбинах энергия расходуется на: выработку электроэнергии, где тепловая энергия пара преобразуется в механическую, а механическая в кинетическую; на подогрев питательной воды в регенеративных подогревателях высокого и низкого давления; на подогрев сетевой воды в сетевых горизонтальных подогревателях. Сетевая вода подается подпорными сетевыми насосами последовательно, а оттуда во всасывающую линию сетевых насосов, которые направляют ее в теплофикационную сеть. Основным составляющим питательной воды котлоагрегата являются конденсат турбин, химически-обессоленная вода, конденсат греющего пара и пиковых бойлеров.

Для получения качественного пара в котлах применена схема двухступенчатого испарения. Первой ступенью испарения (чистый отсек), являются барабан с подключенными к нему циркуляционными контурами. Вторая ступень испарения включает в себя два блока выносных циклонов (по три циклона в каждом блоке), представляющие собой, вертикально установленные справа и слева от топки котла цилиндрические сосуды с подключенными к ним циркуляционными контурами.

Чтобы вода и пар соответствовали установленным требованиям, на станции должен быть организован водно-химический режим. Ведение водно-химического режима – совокупность мероприятий, обеспечивающих работу основного и вспомогательного оборудования электростанции без повреждений и снижения экономичности, вызванных коррозией внутренних поверхностей и образованием отложений на теплопередающих поверхностях и в проточной части турбины, шлама в оборудовании, насосах и трубопроводах. Эксплуатация оборудования складывается из отдельных периодов: пуска, работы, останова в резерв и ремонт. Водно-химический режим должен быть организован так, чтобы на каждом этапе достигалось требуемое качество воды, пара и конденсата.

На данный момент на Барнаульской ТЭЦ-3 водно-химический контроль реализован текущим оперативным контролем и измерениями, а также углубленным периодическим контролем и измерениями параметров качества воды и пара.

Текущий оперативный химический контроль и измерения выполняются в целях проверки соответствия параметров качества воды и пара их нормативным значениям и правильности поддержания водно-химического режима котла в любой момент его эксплуатации. По результатам контроля и измерений устанавливается также режим коррекционной обработки воды (фосфатирование, нитратирование, аминирование) и рассчитывается величина продувки котла. Результаты измерений концентрации продуктов коррозии служат основанием для оценки интенсивности коррозии металла в пароводяном тракте энергоустановки [4].

Текущий оперативный контроль и измерения параметров водно-химического режима осуществляются с помощью кондуктометров типа АК-310 и МАРК-602. Кондуктометры согласно РД 24.031.121-2012 вынесены в отдельные помещения – экспресслаборатории [5].

Углубленный периодический контроль и измерение параметров водно-химического режима осуществляются в процессе наладки водного режима энергоустановки, а также в процессе эксплуатации с целью усовершенствования режимов работы оборудования.

Результаты углубленного периодического контроля дают полное количественное представление о химических параметрах питательной воды и составляющих ее потоков, о динамике изменения химических параметров воды в тракте энергетической установки во времени, а также о химических параметрах, определяющих качество выдаваемого котлами пара.

Данные углубленного периодического контроля и измерений химических параметров воды и пара, в том числе и по среднесуточным пробам, используются для уточненных расчетов величины продувки котла, влажности пара, эффективности работы обескислороживающей установки, процента возврата конденсата в питательную систему котлов.

Углубленный контроль осуществляется персоналом химического цеха. Оперативный персонал химического цеха берет пробы воды и пара с периодичностью в два часа, производится химический анализ, результаты докладываются оперативно-диспетчерскому персоналу турбинного и котельного цеха. В случае отклонения от норм производится учащенный химический контроль.

В связи с тем, что отборы располагаются в отдельных помещениях, недостатками данной системы контроля является отсутствия наглядности параметров электропроводности. Так же для определения текущих параметров необходимо пройти в другое помещение, что мешает контролировать другие необходимые параметры котлоагрегатов и турбоагрегатов.

Устранение данных недостатков решит модернизация водно-химического контроля. Модернизация включает в себя перенос показаний из экспресслаборатории на щит управления.

Показания будут передаваться по интерфейсу RS-485 по протоколу Modbus RTU, при помощи модулей аналогового ввода ОВЕН МВ110-224.8А, далее в преобразователь протокола МКОН Modbus RTU/TCP. Сбор данных будет производиться в программе TRACE MODE [6].

Инструментальная система TRACE MODE 6 это универсальное средство разработки и отладки приложений для автоматизированных систем управления

технологическими процессами (АСУТП) и управления производством (АСУП). С помощью сервера удаленного web-доступа Data Center обеспечивается удаленный доступ к информации реального времени через веб-браузер по Internet сетям. Подключится, может одновременно до 8 пользователей [6]. Таким образом, данные могут просматривать не только машинист, но и начальники смен, дежурный инженер станции и т.д.

		КОТЕЛ N1	КОТЕЛ N2	КОТЕЛ N3	КОТЕЛ N4	КОТЕЛ N5
Перегретый пар	мкСм/см	0.38	0.91	1.87	1.80	1.25
Питательная вода	мкСм/см	1.59	0.38	0.38	0.38	0.38
Насыщеный пар	мкСм/см	1.87	0.38	0.38	0.38	0.38
Соленый левый отсек	мкСм/см	463.89	0.38	0.38	0.38	0.38
Чистый отсек	мкСм/см	15.33	0.38	0.38	0.38	0.38
Соленый правый отсек	мкСм/см	277.90	0.38	0.38	0.38	0.38
Непрерывная продувка слева	Т/час	1.15	1.15	1.27	1.15	1.15
Непрерывная продувка справа	Т/час	1.56	1.15	1.71	1.15	1.15

		ТУРБИНА N1	ТУРБИНА N2	ТУРБИНА N3
Конденсат турбины	мкСм/см	1.07	0.38	0.38
Конденсат ПСГ-1	мкСм/см	5.63	0.38	0.38
Конденсат ПСГ-2	мкСм/см	2.33	0.38	0.38

Подпиточная вода за деаэратором 1,2 атм	мкСм/см	5.77

Рисунок 2 – Интерфейс программы, общий вид

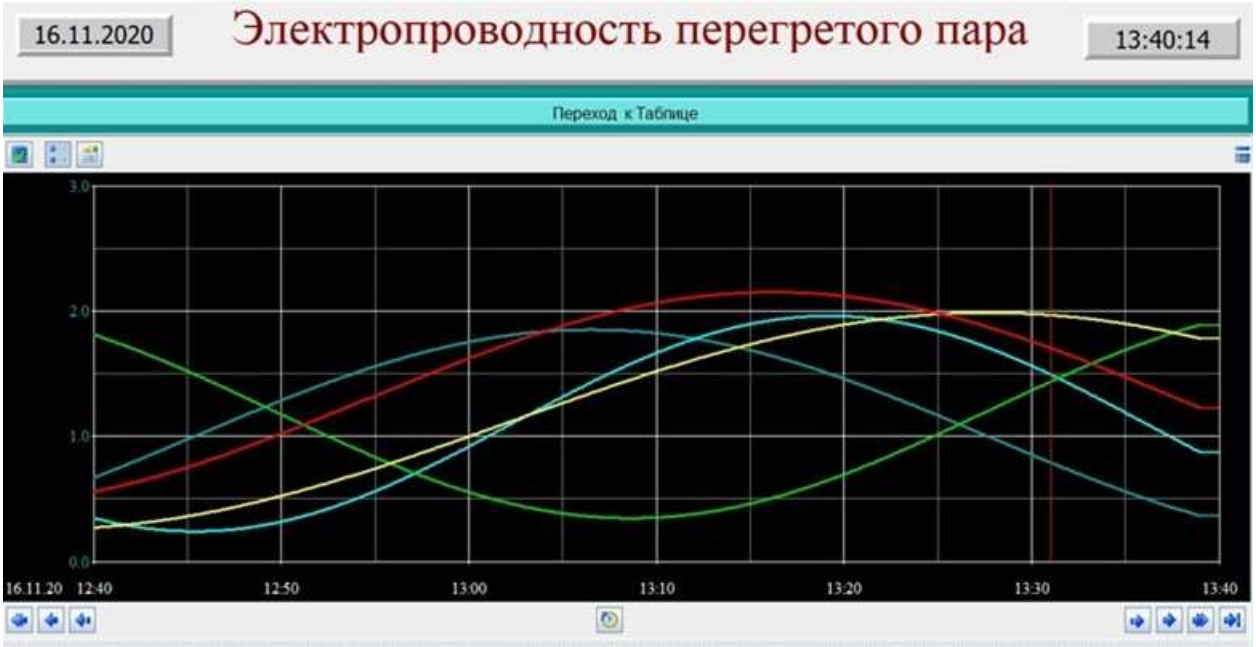


Рисунок 3 – Интерфейс программы, тренды

С помощью модернизации водно-химического контроля будут достигнуты следующие цели:

- рациональное ведение технологического процесса;
- повышение надежности и достоверности вычислений комплексных параметров;
- анализ ретроспективной информации, в том числе аварий и нарушений;
- учета критических режимов, техническим состоянием технологического оборудования и агрегатов;
- повышения информативности средств визуализации технологических процессов, и состояния оборудования;
- уменьшение эксплуатационных затрат на обслуживание технологического процесса и оборудования, в том числе средств и систем автоматизации;
- сокращение ошибочных действий оперативного персонала.

Контроль состояния, диагностика нарушений и ведение водно-химического режима являются одной из наиболее сложных задач, решение которой следует искать в направлении повышения информативности приборов и систем автоматического химического контроля на базе простых и надежных измерений. Преимущества правильного ведения ВХР - не только в обеспечении безопасности эксплуатации котельных установок, но и в значительном экономическом эффекте.

Список используемой литературы

1. Энергосети России. Энергетика России: сайт – 2020. – URL: https://energoseti.ru/articles/energetika-rossii (дата обращения 26.11.2020).

2. Указ Губернатора Алтайского края от 30.04.2019 № 72 «Об утверждении схемы и программы «Развитие электроэнергетики Алтайского края» на 2020 – 2024 годы». – URL: http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/2200201905070002 (дата обращения 26.11.2020).

3. Оснащение паровых стационарных котлов устройствами для отбора проб пара и воды РД 24.031.121-2012. ОАО «НПО ЦКТИ», 2012. – 36 с.

4. Методические указания нормы качества питательной воды и пара, организация водно-химического режима и химического контроля паровых стационарных котлов-утилизаторов и энерготехнологических котлов РД 24.032.01-91. . – URL: http://www.docload.ru/Basesdoc/8/8947/index.htm (дата обращения 26.11.2020).

5. Методические указания по созданию АСУ ТП водоподготовительных установок (ВПУ) электростанций СО 34.35.146-2003. – 2020. URL: https://uchebana5.ru/cont/1750872.html (дата обращения 26.11.2020).

6. Trace mode: сайт. – 2020. URL: http://www.adastra.ru/products/dev/ (дата обращения 27.11.2020).

Информация об авторах

Михалев А. С. – студент группы 8Э(з)-01, Сташко В. И. – к.т.н., доцент, ФГБОУ ВО «Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова», РФ, Алтайский край, г. Барнаул.

УДК 621.31

РАЗРАБОТКА СТРАТЕГИИ ЦИФРОВОЙ ТРАНСФОРМАЦИИ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ АЛТАЙСКОГО КРАЯ

Сташко Василий Иванович, diael@mail.ru
Белицын Игорь Владимирович, b_i_w@mail.ru
Побединский Георгий Александрович, starokojev@gmail.com

Аннотация:
В последнее десятилетие в наиболее развитых странах имеет место тенденция к переходу от традиционной энергетики к концепции «цифровой энергетики». В связи в этим в статье рассмотрен вопрос внедрения цифровых технологий в электросетевой комплекс Алтайского края согласно концепции Smart Grid. Разобрана совокупность основных компонентов интеллектуальной сети, а также подробно освещены сопутствующие ей технологии цифровизации электросетевых объектов, в особенности цифровые подстанции. Дан анализ преимуществ цифровых подстанций, в частности, преимущества стандартизации в перспективе. Наглядно представлена система взаимосвязи заинтересованных сторон, требований и эффектов в процессе реализации концепции Smart Grid в России и разработан предположительный план поэтапного осуществления цифровой трансформации электросетевого комплекса в Алтайском крае.

Ключевые слова: цифровизация, электрическая сеть, интеллектуальная сеть, цифровая подстанция, стандартизация, управление спросом, стратегия развития.

Самой крупной электросетевой компанией России является Федеральная сетевая компания (ФСК), которая контролирует магистральные электрические сети (МЭС). МЭС представляют собой ЛЭП высокого напряжения (220 кВ, 330 кВ, 500 кВ и выше), связывающие между собой отдельные крупные энергосистемы по всей стране, и позволяющие передавать значительные объемы электроэнергии на большие расстояния. ФСК играет важнейшую роль в экономике всей страны, поэтому она контролируется государством.

Вторыми по масштабу электросетевыми компаниями России являются межрегиональные распределительные сетевые компании (МРСК), объединенные в единый холдинг. Они обеспечивают передачу и распределение электрической энергии на региональном уровне.

Обслуживанием электросетей небольших муниципальных образований занимаются территориальные сетевые организации (ТСО).

Электросетевые компании Алтайского края в первую очередь представлены ПАО «МРСК Сибири», в частности филиалом компании «Алтайэнерго». В филиале Алтайского края действуют 57 районов электрических сетей (РЭС). Также Алтайский край входит в территорию обслуживания ПАО «ФСК ЕЭС».

Среди прочих электросетевых компаний Алтайского края можно выделить АО «Сетевая компания Алтайкрайэнерго», в состав которой входят 9 отделений по всему региону, ООО «Барнаульская сетевая компания», ООО «Южно-Сибирская энергетическая компания» и многие другие.

Цифровая трансформация сети – оптимизация и/или изменение логики технологического процесса в результате внедрения цифровых технологий [8].

Со стремительным развитием использования возобновляемых источников энергии и большой долей децентрализации энергосистем, управление ими становится все более тяжелой задачей. Внедрение цифровых и интеллектуальных систем в энергетических комплекс открывает новые возможности управления энергосистемами. Использование интернета для мониторинга состояния оборудования и управления им, автоматизация оборудования, распространение персональных накопителей энергии позволяет потребителям принимать непосредственное участие в распределении электроэнергии.

Ученые из Института инженеров электротехники и электроники (IEEE) составили наиболее общее и технически верное определение концепции «Smart Grid» на данный момент. Опираясь на их определение можно сказать, что Smart Grid – это полностью саморегулирующаяся и самообновляющаяся электроэнергетическая система с сетевой топологией, включающей все источники генерации, магистральные и распределительные сети и все виды потребителей электроэнергии, управление которыми осуществляется с помощью единой сети информационно-управляющих устройств и систем реального времени [10].

На самом деле умная сеть представляет собой не одну, а две сети – электрическую и информационно-управляющую, которые функционируют одновременно и дополняют друг друга. Таким образом, все компоненты электрической сети управляются при помощи «умных» устройств, объединенных в единую сеть.

Из основных конкурентных преимуществ интеллектуальных сетевых систем можно выделить: локальные измерения и мониторинг; возможность дистанционных измерений и контроля; общее повышение качества электроэнергии; низкие эксплуатационные расходы; сведение к минимуму дорогостоящих визуальных проверок; автоматический учет времени и рабочих параметров оборудования для своевременного проведения профилактических ремонтных работ; снижение потерь электрической энергии; более экологически выгодные условия использования; минимизация светового и шумового загрязнения окружающей среды; высокий уровень надежности; мгновенный доступ к базе данных системы [7].

Компоненты умной сети.

1. Умные устройства. Устройства для мониторинга и управления, объединенные общей беспроводной сетью и способные работать интерактивно и автономно.

2. Хранилища энергии. Из-за несоответствия между пиковым потреблением и пиковой доступностью электроэнергии важно найти методы ее хранения для дальнейшего использования. Возможность накопления энергии повышает надежность и отказоустойчивость работы коммунальных сетей и потребителей электроэнергии.

3. Электрическая сеть. Система передачи электроэнергии, являющаяся основой для построения интеллектуальной сети. Линии электропередачи, оборудованные умными устройствами для оценки стабильности в реальном времени,

должны выдерживать непредвиденные и динамические изменения нагрузки без прерывания обслуживания.

4. Интеллектуальная распределительная сеть. Автоматизированная распределительная сеть для передачи электроэнергии потребителю. Сеть должна быть оснащена функцией самообучения, включая модули для автоматического выставления счетов, обнаружения неисправностей, оптимизации напряжения, а также ценообразования в режиме реального времени.

5. Система управления спросом. Управление спросом предполагает снижение потребления электроэнергии потребителем в пиковые часы и последующее получение выручки в следствие такого снижения [3]. Это достигается, к примеру, за счет использования собственных источников энергоснабжения потребителя, в том числе за счет использования вышеупомянутых хранилищ энергии, путем частичного отключения освещения и т.п.

Эффект потребительского участия в управлении спросом можно в упрощенном виде проследить на графике на рисунке 1. Кривая предложения П показывает, что с увеличением количества требуемой энергии цена на нее возрастает многократно, что связано с вовлечением в работу более дорогих генераторов. Снижение потребления на величину ΔК приводит к переходу от кривой спроса С1, ко кривой спроса С2, что дает разницу в цене величиной ΔЦ.

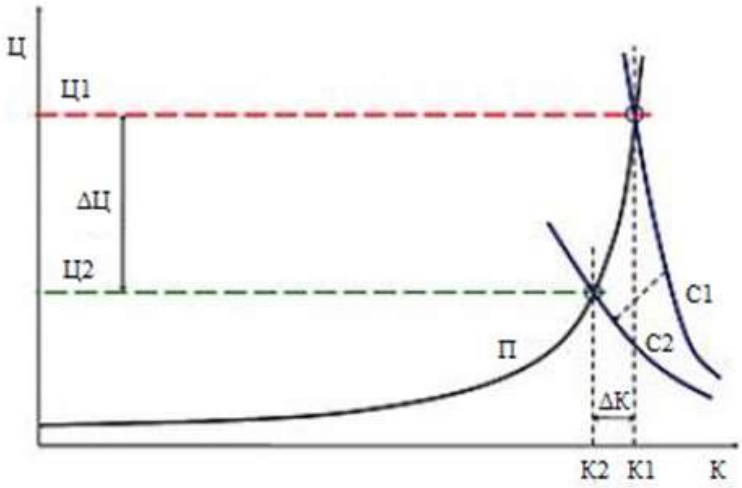


Рисунок 1 – Эффект управления спросом.
Ц – цена, К – количество, С1, С2 – кривые спроса,
П – кривая предложения

Цифровые подстанции.

Цифровая подстанция – это подстанция с высокоавтоматизированным управлением, где практически все процессы обмена информацией между компонентами подстанции, связи с внешними системами и управления работой подстанции должны осуществляться в цифровом виде на основе принятых протоколов передачи данных [2].

Цифровые подстанции являются ключевым звеном концепции «Smart Grid». Как и сама концепция интеллектуальных сетей, цифровые подстанции подразумевают синтез электросетевой и информационной инфраструктур.

Главная особенность цифровой подстанции заключается в том, что все ее вторичные цепи – это цифровые каналы передачи данных, образующие единую шину процесса. Благодаря этому появляется возможность отказаться от массы металлических кабельных связей, отдельных устройств и различных дополнительных затрат [6].

Помимо автоматизации управления и цифровизации информационных связей, важнейшими преимуществами цифровой подстанции являются стандартизация алгоритмов и независимость от имеющейся технологии передачи данных.

Принципы устройства цифровой подстанции изложены в стандарте МЭК-61850. Идея состоит в создании виртуальной модели цифровой подстанции и стандартизации всех ее вторичных систем, и привязки этой модели к реальным протоколам передачи данных. При этом происходит разделение базовых функций системы автоматизации подстанции и транспортной системы передачи сигналов [9].

Стандартизация вторичных систем подстанции позволяет изменять конфигурацию подстанции в зависимости от надобности (например, в целях экономии или усовершенствования). Все функции стандартизированы и не зависят от применяемого оборудования.

Масштабное внедрение цифровых подстанций в инфраструктуру страны на сегодняшний день является тяжелой задачей. Это обусловлено тем, что начинающаяся стандартизация предполагает множество дополнительных затрат. Необходимо производить новое оборудование, проводить переподготовку персонала, изменять устоявшиеся правила строительства и эксплуатации.

По мнению Головщикова В. О. необходимо реализовывать проекты цифровых подстанций либо при строительстве новой ПС, либо при полной модернизации существующей [5]. Данное утверждение обоснованно тем, что физический износ российских подстанций в среднем превышает 60%, что делает бессмысленной установку дорогостоящих устройств на оборудование, подлежащее замене.

Тем не менее, стандартизация упрощает строительство подстанций в перспективе. Стандартизированное оборудование легче производить, а массовое применение делает его дешевле. Также стандартизация упрощает и ускоряет проектирование подстанций, а возможность цифровой настройки оборудования сокращает время наладки.

Развитие Smart Grid в России

Началом разработки концепции «Smart Grid» в промышленно развитых странах стало формирование четкого стратегического видения целей и задач развития электроэнергетики, которое отвечало бы постоянно растущим требованиям общества и заинтересованных сторон, а именно: государства, науки, производителей, предпринимательства, потребителей и др. [4]. Система взаимосвязи

заинтересованных сторон, требований и эффектов в процессе реализации концепции Smart Grid в России показана на рисунке 2.

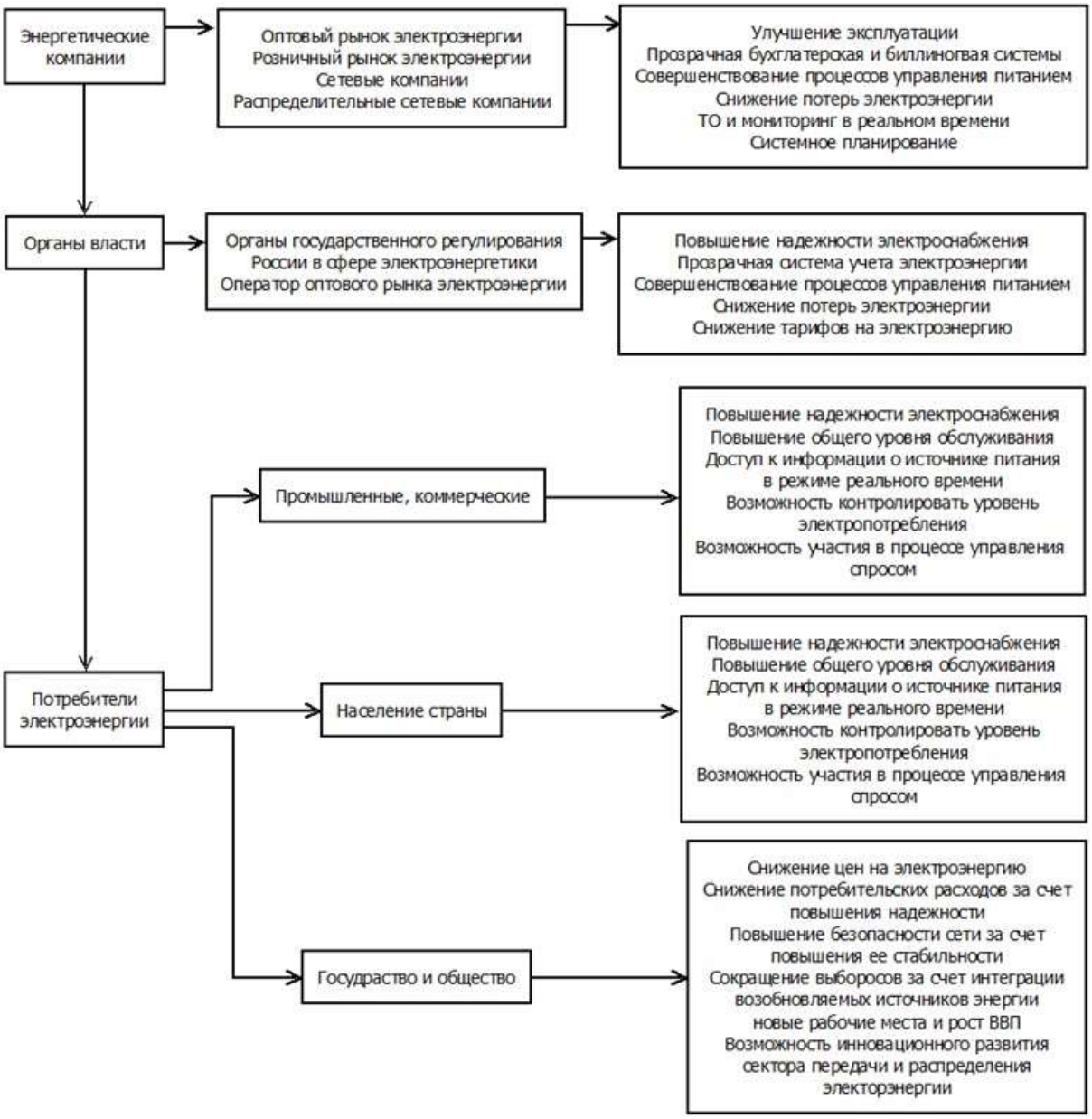


Рисунок 2 - Система взаимосвязи заинтересованных групп, требований и эффектов в процессе внедрения цифровизации

Опыт развития цифровой электроэнергетики в мире свидетельствует о том, что интеллектуальные сети могут быть созданы в несколько этапов. Некоторые этапы могут быть реализованы параллельно.

Возможный перечень этапов перехода к цифровой модели электроэнергетики в Алтайском крае:

1. Создание нового «умного» электрооборудования, а также систем контроля состояния, автоматизации, самовосстановления, релейной защиты, учета электроэнергии.

2. Создание информационной инфраструктуры и ее объединение с электросетевой инфраструктурой. Оптимизация всех систем управления сетью.

3. Создание нормативной-правовой базы и нового спектра услуг, оказываемых субъектами электроэнергетики.

4. Создание пилотных проектов. Оценка социальных, экономических и др. эффектов. Создание региональных систем управления.

5. Расширение интеллектуальной сети. Интеграция успешных пилотных проектов в единую электроэнергетическую систему.

Список используемой литературы

1. Лыкин, А. В. Электроэнергетические системы и сети : учебник для вузов / А. В. Лыкин. — Москва : Издательство Юрайт, 2019. — 360 с.

2. Власенко, С. А. Определение уязвимостей и меры по информационной защите цифровой тяговой подстанции / С. А. Власенко, И. В. Игнатенко, Е. Ю. Тряпкин // Транспорт Азиатско-Тихоокеанского региона. – 2019. - №4. – С. 78-82.

3. Dileep, G. A survey on smart grid technologies and applications // Renewable Energy. – 2020. – №.146. – P.2589-2625.

4. Zaverbnyj, A.S. Problems and prospects of implementation the structures of the intellectual electricity networks in Ukraine to increase the level of energy security / A. S. Zaverbnyj, H.I. Pushak // Economic Bulletin of Donbass. – 2019. №4. – P. 80-86.

5. Головщиков, В. О. Цифровая подстанция – основной элемент цифровой электроэнергетической системы / В. О. Головщиков // Современные технологии и научно-технический прогресс: материалы конф. – Ангарск, 2019. – С. 224-225.

6. Цифровые подстанции – шаг в будущее энергетики / В. А. Виноградов [и др.] // Фундаментальные и прикладные научные исследования: актуальные вопросы, достижения и инновации: материалы конф. – Пенза, 2019. – С. 91-94.

7. Development of intelligent energy systems: the concept of smart grids in Uzbekistan / S. Khushiev [and oth.] // 2020 International conference on sustainable futures: Environmental, Technological, Social and Economic Matters: conf. materials. – Kryvyi Rih, 2020. – P. 6.

8. Концепция цифровая трансформация 2030 [Электронный ресурс]. – URL:https://www.rosseti.ru/investment/Kontseptsiya_Tsifrovaya_transformatsiya_2030 (Дата обращения: 08.10.2020).

9. Проект РЗА. [Электронный ресурс]. – URL: https://pro-rza.ru/ (Дата обращения: 09.10.2020).

10. IEEE Xplore. [Электронный ресурс]. – URL: https://ieeexplore.ieee.org/ (Дата обращения: 10.10.2020).

Информация об авторах

Сташко В. И. – к.т.н., доцент, Белицын И. В. – к.п.н., доцент, Побединский Г. А. – студент группы 8Э-91, ФГБОУ ВО «Алтайский Государственный Технический университет им. И. И. Ползунова», РФ, Алтайский край, г. Барнаул.

К 100-летию принятия плана ГОЭЛРО

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Сборник научных статей кафедры
«Электроснабжение промышленных предприятий»
Алтайского государственного технического университета
им. И. И. Ползунова

Издано в авторской редакции

Научное электронное издание

Производитель электронного издания:
ООО «МЦ ЭОР», 656043, Алтайский край, г. Барнаул, ул. Ползунова, 40

Сайт: http://mceor.ru/
E-mail: einfo@mail.ru

Электронное издательство «Виртуальная литература»

Связаться с издательством: http://stashko.ru/author
Заказать издание: +79230097208

Наши издания на ЛитРес: http://stashko.ru/litres1

ЛитРес:
ОДИН КЛИК ДО САМОГО ИНТЕРЕСНОГО!