

Секция ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА
Подсекция ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

23 апреля 2019 г., 9 час. 55 мин., ауд. 406 к. «Д»
Председатель подсекции, научный руководитель – д.т.н., профессор Хомутов С.О.
Заместитель председателя подсекции, координатор – к.т.н., доцент Гутов И.А.

Содержание

1. Абушкин И.С. – студент группы Э-51, Попов А.Н. – к.т.н., доцент
[ОЦЕНКА ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ НЕРАЗРУШАЮЩИХ МЕТОДОВ
ДЛЯ ПРОФИЛАКТИЧЕСКОЙ ДИАГНОСТИКИ ИЗОЛЯЦИИ КАБЕЛЕЙ 6-10 КВ](#)
2. Артамонов А.И. – студент группы Э-51, Мартко Е. О. – к.т.н., доцент
[АНАЛИЗ МЕТОДИК НОРМИРОВАНИЯ РАСХОДА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В
ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПОМЕЩЕНИЯХ](#)
3. Бастрыкин К.В – студент группы 8Э-81, Попов А.Н. – к.т.н., доцент
[ПРИМЕНЕНИЕ СВЧ-ПЕРЕДАЧИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ КАК ИННОВАЦИОННОГО
НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ](#)
4. Боярков Д.А. – инженер, Компанеев Б.С. – к.т.н., доцент
[МОДЕЛИРОВАНИЕ ВЕРОЯТНОСТИ ВЫХОДА ИЗ СТРОЯ ИЗОЛЯЦИИ
ОБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ](#)
5. Боярков Д.А. – инженер, Компанеев Б.С. – к.т.н., доцент
[ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НА
ОСНОВЕ ЭКСПЕРТНОГО ОЦЕНИВАНИЯ](#)
6. Бугаев В.В – студент группы 8Э-81, Грибанов А.А. – к.т.н., доцент
[АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ИЗОЛЯЦИИ ОБМОТОК СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА
МЕТОДОМ ВОЛНОВЫХ ЗАТУХАЮЩИХ КОЛЕБАНИЙ](#)
7. Вербицкий А.Ю. – студент группы Э-51, Мартко Е.О. – к.т.н., доцент
[РАЗРАБОТКА МЕТОДИК НОРМИРОВАНИЯ РАСХОДА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА
СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ПОДСТАНЦИИ](#)
8. Горелов И.В. – студент группы Э-51, Попов А.Н. – к.т.н., доцент
[ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ УСТРОЙСТВ ДЛЯ ТЕПЛОВИЗИОННОЙ
ДИАГНОСТИКИ](#)
9. Демченко С. И. – студент группы 8Э(з)-71, Сташко В. И. – к.т.н., доцент
[РАСЧЕТ ПЛАНОВЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ВЫРУЧКИ ОТ ОКАЗАНИЯ
КОММЕРЧЕСКИХ УСЛУГ НА ПРИМЕРЕ АО «АЛТАЙЭНЕРГОСБЫТ»](#)
10. Доманов М.Ю. – студент группы Э-51, Попов А.Н. – к.т.н., доцент
[ИСПОЛЬЗОВАНИЕ НОВЕЙШИХ КОММУТАЦИОННЫХ АППАРАТОВ В
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ НАПРЯЖЕНИЕМ 6-10 КВ](#)

XVI Всероссийская научно-техническая конференция
студентов, аспирантов и молодых учёных «Наука и молодежь»

11. Дорофеев Ю. А. – студент группы 8Э(з)-71, Сташко В. И. – к.т.н., доцент
[ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ БИЛЛИНГОВОЙ СИСТЕМЫ С ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫМ
УЧЕТОМ ПОТРЕБИТЕЛЯ В МНОГОКВАРТИРНОМ ДОМЕ](#)
12. Дьячкова Ю.Н. – студент группы Э-51, Попов А.Н. – к.т.н., доцент
[ДИСТАНЦИОННОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАЛИЧИЯ НАПРЯЖЕНИЯ НА ВОЗДУШНЫХ
ЛИНИЯХ 6-10 КВ](#)
13. Иванов Д.О – студент группы 8Э-81, Белицын И.В. – к.п.н., доцент
[ВОЗНИКНОВЕНИЕ КВАЗИНАУНЫХ ТЕОРИЙ](#)
14. Иванов Р.О. – студент группы 8Э-81, Попов А.Н. – к.т.н., доцент
[КОНЦЕПЦИЯ СОЛНЕЧНОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ НА БАЗЕ СЕТЕВОГО ИНВЕРТОРА](#)
15. Казымов И.М. – аспирант, ассистент, Компанеец Б.С. – к.т.н., доцент
[ВЫЯВЛЕНИЕ ПОВЫШЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ В ЛИНИЯХ
ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ НИЗКОГО НАПРЯЖЕНИЯ](#)
16. Казымов И.М. – аспирант, ассистент, Компанеец Б.С. – к.т.н., доцент
[ПРИМЕНЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ СИСТЕМ УЧЁТА ДЛЯ БОРЬБЫ С
КОММЕРЧЕСКИМИ ПОТЕРЯМИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СЕТЯХ НИЗКОГО
НАПРЯЖЕНИЯ](#)
17. Клименко В.В. – студент группы Э-51, Попов А.Н. – к.т.н., доцент
[СИСТЕМА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ РЕЖИМА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ДО
1000 В](#)
18. Ковалик О.С. - студент, Полищук В.И. - д.т.н., профессор
[УМЕНЬШЕНИЕ ВЛИЯНИЯ КОРРОЗИОННОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА
МЕТАЛЛИЧЕСКИЙ ТРУБОПРОВОД С ПОМОЩЬЮ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОЙ
КАТОДНОЙ ЗАЩИТЫ](#)
19. Коротовский А. Н. – студент группы 8Э(з)-81, Сташко В. И. – к.т.н., доцент
[ЗАЩИТА ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ НАПРЯЖЕНИЯ ОТ
СВЕРХТОКОВ В ЭЛЕКТРОСЕТЯХ 6 - 10 КВ](#)
20. Кошкин Е.В. – студент группы Эпр-62, Кречетов А.Д. – студент группы Э-61,
Гутов И.А. – к.т.н., доцент
[РАЗРАБОТКА СТЕНДА-МАКЕТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ](#)
21. Латин Д.Е. – студент группы 8Э-82, Компанеец Б.С. – к.т.н., доцент
[ОБЕСПЕЧЕНИЕ УРОВНЯ НАПРЯЖЕНИЯ В СЕТЯХ 0,4 КВ](#)
22. Леденева Е.А. – студент группы Э-61, Компанеец Б.С. – к.т.н., доцент
[ПРИМЕНЕНИЕ ТРАНСФОРМАТОРА ТОКА ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ ПРОДОЛЬНО-
ЕМКОСТНОЙ КОМПЕНСАЦИИ](#)
23. Леонтьева А.К. – студент группы Э-61, Нефедов С.Ф. – к.т.н., доцент
[МЕТОДЫ АППРОКСИМАЦИИ ЗАЩИТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК
АВТОМАТИЧЕСКИХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ](#)

24. Малков И.С. – студент группы 8Э-71, Грибанов А.А. – к.т.н., доцент
[РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ](#)
25. Марков Д.А. – студент группы 8Э-71, Грибанов А.А. – к.т.н., доцент
[ПРИМЕНЕНИЕ ОДНОФАЗНЫХ СТОЛБОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ](#)
26. Переплёткина О.А. – студент группы 8Э(з)-71, Сташко В.И. – к.т.н., доцент
[НОВЕЙШИЕ РАЗРАБОТКИ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ ПРИБОРОВ УЧЁТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ](#)
27. Перфильева А.А. – студент группы 8Э-71, Сташко В.И. – к.т.н., доцент
[ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СОЛНЕЧНОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ В УСЛОВИЯХ ГОРОДСКОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ](#)
28. Петрова А.С. – студент группы Э-82, Баратова К.В. – студент группы Э-72, Полищук В.И. – д.т.н., профессор
[КОНСТРУКЦИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ДАТЧИКОВ МАГНИТНОГО ПОЛЯ РАССЕЯНИЯ В СИСТЕМАХ ДИАГНОСТИКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН](#)
29. Петрова А.С., Жуков А.А. – студенты гр. Э-82, Полищук В.И. – д.т.н., профессор
[АПРОБИРОВАНИЕ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ МЕТОДОВ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ ПРИ ДИАГНОСТИКЕ СЛОЖНЫХ ДЕФЕКТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН](#)
30. Прийма Д.И. – студент группы Э-51, Попов А.Н. – к.т.н., доцент
[СЕКЦИОНИРУЮЩИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ ДЛЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1000 В](#)
31. Пчельников А.Н. – студент группы 8Э(з)-81, Сташко В.И. – к.т.н., доцент
[РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПАСЕКИ НА БАЗЕ СОЛНЕЧНОЙ МИНИ-ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ](#)
32. Серебряков Н.А. – аспирант группы 0ТМехЭ(з)-71, Хомутов С.О. – д.т.н., профессор
[ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ ГИПЕРПАРАМЕТРОВ МНОГОСЛОЙНОГО ПЕРСЕПТРОНА ПРИ КРАТКОСРОЧНОМ ПРОГНОЗИРОВАНИИ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ КРУПНЫХ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННЫХ ТОВАРОПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ](#)
33. Скорых О.Ю. – студент группы 4Э(с)-51, Гутов И.А. – к.т.н., доцент
[ПОВЫШЕНИЕ КВАЛИФИКАЦИИ ПЕРСОНАЛА ЗА СЧЕТ МОДЕЛИРОВАНИЯ АВАРИЙНЫХ ТРЕНИРОВОК](#)
34. Скрипкин О.В. – студент, Попов А.Н. – к.т.н., доцент
[АКТУАЛЬНОСТЬ ПРОБЛЕМЫ ПОИСКА ТРАСС КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ](#)
35. Скурихин А.Н. – студент группы 4Э(с)-51, Гутов И.А. – к.т.н., доцент
[АВТОМАТИЗАЦИЯ ПОДСТАНЦИЙ ДЛЯ ПОСТРОЕНИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ](#)
36. Смолина Л.А. – студент группы 8Э-81, Попов А.Н. – к.т.н., доцент
[СНИЖЕНИЕ НЕБАЛАНСА В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ](#)

XVI Всероссийская научно-техническая конференция
студентов, аспирантов и молодых учёных «Наука и молодежь»

37. Таранин Н.С. – студент группы Э-61, Компанеец Б.С. – к.т.н., доцент
[РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ НАПРЯЖЕНИЯ АСИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРА](#)
38. Тепчиков Р. Б. – студент группы 8Э(з)-71, Сташко В. И. – к.т.н., доцент
[РАСПРЕДЕЛЕННАЯ ГЕНЕРАЦИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ](#)
39. Титова Т.А. – студент группы Э-63, Компанеец Б.С. – к.т.н., доцент
[СНИЖЕНИЕ ПОТЕРЬ ПРИ ПЕРЕДАЧЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ](#)
40. Усольцева Т.В – студент группы 8Э-81, Мартко Е.О. – к.т.н., доцент
[АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ 20 КВ ДЛЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ КРАЙНЕГО СЕВЕРА](#)
41. Фролов Г.Н. – студент группы Эпр-52, Мартко Е.О. – к.т.н., доцент
[СНИЖЕНИЕ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ПОДСТАНЦИИ ПУТЕМ МОДЕРНИЗАЦИИ СИСТЕМЫ ОТОПЛЕНИЯ И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СОЛНЕЧНОЙ ЭНЕРГИИ](#)
42. Юрлов А. Н. – студент группы 8Э(з)-71, Сташко В. И. – к.т.н., доцент
[ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ЭНЕРГОСБЫТОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ](#)

ОЦЕНКА ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ НЕРАЗРУШАЮЩИХ МЕТОДОВ ДЛЯ ПРОФИЛАКТИЧЕСКОЙ ДИАГНОСТИКИ ИЗОЛЯЦИИ КАБЕЛЕЙ 6-10 кВ

Абушкин И.С. – студент группы Э-51, Попов А.Н. – к.т.н., доцент

Алтайский государственный технический университет им. И.И. Ползунова (Барнаул)

Кабельные линии в настоящее время получили широкое распространение в электро-снабжении городов и промышленных предприятий. В процессе эксплуатации под воздействием различных факторов кабели изнашиваются и в дальнейшем нуждаются в ремонте или замене. Для выявления развивающихся дефектов и предотвращения повреждения изоляции в процессе эксплуатации кабелей осуществляются регулярные проверки изоляции кабелей. Постоянные профилактические испытания сокращают число повреждений изоляции в процессе эксплуатации. Они позволяют получить объективные данные о состоянии изоляции и определить объем и технологию восстановительного ремонта.

Как правило, их выполняют, используя традиционные разрушающие изоляцию методы:

- проверка повышенным напряжением переменной частоты;
- проверка повышенным выпрямленным напряжением;
- проверка повышенным импульсным напряжением.

Применение этих методов наносит вред изоляции кабелей, что уменьшает ее запас прочности и, тем самым, сокращает срок службы, что видно из рисунка 1.

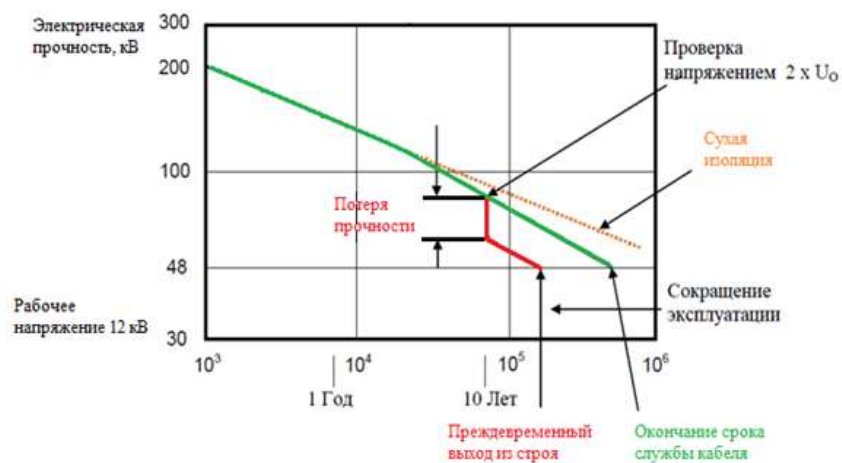


Рисунок 1 – Картина уменьшения срока службы кабеля

Отсюда возникает необходимость в замене традиционных методов в профилактических испытаниях на методы, не приносящие вред изоляции. Существует целая группа неразрушающих методов диагностики изоляции:

- метод измерения сопротивления изоляции;
- метод измерения коэффициентов абсорбции и поляризации;
- метод рефлектометрии;
- метод измерения частичных разрядов;
- метод измерения тангенса угла диэлектрических потерь;
- метод измерения возвратного напряжения;
- тепловизионный контроль.

Однако прежде, чем переходить к другим методикам испытаний, нужно оценить целесообразность их применения. Поскольку каждый из этих методов имеет свои особенности применения, достоинства и недостатки, то следует подробнее рассмотреть каждый из них.

Суть метода измерения сопротивления изоляции следует из его названия. Значение сопротивления позволяет лишь сделать вывод о пригодности кабеля к применению. Стоит отметить, что данный метод не требует больших затрат.

Метод измерения коэффициентов абсорбции и поляризации по сути основан на предыдущем методе, однако дает несколько более подробную оценку состоянию изоляции. Затра-

ты на применение данного методу равны затратам предыдущего, так как требует одного и того же оборудования. Использование данного метода в профилактических испытаниях целесообразно при совместном использовании с другими методами.

Метод рефлектометрии позволяет определить место повреждения кабельной линии и расстояние до него. Данный метод несмотря на свою точность в локализации дефектов, не может классифицировать повреждение. Еще одним недостатком является сложность анализа рефлектограмм.

Метод измерения частичных разрядов в настоящее время является одним из самых эффективных методов. Данный метод применяется без вывода кабельной линии из эксплуатации, что является его главным преимуществом. К сожалению, применение данного метода влечет большие расходы, поэтому его применение целесообразно только на ответственных кабельных линиях. Также стоит отметить, что этот метод практически не фиксирует дефекты в кабелях с бумажно-масляной изоляцией, что является критичным недостатком, так как подавляющее число эксплуатируемых кабелей имеет бумажную изоляцию [3].

Метод измерения тангенса угла диэлектрических потерь позволяет сделать вывод о степени старения изоляции. Хотя данный метод и позволяет выявить наличие дефекта в изоляции, но не дает возможность определить величину этого дефекта. Также результаты измерений могут служить браковочным критерием только для изоляции в предпробойном состоянии. Этот метод также стоит использовать совместно с другими методами.

Метод измерения и анализа возвратного напряжения позволяет определить степень старения и степень увлажнения изоляции кабеля. Данный метод позволяет судить о состоянии всей кабельной, а не отдельных ее участков, что является недостатком данного метода.

Метод тепловизионного контроля позволяет в рабочем состоянии определить место возникновения дефекта изоляции при помощи тепловизора. К сожалению, применение данного метода нецелесообразно к кабельным линиям, поскольку большая часть кабельных линий прокладывается под землей и для полного осмотра кабельной линии придется ее выкапывать, что создаст дополнительные финансовые и временные затраты. Также стоимость самого тепловизора остается довольно высокой.

Анализ неразрушающих методов диагностики изоляции показал, что применение только одной методики из этого перечня нецелесообразно, поскольку результаты испытаний не дают исчерпывающих данных о состоянии кабельной линии. Поэтому имеет смысл предложить комплексную диагностику кабельных линий, которая будет включать в себя ряд испытаний различными неразрушающими методами, а затем анализ результатов и вывод о состоянии кабельной линии и ее остаточном ресурсе. Касательно методов, которые можно включить в комплексную диагностику, то можно выделить следующие методы:

- метод измерения сопротивления;
- метод измерения коэффициентов абсорбции и поляризации;
- метод измерения и анализа возвратного напряжения;
- метод измерения тангенса угла диэлектрических потерь.

Данные методы в сравнении с остальными требуют меньших затрат и позволяют получить сведения о состоянии изоляции кабельной линии. Совместное их применение позволит повысить достоверность получаемых результатов.

Применение неразрушающих методов диагностики позволит рационально планировать ремонты кабельных линий, повысит их надежность и позволит сократить затраты за счет уменьшения аварийных ремонтов кабельных линий.

Список использованных источников:

1. Привалов, И. Н. Современные методы и технические средства для испытаний и диагностики силовых кабельных линий номинальным напряжением до 35 кВ включительно [Текст] // Петербургский энергетический ин-т повышения квал. работ. и спец. (ПЭ-ИПК). – Санкт-Петербург., – 2008. – 104 с.

2. Сергеев, Н. С. Диагностика состояния кабельных линий напряжением 6-10 кВ [Текст] / Н. С. Сергеев, О. В. Попова // Испытания материалов. Дефекты материалов. Защита материалов : материалы восьмой всероссийской научно-практической конференции молодых ученых с участием «Россия молодая». – 2016. – С. 1-6.

3. Шабанов, В. А. Диагностика кабельных линий [Текст] / Л. А. Ковригин // Кабель- news. – 2009. – №9. – С. 56-59.

АНАЛИЗ МЕТОДИК НОРМИРОВАНИЯ РАСХОДА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПОМЕЩЕНИЯХ

Артамонов А.И. – студент группы Э-51, Мартко Е. О. – к.т.н., доцент
Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова (г. Барнаул)

Расходы электроэнергии (ЭЭ) в производственных помещениях предприятия Алтайского края на освещение, электронагревательные приборы и силовые нужды в настоящее время не нормирован (не подвержен точному расчету). Отсутствие технического обоснования расхода ЭЭ приводит к трудностям планирования расходов составления бюджета и правильной оценке доли затрат на энергоресурсы. Одной из основных задач энергетики – это энергосбережение. В электроэнергетике имеются три элемента экономии ЭЭ [1]:

- борьба с нерациональным расходом (затраты не велики),
- организационные мероприятия (затраты окупаются в короткий срок),
- технологическая перестройка (капитальные затраты).

В современных условиях функционирующая система нормирования расхода ЭЭ [2] оказалась не готова в полной мере решать задачи энергосбережения. Одной из главных причин создавшегося положения нормировании электропотребления в промышленности является состояния теории расчета удельных норм ЭЭ.

Так как качественный и количественный состав оборудования на предприятии велик и разнообразен, то при расчете норм расхода ЭЭ используют дифференцированный расчет. Причем одна часть оборудования используется в решении научно-технических задач, вторая для – вспомогательных нужд.

Стоит отметить, что на предприятиях имеются проблемы с методической обеспеченностью, так как обычно это просто свод эмпирических формул. Разработка нормы электропотребления с помощью такой документации невозможна и экономически нецелесообразна.

При определении удельного расхода ЭЭ на единицу продукции создается база для расчета потребности в электроэнергии производства, что является базой планирования электропотребления. При постоянном изменяющемся объеме производства, именно точный расчет удельных норм расхода ЭЭ позволит прогнозировать затраты.

В промышленности используется классификация норм расхода ЭЭ, представленная на рисунке 1.1.

Нормы расхода можно подразделять: по степени агрегации, по составу расхода и по периоду действия [3].

Индивидуальная норма расхода ЭЭ на производство единицы продукции (работы) устанавливается для отдельных агрегатов и определенных условий производства продукции.

За счет снижения индивидуальных норм и внедрения технологичных установок и оборудования, снижаются и групповые нормы.

Групповая норма устанавливается для групп оборудования с одинаковыми функциями и условиями производства.

По составу расхода нормы подразделяются на технологические и производственные. Технологические нормы – это основные и второстепенные процессы производства, производственная норма – это технически неизбежные потери ЭЭ в сетях и преобразователей (делится на общезаводские и цеховые) [4].

По периоду действия нормы расхода принято разделять на годовые, квартальные, ежемесячные и ежедневные. Это подразделение нужно, потому что расходы ЭЭ зависят от изме-

нения климата. Из-за того что необходим оперативный контроль за энергопотреблением чаще всего используют ежемесячный и ежедневный период.

Стоит отметить, что затраты на нерациональные расходы не входят в нормы удельного расхода. Затраты на строительство зданий, монтаж нового оборудования и капитальный ремонт нормируются отдельно [5].



Рисунок 1.1 – Классификация удельных норм расхода ЭЭ

Анализ норм расходов показал и доказал актуальность разработки методики расчета удельных норм расхода ЭЭ для промышленных предприятий. Нормирование и контроль расхода ЭЭ, затраченной электрооборудованием на производство конечной продукции, даст возможность организовать прогнозирование удельного расхода электроэнергии (отношение общего количества израсходованной ЭЭ (в кВт*ч) к количеству произведенной продукции) на предприятии и позволит сократить расходы на нее.

Список использованных источников:

1. Кравченя Э.М. Охрана труда и основы энергосбережения . – Минск, 2006.
2. А.И.Герасимов, С.В.Кузьмин. Проектирование электроснабжения цехов обогатительных фабрик. Учебное пособие. – М: Инфа-М, 2017. – 304с.

3. Кузнецов А.М. Саенко В.В. Шафраник Ю.К. Экономика и энергетика регионов.- М.: Экономика, 2002г. – 365с.
4. Иванов К.О. Экономика и энергетика.- 2004г. – 200-300 с.
5. Голомазко М.Ю. Проектирование электроснабжения помещений. Учебное пособие. – Москва, 2000.

ПРИМЕНЕНИЕ СВЧ-ПЕРЕДАЧИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ КАК ИННОВАЦИОННОГО НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Бастрыкин К.В – студент группы 8Э-81, Попов А.Н. – к.т.н., доцент
Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова (г. Барнаул)

В настоящее время российская энергетика по примеру зарубежных стран взяла курс на инновационное развитие, однако, несмотря на это, технологии передачи электроэнергии на данный момент достаточно консервативны. Электроэнергия от источника энергии до потребителя передается с помощью воздушных или кабельных линий электропередачи.

Иногда применение данных видов передачи электроэнергии экономически целесообразно и их довольно просто реализовать на практике. Однако, в условиях труднопроходимой скалистой либо болотистой местности реализация данных способов передачи электроэнергии, либо невозможна, либо экономически не выгодна. Применение же такого способа передачи электроэнергии как СВЧ-передача позволяет решить данную проблему, потому что для передачи СВЧ-сигнала не требуется физической связи между источником электроэнергии и потребителем.

Данная система передачи энергии представляет собой принимающую ренктанну и устройство для передачи микроволнового излучения через пространство. Ренктанна состоит из антенны и выпрямительной схемы. В качестве микроволнового передатчика используют магнетрон, который позволяет добиться наибольшей эффективности СВЧ-передачи.

Согласно зарубежным исследованиям беспроводной передачи электроэнергии с помощью использования магнетрона были достигнуты значения эффективности передачи СВЧ-энергии свыше 90%. Это было достигнуто с помощью применения определённой частоты передачи энергии. Наиболее эффективные для передачи микроволн являются частоты в 2,45 ГГц (эффективность достигает 92,5 %), 5,8 ГГц (эффективность до 82 %) и 8,51 ГГц (эффективность до 62,5 %) [1].

Эффективность передачи микроволн зависит также и от степени эффективности работы принимающей ренктанны, ведь именно от неё зависит процесс преобразования микроволн в постоянный ток. Поэтому важно подобрать передатчик, а также фильтры, диоды и схему выпрямителя таким образом, чтобы потери энергии при преобразовании были минимальные.

Кроме того, следует отметить, что данная система передачи энергии достаточно масштабируема, то есть система может быть сконструирована таким образом, чтобы передавать больше энергии. Поэтому на данный момент за рубежом ведутся разработки СВЧ-систем, которые могут быть использованы для передачи энергии солнечного света со спутников на Землю, что в последствии сможет заменить традиционные способы передачи энергии [1].

Использование СВЧ-передачи имеет также и ряд недостатков. К ним можно отнести необходимость точного подбора параметров системы, соблюдение определённых частот передачи микроволн и учёт параметров среды, через которую передаются микроволны. Кроме того, замечено, что, если между приёмником и передатчиком имеется прямая видимость, то эффективность передачи, даже при несоблюдении ряда необходимых условий для СВЧ-передачи, может достигать 75-80%. Это правило действует также и в другую сторону. При соблюдении всех правил СВЧ-передачи, но не имея прямой видимости между приёмником и передатчиком эффективность передачи может снизиться вплоть до 55-60%. Для соблюдения условий прямой видимости применяют системы передачи, состоящий из множества ренктанн и магнетронов, представляющие собой совокупность множества отдельных простых СВЧ-подсистем [1].

Теперь рассмотрим вопрос внедрения технологии СВЧ-передачи с экономической точки зрения. Сравним СВЧ-передачу с традиционными способами передачи энергии.

Так как в качестве микроволнового передатчика как правило используют магнетрон мощность которого может достигать 1000 кВт, то и передачу электроэнергии мы будем рассматривать для 1000 кВт. Расстояние при котором будет достигаться наибольшая эффективность передачи энергии, согласно [2], будет составлять порядка 3 км.

Рассчитаем экономические затраты от внедрения системы СВЧ-передачи энергии. Магнетрон на 1000 кВт стоит 7600 долларов США, что переводя в рубли (согласно курса ЦБ РФ на 23.03.2019 1 доллар США = 64 рубля) будет составлять 486400 рублей. Рентанна для приёма микроволн будет стоит 18 тысяч долларов США, что при переводе в рубли будет составлять 1152000 рублей. То есть суммарные капиталовложения будут составлять 1638400 рублей [2].

Рассчитаем теперь стоимость внедрения воздушной и кабельной линий электропередачи. Стоимость строительства 3 километров воздушной линии электропередачи напряжением 10 кВ без учета стоимости монтажных работ согласно существующим расценкам составляет $3 \cdot 700\,000 = 2\,100\,000$ рублей [3]. Стоимость же 3 км кабельной линии электропередачи на напряжение 10 кВ (ААБЛУ 3х120) будет составлять $3 \cdot 1\,300\,000 = 3\,900\,000$ рублей [3]. Если учесть стоимость монтажных работ, то данная цифра станет значительно больше.

Теперь сравним окупаемость применения данных способов передачи электроэнергии.

Применение реальных систем СВЧ-передачи энергии с использованием магнетрона мощностью 1000 кВт на расстояние до 3 км показывает КПД 80% [2]. У ЛЭП эта величина составляет порядка 90%. Расчет чистого дисконтированного дохода показал, что при стоимости электроэнергии 3,99 руб. за 1 кВт·ч, согласно [4], воздушная линия электропередачи покрывает экономический эффект СВЧ-линии за 11 лет. Окупаемость же внедрения кабельной линии электропередачи займёт еще большей времени.

Таким образом, можно сделать вывод, что применение СВЧ-передачи электроэнергии является довольно конкурентоспособным способом передачи электроэнергии. Кроме дешевизны реализации данный вид передачи энергии также имеет ряд уникальных преимуществ: простота передачи электроэнергии в труднодоступной скалистой либо болотистой местности, а также способность передачи энергии на движущиеся объекты (при условии что они будут находиться в пределах прямой видимости и не дальше, чем радиус действия установок), что в будущем позволит более широко использовать данный вид передачи энергии.

Список использованных источников:

1. Тетельбаум, С. И. О беспроводной передаче электроэнергии на большие расстояния с помощью радиоволн [Текст] // Электричество. – 2005. – № 5. – С. 43-46.
2. Костенко, А. А. Квазиоптика: исторические предпосылки и современные тенденции развития [Текст] // Радиофизика и радиоастрономия. – 2000. – т. 5, № 3. – С. 231.
3. СТО 56947007-29.240.014-2008 «Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанций 35-750 кВ и линий электропередачи напряжением 6, 10 – 750 кВ» [Электронный ресурс]. – Загл. с экрана. – Режим доступа : <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.014-2008.pdf>
4. Решение управления по тарифам от 04.12.2018 №364 «Об установлении цен (тарифов) на электрическую энергию для населения и приравненных к нему категорий потребителей на территории Алтайского края на 2019 год» [Электронный ресурс]. – Загл. с экрана. – Режим доступа : <https://altaitarif22.ru/info/news/news/v-altayskom-krae-ustanovleny-tarify-na-elektroenergiyu-dlya-naseleniya-i-priravnennoykh-k-nemu-potrebn/>

МОДЕЛИРОВАНИЕ ВЕРОЯТНОСТИ ВЫХОДА ИЗ СТРОЯ ИЗОЛЯЦИИ
ОБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Боярков Д.А. – инженер, Компанеев Б.С. – к.т.н., доцент

АО «Сетевая компания Алтайкрайэнерго» (г. Барнаул)

Алтайский государственный технический университет им. И.И. Ползунова (г. Барнаул)

Техническое состояние электрических сетей из-за недостаточных темпов их обновления в нашей стране является неудовлетворительным. Примерно около 70% всех линий электропередачи и трансформаторных подстанций выработали свой нормативный срок службы, а более 40% данного оборудования – два нормативных срока [1]. Для такого электрооборудования характерны частые выходы из строя, что, в свою очередь, вызывает огромные материальные ущербы потребителям и энергокомпаниям. Эти ущербы могут исчисляться миллионами, а в целом по отрасли даже многими миллиардами рублей. В связи с этим, основной задачей любой электросетевой организации является постоянная оценка технического состояния имеющегося у себя на балансе электрооборудования и на основе этой оценки принимать решение о приоритизации проведения его замены или ремонта.

Для наиболее объективной оценки технического состояния электросетевого оборудования необходимо четко представлять и уметь математически описывать физические процессы, которые происходят в электроустановках при протекании в них электрического тока. Применяя «жесткий» детерминистический подход можно составить некоторую математическую модель, которая будет представлять из себя достаточно громоздкие и сложно разрешаемые дифференциальные уравнения. Однако в реальных условиях эксплуатации электрических сетей данный метод практически никак не учитывает различного рода неопределенности. Это связано с объективной невозможностью учесть все факторы, которые влияют на реальное техническое состояние электроустановки, например, постоянно меняющиеся условия среды эксплуатации. В связи с этим, для упрощения расчетов и учета неопределенности исходной информации, целесообразно перейти от детерминированной к стохастической (вероятностной) модели технического состояния электроустановки.

В качестве математического описания стохастической модели технического состояния предлагается использовать вероятность выхода из строя электросетевого оборудования. При этом данная вероятность должна определяться по результатам проведенных диагностических обследований оборудования, а ее математическая модель содержать в себе те параметры (показатели), которые были получены в процессе испытаний согласно Правилам устройства электроустановок (ПУЭ) [2], а также учитывать статистику дефектов и отказов рассматриваемого электрооборудования.

Выход из строя элементов электрической сети может происходить по различным причинам. Данных причин может быть очень много, однако произведя их анализ по сути физического происхождения, а также измеряемых в процессе плановых испытаний параметров, было выявлено три укрупненных группы аварийных режимов, которые могут возникать у электросетевого оборудования:

- выход из строя изоляции;
- выход из строя токоведущих элементов;
- выход из строя электрооборудования вследствие механических повреждений.

Более чем в половине случаев оборудование электрической сети выходит из строя вследствие пробоя изоляции [3].

В результате исследований была получена математическая модель вероятности пробоя изоляции электросетевого оборудования, которую обобщенно можно представить в виде формулы (1):

$$P_{из} = 1 - \frac{1}{\frac{R_{из,изм}}{R_{из,норм}} \sqrt{A_{из}}} \quad (1)$$

где $R_{из.изм}$ – измеренное значение сопротивления изоляции элемента электрической сети;
 $R_{из.норм}$ – предельно допустимое нормативное значение сопротивления изоляции элемента электрической сети, регламентируемое ПУЭ;
 $A_{из}$ – коэффициент, учитывающий статистику отказа элемента электрической сети вследствие пробоя изоляции.

Коэффициент $A_{из}$ для всего применяемого электросетевого оборудования был получен по результатам обработки статистических данных, связанных с выходом из строя изоляции электроустановок за последние 3 года во всех 9 филиалах крупнейшей электросетевой организации Сибирского федерального округа ПАО «МРСК Сибири». Так, например, для линий с самонесущими изолированными проводами (СИП), в зависимости от номинального напряжения и числа цепей сети, а также материала опор, данный коэффициент представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Значения коэффициентов, учитывающих статистику дефектов и отказов проводов СИП, в зависимости от параметров сети

$U_{ном}$ кВ	Материал опор	Число цепей		$A_{из.сип}$
До 1	-	-		1,000966
6-20	-	-		0,295404
35	Металлические	Одноцепные		0,034348
		Двухцепные	Отключена одна цепь	0,040467
			Отключены две цепи	0,008385
	Железобетонные	Одноцепные		0,027469
		Двухцепные	Отключена одна цепь	0,030908
			Отключены две цепи	0,001905
	Деревянные	-		0,055781
110	Металлические	Одноцепные		0,048887
		Двухцепные	Отключена одна цепь	0,064213
			Отключены две цепи	0,006479
	Железобетонные	Одноцепные		0,025177
		Двухцепные	Отключена одна цепь	0,038555
			Отключены две цепи	0,004954
	Деревянные	-		0,055015

Таким образом, с помощью такого показателя как вероятность выхода из строя, в частности изоляции электроустановок, можно производить ранжирование электросетевого оборудования от наиболее потенциально аварийного до наименее аварийного и, тем самым, осуществлять наиболее оптимальные управленческие решения по его замене либо ремонту.

Список использованных источников:

1. Положение ОАО «РОССЕТИ» о единой технической политике в электросетевом комплексе, утвержденное 22.02.2017 г. [Электронный ресурс] – Режим доступа :<http://www.rosseti.ru/investment/science/tech/doc/tehpolitika.pdf> – Загл. с экрана (дата обращения 25.03.2019).
2. Правила устройства электроустановок [Текст] : все действующие разделы ПУЭ-7 по состоянию на 1 января 2006 г. – 7-е изд. – Новосибирск : Сиб. унив. изд-во, 2006. – 512 с. : ил. – ISBN 5-94087-5475.
3. Компанеец, Б. С. Формирование обобщенного показателя состояния изоляции для оценки вероятности короткого замыкания / Б. С. Компанеец, С.Ф. Нефедов // Энерго- и ресурсосбережение - XXI век: сборник материалов XI международной научно-практической интернет-конференции. – Орел, 2013. – С. 107 – 108.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НА ОСНОВЕ ЭКСПЕРТНОГО ОЦЕНИВАНИЯ

Боярков Д.А. – инженер, Компанеев Б.С. – к.т.н., доцент

АО «Сетевая компания Алтайкрайэнерго» (г. Барнаул)

Алтайский государственный технический университет им. И.И. Ползунова (г. Барнаул)

Техническое состояние электрических сетей в Российской Федерации на сегодняшний день является объективно неудовлетворительным. Так, например, около 70% всех воздушных линий электропередачи выработали свой физический и моральный ресурс. При этом более половины электрических сетей можно отнести к категории «ветхие». Такие сети в любой момент могут выйти из строя, причиняя, тем самым, значительные материальные ущербы как потребителям электроэнергии, так и электросетевым организациям [1,2].

Для уменьшения подобных неблагоприятных ситуаций энергокомпаниям важно определять реальное техническое состояние обслуживаемого электросетевого оборудования. В качестве действенного метода идентификации ветхих электрических сетей выступает их периодическая техническая диагностика и испытание, регламентируемые Правилами устройства электроустановок (ПУЭ) [3], с последующим расчетом некоторого показателя, характеризующего состояние рассматриваемого оборудования. Таким показателем предлагается использовать вероятность выхода из строя элемента электрической сети.

Нормативно-техническая документация, определяющая правила и нормы эксплуатации электрических сетей, в том числе ПУЭ, никак не регламентируют диагностику электрооборудования в целях идентификации механических дефектов. Однако само их наличие и интенсивность могут косвенно указывать на определенное техническое состояние электросетевого оборудования. Поскольку механические повреждения нельзя представить в виде каких-либо электрических величин, например, сопротивления или тока, то в таком случае уместно воспользоваться экспертными оценками.

В условиях эксплуатации российских электрических сетей в качестве экспертов чаще всего выступает персонал, обслуживающий электроустановки, который может проводить оценку технического состояния одного и того же элемента электрической сети по-разному либо вообще необъективно. Для уменьшения субъективности и повышения точности производимых оценок необходима жесткая шкала экспертного оценивания электросетевого оборудования. Эксперт четко сличает описание, которое приведено в разработанной шкале, с реальным техническим состоянием электроустановки и ставит определенную балльную оценку, соответствующую шкале. При этом оценочная шкала имеет градацию от 1 до 10 баллов, где «1» - наихудшее состояние, «10» - наилучшее (идеальное) состояние.

Важно отметить, что будем рассматривать три качественных состояний электрооборудования:

- «Хорошее» (от 7 до 10 баллов) – состояние, которое вызывает меньше всего опасений;
- «Удовлетворительное» (от 3 до 6 баллов) – состояние, которое уже вызывает опасения в том, что с ним могут произойти аварийные ситуации;
- «Неудовлетворительное» (ниже 3 баллов) – состояние, вызывающее наибольшие опасения выхода его из строя. На такое электрооборудование необходимо обращать особое внимание при эксплуатации: часто производить его испытание, осмотр, ремонт и при необходимости (полном исчерпании физического ресурса) замену на новое.

В качестве примера рассмотрим экспертное оценивание на наличие и интенсивность механических повреждений для силового трансформатора. При этом вероятность выхода из строя будет определяться следующим образом:

$$P_{\text{мех.тр}} = A_{\text{мех.тр}} \times \left(\frac{\sqrt[10]{10,3} - \sqrt[10]{B_{\text{мех.тр}}}}{\sqrt[10]{10,3}} \right), \quad (1)$$

где $B_{мех.тр}$ – экспертная оценка механического состояния силового трансформатора по шкале от 1 до 10 баллов;

$A_{мех.тр}$ – коэффициент, учитывающий статистику дефектов силового трансформатора вследствие механических повреждений.

Рассмотрим более подробно данные величины. Для оценки механических дефектов была разработана шкала экспертного оценивания силовых трансформаторов, приведенная в таблице 1.

Таблица 1 – Экспертная шкала оценки внешних дефектов силовых трансформаторов

Качественная шкала оценки элемента электрической сети	Качественное описание оценки элемента электрической сети
10 «хорошее»	1) Бак трансформатора полностью герметичен, система охлаждения не имеет внешних дефектов, загрязнений; 2) Поверхность изоляторов чистая, ровная, без видимых дефектов; 3) Соединения токоведущих элементов не имеют следов коррозии и деформаций; 4) У прочих элементов отсутствуют сколы, трещины, следы коррозии и деформации
6 «удовлетворительное»	1) Бак трансформатора герметичен, система охлаждения имеет незначительные загрязнения, но без видимых дефектов; 2) Поверхность изоляторов имеет незначительные сколы, трещины, изменение окраски части поверхности (хотя бы один признак); 3) В местах соединения токоведущих элементов наблюдаются следы коррозии, незначительные деформации (хотя бы один признак); 4) Прочие элементы имеют незначительные сколы, трещины, следы коррозии, деформации (хотя бы один признак)
2 «неудовлетворительное»	1) На баке трансформатора наблюдаются потеки масла в местах уплотнений, система охлаждения сильно загрязнена, присутствуют деформации (хотя бы один признак); 2) Поверхность изоляторов имеет значительные сколы, трещины, наблюдаются следы действия электрической дуги (хотя бы один признак); 3) В местах соединения токоведущих элементов наблюдаются почернения, существенные деформации, в соединениях имеется подвижность (хотя бы один признак); 4) Прочие элементы имеют значительные сколы, трещины, деформации, почернения (хотя бы один признак)

Для проведения экспертных оценок элементов электрической сети (не только силового трансформатора) был разработан специальный алгоритм, по которому эксплуатационный персонал электросетевой организации должен принимать решение по оценке механического состояния рассматриваемой электроустановки. Оценивание необходимо производить, начиная с описания наивысшей оценки «10». Данное описание представляет собой совокупность характеристик элемента, которую можно оценить в 10 баллов и определить состояние как наиболее хорошее. При несоответствии в худшую сторону качественного описания состояния элемента любого одного из представленных пунктов необходимо понизить максимальную оценку: а) на 1 балл, если состояние элемента соответствует аналогичному пункту описания экспертного оценивания «6»; б) на 2 балла, если состояние элемента соответствует аналогичному пункту описания экспертного оценивания «2».

Значения коэффициента $A_{мех.тр}$ для силовых трансформаторов с разными значениями номинальной мощности и напряжения на первичной обмотке приведены в таблице 2. Данные коэффициенты получены на основе анализа аварийности силовых трансформаторов во всех 9

филиалах крупнейшей электросетевой организации Сибирского федерального округа ПАО «МРСК Сибири».

Таблица 2 – Значения коэффициентов, учитывающих статистику дефектов и отказов силовых трансформаторов

$S_{т ном}$ МВ·А	$U_{вн ном}$ кВ	$A_{мех.тр}$
До 2,5	6-20	0,034056
	35	0,021285
2,5-7,5	6-20	0,017028
	35	0,014899
	110	0,038313
10-80	35 и ниже	0,025542
	110-150	0,029799
	220	0,074497
Более 80	110-150	0,159636
	220	0,053212

Таким образом, приведенная методика экспертной оценки механических дефектов элементов электрических сетей позволяет объективно определить их реальное техническое состояние, что, в свою очередь, дает основание для замены устаревшего электрооборудования, которое наиболее остро в этом нуждается, тем самым обеспечивая бесперебойным электропитанием всех потребителей электроэнергии.

Список использованных источников:

1. Сведения о техническом состоянии электрических сетей ПАО «МРСК Сибири» [Электронный ресурс]: офиц. сайт. – Режим доступа: http://www.mrsk-sib.ru/index.php?option=com_content&view=category&layout=blog&id=1033&Itemid=2379&lang=ru22&mod=tech_set – Загл. с экрана (дата обращения 25.03.2019).
2. Положение ОАО «РОССЕТИ» о единой технической политике в электросетевом комплексе, утвержденное 22.02.2017 г. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.rosseti.ru/investment/science/tech/doc/tehpolitika.pdf> – Загл. с экрана (дата обращения 25.03.2019).
3. Правила устройства электроустановок [Текст] : все действующие разделы ПУЭ-7 по состоянию на 1 января 2006 г. – 7-е изд. – Новосибирск : Сиб. унив. изд-во, 2006. – 512 с. : ил. – ISBN 5-94087-5475.

АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ИЗОЛЯЦИИ ОБМОТОК СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА МЕТОДОМ ВОЛНОВЫХ ЗАТУХАЮЩИХ КОЛЕБАНИЙ

Бугаев В.В – студент группы 8Э-81, Грибанов А.А. – к.т.н., доцент
Алтайский государственный технический университет им. И.И. Ползунова (г. Барнаул)

Трансформатор является одним из важнейших элементов в системе электроснабжения. В течение длительной работы трансформатора существует вероятность возникновения различного рода дефектов и неполадок, которые, в свою очередь, оказывают негативное влияние на их работу. Внезапный отказ силового трансформатора может причинить значительный материальный ущерб, т. к. при этом убытки связаны не только с необходимостью восстановления работоспособности трансформатора, но и с простоем производственного электрооборудования на предприятиях при отсутствии резервных источников питания.

Основными элементами, отвечающими за его стабильную, надежную и долгосрочную работу, являются обмотки. В связи с этим существует острая необходимость в их тщательной

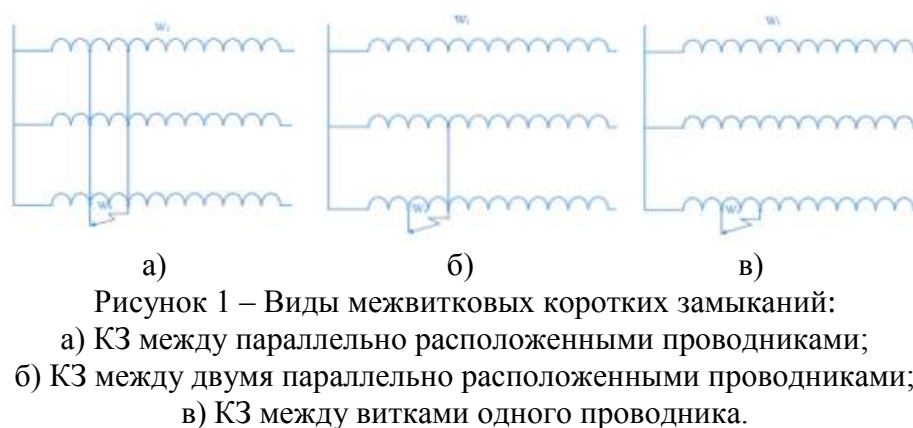
диагностике, целью которой является профилактика и ликвидация дефектов еще на начальных этапах развития. От времени обнаружения дефектов зависят не только материальные затраты на их устранение, но и снижается риск возможного ущерба.

Послеаварийная проверка трансформатора, который был отключен из-за повреждения в обмотках, может не дать четкого указания о том, что было причиной короткого замыкания. Тем не менее, большинство специалистов считают, что неисправности начинаются с межвиткового короткого замыкания. Поэтому для того, чтобы ограничить диапазон повреждений, более чем целесообразно отключать трансформатор до того, как возникнет короткое замыкание, и будет задействовано большее число витков. Однако обнаружение таких коротких замыканий является трудной задачей [1].

Основная трудность заключается в том, что защита своевременно не реагирует на повреждения изоляции малого количества витков, еще на начальном этапе, а срабатывает только в тот момент, когда авария достигает более крупных масштабов. В связи с этим существует необходимость в разработке защит, позволяющих сигнализировать, либо отключать поврежденный трансформатор даже при замыкании нескольких витков.

Одна из основных проблем анализа неисправностей при межвитковых коротких замыканиях обусловлена отсутствием прямых методов, позволяющих определить наличие короткозамкнутых витков в обмотке и дать оценку масштаба повреждения. В результате возникает трудность определения конкретного места возникновения повреждения. Имеющиеся же косвенные методы не дают полной количественной оценки объема витковых замыканий из-за сложности интерпретации результатов исследований.

Современные силовые трансформаторы имеют обмотки, состоящие из параллельных проводников, для уменьшения потерь на вихревые токи. Поэтому есть три возможных случая межвитковых коротких замыканий [2].



Решающую роль в возникновении витковых замыканий играет изоляция обмоток. Для анализа состояния изоляции в обмотках трансформаторов используется метод волновых затухающих колебаний (ВЗК), суть которого заключается в воздействии типового сигнала в виде единичного импульса напряжения, на обмотку трансформатора и возникающий в ней переходный процесс.

Это можно достаточно наглядно проследить с помощью осциллографа. Наличие апериодического процесса на экране осциллографа может быть следствием критического снижения, значений резистивно-ёмкостных параметров схемы замещения обмотки. Предварительно можно предположить, что при изменении значений параметров схемы замещения, характеризующих изоляцию обмотки от нормального (условно) уровня до критического (около нуля), переходный процесс будет иметь вид ВЗК.

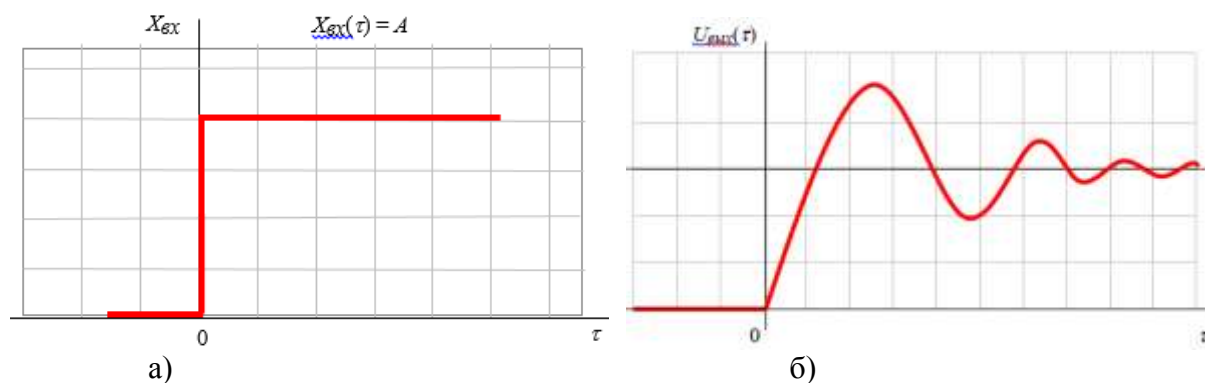


Рисунок 2 – Типы входного и выходного сигнала:

- а) тип входного сигнала;
б) тип выходного сигнала.

Для оценки влияния состояния изоляции на скорость и период затухающего колебательного процесса на начало обмотки подаётся типовой сигнал, а на её конце регистрируется переходный волновой процесс. В качестве типового входного сигнала принято единичное ступенчатое воздействие при нулевых начальных условиях, представленное на рисунке 2. Эта функция, которая при $\tau < 0$ равна нулю, а при $\tau > 0$ равна постоянному значению A .

Переходный процесс, вызванный этим сигналом - называется переходной функцией. Для ее определения выбирается схема замещения обмотки, представленная на рисунке 3.

Схема замещения включает в себя такие элементы как R_k - сопротивление корпусной изоляции, C_k - ёмкость корпусной изоляции, $r_б$ - межвитковое сопротивление, r - активное сопротивление обмотки, L - индуктивность обмотки.

Входное напряжение $U_{вх}$ соответствует единичной функции (рисунок 2, а), выходное $U_{вых}$, по результатам теоретических и экспериментальных исследований имеет вид ВЗК.

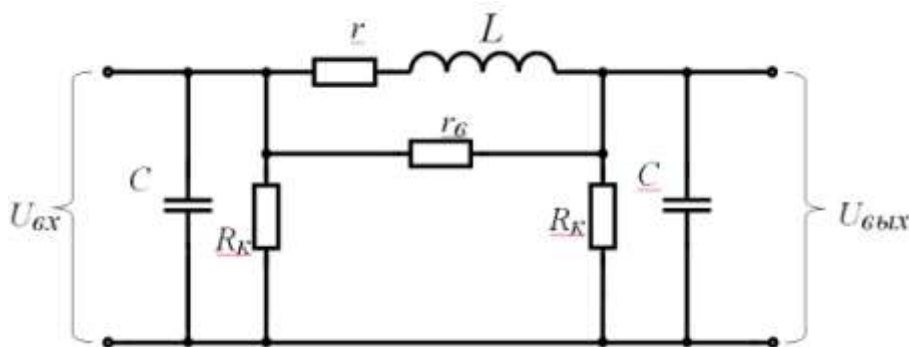
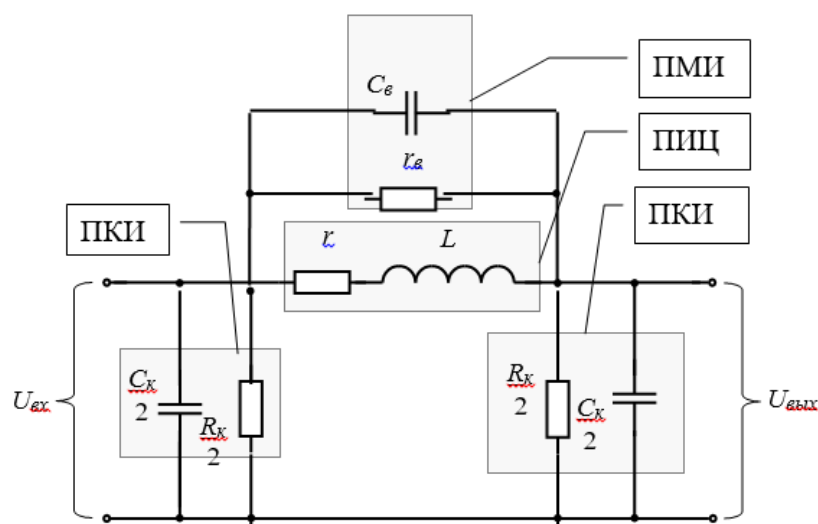


Рисунок 3 – Схема замещения обмотки

Учитывая, что межвитковая ёмкость $C_в$ является основным параметром, характеризующим изоляцию обмотки, исходная схема замещения примет вид, представленный на рисунке 4.



ПКИ- параметры корпусной изоляции; ПИЦ- параметры индуктивной цепи; ПМИ- параметры межвитковой изоляции

Рисунок 4 – Схема замещения обмотки с учетом C_b

В формировании ВЗК процесса, все элементы обмотки участвуют по-разному. Так, индуктивность L и ёмкость C формируют значения периода T_f , а сопротивление R формирует значения амплитуды A_f . При этом любые возможные изменения свойств изоляции, влекут за собой изменение значений параметров C , R обмотки и следовательно параметров ВЗК процесса T_f и A_f [3].

Таким образом, метод ВЗК является перспективным направлением в диагностики изоляции обмоток не только трансформаторов, но и других электрических машин.

Список использованных источников:

1. Градов А.А., Макарова Н.Л. Экспериментальные исследования витковых замыканий // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. – 2012. – № 10. – С. 32-37.
2. Хренников А.Ю. Основные причины повреждений обмоток силовых трансформаторов при коротких замыканиях // Электричество. – 2006. № 7. С. 17-24.
3. Сташко В.И. Метод диагностики изоляции на основе волновых затухающих колебаний / Ползуновский вестник. –2006. № 4–2. С. 420-423.

РАЗРАБОТКА МЕТОДИК НОРМИРОВАНИЯ РАСХОДА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ПОДСТАНЦИИ

Вербицкий А.Ю. – студент группы Э-51, Мартко Е.О. – к.т.н., доцент
Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова (г. Барнаул)

С каждым годом человечество огромными темпами наращивает объёмы производства, расширяет транспортные сети, улучшает условия жизни, инфраструктуру. В связи с этим необходимо всё большие объёмы электрической энергии (ЭЭ), которая давно уже является неотъемлемой частью жизни каждого из нас. По данным Министерства экономического развития Российской Федерации производство ЭЭ с 2008 года увеличилось на 2,6 %, ее потребление – на 3 %, установленная мощность электростанций – на 12,8 % [3].

С такими темпами роста, проблема потерь электроэнергии встает довольно остро. Сохранение ЭЭ – это сокращение затрат, например, на производство того или иного вида продукции или содержание здания. Генерирующие компании стараются уменьшить потери как при передаче электроэнергии, так и при её трансформации. Именно поэтому одним из наиболее приоритетных направлений является экономия ЭЭ на подстанции, точнее – ее расхода

на собственные нужды.

Расчеты потерь ЭЭ проводятся для решения различных задач, которые можно разделить на 2 большие группы: внутриобъектные задачи и задачи, связанные с учетом для взаимодействия с различными государственными органами. К внутриобъектным относятся, прежде всего задачи, связанные с повышением экономичности оборудования и эффективности работы обслуживающего персонала. Ко второму типу относятся задачи обоснования уровня потерь для формирования тарифов на ЭЭ. Очевидно, что для решения внутриобъектных задач необходимо максимально детализировать расчеты. Они могут проводиться для любой части сети отдельно. Для взаимодействия с государственными ведомствами необходимо соблюдение следующих требований [2]:

- потери должны быть рассчитаны для каждого элемента всех напряжений;
- результаты должны быть представлены в форме, обеспечивающей прозрачность структуры, динамику изменения и простоту понимания;
- расчеты должны иметь легитимный характер.

При проектировании новой подстанции, а иногда и для текущих расчетов используют методику, описанную в «Инструкции по нормированию расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций 35-500 кВ» и разработанную в 1981 году [1]. Стоит отметить, что её использование возможно только для подстанций класса напряжения 35кВ и выше. Расчет потерь на напряжение до 35 КВт по данной методике невозможен, однако пренебречь ими опрометчиво, поскольку это десятки мегаватт энергии.

Основной принцип заключается в группировке электроприёмников СН ПС в соответствии с местом, занимаемым в технологическом процессе. В номенклатуру собственных нужд ПС входит потребление ЭЭ на следующие цели:

- обогрев различного оборудования;
- охлаждение трансформаторов, реакторов и автотрансформаторов;
- обогрев, освещение и вентиляция помещений;
- расходы на освещение;
- расходы на питание зарядно-подзарядных устройств аккумуляторных батарей;
- питание оперативных цепей и цепей управления;
- питание электродвигателей компрессорных установок;
- электропитание аппаратуры связи и телемеханики;
- небольшие по объёму ремонтные работы, выполняемые в процессе эксплуатации;
- прочие: дренажные насосы, устройства РПН, дистилляторы, мелкие станки и приспособления и т.п.

Расчет годовой нормы производится путем суммирования годовых норм расхода отдельными электроприёмниками. Основное достоинство данной методики – простота; нет необходимости в сборе обширной статистики, длительном анализе и расчете. Необходимо иметь данные об установленном на ПС оборудовании и габариты помещений.

Основной недостаток - большая погрешность и малая точность расчета. Данный факт обусловлен тем, что при использовании данной методики, не учитываются режимы и время работы оборудования. При расчете тепловых потерь на обогрев зданий и сооружений не учитываются материалы, из которых они изготовлены, отопительное оборудование, установленное на подстанции, также не учитываются характеристики осветительных приборов и т.д.

Поэтому в настоящее время существует необходимость в создании и закреплении на законодательном уровне новой методики расчета расхода ЭЭ на собственные нужды подстанции. Она поможет в выполнении поставленных задач и применяется в следующих целях:

- определение норматива расхода электроэнергии на потребление электроэнергии токоприёмниками собственных нужд подстанций и оценке эффективности их работы за отчетный период (месяц, квартал, полугодие, год);
- формирование норматива расхода электроэнергии для планирования потребления электроэнергии на собственные нужды подстанции на год вперед;

XVI Всероссийская научно-техническая конференция
студентов, аспирантов и молодых учёных «Наука и молодежь»

- расчете норматива расхода электроэнергии при проектировании новых подстанций или реконструкции уже эксплуатируемых;
- оценка резерва снижения расхода на собственные нужды подстанции;
- разработка и мониторинг результатов внедрения мероприятий по снижению расхода электроэнергии на собственные нужды подстанции;
- поддержание установленного уровня энергетической эффективности оборудования собственных нужд подстанции;
- оперативное выявление нарушений в работе оборудования собственных нужд подстанции, приводящих к снижению эффективности его работы.

Норматив расхода ЭЭ на собственные нужды подстанций – значение годового расхода ЭЭ токоприёмниками собственных нужд электрической подстанции, отражающий ожидаемый объем потребления ЭЭ при нормальном режиме работы оборудования с учетом его паспортных данных, характеристик и режимов работы, и зданий, обеспечивающих жизнедеятельность персонала и рабочую среду. Для этого необходимо провести анализ электрооборудования подстанции. В соответствии со структурой энергопотребления к типовому оборудованию токоприемников СН относятся:

- трансформаторы и автотрансформаторы;
- реакторы;
- выключатели, разъединители, короткозамыкатели;
- здания подстанции, в том числе системы кондиционирования и вентиляции, системы освещения;
- освещение территории подстанции;
- счетчики, ТТ и ТН;
- шкафы оборудования;
- зарядно-подзарядные устройства АБ;
- АИИСУЭ;
- электродвигатели компрессоров и насосных станций;
- вспомогательные устройства синхронных компенсаторов;
- аппаратура связи и телемеханики;
- прочие электроприемники, наличие которых обусловлено технологическим процессом.

Оценив технологические процессы, связанные с данным оборудованием, были разработаны конкретные формулы, позволяющие достаточно точно рассчитать количество ЭЭ, которое потребляет каждый конкретный электроприемник. По предварительным оценкам погрешность составляет около 10%.

Точный расчет количества ЭЭ, потребляемого подстанцией, а также непосредственное сравнение этого показателя с реальным значением, позволит:

- целенаправленно разрабатывать мероприятия по снижению потребления электроэнергии на собственные нужды с учетом структуры этого потребления;
- осуществлять мониторинг эффективности внедрения таких мероприятий;
- формировать выборки по лучшим решениям для дальнейшего их тиражирования и разработки типовых решения
- просчитать варианты полной реконструкции или ее частичной модернизации.

Таким образом, всеобщее принятие методики расчета потерь ЭЭ на собственные нужды подстанции и в следствии её нормирование благоприятно отразится не только на энерго-снабжающих организациях, но и позволит улучшить взаимодействие с различными ведомствами по формированию тарифов на ЭЭ для граждан.

Список использованных источников:

1. Инструкция по нормированию расхода электроэнергии на собственные нужды подстанции 35-500 кВ [Электронный ресурс]. - Режим доступа: http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_10735.htm - Заглавие с экрана.
2. Железко, Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчетов [Текст] / Ю.С. Железко. – Москва : ЭНАС, 2009. – 456 с.
3. Энергетическая стратегия России на период до 2035 [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://ac.gov.ru/files/content/1578/11-02-14-energostrategy-2035-pdf.pdf> - Заглавие с экрана.

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ УСТРОЙСТВ ДЛЯ ТЕПЛОВИЗИОННОЙ
ДИАГНОСТИКИ

Горелов И.В. – студент группы Э-51, Попов А.Н. – к.т.н., доцент
Алтайский государственный технический университет им И.И. Ползунова (г. Барнаул)

Электроэнергетика является важнейшей отраслью энергетики России. Её главной задачей является снабжение потребителей качественной электроэнергией без перебоев. Надёжное электроснабжение потребителей возможно при обеспечении параметров технического состояния всех элементов системы в нормируемых пределах. Одним из важнейших элементов систем электроснабжения является силовой трансформатор [1].

Одной из причин возникновения аварийных ситуаций в системах электроснабжения является несоблюдение технического обслуживания из-за несвоевременного выявления дефектов.

Инфракрасное термографирование является наиболее эффективным и перспективным направлением развития в диагностике электрооборудования [2]. Так как зачастую при отклонении от нормального режима работы первым показателем является изменение температуры.

Данный способ позволяет проводить неразрушающего типа диагностику, позволяющую делать заключения о состоянии силового оборудования по изменениям температуры в ключевых точках.

Одной из наиболее частых проблем, является дефект контактных соединений. Контактные соединения производятся следующими способами:

- сварные контактные соединения
- спрессованные контактные соединения
- контактные соединения, выполненные скруткой
- болтовые контактные соединения

Дефекты в сварных соединениях могут привести к снижению механической прочности его самого, может происходить перегорание отдельных проводников в соединении, что приводит к повышению переходного сопротивления контакта его температуры.

В процессе эксплуатации в опрессованных соединениях, наличие дефектов будет способствовать появлению локальных перегревов и появлению оксидных пленок.

Дефекты в соединениях выполненных скруткой могут привести к выгоранию провода или обрыву провода.

В болтовых соединениях при дефектах возникает оксидная пленка, которая уменьшает величину контактных площадок, что приводит к увеличению плотности тока.

Как видно из описания, признаком появления или прогрессирования дефектов контактных соединений является повышение температуры. Периодическая тепловизионная проверка соединений зачастую проводится с интервалом 1-3 года, но диагностика с такой периодично-

стью не всегда позволяет вовремя выявить дефекты. Более частая проверка позволит уменьшить или предотвратить финансовые потери предприятия. Но у данного способа есть проблемы.

Одна из них, это цена. Тепловизоры являются весьма дорогим средством. Это сказывается на его ограниченной распространенности на предприятиях.

Еще одной проблемой является обучения персонала для работ с тепловизором.

Данные проблемы существенно сказываются на периодичности проведения диагностик оборудования, что и приводит к весьма длинному интервалу между диагностиками.

Одним из перспективных решений данной проблемы является создание упрощенного прибора тепловизионной диагностики для стационарной установки с возможностью удаленного управления и просмотра картины распределения температуры на самом приборе. Это позволит снизить расходы предприятия на оборудование и персонал, а также увеличить обхват оборудования подвергаемого диагностики.

Основой данного прибора является микроконтроллер на базе ARM-архитектуры, предназначенный для управления компонентами и обработки результатов, полученных с ИК-датчика. В качестве ИК-датчика выступает пирометр, приводимый в движение сервомеханизмом, состоящим из двух сервоприводов, которые могут совершать движения в двух плоскостях. В качестве средства передачи информации выступает GSM-модуль, способный передавать информацию через сети мобильной связи. Также предусмотрено использование цветного TFT-дисплея для просмотра результатов термографирования на месте.

Применение данного прибора позволит внедрить его во многие производства, из-за низкой себестоимости прибора. Его использование позволит проводить более частую проверку силового электрооборудования, что позволит заблаговременно засечь дефекты, до развития их критической стадии.

Устранение данных дефектов, до критического момента, позволяет снизить вероятность выхода силового оборудования из строя из-за повреждений контактных соединений, что позволяет снизить финансовые убытки предприятий и осуществлять бесперебойное и качественное электроснабжение потребителей.

Список использованных источников:

1. Марков, Д. А. Оценка эффективности методов диагностики силовых трансформаторов [Текст] / Д. А. Марков, А. А. Грибанов // Энергетика глазами молодых. – 2017. – С 98-102.
2. Тыштыкбаева, А. Е. Диагностика электрооборудования с помощью инфракрасного термографирования [Текст] / А. Е. Тыштыкбаева, А. Н. Попов // Энергетическая безопасность: сборник научных статей. – 2017. – С 170-172.

РАСЧЕТ ПЛАНОВЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ВЫРУЧКИ ОТ ОКАЗАНИЯ КОММЕРЧЕСКИХ УСЛУГ НА ПРИМЕРЕ АО «АЛТАЙЭНЕРГОСБЫТ»

Демченко С. И. – студент группы 8Э(з)-71, Сташко В. И. – к.т.н., доцент
Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова (г. Барнаул)

Известно, что доля выручки от дополнительных сервисов у энергосбытовых компаний в странах ЕС, доходит до 25%. Клиентам доступны услуги, которые не ограничиваются 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 [1].

Российские показатели пока заметно отстают. В среднем на данный момент, в России энергосбытовые компании получают от дополнительных услуг не более 7–10% от выручки.

Но, тем не менее, в российских компаниях всё же отмечают высокую прибыльность дополнительных платных сервисов (ДПС), предоставляемых клиентам. Маржинальный доход

ДПС в целом выше, чем доход от продажи электроэнергии. Развитие дополнительных услуг позволяет энергосбытовым компаниям повысить свою ценность для клиентов и свою конкурентоспособность, улучшить взаимоотношения с потребителем, обеспечить переход от энергоснабжателя к многопрофильной сервисной компании [1].

Как показывает только зарождающаяся в России практика продажи доп. услуг, потребности эти могут быть самыми разнообразными. К примеру, компания «Новосибирскэнергосбыт», которую регулярно отмечают за широту продуктовой линейки, оказывает более 100 видов услуг, включая помощь с подготовкой документов, получение ТУ в сторонних организациях, монтаж и наладку схем электроснабжения и т.д.

Исходя из выше сказанного, для современной энергосбытовой компании является очень важным планирование деятельности по оказанию ДПС, и расчет основных показателей по этому виду деятельности.

В настоящее время, расчет планового показателя выручки от оказания услуг по подготовке технической документации $V_{тд}^M$ рассчитывается на месяц индивидуально для каждого клиентского офиса, по следующей формуле:

$$V_{тд}^M = V_{тд} \times (k_{юл}/K_{юл} + k_{фл}/K_{фл} + k_u/K_u)/3, \text{ при } k_u > 0, \text{ иначе } V_{тд}^{КБ} = 0, \quad (1)$$

где $V_{тд}$ – планируемая величина выручки от оказания услуг по подготовке технической документации на месяц (в соответствии с бизнес-планом);

$k_{юл}$ ($K_{юл}$) – количество потребителей юридических лиц на территории обслуживания данного клиентского офиса;

$k_{фл}$ ($K_{фл}$) – количество потребителей физических лиц на территории обслуживания данного клиентского офиса;

k_u (K_u) – количество инженеров-инспекторов клиентского офиса, кроме инженеров-инспекторов управления ТО/филиала.

В случае, если $k_{юл}/k_u > 300$, для расчёта используется понижающий коэффициент 0,8.

Аналогичным образом производится расчет планового показателя выручки от оказания экспертных услуг $V_{э}^M$, планового показателя выручки от оказания услуг по установке и обслуживанию приборов учёта $V_{уо}^M$, и планового показателя выручки от выполнения электро-монтажных работ $V_{эл}^M$.

На этапе согласования плановых величин допускается перераспределение плановых величин между клиентскими офисами одного структурного подразделения по согласованию с заместителем генерального директора по развитию и маркетингу на основании служебной записки за подписью руководителя подразделения.

Таким образом, в каждом из структурных подразделениях, решаются следующие основные задачи:

- организация реализации электроэнергии в соответствии с условиями заключенных договоров энергоснабжения (купли-продажи электрической энергии (мощности));
- организация проведения мероприятий по сохранению и расширению клиентской базы филиала;
- обеспечение проведения мероприятий по снижению просроченной дебиторской задолженности по потребителям, находящимся на обслуживании филиала;
- обеспечение выполнения дополнительных (энергосервисных) услуг;
- соблюдение требований СМК, применительно к деятельности подразделения.

Расширяя спектр своих предложений, сбытовые компании вышли на спорную, казалось бы, для них территорию – энергосбережения и энергоэффективности. Снижение объёмов потребления, на первый взгляд, невыгодно сбытовым организациям, так как напрямую ведёт к

уменьшению выручки и сбытовой надбавки. В то же время, как объясняют сами представители рынка, экономия энергии позволяет снизить потребление в пиковые часы, а также помогает бюджетным организациям не выйти за лимиты финансирования. Это в свою очередь позитивно влияет на платёжную дисциплину. А по экспертным оценкам, дебиторская задолженность потребителей обходится поставщикам в сумму до 15% от выручки. Но главное – энергосервис и энергоаудит, направленные на более эффективное расходование электроэнергии, сами по себе являются перспективным и доходным бизнесом, а дополнительный заработок от них превышает потери в сбытовой надбавке.

Энергоэффективность и энергосбережение стали элементами стратегии для недавно созданного АО «Энергосбыт Плюс». Меньше года назад «КЭС-Холдинг» завершил реорганизацию своих сбытовых активов под единым брендом. Предполагается, что новая компания станет не только поставщиком ресурсов для населения, но также оператором комплексных услуг в сфере энергосбережения и единым центром ответственности перед потребителем. Сегодня организация предлагает, в частности, проектирование, поставку и монтаж оборудования – от светильников и индивидуальных тепловых пунктов до полного переоборудования котельных, вплоть до автономной генерации.

Несколько лет назад сбыты, как и многие другие предприятия, приступили к выполнению энергосервисных контрактов. Этот вид договоров активно внедряется в регионах начиная с 2010–2011 годов и особенно востребован муниципалитетами, которые получают возможность поэтапно оплачивать модернизацию инфраструктуры и экономить за счёт перехода на энергосберегающие технологии. Для сбытов это не менее интересное и перспективное направление, даже несмотря на отдельные трудности. К примеру, АО «Алтайэнергосбыт» было вынуждено повысить стоимость энергосервисных контрактов, включив в неё процент по кредитам, так как собственных средств на реализацию контракта не было. «Тем не менее, компания постоянно открывает новые возможности для реализации энергосберегающих мероприятий на территории Алтайского края и Республики Алтай», – отмечают в сбытовой организации. В 2018 году предприятие заменило около 2,0 тысяч светильников в Бийском районе.

Энергосбытовые компании остаются первым местом, куда потребитель обращается по вопросу энергозакупки, но новые игроки, в том числе поставщики потребительских товаров и телекоммуникационных услуг, предлагают конкурентоспособные сервисы, традиционно закреплённые за сбытовыми компаниями, такие как энергетический аудит и консалтинг, интегрированные решения по контролю и мониторингу, оборудование для генерации».

Чтобы не отдать рынок новым игрокам, энергосбытовым предприятиям приходится вести экспансию на рынке энергетических, коммунальных и смежных с ними услуг. Кроме того, организация готова помочь клиентам с выбором подрядчиков по тем видам услуг, которые не оказывает сама.

Направление дополнительных услуг успешно не только в Московском регионе, но и в целом по Группе «Интер РАО», показывает отчётность компании. По итогам 2014 года выручка от платных сервисов энергосбытового подразделения превысила 2,7 млрд рублей.

Но помимо экономических соображений, развитие допугслуг привело к другим интересным результатам. Итоги опроса клиентов Мосэнергосбыта, которые считаются показательными для всего сегмента, говорят о повышении удовлетворённости качеством предоставляемых услуг [2].

Дополнительные сервисы позитивно сказались на повышении лояльности персонала сбытов. «Развитие ДПС позволяет повысить уровень персонала. Опыт показывает, что за счёт правильно выстроенной мотивации на продажу и оказание ДПС можно увеличить доход работника компании, повысить лояльность персонала и снизить отток квалифицированных кадров, что сейчас очень актуально для отрасли в целом».

Список использованных источников:

1. Юлия Макарова. Сбыт мечты // Журнал об энергетике России «Энергия без границ», № 3 (34) сентябрь-октябрь 2015 г., С. 10-13.
2. Прейскурант дополнительных услуг ПАО «МОЭСК». Утверждён приказом ПАО «МОЭСК» от 09.02.2018 №122. URL: <https://www.moesk.ru/client/services/doc/Preis-2019-02-04.pdf> (Дата обращения: 25.03.2019).

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ НОВЕЙШИХ КОММУТАЦИОННЫХ АППАРАТОВ В
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ НАПРЯЖЕНИЕМ 6-10 кВ

Доманов М.Ю. – студент группы Э-51, Попов А.Н. – к.т.н., доцент
Алтайский государственный технический университет им И.И. Ползунова (г. Барнаул)

В данном научном докладе исследуются возможные способы повышения надежности электроснабжения потребителей, сокращения материальных и физических затрат на поиск места повреждения в воздушных линиях электропередач, а также снижения показателей SAIDI/SAIFI, что является одной из важнейших и актуальных задач для всех предприятий, осуществляющих передачу и распределение электрической энергии.

Проанализировав статистику за первое полугодие 2018 года по отключениям воздушных линий электропередач напряжением 10 кВ в Первомайском РЭС, который является филиалом ПАО «МРСК Сибири» – «Алтайэнерго», был обнаружен внушительный недоотпуск электроэнергии потребителям. Суммарное время отключений в линиях составило 117,19, причинами отключений были: износ оборудования, превышение ветровых нагрузок, падение деревьев из-за атмосферных явлений, вырубка деревьев, воздействие птиц и других животных на электроустановки, перепады температур, атмосферное перенапряжение, отключения, возникшие на объектах потребителя, а также имели место быть не выявленные причины. На рисунке 1 представлена диаграмма, демонстрирующая процентное отношение различных видов отключений друг к другу.



Рисунок 1 – Процентное отношение отключений линий

Методы повышения надёжности электроснабжения делятся на технические и организационно-технические. Широкое внедрение большинства технических средств связано с большими капитальными вложениями, учитывая, что протяженность сельских электрических се-

тей достигает огромных размеров. При использовании автоматизации сетей в качестве средства повышения надежности электроснабжения требуются относительно малые затраты при широких возможностях использования без серьезной реконструкции эксплуатируемых сетей [1].

Наиболее эффективным способом повышения надежности электроснабжения в воздушных электрических сетях среднего напряжения является применение секционирования линий электропередачи. Однако, для осуществления секционирования требуется, во-первых, развитая сеть секционирующих коммутационных аппаратов, а во-вторых, средства управления ими. При этом, в большинстве существующих распределительных сетей напряжением 6 – 10 кВ отсутствует как первое, так и второе.

На рисунке 2 представлены возможные средства и мероприятия по повышению надежности электроснабжения потребителей.

Проведя анализ малораспространённых приборов, способствующих решению данной проблемы, было найдено современное коммутирующее устройство Siemens Fusesaver, которое позволяет сократить время на отыскание и ликвидацию повреждения, а также повышает надежность отдельных элементов сетей, в данном случае отпаечных линий.

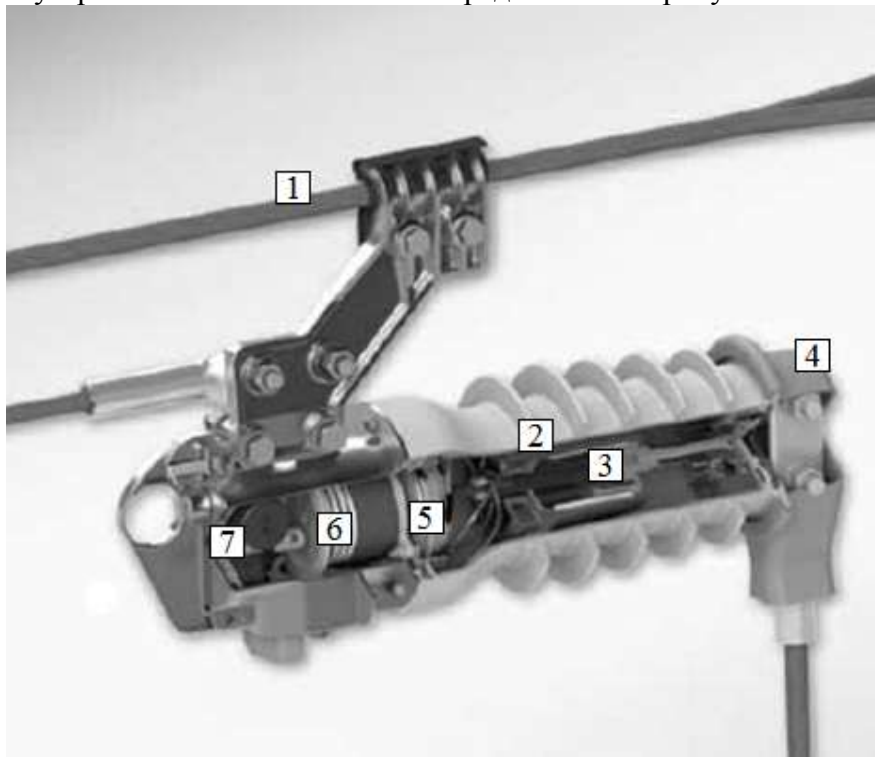


Рисунок 2 – Средства и мероприятия по повышению надежности электроснабжения

Отпаечные линии обычно защищены предохранителями. Однако плавкий предохранитель не может различать временные и постоянные неисправности. Поскольку 80 % сбоев сети являются временными, 80 % его предохранителей перегорают без необходимости. Это приводит к тому, что: предохранитель бесполезно поврежден; ремонтная бригада линейной службы затрачивает много времени на обнаружение местоположения повреждения и замену предохранителя; потребители остаются без питания, что приводит к высоким материальным расходам и расходам на работу персонала, а также возможны штрафные платежи. Одним из путей решения данной проблемы является установка аппаратов Siemens Fuseaver, который отлично подходит для защиты предохранителей от срабатываний при самоустраняемых повреждениях на линиях. Благодаря высокой скорости отключения (0,5 с), Fuseaver Siemens

защищает предохранитель от перегорания при самоустраняемых замыканиях. Fusesaver предназначен для установки последовательно с предохранителем. Когда он обнаружит короткое замыкание, он отключит линию и останется в этом положении на заранее определённое время. Также Fusesaver реализует возможность пофазного автоматического повторного включения, что благоприятно сказывается на надёжности электроснабжения потребителей [2].

Внутреннее устройство Siemens Fusesaver представлен на рисунке 3.



- 1) отпаечная линия; 2) трансформатор тока; 3) вакуумный выключатель; 4) защита от птиц;
5) трансформатор напряжения; 6) магнитный актуатор; 7) электронный модуль

Рисунок 3 – Внутреннее устройство Siemens Fusesaver

Преимущество данного устройства при временных отключениях заключается в том, что причина отключения исчезает в мертвое время Fusesaver, т.е. после его размыкания. После замыкания его обратно в сеть электроснабжение восстанавливается. При этом предохранитель не сгорел, и Fusesaver готов к следующей аварии. Только потребители запитанные от отключившейся фазы испытали перерыв в электроснабжении на время размыкания Fusesaver, в то время как все остальные потребители даже не заметят его срабатывания, а соответственно и перебоя в электропитании.

При долгосрочном отключении, когда Fusesaver повторно замыкается в сеть, неисправность на линии все еще присутствует, что приводит к току короткого замыкания. Fusesaver не будет срабатывать повторно и позволит току короткого замыкания сжечь предохранитель. Потеря напряжения неизбежна для потребителей на этой фазе, в то время как все остальные потребители имеют бесперебойное питание электрической энергией.

Таким образом, массовое внедрение таких современных коммутационных аппаратов как Siemens Fusesaver в электрических сетях напряжением 10 кВ позволит снизить такие показатели, как SAIDI и SAIFI, а значит и повысить уровень надежности электроснабжения потребителей, что приведет к снижению материальных потерь у энергоснабжающих организаций.

Список использованных источников:

1. Анашкин, С. С. Способы повышения надежности электроснабжения потребителей в сельской местности [Электронный ресурс] / С. С. Анашкин, А. П. Борисовский, Ю. Е. Ерохина // Молодой ученый. – 2018. – №3. – С. 34-36. – Режим доступа: <https://moluch.ru/archive/189/47932/>
2. Fusesaver – the world's fastest OVCB [Электронный ресурс]. – Загл. с экрана. – Режим доступа: <https://www.siemens.com/global/en/home/products/energy/medium-voltage/systems/outdoor-systems/fusesaver.html>

ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ БИЛЛИНГОВОЙ СИСТЕМЫ С ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫМ
УЧЕТОМ ПОТРЕБИТЕЛЯ В МНОГОКВАРТИРНОМ ДОМЕ

Дорофеев Ю. А. – студент группы 8Э(з)-71, Сташко В. И. – к.т.н., доцент
Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова (г. Барнаул)

Министерство строительства и ЖКХ России 4 апреля 2017 г. представило в Государственную Думу ФС РФ проект поправок в отдельные законодательные акты России в связи с развитием систем учета электроэнергии (мощности). Мера, предложенная Минстроем, призвана наладить достоверный учет потребляемых энергоресурсов, сделать систему начисления платежей прозрачной, свести к минимуму риск безучетного потребления.

В ноябре 2017 года Государственной Думой Российской Федерации, был принят в первом чтении законопроект министерства строительства и ЖКХ о переходе на интеллектуальный учёт потребляемых энергоресурсов. Принятие нового закона направлено на стимулирование внедрения систем дистанционного сбора показаний со smart-счётчиков с передачей в ресурсоснабжающие организации в режиме реального времени.

О системе интеллектуального учёта, начали широко говорить после того, как вступил в силу Федеральный закон от 23.11.2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении...». Этот закон запрещает ввод в эксплуатацию многоквартирных домов, если они не соответствуют по требованиям энергоэффективности или не оснащены соответствующими приборами учёта. От участников как строительного, так и энергетического рынков, поступили предложения, что «умные» счётчики электроэнергии должны устанавливаться в обязательном порядке в новостройках и тех домах, в которых произведен капитальный ремонт, а также и в любых других жилых и общественных зданиях, где производится новое технологическое присоединение или замена ранее установленных приборов [1].

До недавнего времени существовала так называемая система «самообслуживание». Эта система предполагает снятие показаний с приборов учета населением самостоятельно, т.е. показания снимает тот потребитель, с которым был заключен договор. Далее, потребитель рассчитывал сумму самостоятельно, и производил оплату. Но, такая, на первый взгляд простая и дешевая система, создавала множество проблем как у энергосбытовых компаний, так и у потребителей. Так, например, в процессе снятия показаний могли возникнуть различные проблемы, так или иначе влияющие на адекватность полученных данных. Это и погрешность измерения, возникающая по причине несвоевременного снятия показаний, ошибки при расчете объема электропотребления и т.д. Если к этому добавить существование множества различных субсидий, льгот и прочих механизмов, направленных на социальную защиту населения, а также разнообразие тарифов, то расчет конечной суммы к оплате за потребленную электроэнергию для граждан являлся достаточно трудоемкой процедурой.

В те времена, организации, которые предоставляли услуги по обработке платежей, не проявляли должной заинтересованности в достоверности полученных от потребителей данных, что для энергосбытовых компаний, также создавало определённые проблемы. Даже при достаточно высокой скорости обработки полученных от потребителей данных, при ручном вводе данных в ЭВМ, часто возникали ошибки, а механизм сверки текущих показаний с показаниями, которые были введены ранее – отсутствовал.

Сегодня ситуация быстро меняется. Во многих современных энергосбытовых компаниях система «самообслуживание» уже отменена.

Энергосбытовые компании получают сегодня информацию о потребленной абонентами электроэнергии непосредственно от сетевых организаций, согласно договора на услуги по поставке энергоресурсов. Также, установлен информационный обмена с органами социальной защиты, от куда поступают сведения о льготах и прочих социальных вычетах, которые имеются у граждан. Не маловажно и то, что обмен информацией идет и с органами регистрационного учета. Это необходимо для получения данных о количестве зарегистрированных граждан, проживающих на конкретной площади, так как без этого, расчет социальной нормы электропотребления произвести невозможно.

Обязанностью энергосбытовой компании является теперь своевременность и правильность заполнения документов, и их доставка потребителю [2]. Так Постановлением правительства РФ от 06.05.2011 г. № 354. п. 67 «О предоставлении коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов» и п. 2 ст. 155 ЖК РФ от 29.12.2004 N 188-ФЗ определен срок предоставления платежных документов не позднее 1-го числа месяца, следующего за истекшим расчетным периодом, за который производится оплата [1].

Вместе с тем, возникли и новые проблемы. Так, например, при ежемесячном снятии показаний приборов учета потребленной электроэнергии, возникла проблема доступа контролеров (обязанность сетевой организации согласно договору с энергосбытом) к местам установки электросчетчиков. Особенно актуальна данная проблема в многоквартирных домах, и, кроме того, возникла необходимость в увеличении численности контролеров, что естественно, увеличило издержки. Но, самими контролеры – это люди, не застрахованные от влияния так называемого человеческого фактора, что может вести к самопроизвольным ошибкам, преднамеренным действиям и т.д.

Сегодня в основном, учет потребления электроэнергии физических лиц выполнен в виде однофазных индукционных электросчетчиков, которые установлены внутри помещений, доступ в которые ограничен. В этой связи, возникают следующие проблемы:

- потребители могут производить несанкционированный отбор электроэнергии, вмешиваясь в работу счетчика электроэнергии;
- реализовать многотарифную систему учета на базе индукционных счетчиков - невозможно.

В этой связи, с целью соблюдения действующего законодательства, энергосбытовые компании вынуждены совершенствовать как существующие платежные системы, так и системы передачи данных о потребленной электроэнергии.

Если передача показаний с приборов учета потребителей в энергосбыт, имеющих технологическое присоединение к электрическим сетям сетевых компаний, производится в соответствии с заключенным договором оказания услуг по информационному обмену, то передача показаний с приборов учета потребителей, проживающих в многоквартирных домах, к сожалению, пока производится, как и ранее, по системе «самообслуживания». Передача индивидуальных показаний производится на бумажном носителе представителями старших по дому, председателями ТСЖ по доверенности, получивших это право на общем собрании собственников многоквартирного дома. Но данная схема, как и прежде связано с погрешностями измерений. По статистике около трети собственников многоквартирного дома подают показания индивидуальных приборов учета с опозданием или вовсе забывают об этой обязанности. В таких случаях энергосбытовые компании начисляют платежи по нормативу, который не отражает фактическое потребление. А это порождает разногласия между потребителем и энергосбытовой компанией по оплате за потребленную электроэнергию.

Комплексным решением выше обозначенных проблем может стать внедрение взаимодействия биллинговой системы с интеллектуальным учетом потребителя в многоквартирном доме [3].

Интеллектуальный учет в многоквартирном доме позволит:

XVI Всероссийская научно-техническая конференция
студентов, аспирантов и молодых учёных «Наука и молодежь»

- минимизировать небаланс между показаниями общедомового прибора учета и суммой квартирных приборов учета;
- выявить случаи применения несанкционированных подключений;
- повысить эффективность диспетчерско-технологического управления электрооборудованием (снизить число аварийных отключений);
- снизить эксплуатационные затраты и повысить собираемость платежей;
- полностью исключить «человеческий фактор» при снятии показаний;
- избавиться от конфликтов, возникающих при снятии показаний потребителем;
- объективно и оперативно оценивать качество всей цепочки «поставщик – энергосбыт – потребитель»;
- обеспечить возможность управления ограничением нагрузки недобросовестным потребителям.

При взаимодействии интеллектуального учета с биллинговой системой позволит:

- повысить качество и комфортность обслуживания клиентов;
- обеспечить повышение собираемости платежей;
- стандартизовать бизнес-процессы сбытовой деятельности.
- получать достоверную информации о потреблении ресурсов в режиме реального времени;
- существенно сократить затраты на обходчиков и контролёров;
- производить осуществление автоматизированного контроля за расходом энергоресурсов;
- оперативное определение баланса;
- избавление от платёжных разрывов;
- быстрая обработка полученных данных и своевременная выгрузка информации в ГИС ЖКЖ.

Создание автоматизированных систем позволит снизить коммерческие потери энергоснабжающих компаний и обеспечить адресное воздействие на неплательщиков.

Список использованных источников:

1. Малова, Е. В. Особенности управления дебиторской задолженностью граждан-потребителей в энергосбытовом предприятии / С. Н. Малова // Приволжский научный журнал. - 2009. - № 2. - С. 125-130.
2. Кондратьева, М. Анализ существующей системы платы за электрическую энергию, потребляемую населением, проживающим в многоквартирных домах / М. Кондратьева, Т. Шкода // Экономист. – 2016. – № 3. – С. 91–95.
3. Шкода, Т. А. Внедрение автоматизированной системы коммерческого учета электрической энергии в рамках энергосервисного договора/ Т. А. Шкода, М. Н. Кондратьева // Региональная экономика: теория и практика. – 2017. – Т. 15, вып. 3. – С. 565–578.

ДИСТАНЦИОННОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАЛИЧИЯ НАПРЯЖЕНИЯ НА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЯХ 6-10 КВ

Дьячкова Ю. Н. – студент группы Э-51, Попов А. Н. – к.т.н., доцент
Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова (г. Барнаул)

Транспортировка электроэнергии – основная задача электроэнергетиков. В основном электроэнергию передают и распределяют по воздушным линиям (ВЛ) электропередачи. Поэтому существует множество различных способов и средств мониторинга воздушных линий.

Часто необходимо знать о наличии напряжения на ВЛ, например, для безопасного ремонта опоры линии. Но также существует необходимость определения наличия напряжения в линии не только непосредственно на месте прохода ВЛ, но и дистанционно, на расстоянии.

На данный момент существуют специальные средства для определения наличия напряжения в линии электропередачи, но они имеют существенные недостатки. А именно, требуют непосредственного касания токоведущих частей, находящихся под высоким потенциалом, что затрудняет их применение на одноцепных линиях, а также они работают с применением неоновой лампы, что затрудняет применение устройства в дневное время суток из-за низкой яркости свечения.

В связи с этим необходимо разработать устройство, не требующее касания с токоведущими частями и не включающее в себя неоновую лампу. Например, возможно применение прибора с антенной, улавливающей электромагнитное поле возле линии электропередачи. Наведенное в антенне переменное напряжение необходимо подать на операционный усилитель, после которого сигнал подается на мультивибратор. Принципиальная схема устройства, улавливающего и преобразующего напряженность электрического поля вокруг токоведущих устройств, приведена на рисунке 1.

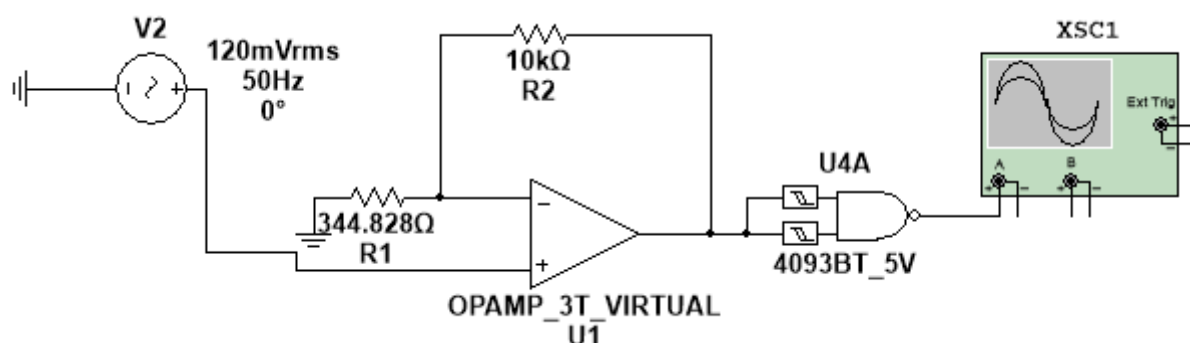


Рисунок 1 – Принципиальная схема устройства

Именно таким образом возможно исполнение сигнализатора напряжения, который входит в устройство для дистанционного определения наличия напряжения в воздушной линии 6-10 кВ. Само устройство, структурная схема которого изображена на рисунке 2, содержит в себе описанный выше сигнализатор напряжения, микроконтроллер, устройство связи, а также блок питания.

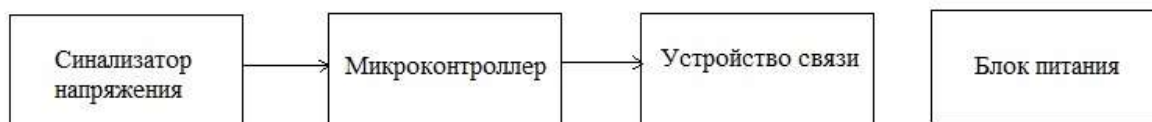


Рисунок 2 – Структурная схема устройства для дистанционного определения наличия напряжения в ВЛ 6-10 кВ

С сигнализатора напряжения подается преобразованный сигнал на микроконтроллер, графическое представление сигнала представлено на рисунке 3. Микроконтроллер в свою очередь формирует сигнал для устройства связи. Устройство связи в данном случае необходимо для связи с дежурным персоналом, для передачи им информации об исправном состоянии сигнализатора напряжения, а также о наличии напряжения в линии электропередачи. Блок питания необходим для поддержания устройства в работе в любое время.

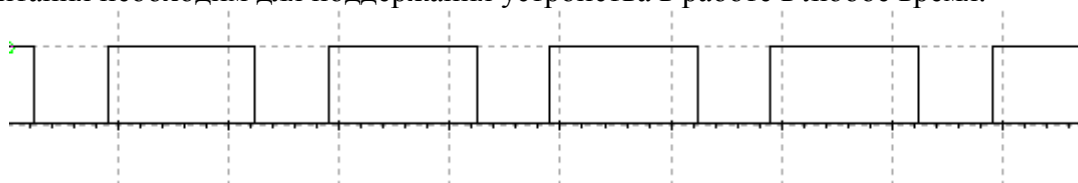


Рисунок 3 – Графическое изображение преобразованного сигнала

В данном случае рассматриваются именно ВЛ 6-10 кВ, так как на сегодняшний день существует проблема кражи токоведущих частей с линий 6-10 кВ, работающих без потребителей. Такие линии находятся под охранным напряжением, эта мера предпринята энергоснабжающими организациями для попытки пресечь кражу. Таким образом, именно наличие напряжения будет свидетельствовать о целостности линии электропередачи.

Информация о наличии напряжения в линии электропередачи должна посылаться на пульт диспетчера энергоснабжающей организации, который в свою очередь направит необходимый сигнал оперативной выездной бригаде, а также при необходимости в правоохранительные органы, в случае факта совершения противоправных действий.

Главная задача для сокращения затрат, возникших из-за хищений электрооборудования – добиться сокращения количества краж, а также иметь возможность пресекать кражи на месте преступления. Тем самым появится возможность применить меры наказания злоумышленникам, а также избежать возможных трат на восстановление имущества.

Немаловажным является факт перерывов в электроснабжении, которые становятся последствием хищений электрооборудования. Поимка злоумышленников на месте преступления позволит предотвратить непредвиденный перерыв в электроснабжении и тем самым избежать вероятных аварий на других производствах, питающихся от линии электропередачи, на которой происходит действие такого рода.

Вовремя остановив злоумышленника, можно предотвратить развитие последствий опасных для жизни и здоровья людей, экономических и технических потерь.

Таким образом, создание устройства для дистанционного определения наличия напряжения в воздушной линии электропередачи 6-10 кВ, позволит усовершенствовать процесс мониторинга линий, а также позволит пресечь попытки кражи токоведущих устройств ВЛ.

Список использованных источников

1. Хомяженко, Н. С. Обзор методов определения места повреждения в сетях различного класса напряжения [Текст] // Сборник статей конференции – L11 Международная научно-практическая конференция «Научное сообщество XXI столетия. Технические науки» – Новосибирск, 2017.

2. Самарин, А. В. Современные технологии мониторинга воздушных электросетей ЛЭП [Текст] / Самарин А. В., Рыгалин Д. Б., Шкляев А. А. // Естественные и технические науки – Москва, 2012. – 7 с.

ВОЗНИКНОВЕНИЕ КВАЗИНАУНЫХ ТЕОРИЙ

Иванов Д.О – студент группы 8Э-81, Белицын И.В. – к.п.н., доцент

Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова (г. Барнаул)

У человека, встретившего непонятное для него явление, есть два варианта – признать своё незнание, или сделать научное открытие.

Одним из таких открытий является скалярное магнитное поле, в русскоязычных источниках также поле Николаева – Томского физика, открывшего второе магнитное поле ещё в 80ые годы. Исследования Николаева до сих пор продолжают множественными последователями его теории.

Попробуем разобраться, что же это такое, как оно действует, и какие наглядные демонстрации действия этого поля нам предлагают исследователи. Наиболее ярко физические явления наблюдаются на простых опытах, поэтому рассмотрим самый простой опыт, в котором было замечено действие поля Николаева.

Вспомним знакомый многим ещё со школьной скамьи эксперимент с двумя магнитами, с некоторыми дополнениями. На рисунке 1 изображён изначальный опыт. В первом случае линии магнитной индукции двух магнитов направлены согласно, и магниты притягиваются

друг к другу, во втором – они перпендикулярны и сила взаимодействия между магнитами равна нулю.

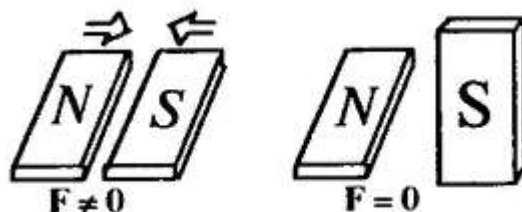


Рисунок 1 – Демонстрация взаимодействия двух магнитов.

На рисунке 2 изображено дополнение, сделанное Николаевым, в котором магниты были разрезаны, затем одну половину каждого из магнитов повернули на 180 градусов и соединили. После чего в параллельном положении магниты также притягивались, а в перпендикулярном – появилась сила стремящаяся оттолкнуть магниты друг от друга. Эту “необъяснимую” силу Николаев называл противоречием в электродинамике, её возникновение объяснил существованием ещё одного магнитного поля – скалярного [1].

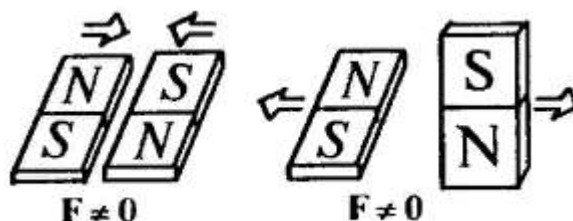


Рисунок 2 – Демонстрация опыта Николаева с магнитами.

Теперь разберём, что означает, свойство “скалярное” – скалярное поле характеризуется только величиной, не имея направления, в отличие от векторных полей. При этом теория скалярных магнитных полей, назовём её так, утверждает, что создаются две области скалярного магнитного поля, со знаками + и – соответственно, знаки отражают их воздействие на заряженные частицы, находящиеся в поле. Действие поля описано так: положительный заряд, движущийся в положительной области поля, ускоряется под действием продольной силы, направление которой совпадает с направлением движения заряда. В области отрицательного поля – положительный заряд тормозится, для отрицательного заряда – обратная ситуация. Возникновение областей скалярного магнитного поля для отрицательного заряда наглядно показано на рисунке 3, для положительного заряда – знаки будут противоположные. Значение напряжённости в точке будет тем больше, чем ближе эта точка к заряду [2].

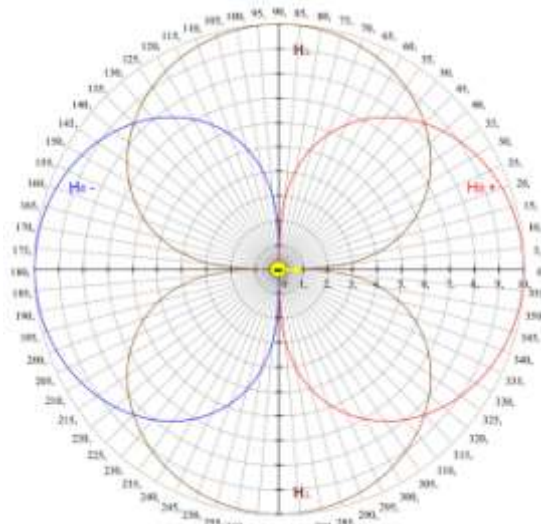


Рисунок 3 – Области скалярного магнитного поля для движущегося отрицательного заряда.

Подобный опыт также был выполнен с двумя рамками, каждая из которых состояла из двух встречно намотанных катушек. Каждая рамка получала питание переменным током одной фазы, что означает – относительно друг друга полярность катушек не менялась – где совпадала в первую половину периода, совпадала и вторую половину, соответственно, где была обратной – оставалась обратной. Таким образом, можно считать это тем же опытом с магнитами, просто по-другому оформленным. Однако в этом опыте Николаев также говорит, что при наклоне рамки на угол 45 градусов – сила пропадает, объясняя это уравниванием продольных сил притяжения и отталкивания, вызванных скалярным векторным полем.

Все описанные эффекты – действительно возникают, однако заострим внимание на параметрах, изменяемых во время эксперимента.

Теперь постараемся привести объяснение максимально простое и не требующее глубоких знаний электромагнетизма. Опыт с магнитами наиболее прост и понятен, так что и объяснения будут приведены на его примере. На рисунке 4 изображено такое положение двух магнитов, при котором они будут притягиваться – линии магнитной индукции направлены согласно. На рисунке 5 один из магнитов повернули на 180 градусов, линии магнитной индукции теперь направлены встречно, магниты будут отталкиваться. После поворота одного из магнитов, его северный полюс занял место южного, и характер взаимодействия поменялся на противоположный.

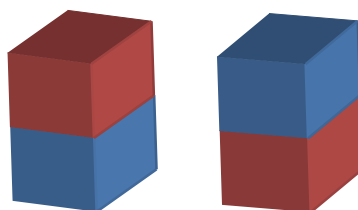


Рисунок 4 – Изначальное положение магнитов, при котором они притягиваются.

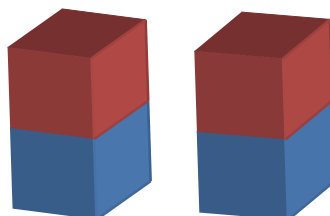


Рисунок 5 – Положение магнитов после поворота одного из них на 180 градусов, магниты отталкиваются.

На рисунке 2 мы наблюдаем две группы по два магнита, так как если разделить магнит – у каждой из его половин будут свои полюса. Система из двух перевёрнутых относительно друг друга магнитов, скреплённых вместе, образует квадруполь, с чередованием полюсов. Теперь наглядно изобразим опыт Николаева. На рисунке 7 – две системы из двух магнитов в изначальном положении, а на рисунке 8 после поворота на 90 градусов.

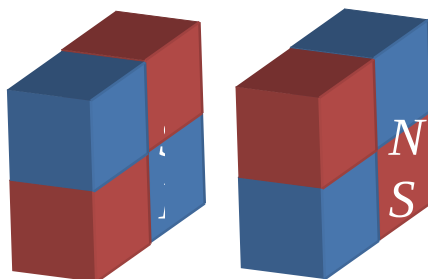


Рисунок 6 – Изначальное положение двух систем из двух магнитов, при котором они притягиваются.

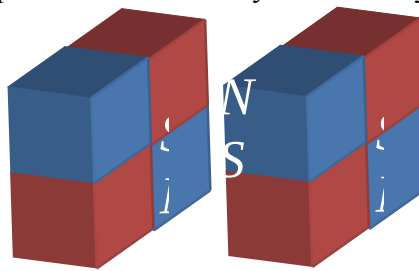


Рисунок 7 – Положение двух систем из двух магнитов после поворота на 90 градусов, системы магнитов отталкиваются.

Наглядное изображение опыта Николаева позволяет увидеть, что в первом случае, на рисунке 6, линии магнитной индукции всех четырёх полюсов направлены согласно, магниты должны притягиваться, опыт это подтверждает. На рисунке 7, после поворота на 90 градусов линии магнитной индукции всех четырёх полюсов направлены встречно, магниты должны отталкиваться, и опыт это подтверждает. Мы можем наблюдать, что в данном опыте поворот на 90 градусов привёл к тому же, к чему привёл поворот одного магнита на 180 градусов в изначальном опыте, полюса поменялись местами, изменился характер взаимодействия. Никаких противоречий не возникает, никаких необъяснимых сил не возникает. Никаких причин вводить новые поля, термины и описывать новые явления не возникает.

Необъяснимые явления в опытах Николаева и его последователей возникают из-за неправильной постановки эксперимента, игнорирования фактов, приравнивания аналогичных, но неравных систем, неполного описания экспериментальных установок и результатов опыта. При этом результаты и объяснения выглядят убедительными для недостаточно внимательного или недостаточно осведомлённого наблюдателя, играя на когнитивных искажениях. К сожалению это не единственная антинаучная теория нашедшая множество последователей, однако, во всех подобных случаях принцип появления псевдонаучных открытий одинаков. Для предотвращения появления и развития подобных явлений необходимо чёткое соблюдение требований к исследованиям и трактовке их результатов, однако такой контроль недостаточно строго осуществлялся тогда и сейчас.

Список использованных источников:

1. Николаев Г.В., Современная электродинамика и причины ее парадоксальности, 2-е изд. - Томск: Изд-во НТЛ, 2003
2. Иванов А.Г. Невихревая электродинамика. Продольно-скалярные ЭМ волны Тесла. - Москва, 2009

КОНЦЕПЦИЯ СОЛНЕЧНОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ НА БАЗЕ СЕТЕВОГО ИНВЕРТОРА

Иванов Р.О. – студент группы 8Э-81, Попов А.Н. – к.т.н., доцент

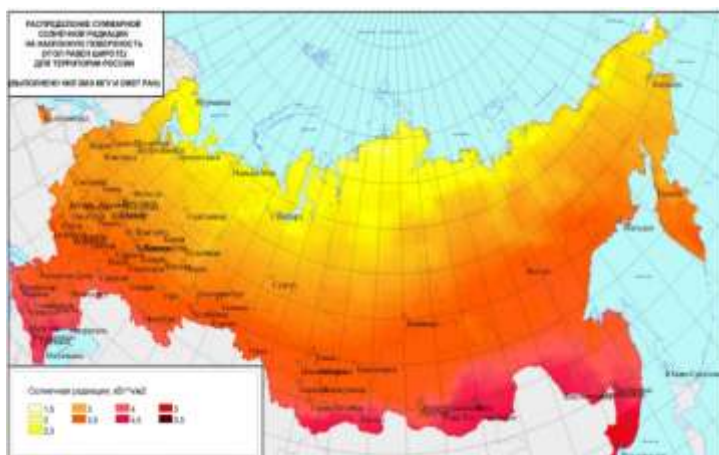
Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова (г. Барнаул)

Ежегодно потребление электроэнергии в стране растет, благодаря активному экономическому развитию, что обусловлено вводом новых производственных линий разного характера. Большинство тепловых электростанций на территории России морально устарели, что в конечном итоге приводит к потерям генерирующих мощностей стремительными темпами. Одним из альтернативных методов решения был рассмотрен метод внедрения микро-СЭС на территориях частного домовладения. На фоне потенциального вступления в силу поправок в ФЗ об энергетике, в частности «о внедрении двунаправленной тарификации» т.е. потребитель сможет не только покупать ЭЭ из сети, но и продавать ее в сеть, этот метод имеет все шансы на реализацию.

В Европейской части ВИЭ УЖЕ занимают весомую долю на рынке электрической энергии (25% за 2018г.). В России подобные источники, пока, не пользуются популярностью

(<2% за 2018г.) ввиду наличия огромных запасов твердого топлива.

На рисунке 1 проиллюстрирована карта распределение суммарной солнечной радиации в России, которая служит инструментом для определения, в каких районах оптимальна, а в каких не оптимальна установка солнечных электростанций [2].



**XVI Всероссийская научно-техническая конференция
студентов, аспирантов и молодых учёных «Наука и молодежь»**

Был произведен приближенный расчет потребления ЭЭ за определенные периоды года. Результаты представлены в таблице 1.

Таблица 1

Расчет потребления											
Электроприемник	Кол-во	Рном, Вт	Время работы в сутки, ч			ЭЭ в СУТКИ, кВт*ч			ЭЭ в МЕСЯЦ, кВт*ч		
			Лето	Переход	Зима	Лето	Переход	Зима	Лето	Переход	Зима
Телевизор	2	40	10	10	10	6	6	6	180	180	180
Холодильник	1	150	8	8	8	14,4	14,4	14,4	432	432	432
Морозильник	4	150	7	7	7	14	14	14	420	420	420
Пылесос	1	1800	0,2	0,2	0,2	0,4	0,4	0,4	12	12	12
Утюг	1	2000	0,2	0,2	0,2	0,4	0,4	0,4	12	12	12
Чайник	1	2000	0,5	0,5	0,5	0,025	0,025	0,025	0,75	0,75	0,75
Плита	1	2000	2	2	2	0,7	0,7	0,7	21	21	21
Компьютер	1	50	8	8	8	12	12	12	360	360	360
Освещение	5	70	4	5	8	0,7	0,875	1,4	21	26,25	42
Бойлер	1	1500	3	3	3	3	3	3	90	90	90
Газовый котел	1	175	0	3	10	0	3	10	0	90	300
Отопление хоз.нужд.	1	1000	0	3	12	0	0	0	0	0	0
Стиральная машина	1	1000	0,4	0,4	0,4	0	0	0	0	0	0
						0	0	0	0	0	0
						0	0	0	0	0	0
ИТОГ:						51,625	54,8	62,33	1548,8	1644	1869,8

Следующим шагом определяется соотношение использования ЭЭ в светлое и темное время суток. Результаты в представлены в таблице 2.

Таблица 2

Использование ЭЭ						
	кВт*ч	Рублей	Использование ЭЭ			
			Днем	кВт*ч	Ночью	кВт*ч
Летний месяц	560	1679,4	0,8	447,84	0,2	111,96
Переходный месяц	676	2028,15	0,6	405,63	0,4	270,42
Зимний месяц	1014	3042,9	0,6	608,58	0,4	405,72
Потребление в год	8778,6	26335,8				
Стоимость ЭЭ, руб	3					

Далее рассчитывается выработка ЭЭ на СЭС с учетом факторов, влияющих на выработку СЭС. Часы солнечного дня - продолжительность светового дня. Коэффициент ясного неба - поправка на возможность пасмурной погоды. Коэффициент нерегулируемости - поправка на постоянную ориентацию солнечных панелей. Результаты расчетов приведены в таблице 3.

Таблица 3

СЭС 2 кВт выработка					
Сезон	часы солнечного дня, час	Коэффициент ясного неба	Коэффициент нерегулируемости СЭС	Мощность СЭС, кВт	Выработка ЭЭ потенциальная, кВт*ч
Летний месяц	15	0,9	0,8	2	648
Переходный месяц	13	0,8	0,8		499,2
Зимний месяц	7	0,8	0,8		268,8
За год					5745,6

Учитывая коэффициент перегрузки СЭС (коэффициент, характеризующий потребление ЭЭ сверх мощности СЭС, учитывается энергия, а не номинал. $1.X$, где X - покупаемый объем энергии) = 1,1, рассчитывается выработка ЭЭ в дневное время СЭС, а также объем закупаемой энергии из сети, а также первая часть экономической составляющей проекта. Результаты приведены в таблице 4.

Таблица 4

**XVI Всероссийская научно-техническая конференция
студентов, аспирантов и молодых учёных «Наука и молодежь»**

Экономия					
	СЕТЬ		СЭС		
	кВт*ч	Задолженность, руб	Полезная выработка, кВт*ч	Экономия, руб	Холостой ход, кВт*ч
Летний месяц	152,7	458,0	407,1	1221,4	240,9
Переходный месяц	307,3	921,9	368,8	1106,3	130,4
Зимний месяц	769,9	2309,8	244,4	733,1	24,4
За год	4611,6	13 835	4167,0	12 501	1578,6

Производится приближенный расчёт затрат на возведения СЭС, рассчитывается срок окупаемости с учетом утверждения закона о двунаправленной тарификации (с учетом цены продажи 2 руб/кВт*ч) и без него. Результаты приведены в таблице 5.

Таблица 5

Расчет стоимости и окупаемости				
Оборудование		количество	цена, руб	Общая цена, руб
Солнечные панели	Поликристалл 100Вт	20	4000	80000
Инвертор	2000 кВт сетевой	1	38000	38000
Провод	Одножильный	30	120	3600
Делиметр	Следит, чтобы инвертор в сеть не отдавал	1	2000	2000
Монтажные работы	Доля от СЭС	0,2		16000
				0
Цена, руб		139600,0		
Курс USD/РУБ		65,0		
Цена 1 кВт*ч, руб		69800,0		
Цена 1 кВт*ч, USD		1073,8		
ОКУПАЕМОСТЬ, лет		11,17		
ОКУПАЕМОСТЬ с продаж в сеть, лет		8,92		
Цена ПРОДАЖИ ЭЭ, руб		2		

Список использованных источников:

1. Энергетика и промышленность России [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.eprussia.ru/news/base/2019/751621.htm>
2. Сборник статей «Молодежь – Банаулу IX» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.asu.ru/files/documents/00018711.pdf#2>
3. EnergeNET НТИ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://energenet.ru/data/EnergoNET1.pdf>

ВЫЯВЛЕНИЕ ПОВЫШЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ В ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ НИЗКОГО НАПРЯЖЕНИЯ

Казымов И. М. – аспирант, ассистент, Компанеев Б. С. – к.т.н., доцент
Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова (г. Барнаул)

В настоящее время проблема увеличения технологических потерь в сетях низкого напряжения становится всё более актуальной. По данным, предоставляемым различными энергоснабжающими компаниями, процент только технологических потерь в линиях электропередач составляет от десяти до тридцати процентов в разных регионах России. Причём значительная часть потерь приходится именно на линии электропередач. Такой высокий объём потерь обуславливается особенностями линий электропередачи низкого напряжения, такими как:

- преобладание протяжённых участков, особенно характерно для сельских сетей;
- недостаточное сечение проводов, связанное с давностью постройки линий;

- высокая степень физического износа сетей, связанная с продолжительной эксплуатацией без реконструкции и капитальных ремонтов.

Совершенно очевидно, что основные параметры линии, такие как протяжённость, сечение проводов и т.д. не могут быть изменены без капитального ремонта или реконструкции, и поэтому напрямую на изменение величины потерь не влияют, а также могут быть учтены при определении потерь различными расчётными методами. Однако износ сетей, а особенно элементов, превысивших нормативный срок службы, может становиться причиной увеличения потерь на передачу электроэнергии, рассчитать и спрогнозировать величину которых не представляется возможным ввиду случайного характера возникновения очагов увеличения потерь. Поэтому на данный момент нет эффективных инструментов и методик выявления участков сетей с увеличенными техническими потерями электроэнергии.

Увеличение потерь при передаче электроэнергии в основном проявляется в увеличении сопротивления проводов питающей линии, что влечёт за собой увеличение теряемой на нагрев проводов мощности и снижение уровня напряжения у конечных потребителей, что негативно сказывается на надёжности и качестве электроснабжения.

Увеличение сопротивления линии может произойти как результат возникновения нескольких событий:

- износ участка провода, приведший к разрушению части проводящих жил;
- некачественно выполненное соединение проводов после ремонта.

При регулярных внешних осмотрах линии такого рода изменения не могут быть визуально замечены, однако со временем участок линии с ухудшившейся проводимостью при протекании тока будет испытывать нагрев, что для широко используемых алюминиевых проводов приведёт к растеканию металла и ещё большему снижению проводимости. Таким образом, появление неучтённого «соединения» в линии резко снижает её надёжности и является фактором риска, а, значит, должно быть обнаружено и устранено.

Снижение уровня технических потерь в распределительных сетях является одним из главных направлений работы электроснабжающих организаций Алтайского края и имеет целью повышение эффективности их работы и снижение издержек.

Для определения факта превышения техническими потерями их нормального, неснижаемого ввиду конструктивных параметров элементов системы электроснабжения, значения необходимо получить расчётный уровень потерь в сети на основании данных о её конфигурации и параметрах всех её элементов, в основном линий электропередачи. О том, что в рассматриваемой электрической сети низкого напряжения существуют места с увеличенным сопротивлением, говорит факт небаланса мощности, отпущенной потребителями с питающей подстанции и потреблённой по показаниям приборов учёта потребителей. Наличие разницы между величиной небаланса энергии и расчётными потерями в сети говорит о наличии в ней дополнительного источника потерь. В рассматриваемом случае дополнительные потери предполагаются технологическими, а конкретно вызванными увеличением сопротивления проводов питающей линии.

Методика определения проблемной области в сети основывается на разбиении сети на участки с последующим сравнением фактического и расчётного падений напряжения на них. Участком называется промежуток сети между двумя ближайшими приборами учёта. Необходимыми условиями для выявления повышенных технологических потерь являются:

- знание конфигурации и параметров всех элементов сети;
- одновременное получение информации со всех установленных в сети приборах учёта, объединённых в АИИС КУЭ.

При выполнении данных условий становится возможно определить фактическое падение напряжения $\Delta U_{\text{факт}}$ на участке и рассчитать с необходимой точностью расчётное падение напряжения $U_{\text{расч}}$, используя информацию о протекающих через приборы учёта токах. Разность между этими двумя величинами при отсутствии на рассматриваемом участке токов утечки определяется увеличенным относительно заданного уровня сопротивлением и, как следствие, увеличенным относительно нормы уровнем технических потерь на участке. Уча-

стки, где разность между фактическим и расчётным значением падения напряжения отсутствует или пренебрежимо мала, считаются соответствующими норме для данной сельской сети. А участки со значительным превышением фактического значения падения напряжения над расчётным следует оперативно проверить с целью выявления конкретной точки нарушения с дальнейшим его устранением.

Ввиду принципиальной невозможности удалённо определить конкретную точку нарушения, выходными значениями предлагаемого метода будут участки, на которых обнаружены повышенные потери. Однако, учитывая тот факт, что протяжённость участков в реальных сетях низкого напряжения обычно не превышает нескольких десятков метров, можно заключить, что подобные результаты являются в достаточной мере точными и могут быть использованы в практической работе предприятий электросетевого комплекса.

Описанная в настоящей статье методика позволяет выявить участки с увеличенными техническими потерями в сельской электрической сети с достаточной для практического применения точностью. Полученные результаты могут быть применены для анализа и проверки реальных сельских электрических сетей низкого напряжения.

Список использованных источников:

1. Казымов, И. М. Методика определения места незаконных подключений в магистральных распределительных сетях низкого напряжения [Текст] / И. М. Казымов, Б. С. Компанеец // Горизонты образования. – 2017, №19 – с. 17 – 20.

ПРИМЕНЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ СИСТЕМ УЧЁТА ДЛЯ БОРЬБЫ С КОММЕРЧЕСКИМИ ПОТЕРЯМИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СЕТЯХ НИЗКОГО НАПРЯЖЕНИЯ

Казымов И. М. – аспирант, ассистент, Компанеец Б. С. – к.т.н., доцент
Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова (г. Барнаул)

На сегодняшний день именно электрические сети низкого напряжения характеризуются высоким уровнем наличия коммерческих потерь электроэнергии. Этому способствуют несколько факторов. К примеру, тот факт, что такие сети преимущественно выполняются воздушными линиями электропередач, влечёт за собой создание благоприятных условий для самостоятельного, неправомерного подключения к ним. А такие особенности сетей, особенно сельских, как наличие протяжённых участков и использование неизолированных проводов при монтаже, значительно улучшают условия для неучтённого потребления электроэнергии из сети.

Наличие множества точек неучтённого (самовольного) технологического присоединения физических и юридических лиц к сельским сетям низкого напряжения говорит о существовании безучётного и бездоговорного потребления электрической энергии, иначе – хищению, что, в свою очередь, значительно увеличивает величину потерь электроэнергии в сети. Рассматриваемые потери относятся к коммерческому типу потерь, поэтому они могут быть существенно снижены за счёт применения различных организационных мероприятий, которые не имеют отношения к технической части электрической сети.

Снижение коммерческих потерь (электроэнергия, которую потребили но не оплатили) в распределительных сетях является важной задачей электроснабжающих организаций, для повышения эффективности их функционирования и рентабельности. На сегодняшний день статистика, которую мы получаем от компаний Алтайского края говорит о том, что доля коммерческих потерь в общих потерях составляет до шестидесяти процентов, а в отдельных случаях до 30% от передаваемой мощности.

Кроме этого, незаконное подключение к электрической сети является одной из возможных причин возникновения аварийных режимов работы электрических сетей, ввиду того, что подобного рода подключения в основной массе выполняются без соблюдения утверждённых в этой области правил и норм. Это повышает риск возникновения нарушений рабо-

ты сети, а также может быть причиной аварии или ухудшения показателей качества электроэнергии. Очевидно, что применение методики, позволяющей своевременно и надёжно выявлять самовольные подключения в сетях, позволит оперативно устранять такие подключения, за счёт чего станет возможно снизить издержки электросетевых компаний, повысить надёжность электроснабжения сельских электрических сетей. Также это благоприятно скажется на уровне потерь.

Для того, чтобы «проверить» электрическую сеть на предмет наличия в ней коммерческих потерь необходимо, чтобы учёт в данной сети осуществлялся по системе АИИС КУЭ для обеспечения единовременной передачи показаний каждого из приборов учёта на анализ. Разработанная методика позволяет рассматривать как сеть целиком, так и отдельный её фрагмент.

О том, что в рассматриваемой сельской электрической сети наличествуют неучтённые технологические присоединения, говорит факт небаланса отдаваемого и потребляемых токов в линии. Разница между величиной силы тока в питающей линии и суммой токов у потребителей может возникнуть вследствие наличия токов утечки на землю и неучтённого потребления электроэнергии. Так как в электрических сетях низкого напряжения (до 1000 В) существованием токов утечки на землю можно пренебречь, определение факта превышения отдаваемого тока над потребляемым током, с учетом наличия токов утечки и погрешности всех приборов учета электроэнергии является признаком существования на участке сети коммерческих потерь электроэнергии.

Для определения места возникновения коммерческих потерь необходимо обработать данные о значении напряжения в местах учета электроэнергии. На основании этих данных можно получить значения фактического падения напряжения на участке между двумя установленными приборами учета. При условии, что известна конфигурация сети, получены единовременно снятые показания приборов учёта во всех точках их установки, становится возможным определить добавочное падение напряжения ΔU_d на участке между двумя приборами учёта и, как следствие, ток небаланса ΔI . Добавочное падение напряжения рассчитывается по формуле (1):

$$\Delta U_d = U_{расч} - U_{факт}, \quad (1)$$

где $U_{расч}$ – расчётное напряжение в конце участка, получаемое на основании информации о напряжении в начале участка и величине протекающего через него тока;

$U_{факт}$ – фактическое напряжение в конце участка, является одним из рассматриваемых параметров показаний прибора учёта.

При помощи полученных данных определяется расстояние Δl от начала участка (началом участка считается его край со стороны питающей подстанции) до точки незаконного подключения.

На данном этапе разработана [1] и протестирована [2] методика, позволяющая эффективно определять факт наличия в сельской электрической сети коммерческих потерь и с большой точностью указывать их место в сети. Погрешность получаемых данных зависит от погрешности применяемых приборов учёта и от величины расхождения реальных параметров сети (длина, сопротивления участков) с имеющимися значениями.

Список использованных источников:

1. Казымов, И. М. Математическая модель методики определения незаконных подключений в распределительной сети [Текст] / И. М. Казымов, Б. С. Компанец // Горизонты образования. – 2016, №18 – с. 32-34.
2. Казымов, И. М. Методика определения места незаконных подключений в магистральных распределительных сетях низкого напряжения [Текст] / И. М. Казымов, Б. С. Компанец // Горизонты образования. – 2017, №19 – с. 17-20.

ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ДО 1000 В

Клименко В.В. – студент группы Э-51, Попов А.Н. – к.т.н., доцент
Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова (г. Барнаул)

Технологии цифровых данных проникают повсюду и подчиняют себе все большее количество объектов и процессов. Такое закономерное явление получило название цифровизация.

Цифровизацию можно назвать общепринятым трендом мирового общественного развития. Она характеризуется цифровым представлением информации, которое в масштабах экономической и социальной жизни страны приводит к общему повышению эффективности экономики.

Цифровизация электросетевого комплекса – одна из целей реализации национальной программы «Цифровая экономика Российской Федерации». В настоящее время развитие энергетики имеет тенденции направленности деятельности в сторону активного участия в работе сети потребителей, интеграции в сеть новых высокотехнологичных продуктов и обеспечения требуемого качества передаваемой электроэнергии. Одним из направлений в комплексе мероприятий по обеспечению цифровизации является внедрение интеллектуальных систем учета электроэнергии и контроля электрических сетей в целях снижения коммерческих потерь и использования данных учета в расчетно-аналитических функциях. Данные мероприятия в комплексе призваны реализовать пилотный проект цифрового РЭС. Цифровой РЭС – высокоавтоматизированный район распределительных электрических сетей, обеспечивающий наблюдаемость и управляемость посредством цифровых систем связи, управляемый в режиме реального времени и отслеживающий параметры и режимы работы основных участников процесса передачи и потребления электроэнергии, поддерживающий функции самодиагностики и самовосстановления, а также интеллектуальный учет потребляемой электроэнергии.

Комплексная автоматизация 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. Проектируемая система призвана решить вопрос отслеживания параметров режима работы электрических сетей в режиме реального времени и учета потребляемой электроэнергии. Кроме того, посредством выполнения расчетно-аналитических мероприятий, мы сможем получать актуальную информацию о техническом состоянии сетей и качестве передаваемой электроэнергии.

Говоря о мониторинге показателей качества электроэнергии следует учесть, что в этом, без сомнения, заинтересованы обе стороны-участники договора, поскольку качество электроэнергии определяет безопасное и технически правильное применение электрооборудования и сказывается на экономических показателях как производителей, так и потребителей электроэнергии.

Электроэнергия является одним из самых важных и необходимых ресурсов и используется в различных сферах человеческой деятельности, причем заменить ее каким-либо другим источником энергии в большинстве случаев нельзя. Электроэнергия производится, продается и покупается, а значит является товаром, и к ней, как к любому другому товару, предъявляются определенные требования, прописанные в стандартах и ГОСТах. Но нужно иметь в виду, что товар этот совершенно особого рода – свойства его могут изменяться во времени. В случае возникновения претензий его нельзя обменять на аналогичный, но лучшего качества. Также особенностью электроэнергии является то, что ее качество во многом зависит от самого потребителя, например, сила и фаза тока.

Не говоря уже о том, что поставщик обязуется поставлять электроэнергию регламентированного качества, иначе он будет иметь ответственность перед потребителем. Снижение качества может привести к значительным убыткам как в промышленности, так как оно оказывает прямое влияние на качество самой выпускаемой продукции, так и в бытовом секторе.

Согласно ГОСТ 13109-97 периодический контроль показателей качества электроэнергии устанавливают:

- для установившегося отклонения напряжения - не реже двух раз в год, при неизменности (либо незначительных изменениях) суммарной нагрузки центра питания, схемы и параметров ее элементов возможно увеличение проверочного интервала;
- остальные показатели – не реже одного раза в 2 года при неизменности схемы и ее компонентов.

Процедура претензионного контроля показателей качества подразумевает по заявлению потребителя установку контрольного прибора на подстанции и непосредственно в жилом помещении заявителя, который в течение установленного времени (в основном, двое суток) накапливает данные о параметрах сети. Исходя из этих данных производят заключение. Установленная на опоре, предлагаемая аналитическая система сможет полноценно заменить один из контрольных приборов, что позволит повысить производительность труда персонала.

На данный момент об аварийных отключениях в сетях до 1000 В участок узнает только после сообщения потребителей. Проектируемая система определения параметров режима электрических сетей даст возможность оперативно реагировать на автоматическое оповещение об отключении линии или ее участка отправляя установленное сообщение на диспетчерский пункт по сети GSM.

Первым этапом проектирования стало составление структурной схемы устройства, которая представлена на рисунке 1.

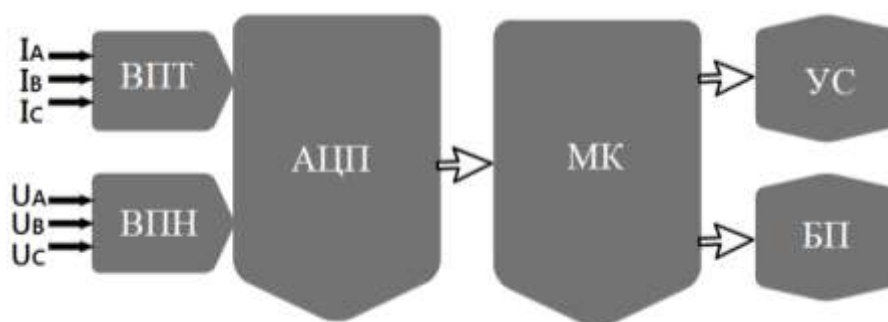


Рисунок 1 – Структурная схема проектируемой системы

Реализация контроля параметров режимов электрических сетей в точках установки устройств осуществляется следующим путем: входные преобразователи преобразуют фазные токи и напряжения в величины доступные для восприятия аналогово-цифрового преобразователя, он в свою очередь преобразует их в числовой эквивалент. Микроконтроллер ATMEGA32, на основе полученных мгновенных значений фазных токов и напряжений, осуществляет вычисление действующих значений и передачу их в устройство. По сети GSM эти данные передаются на диспетчерский пункт, где они накапливаются и обрабатываются.

Проверка эффективности работы разработанного устройства производилась с помощью компьютерного моделирования в среде программы эмуляции электрических схем Proteus 8.7. Для осуществления контроля параметров режима необходимо непрерывно получать информацию о величинах токов и напряжений в каждой из фаз сети. Преобразование токов предполагается производить в соответствии со схемой, представленной на рисунке 2. Использование датчика тока на основе эффекта Холла ACS712 позволит получить аналоговый сигнал, доступный для восприятия АЦП. Следует также отметить, что данный датчик имеет защиту от перенапряжений. Преобразование напряжения производится по схеме, изображенной на рисунке 3, с помощью делителя напряжения и операционного усилителя, применяемого в качестве повторителя. Все схемы представлены применительно к одной из фаз.

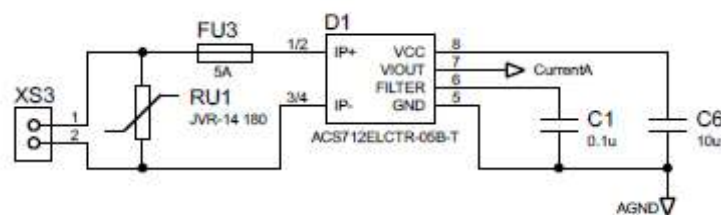


Рисунок 2 – Принципиальная схема преобразователя тока на примере фазы А

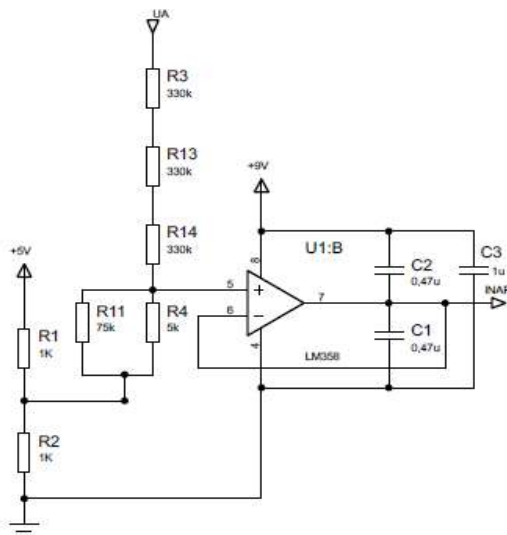


Рисунок 3 – Принципиальная схема преобразователя напряжения

Эффективность использования прибора в этих целях напрямую зависит от мест установки приборов. Диспетчерский пункт может быть расположен на главной понизительной подстанции, устройства установлены на каждом ответвлении. Установку прибора предполагается производить без разрыва цепи на опоре ЛЭП.

Использование предлагаемого устройства позволит на основе собранного массива данных о значениях фазных токов и напряжений в местах их установки, получаемых им в режиме реального времени, делать выводы о качестве отпускаемой электроэнергии, технологическом состоянии сетей, необходимости их реконструкции.

Для полномасштабного внедрения цифровой сети в практику оперативно-технологического и ситуационного управления необходимо развитие инфраструктуры связи и информационных технологий и обеспечение взаимной интеграции информационных данных и различных программных комплексов. Внедрение данной проектируемой системы обеспечит снижение длительности перерывов в электроснабжении потребителей, сокращение коммерческих потерь, повышение производительности труда персонала, повышение эффективности работы участков транспорта электроэнергии районов электрических сетей, а также способствует реализации проекта «Цифровой РЭС».

Список использованных источников:

1. Кузьмин, И. Цифровой РЭС на баз Северного РЭС ПАО «Ленэнерго» [Текст] / И. Кузьмин, Н. Магдеев, Ю. Гулим // Ежеквартальный спецвыпуск журнала «Электроэнергия. Передача и распределение». – 2018 – №4 (11). – С. 2-6.
2. ГОСТ 13109-97. «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения»

ТРУБОПРОВОД С ПОМОЩЬЮ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОЙ КАТОДНОЙ ЗАЩИТЫ

Ковалик О.С. - студент, Полищук В.И. - д.т.н., профессор

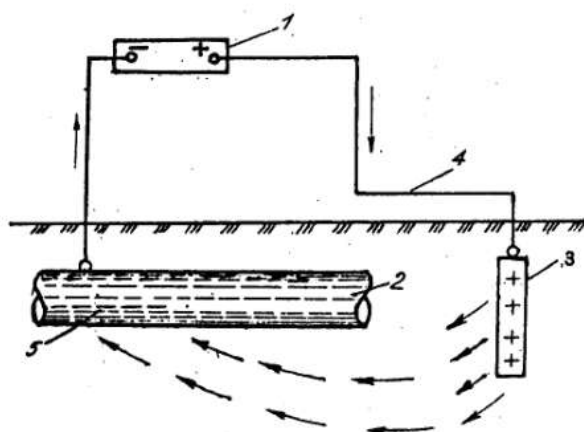
Алтайский государственный технический университет им. И.И. Ползунова (г. Барнаул)

Трубопроводный транспорт – один из самых распространённых способов доставки энергетических ресурсов во всём мире. При этом доставка может осуществляться как жидких, так и твёрдых ресурсов. Большое внимание уделяется защите этого вида транспорта от повреждения разного рода. Одним из наиболее тяжелых видов повреждений является поражение трубопровода коррозией. И чтобы с ней справиться, необходимо знать её природу и процесс возникновения и распространения. Самое плачевное последствие коррозии – это уменьшение срока службы металлической конструкции – трубопровода. В некоторых случаях срок службы может уменьшиться в 5-7 раз относительно нормы, а это приводит к получению огромного ущерба, в ряде случаев трубопровод не выдерживает даже половины своего установленного срока службы. Ущерб от коррозии, как правило, разделяется на две части – прямой и косвенный. К первой относятся различные энергозатраты и их стоимость на ремонт конструкции или оборудования, стоимость заменяемых частей, самих трубопроводов (которые нередко приходится менять полностью, а не восстанавливать на месте). Ко второй относится простой оборудования, пауза в производстве, порча ресурсов в оборудовании, увеличение энергозатрат на возобновление производства. В большинстве случаев косвенный ущерб гораздо больше, нежели прямой. Так же ущерб наносится в виде потери металла. Статистика показывает, что около 10% всего добываемого металла тратится на восстановление от коррозионного ущерба.

Целью работы является исследование способов повышения эффективной электротехнической защиты от коррозии.

Одной из самых эффективных защит является электротехническая защита от коррозии или катодная защита.

Прежде всего, установка в виде катодной защиты от вредных воздействий окружающей среды, схематически изображенная на рисунке 1, предназначена подавлять анодные участки на защищаемом сооружении (в данном случае на трубопроводе)[1].



1 – источник постоянного тока; 2 – стальная труба; 3 – анодный заземлитель; 4 – соединительные провода; 5 – катодная защищаемая зона.

Рисунок 1 – Схема катодной защиты

С помощью данной установки создаётся разность потенциалов в системе «трубопровод-грунт», в которой весь трубопровод становится катодом. Чтобы создать разность потенциалов в этой системе требуется источник постоянного тока, напряжение которого должно составлять от 6 до 12 В. При этом отрицательный полюс данного источника (катодный) закрепляют на трубопроводе, а положительный (анодный) присоединяют к грунту [2]. Источник постоянного тока, служащий основой катодной защиты обеспечивает плотность тока от 2 до

20 мА на каждый квадратный метр трубопровода. При условии того, что поверхность трубопровода будет защищена пассивно, т.е. иметь хорошую битумную или поливинилхлоридную обработку, катодная установка в единичном размере способна защитить трубопровод длиной до 20 км [2]. В наше время трубопроводы для транспортировки газа и нефти без катодной защиты не эксплуатируются, катодная защита эффективна и способна увеличить срок службы трубопровода на 20 лет и больше, в зависимости от химического состава грунта [3].

Повысить эффективность катодной защиты возможно путём более точного распределения потенциала по защищаемому трубопроводу [2]. Суть этого метода основывается на стремлении снизить до нуля электрический ток трубопровода на определённом участке относительно окружающей среды. Чтобы этого добиться, нужно автоматикой регулировать потенциалы отдельных участков трубопровода и поддерживать равновесие между ними. Наиболее качественно решают эту задачу электронные усилители с абсолютно полной обратной связью. Усилители включаются исходя из разности потенциалов между всеми элементами, выдающими электрический ток, которая должна стремиться к нулю.

Повысить эффективность катодной защиты, возможно дополнительно установив на поверхность трубопровода слой из более активного металла. Если вплотную к трубопроводу закрепить более активный металл, то во влажной почве анод будет окисляться и отдавать электроны катоду, восстанавливая его. Поэтому трубопровод более активно будет защищаться до тех пор, пока более активная часть не разрушится полностью. Данная доработка катодной защиты не только повышает ее эффективность, но ещё и увеличивает срок службы трубопровода минимум на пять лет.

При всей эффективности катодной защиты она не лишена недостатков. Защита обеспечивается за счет поддержания минимального отрицательного потенциала и точка присоединения электрода к трубопроводу имеет большую плотность тока, что может привести к язвенной коррозии [4]. Так же минусом является неравномерное распределение защитного потенциала по трубопроводу. Это ведет к старению изоляции и увеличенному количеству энергетических затрат [4].

При повышении эффективности антикоррозийной защиты за счет использования активного металла возможно нарушение герметичности между ним и трубопроводом, что приводит к образованию питтинга.

Применяя электротехнические методы защиты от коррозии, не стоит забывать об электрохимических в виде добавления в почву химических растворов для восстановления трубопровода или введением ингибиторов для замедления коррозии [3].

Вывод. Защита от коррозии всегда будет воплощаться в несовершенном виде, потому, что коррозионное воздействие – это сложный электрохимический естественный природный процесс. Защита трубопровода от коррозии более эффективна при комплексном применении электротехнической защиты и восстановлении трубопровода активным металлом.

Список использованных источников:

1. Способ повышения эффективности катодной защиты трубопроводов [Электронный ресурс]. – Загл. с экрана. – Режим доступа: <http://www.kvazar-ufa.com/art50.html>
2. О повышении эффективности средств электротехнической защиты трубопроводов от наружной коррозии [Электронный ресурс]. – Загл. с экрана. – Режим доступа: https://revolution.allbest.ru/construction/00359658_0.html
3. Никулин С.А. Повышение эффективности предотвращения коррозии нефтегазопроводов на основе оптимального регулирования режимов работы станций катодной защиты: Диссертация. Уфа – 2015г.
4. Кривцов А.О. Электротехнический комплекс с импульсно-непрерывным регулированием напряжения для защиты от коррозии металлических трубопроводов: Диссертация. Ростов-на-Дону – 2011г.

ЗАЩИТА ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ НАПРЯЖЕНИЯ
ОТ СВЕРХТОКОВ В ЭЛЕКТРОСЕТЯХ 6-10 кВ

Коротовский А. Н. – студент группы 8Э(з)-81, Сташко В. И. – к.т.н., доцент
Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова (г. Барнаул)

Развитие и расширение распределительных электросетей, использование более сложных схемных решений и современного электрооборудования сопровождаются увеличением нагрузок, усложнением условий эксплуатации и неизбежным в таких случаях ростом аварийности в электросетях, диктующим принимать дополнительные меры по повышению надёжности электроснабжения.

При проведении анализа литературных источников по данной тематике [1], можно сделать вывод, что в действующих электросетях повреждаемость измерительных трансформаторов напряжения (ТН) составляет 7-10% из всех установленных, а средний срок службы не превышает 3-5 лет [2].

Всё это делает актуальной проблему определения причин повреждения ТН и разработки мер по их защите в наиболее распространённых распределительных электросетях 6-10 кВ.

Основными причинами повреждения ТН от перенапряжений (ПН) и сверхтоков являются:

- конструктивные недостатки;
- феррорезонансные процессы;
- перенасыщение магнитопроводов ТН.

Конструктивным недостатком наиболее распространённых ТН типов НТМИ, ЗНОЛ является недостаточный запас по сечению магнитопровода значением всего 1,9 раза по отношению к номинальному напряжению.

ПН значительно более кратности 1,9 раза, что приводит в аварийных ситуациях к глубокому перенапряжению магнитопровода, резкому уменьшению индуктивного сопротивления, появлению сверхтоков и в результате к перегоранию защитных предохранителей или к возгоранию самих ТН.

В отношении этих причин повреждений антирезонансные ТН типа НАМИ имеет 4-х кратный запас по сечению магнитопровода и является более защищёнными от ПН.

Перенасыщение магнитопровода ТН возможно также при появлении в месте ОЗЗ дугового разряда, являющегося источником не только высших и низших гармоник, но и постоянной составляющей напряжения величиной до 650 В [2]. Например, для ТН типа ЗНОЛ-10 активное сопротивление обмотки высокого напряжения составляет 844 Ома и от действия указанного постоянного напряжения ток перегрева подмагничивания в обмотке может достигать до $650 \text{ В} / 844 \text{ Ом} = 0,77 \text{ А}$. Это приводит к перегреву и повреждению ТН, поскольку предельный длительно допустимый ток для них составляет не более 0,19 А [3].

Следует отметить, что для антирезонансных ТН типа НАМИ постоянная составляющая напряжения от дугового разряда в месте ОЗЗ также может привести к перегреву и перенасыщению, так как индуктивность основных высоковольтных обмоток и индуктивность дополнительного однофазного трансформатора, включённого в разрез нулевого заземляющего провода, практически не является активными токоограничивающими сопротивлениями для постоянной составляющей.

Кроме того, для защиты ТН от ПН и сверхтоков рекомендуют устанавливать в ТН дополнительный резистор 25 Ом во вторичную обмотку «разомкнутый треугольник», а резистор 10 кОм включать в разрез нулевого заземляющего проводника первичной высоковольтной обмотки [5].

Однако практическое применение этих рекомендаций оказалось неэффективным и защитные предохранители ТН продолжали перегорать при ОЗЗ.

Тем не менее, при ОЗЗ ток через ТН и заземляющий резистор с сопротивлением 10 кОм составит от действия постоянной составляющей напряжением 650 В:

$$650 \text{ В} / (10000 \text{ Ом} + 844 \text{ Ом}) = 0,057 \text{ А}, \quad (1)$$

что явно недостаточно для перенасыщения магнитопровода.

Включение заземляющего резистора 10 кОм, в этом случае, позволяет устранить причины повреждения ТН по крайней мере от постоянной составляющей ПН.

Таким образом, измерительные ТН как обычные, так и антирезонансные, требуют дополнительных защит от ПН и сверхтоков.

Для решения этого вопроса представляется расчёт сопротивления заземляющего резистора ТН, с учётом исходных условий: $U_{\phi} = 6,0$ кВ, $I_{дл} = 0,1$ А на каждую фазу, $U_{дл} = 1,9 \cdot U_{\phi} = 1,9 \cdot 6,0 = 11,4$ кВ [2].

Значение наибольшего уровня ПН, ограничиваемого дугогасящими реакторами (ДГР), составляет $U_{\max} = 2,6 \cdot U_{\phi} = 16,38$ кВ для сетей 10 кВ [3,4].

Тогда падение напряжения на заземляющем резисторе как геометрическая разность на части делителя напряжения составит при ОЗЗ:

$$U_r^2 = U_{\max}^2 - U_{дл}^2 = 16,38^2 - 11,4^2 = 11,772 \text{ кВ} \quad (2)$$

И в результате падения напряжения на заземляющем резисторе составляет $U_r = 11,7$ кВ.

Ток начала насыщения магнитопровода ТН при ОЗЗ согласно работам [2, 3] составит $I_{\text{нас}} = 0,19$ А на каждую обмотку и 0,57 А для резистора в нейтрали первичных обмоток.

В этом случае величина сопротивления заземляющего резистора в ТН для ограничения тока насыщения магнитопровода составит:

$$R_3 = U_r / I_{\text{нас}} = 11770 / 0,57 = 20649,0 \text{ Ом}. \quad (3)$$

Принимаем 20,0 кОм.

Введение дополнительного заземляющего резистора в нулевой провод первичных обмоток ТН будет сопровождаться:

- дополнительным падением напряжения на нём в ущерб метрологическим характеристикам ТН;
- необходимостью обеспечения электрической прочности изоляции резистора согласно требованиям к изоляции ТН.

Использование в настоящее время маломощных цифровых приборов для учёта электроэнергии и для РЗ, а также их равномерное пофазное подключение к вторичным обмоткам ТН обеспечило минимальное падение напряжения на заземляющем резисторе без ухудшения метрологических характеристик и получило практическое подтверждение.

Для соответствия уровня изоляции заземляющего резистор в цепях первичной обмотки ТН были разработаны пять вариантов конструкций и крепления резисторов в ячейке ТН с различными электроизоляционными материалами (рисунок 1, таблица 1).

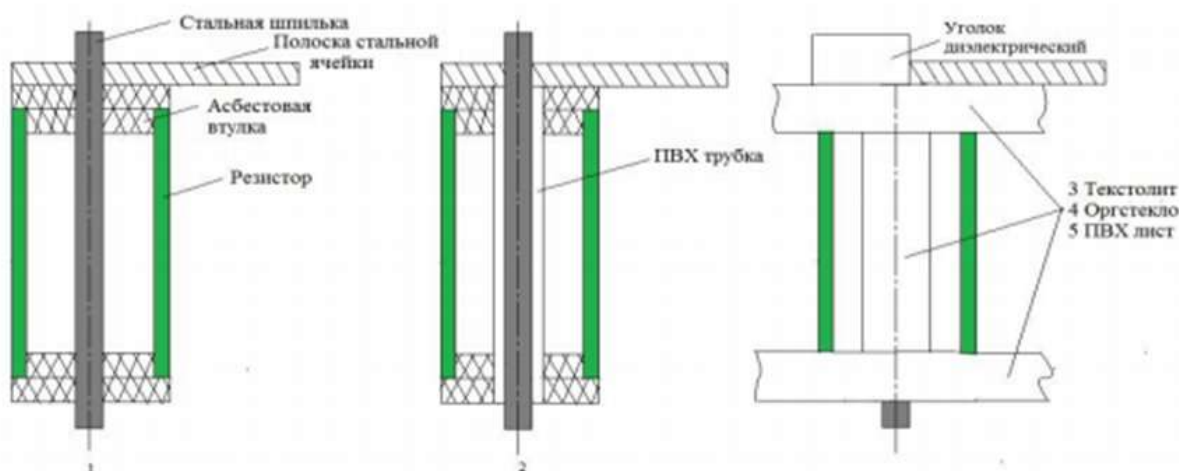


Рисунок 1 – Варианты конструкции и крепления заземляющих резисторов в ячейке ТН

Таблица 1 – Свойства электроизоляционных материалов

XVI Всероссийская научно-техническая конференция
студентов, аспирантов и молодых учёных «Наука и молодежь»

Материал	Электрическая прочность, кВ/мм
Воздух	3...4
Асбест	2...5
Текстолит	2...6
Эбонит	8...10
Гетинакс	10...15
Резина листовая	10...15
Масло трансформаторное	5...18
Оргстекло	17...18
Полихлорвинил листовой	44...45

Испытания на электрическую прочность выявили наиболее предпочтительную конструкцию с использованием полихлорвиниловых материалов, выдерживающих напряжение пробоя до 44 – 46 кВ.

Также на рисунке 2 представлен конструкция крепления заземляющего резистора ТН.



Рисунок 2 – Заземляющий резистор в сборе

В итоге, для защиты ТН от сверхтоков на одной из питающих с целью практического подтверждения рекомендаций в действующей ячейке ТН разработана компоновка размещения и установлены заземляющие резисторы в высоковольтные первичные обмотки «разомкнутый треугольник». Указанная защита обеспечила защиту ТН от сверхтоков при возникновении нескольких ОЗЗ без перегорания предохранителей, тогда как ранее перегорания происходили.

Список использованных источников:

1. Сарин Л. И., Васильева А. Ю., Усикова Е. М. Динамично развивающееся в электроэнергетике ООО «Болид» // Энергетик, 2016, №9.
2. Саенко Ю. Л. Влияние характера горения дуги на повреждаемость трансформаторов напряжения контроля изоляции / Ю. Л. Саенко, А. С. Попов // Вестник Приазовского Государственного Университета – Мариуполь, 2011. – Вып. 21. – с. 101-106.
3. Борисов В. Н., Халилов Ф. Х. Защита от перенапряжений в электрических сетях 6-35 кВ. – Алма-Ата: Кайнар, 1991.
4. Сайт <http://www.websor.ru> – Территория электротехнической информации WEBSOR – статья. Классификация и характеристики внутренних перенапряжений сетей 6-35 кВ.
5. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений РДД 153-34. 3-35. 125-99. Часть 2. Разделы 5.4, 5.5, 5.6.

РАЗРАБОТКА СТЕНДА-МАКЕТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Кошкин Е.В. – студент группы Эпр-62, Кречетов А.Д. – студент группы Э-61,

Гутов И.А. – к.т.н., доцент

Алтайский государственный технический университет им. И.И. Ползунова (г. Барнаул)

Современная электроэнергетика требует высококвалифицированных специалистов в области электроэнергетических систем и сетей [1]. Для их подготовки необходима материальная база, которая включает в себя различные учебные стенды, оборудование, плакаты, специализированное программное обеспечение и т.д. [2, 3]. В настоящее время в учебном процессе не хватает специальных учебных макетов, которые моделируют реальные элементы электрической сети и дают наглядное представление об их внешнем виде. Поэтому необходимо разработать учебный стенд-макет, с помощью которого студенты могут изучить и составить схемы электроснабжения различных потребителей электрической энергии.

Данный стенд-макет состоит из платформы, которая представляет собой перфорированную площадку, и различных элементов: источника питания, линий электропередачи, понижающих подстанций и потребителей электроэнергии, которые устанавливаются и закрепляются на платформе.

В набор элементов воздушной линии электропередачи (ЛЭП) входят опоры следующего вида: анкерные, промежуточные, ответвительные, концевые, переходные. Подстанция содержит трансформаторы, высоковольтное коммутационное оборудование: выключатели, разъединители, сборные шины, низковольтное комплектное распределительное устройство. Источник питания и потребители представлены в виде макетов зданий.

Модель трансформатора (рисунок 1 а), представляет собой макет трансформатора типа ТМН. Макеты потребителей разных категорий по надежности электроснабжения: больница (потребитель первой категории), цех предприятия (потребитель второй категории), жилой дом (потребитель третьей категории), изображены на рисунке 1 б. Моделирование потребителей различной категорийности обусловлено различными требованиями электроснабжения, так как потребители первой и второй категории снабжаются от двух независимых резервируемых источников, а потребители третьей категории обеспечиваются электрической энергией от одного источника питания. Моделируемый участок электрической сети показан на рисунке 1 в, г.



а)



б)



в)



г)

Рисунок 1 – Элементы макета:

а) трансформатор ТМН, б) потребители электрической энергии,

в) опоры воздушной ЛЭП, г) участок электрической сети

Модели имеют площадки с элементами крепления, что позволяет устанавливать и фиксировать их в любой части рабочей поверхности платформы. Сначала устанавливаются источники и потребители электроэнергии, затем собираются повышающие и понижающие подстанции и далее прокладываются воздушные ЛЭП в соответствии со схемой электрической сети. После этого этапа электрическая сеть считается полностью собранной и возможно провести проверку правильности выполнения задания путем пропускания электрического тока в цепи модели.

Разработанный учебный стенд-макет имеет универсальный характер и позволяет моделировать разомкнутые и замкнутые схемы электрических сетей. Он имеет следующие достоинства:

- наглядность;
- реальное воспроизведение оборудования;
- мобильность - легко устанавливается в любом помещении;
- можно использовать не только как учебное пособие, но и как демонстрационный материал;
- имеет постоянный и сменяющийся набор элементов;
- удобство и простота в использовании;
- позволяет изучать современное оборудование электрических сетей, выполненное в виде макетов.

Данный стенд-макет можно использовать при изучении дисциплины «Электроэнергетические системы и сети» и выполнять лабораторные работы по темам «Составление схем электрических соединений понизительных трансформаторных подстанций» и «Составление схем электрических соединений районной электрической сети».

В дальнейшем планируется более подробное моделирование подстанций путем создания моделей разъединителей, выключателей, сборных шин, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения, ограничителей перенапряжения нелинейных, высокочастотных заградителей, линейных порталов, комплектных распределительных устройств, а также индикацией правильности сбора схемы электрической сети. Элементы стенда-макета планируется изготавливать путем печати моделей на 3D – принтере, что позволит улучшить общее качество и детальность используемых элементов.

В разработке, создании и модернизации стенда могут принимать участие студенты, обучающиеся по направлению 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника». Это не только поможет обучающимся приобрести знания об устройстве электрических сетей и детально изучить её элементы, но также даст им возможность освоить системы автоматизированного проектирования и основы 3D- моделирования и печати на практике.

Список использованных источников:

1. Жумангалиева, Р.Ж. Анализ проблем кадрового обеспечения в электроэнергетике [Текст] / Р.Ж. Жумангалиева // Электрические станции. - № 7. - 2012. – С. 63 - 67.
2. Дмитриев, А.А. Стенд-макет сети связи для лабораторных работ и экспериментальных исследований [Текст] / А.А. Дмитриев // «Транссиб: на острие реформ»: материалы международной научно-практической конференции / отв. ред. Е.В. Ярилов. – Чита: ЗаБИЖТ, 2016. – С. 257 - 261.
3. Бростилова, Т.Ю. Универсальный стенд для исследования параметров установившихся режимов работы электрических сетей [Текст] / Т.Ю. Бростилова // Надежность и качество - 2013: тр. Междунар. симпозиума: в 2 т. Том 2 / под ред. Н.К. Юркова. - Пенза: Изд-во ПГУ, 2013.– С.120 – 121.

ОБЕСПЕЧЕНИЕ УРОВНЯ НАПРЯЖЕНИЯ В СЕТЯХ 0,4 кВ

Латин Д.Е. – студент группы 8Э-82, Компанеец Б.С. – к.т.н., доцент
Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова (г. Барнаул)

По статистике наиболее малую плотность нагрузки (отношение количества нагрузки к площади) имеют т.н. сельские сети при этом, зачастую качество электрической энергии в сельских районах не соответствует стандарту. При этом наиболее важным показателем является отклонение напряжения, так как наиболее распространенной нагрузкой в электрических сетях сельской местности являются: осветительные, нагревательные приборы и выпрямительные устройства. На которые несинусоидальность и несимметрия напряжения не оказывают влияние, а для нарушения прочих показателей качества в сельских электрических сетях нет причин.

На данный момент эта проблема решается разными способами при этом наиболее распространенными являются: увеличение сечения провода, уменьшение длины линий электропередач за счет увеличения подстанций, распределение нагрузок по фазам[1]. Однако, первые два способа ведут к большим капитальным затратам, третий же малоэффективен.

Предлагается решение этой проблемы путем установки компенсирующего устройства в конце линии. Поскольку при протекании емкостного тока по индуктивному сопротивлению провода происходит обратное падение напряжения, можно увеличить напряжение у потребителя, не затрачивая больших денежных средств. Пример включения данного устройства показано на рисунке 1.

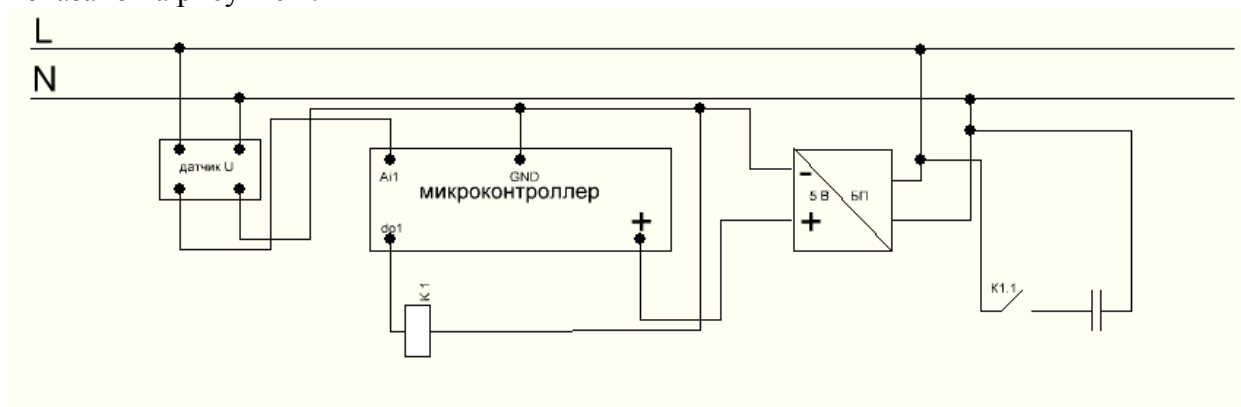


Рисунок 1 - Схема устройства для управления перетоком реактивной мощности

Эффективность регулирования напряжения на рисунке 2. При этом нелинейность графика напряжения обусловлена тем, что ток при увеличении емкости становится больше, а доля емкостного тока уменьшается. Смещение точки критического напряжения обусловлено тем, что некоторая доля реактивной энергии генерируемой компенсирующим устройством идет на компенсацию реактивной мощности потребителя.

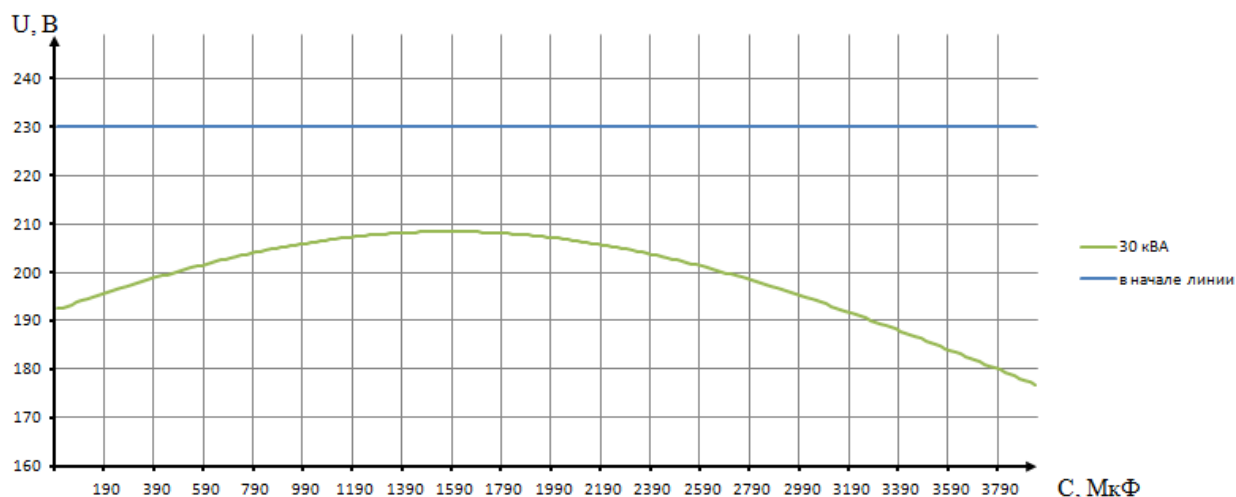


Рисунок 2 - Зависимость напряжения потребителя от емкости в точке присоединения при $S_{нагр.} = 30 \text{ кВА}$ $\cos\varphi = 0,9$

Что бы оценить экономическую целесообразность установки устройства для обратного перетока мощности, необходимо сравнить его и вышеуказанные методы по эффективности их применения и приведенным затратам [2]. Очевидно, что установка более мощного трансформатора ведет помимо значительных материальных затрат к увеличению потерь холостого хода.

При оценке эффективности по методу приведенных затрат необходимо рассчитать для каждого рассматриваемого варианта затраты по выражению (1):

$$З_{пр.i} = r_n K_{сети.i} + I_{сети.i} \quad (1)$$

где $З_{пр.i}$ - приведенные затраты по i -ому варианту исполнения электрической сети, тыс. руб.;

$r_n = 0,12$ - нормативный коэффициент эффективности капиталовложений;

$K_{сети.i}$ - единовременные капиталовложения на сооружение i -ого варианта исполнения электрической сети, тыс.руб.;

$I_{сети.i}$ - ежегодные эксплуатационные издержки на i -ый вариант исполнения электрической сети, тыс.руб.

Наиболее выгодным является именно тот вариант исполнения электрической сети для которого $З_{пр}$ являются минимальными.

$$K_{сети.i} = K_d + K_m - K_{дп} + K_{мп}$$

где K_d - стоимость демонтажа провода с намоткой в бухту

K_m - стоимость монтажа провода большего сечения

$K_{дп}$ - стоимость демонтированного провода

$K_{мп}$ - стоимость монтируемого провода

Произведем расчет эффективности предложенных методов для линии выполненной проводом АС-35 и длиной 1км и питаемой нагрузкой 30 кВА и $\cos\varphi = 0,9$ сосредоточенной в конце линии. Рассмотрим варианты замены провода на АС-50 и установку компенсирующих устройств.

Потери мощности в линии рассчитывали по формуле (2).

$$\Delta P = \frac{S_H^2}{U_H^2} \cdot R_{вл} \quad (2)$$

где, ΔP - потери на нагрев;

S_H - мощность нагрузки;

U_H - напряжение нагрузки;

$R_{вл}$ - сопротивление воздушной линии.

$R_{вл}$ рассчитаем по формуле (3).

$$R_{вл} = r_0 l, \quad (3)$$

где, r_0 – сопротивление линии на километр
 l – длина линии.

Найдем потери на участке ВЛ по формуле (4)

$$\Delta W_{лэп i} = \Delta P \cdot \tau \quad (4)$$

Данные о продолжительности использования максимума нагрузки быта и сферы обслуживания в сельской местности $T_{max} = 2700$ часов [1] Время наибольших потерь (τ) берется из графика $\tau = f(T_{max})$ [2] $\tau = 1300$ часов.

Теперь можно найти ежегодные эксплуатационные издержки сети

$$И_{сети.i} = \Delta W_{лэп i} \cdot Z_3$$

где Z_3 – стоимость одного кВт*ч потери электроэнергии

По данным Алтайэнерго $Z_3 = 1,4 \frac{\text{руб}}{\text{кВт*ч}}$

Рассчитаем потери аналогично расчету потерь для ВЛ. Потери будут рассчитываться для конденсаторов емкостями 300 мкФ, 450 мкФ, 1500 мкФ. Которые обеспечивают полную компенсацию реактивной мощности, выход на допустимое значение напряжения, и достижение пикового значения напряжения соответственно.

Капиталовложения будут равны сумме стоимостей основных элементов - Стоимость блока питания – 300 руб., микроконтроллера - 300руб., реле 100А/ 12В – 300 руб., подъем на опору - 1500 руб., конденсатора емкостью 300 мкФ – 430 руб., 450 мкФ – 530 руб., 1500 мкФ – 1580 руб.

Сведем потери, стоимость и полученный эффект повышения напряжения в одну таблицу.

Таблица 1 - Результат анализа экономической целесообразности регулирования напряжения путем установки компенсирующих устройств в сетях сельской местности

Способ улучшения качества электроэнергии	$\Delta W_{лэп}$, кВт/час	$И_{сети}$, руб.	$Z_{пр}$, руб.	Напряжение потребителя, В
Устройство перетока мощности $C=300$ мкФ	4786,86	6701,60	7041,20	197
Устройство перетока мощности $C=500$ мкФ	10555,57	14777,80	15129,40	200
Устройство перетока мощности $C=1500$ мкФ	28583,42	40016,79	40494,39	208,4
Замена провода АС-35 на АС-50	4656,12	6518,57	23328,17	198,8
Исходный вариант	5689,62	7965,47	7965,47	192,5

Исходя из данных вышеприведённой таблицы можно сделать вывод, что по методу приведенных затрат установка устройства перетока мощности для достижения уровня напряжения в допустимых пределах экономически более целесообразна, чем повышение сечения провода.

Список использованных источников:

1. Герасименко, А. А. Передача и распределение электрической энергии [Текст] : учеб.пособие: [для вузов по направлению «Электроэнергетика»] / А. А. Герасименко, В. Т. Федин. – Ростов н/Д : Феникс, 2006. – 721 с.
2. Карапетян, И.Г. Справочник по проектированию электрических сетей [Электронный ресурс] / И. Г. Карапетян, Д.Л. Файбисович, И.М. Шапиро; под ред. Д.Л. Файбисовича. - М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2012. - 376 с. - ISBN 978-5-4248-0049-8. – Режим доступа: http://e.lanbook.com/books/element.php?pl1_id=38546

ПРИМЕНЕНИЕ ТРАНСФОРМАТОРА ТОКА ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ ПРОДОЛЬНО-
ЕМКОСТНОЙ КОМПЕНСАЦИИ

Леденева Е.А. – студент группы Э-61, Компанеев Б.С. – к.т.н., доцент
Алтайский государственный технический университет им. И.И. Ползунова (г. Барнаул)

Компенсация реактивной мощности является важным фактором функционирования электрических сетей, позволяющим решать вопросы энергосбережения снижения нагрузок на электросеть и повышения пропускной способности. Существует два способа компенсации реактивной мощности: поперечная и продольная.

Поперечная компенсация реактивной мощности, заключается в параллельном подключении компенсирующих устройств. При её использовании достигается уменьшение значения суммарного тока, за счет реактивной составляющей, а коэффициент мощности увеличивается.

Повышение коэффициента мощности нагрузки с помощью источников реактивной мощности позволяет увеличить пропускную способность линий, повысить активную нагрузку трансформаторов без увеличения их полной мощности. Также происходит снижение потерь активной мощности и повышение уровня напряжения в сети.

Данная компенсация производится при помощи параллельного подключения к нагрузке следующих устройств:

- батареи конденсаторов;
- синхронные компенсаторы;
- шунтирующие и управляемые реакторы;
- статические тиристорные компенсаторы.

При продольной компенсации реактивной мощности конденсаторы включают последовательно с нагрузкой. Продольная компенсация обеспечивает снижение падения напряжения, а также автоматическое регулирование напряжения в зависимости от тока нагрузки.

К минусам данной компенсации, а точнее подключения конденсаторов в рассечку, относятся:

- феррорезонансные колебания,
- перенапряжения при расшунтировании конденсаторов,
- включение емкости в цепь линии снижает надежность системы электроснабжения,

потому что конденсаторная батарея является относительно слабым элементом и подвергается частым выходам из строя, в данном случае при продольном подключении происходит разрыв электрической цепи.

Продольная компенсация применяется на линиях высоких напряжений, для устойчивости энергосистемы и для увеличения пропускной способности линий. Поскольку при продольной компенсации ток конденсатора равен проходящему через него полному току нагрузки, то мощность конденсаторных батарей является переменной величиной, т.е. зависит от нагрузки.

Вышеописанные недостатки не позволяют в полной мере применять продольную компенсацию, в связи с этим был рассмотрен новый способ выполнения продольно-емкостной

компенсации. Предлагается следующий способ, включение конденсаторной батареи не в расщепку линии электропередачи, а через трансформатор тока. Схема подобного включения показана на рисунке 1.

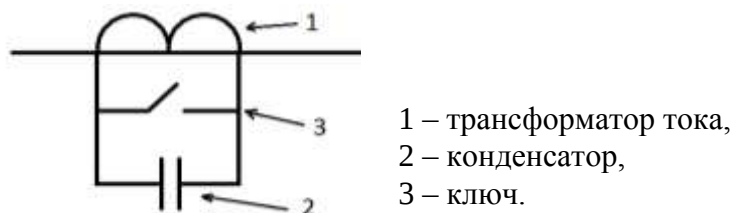


Рисунок 1 – Схема продольно-емкостной компенсации реактивной мощности

Такое включение позволяет нам установить конденсатор аналогичным образом тому, как если бы мы его включали в расщепку линии. Рассмотрим работу емкости при использовании данной схемы более подробно.

На рисунке 2 представлена схема замещения.

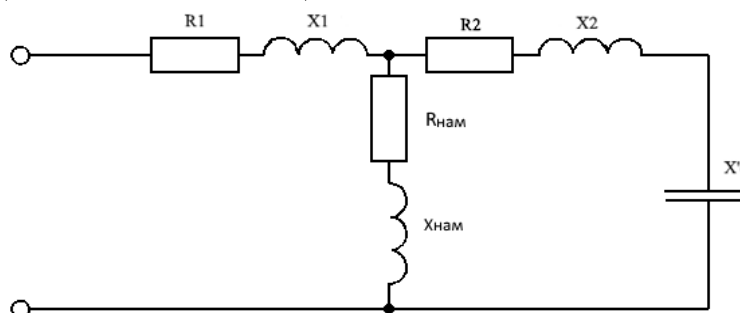


Рисунок 2 – Схема замещения трансформатора тока

Преобразовав данную схему к первичной цепи трансформатора тока, роль которой выполняет проводник самой линии электропередач получим схему, представленную на рисунке 3.

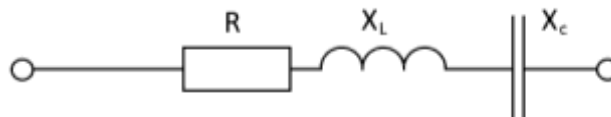


Рисунок 3 – Схема ТТ приведенная к первичной обмотке

Сопротивления R_1 и X_1 показанные на рисунке 2 не учитываем, так как это характеристики провода. Они отражены в сопротивлении длины ЛЭП, их повторный учет не нужен. В этом случае полное сопротивление элементов будет рассчитываться по формуле:

$$Z = \frac{(R_{\text{нам}} + jX_{\text{нам}}) \cdot (R_2 + jX_2 - jX'_c)}{R_{\text{нам}} + R_2 + jX_{\text{нам}} + jX_2 - jX'_c} =$$

$$= \frac{(R_2 R_{\text{нам}} - X_2 X_{\text{нам}} + X_{\text{нам}} X'_c) \cdot (R_2 + R_{\text{нам}}) + (R_2 X_{\text{нам}} - R_{\text{нам}} X'_c + R_{\text{нам}} X_2) \cdot (X_2 + X_{\text{нам}} - X'_c)}{(R_2 + R_{\text{нам}})^2 + (X_2 + X_{\text{нам}} - X'_c)^2}$$

$$+ j \frac{(R_2 X_{\text{нам}} - R_{\text{нам}} X'_c + R_{\text{нам}} X_2) \cdot (R_2 + R_{\text{нам}}) - (R_2 R_{\text{нам}} - X_2 X_{\text{нам}} + X_{\text{нам}} X'_c) \cdot (X_2 + X_{\text{нам}} - X'_c)}{(R_2 + R_{\text{нам}})^2 + (X_2 + X_{\text{нам}} - X'_c)^2}$$

Для оценки величины емкости при подобном включении элементов рассмотрим реактивную составляющую полного сопротивления. Для анализа зависимости составляем систему

уравнений, где числитель дроби приравняем нулю, а знаменатель данной дроби принимает только положительные значения.

$$X_{\text{нам}} X_c'^2 - (R_{\text{нам}}^2 - 2X_2 X_{\text{нам}} - X_{\text{нам}}^2) \cdot X_c' + (R_2^2 X_{\text{нам}} + R_{\text{нам}}^2 X_2 + X_2^2 X_{\text{нам}} + X_2 X_{\text{нам}}^2) = 0$$

$$D = b^2 - 4ac = (R_{\text{нам}}^2 - 2X_2 X_{\text{нам}} - X_{\text{нам}}^2)^2 - 4 \cdot X_{\text{нам}} \cdot (R_2^2 X_{\text{нам}} + R_{\text{нам}}^2 X_2 + X_2^2 X_{\text{нам}} + X_2 X_{\text{нам}}^2)$$

возможны 3 случая

1) $D < 0$ – нет решений,

2) $D = 0$, то будет одно решение квадратного уравнения

$$X_c' = \frac{-b}{2a} = \frac{(R_{\text{нам}}^2 - 2X_2 X_{\text{нам}} - X_{\text{нам}}^2)}{2X_{\text{нам}}}$$

$$X_c' = k^2 \cdot X_c = k^2 \cdot \frac{1}{\omega C} > \frac{(R_{\text{нам}}^2 - 2X_2 X_{\text{нам}} - X_{\text{нам}}^2)}{2X_{\text{нам}}}$$

Для того чтобы в линии наблюдался емкостный эффект, емкость конденсатора должна быть меньше значения, равного выражению:

$$C < \frac{k^2 \cdot 2X_{\text{нам}}}{\omega \cdot (R_{\text{нам}}^2 - 2X_2 X_{\text{нам}} - X_{\text{нам}}^2)}$$

3) $D > 0$, то будет два решения:

$$X_c' = \frac{-b \pm \sqrt{D}}{2a} = \frac{(R_{\text{нам}}^2 - 2X_2 X_{\text{нам}} - X_{\text{нам}}^2) \pm \sqrt{(R_{\text{нам}}^2 - 2X_2 X_{\text{нам}} - X_{\text{нам}}^2)^2 - 4 \cdot X_{\text{нам}} \cdot (R_2^2 X_{\text{нам}} + R_{\text{нам}}^2 X_2 + X_2^2 X_{\text{нам}} + X_2 X_{\text{нам}}^2)}}{2X_{\text{нам}}}$$

То емкость должна принимать значения:

$$C > \frac{k^2 \cdot 2X_{\text{нам}}}{\omega \cdot (R_{\text{нам}}^2 - 2X_2 X_{\text{нам}} - X_{\text{нам}}^2 - \sqrt{(R_{\text{нам}}^2 - 2X_2 X_{\text{нам}} - X_{\text{нам}}^2)^2 - 4 \cdot X_{\text{нам}} \cdot (R_2^2 X_{\text{нам}} + R_{\text{нам}}^2 X_2 + X_2^2 X_{\text{нам}} + X_2 X_{\text{нам}}^2)})}$$

$$C < \frac{k^2 \cdot 2X_{\text{нам}}}{\omega \cdot (R_{\text{нам}}^2 - 2X_2 X_{\text{нам}} - X_{\text{нам}}^2 + \sqrt{(R_{\text{нам}}^2 - 2X_2 X_{\text{нам}} - X_{\text{нам}}^2)^2 - 4 \cdot X_{\text{нам}} \cdot (R_2^2 X_{\text{нам}} + R_{\text{нам}}^2 X_2 + X_2^2 X_{\text{нам}} + X_2 X_{\text{нам}}^2)})}$$

Такая компоновка схемы компенсации реактивной мощности обладает серьезными преимуществами. Подобное включение эквивалентно включению конденсатора в рассечку линии. Конденсатор будет выполнять задачу продольно-ёмкостной компенсации динамически. Он по сравнению с другими источниками реактивной мощности обладает малыми потерями активной мощности, простотой эксплуатации, низкой стоимостью. Степень его влияния на работу цепи будет напрямую зависеть от величины напряжения на вторичной обмотке ТТ. При малых значениях нагрузки на ТТ указанное напряжение будет невелико. Однако с ростом индуктивной нагрузки будет автоматически увеличиваться и связанная с ней ёмкостная компенсация. Еще одним достоинством является то, что такая схема работает на базовых законах электротехники и не требует сложных подходов в управлении. Изменение ёмкости потребуется только при изменении $\cos \phi$ нагрузки в значительном диапазоне.

Помимо этого, мы избавляемся от опасности перерыва энергоснабжения в случае повреждения компенсирующего элемента, так как при пробое конденсатора трансформатор переходит в режим КЗ, который является для него наиболее легким режимом работы. Тем самым мы сохраняем надежность электроснабжения.

Список использованных источников:

1. Костенко М. П. Электрические машины [Текст]: учеб. пособие для электроэнерг. и электротех. специальностей вузов, часть 1 / Костенко М. П., Пиотровский Л. М.; Изд. 3-е, перераб. и доп. – Л.: Энергия, 1972. – 554 с.
2. electricalschool.info [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://electricalschool.info/main/elsnabg>
3. studfiles.net [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://studfiles.net/preview/2662576/page:7/>
4. Беркович М.А. Справочник по релейной защите [Электронный ресурс] М.А. Беркович – М.: Изд-во Госэнергоиздат., 1963г. –512 с. Режим доступа: http://rza.org.ua/down/open/SPRAVOCHNIK--PO-RELEYNOY-ZASHCHITE--Pod-redaktsiey-Berkovicha_341.html

МЕТОДЫ АППРОКСИМАЦИИ ЗАЩИТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК АВТОМАТИЧЕСКИХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ

Леонтьева А.К. – студент группы Э-61, Нефедов С.Ф. – к.т.н., доцент
Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова (г. Барнаул)

В низковольтных электрических сетях 0,4 кВ оценка эффективности систем защиты от коротких замыканий (КЗ), а также возникающих по их причине пожаров и других угроз производится по косвенным признакам. Такие системы защиты регламентированы ПУЭ. В реальности это одна из самых опасных сфер в энергетике, так как угроза аварийной ситуации в данном случае сопряжена с действиями, совершаемыми низкоквалифицированным потребителем. При этом частота взаимодействий потребителя с электроустановками велика.

Для решения задачи оценки эффективности системы защиты в низковольтных электрических сетях уже используется специальный метод, основанный на сравнении времени протекания аварийного переходного процесса при КЗ и длительности срабатывания аппарата защиты (АЗ). Однако его применение сопряжено с рядом математических и физических допущений, которые значительно искажают оценку вероятности аварийной ситуации. Например, пожара по электрической причине.

Идея указанного метода основана на графическом сравнении токо-временных зависимостей для двух табличных характеристик [1]. Одна из них описывает аварийную ситуацию и называется характеристикой пережога провода (получена экспериментально), а другая – это предоставляемая заводом-изготовителем характеристика срабатывания АЗ.

Принцип получения численного показателя незащищённости некоторого участка потребительской сети основан на получении зон так называемых «защищённых» и «незащищённых» участков совмещённой графической характеристики, при котором критическое значение имеет оценка участка с наибольшими токами КЗ и, как следствие, наименьшими длительностями пережога провода и срабатывания автоматического выключателя в зоне электромагнитного расцепителя.

Проблемы в этой части решения задачи связаны с высокой степенью пологости обеих характеристик, которые накладываются друг на друга, требуя вычисления графических пересечений с очень высокой точностью. При этом заданная точность самих графических характеристик ограничена. Кроме того, в рамках построения математической картины пересечений для данного метода используется кусочно-линейная аппроксимация, которая ещё больше размывает картину наложения характеристик пережога и защиты.

Следует также отметить, что используемые в расчётах характеристики АЗ получены заводом-изготовителем для постоянных значений токов срабатывания, в то время как ток КЗ представляет собой переходный процесс в сети переменного напряжения с возможностью разброса значений в зависимости от фазы волны напряжения при аварийной коммутации.

Кроме того, период волны ударного тока в данном случае может перекрывать длительность срабатывания электромагнитного расцепителя АЗ, что дополнительно размывает картину протекания аварийного процесса.

В рамках данной статьи мы хотим предложить метод, который позволит наиболее точно определить длительность срабатывания АЗ, исключая эффект размытия сопоставляемых характеристик. Для этого следует перейти от графического метода и кусочно-линейной аппроксимации для токо-временных характеристик к аналитическому методу, основанному на полиномиальной аппроксимации кривых защиты и пережога, и к энергетическому подходу.

Речь идёт о том, что сами кривые можно представить в гладком виде с помощью корректно подобранных наборов функций, максимально близко описывающих реальные характеристики, а сам эффект пережога (или срабатывания элемента защиты) получить за счёт расчёта количества необходимой для этого энергии [2].

Для этого рассмотрим работу теплового и электромагнитного расцепителей автоматического выключателя.

Здесь работа будет описываться законом Джоуля-Ленца, так как подразумевает под собой количество теплоты, необходимое для изгибания биметаллической пластины теплового расцепителя АЗ. То есть $A = I^2 \cdot R \cdot t$.

Аналогичная картина будет наблюдаться и для срабатывания плавкой вставки предохранителя. Описывать эту работу будет интегральная характеристика по величине мгновенного тока по причинам, указанным выше. Использовать действующее значение тока в данном случае будет некорректно.

Чтобы построить математическую модель, изображающую работу электромагнитного расцепителя, мы покажем взаимодействие механической силы пружины, удерживающей элемент расцепителя и силы, создаваемой электрическим током, вынуждающей перемещаться стальной сердечник элемента.

Сила втягивания стального сердечника описывается формулой:

$$F_{\text{эм}} = - \frac{dW_{\text{м}}}{dx} = - \frac{1}{2} I^2 \frac{dL_{\text{кат}}}{dx}$$

где $F_{\text{эм}}$ – сила втягивания стального сердечника;

I – величина протекающего тока;

$dL_{\text{кат}}$ – изменение индуктивности;

dx – изменение положения сердечника.

Работа силы A будет описываться следующей формулой:

$$A = (F_{\text{эм}} - F_{\text{пр}}) \cdot l$$

где, $F_{\text{пр}}$ – сила противодействия пружины;

l – перемещение сердечника в направлении действия силы.

Указанные формулы показывают, что погрешность вычисляемых значений показателей срабатывания АЗ будет зависеть от протекающего тока КЗ квадратично, что наглядно демонстрирует насколько велик вклад в ошибку, получаемую при расчётах с эффектом размытия картины протекания аварийного процесса.

Энергетический подход для процесса пережога провода в целом был описан нами в предыдущей статье [3].

В дальнейшем будет использован специальный математический аппарат, объединяющий в себе описанные подходы с целью получения истинных длительностей срабатывания АЗ и разрушения провода в результате КЗ.

Помимо высокой точности данного метода, он позволяет снять ряд нерешаемых задач в рамках применения графического подхода и кусочно-линейной аппроксимации.

Список использованных источников:

1. Сошников А. А. Расчет эффективности электрической защиты в сетях 0,38 кВ [Текст]: учебное пособие / Сошников А. А., Никольский О. К.; – Барнаул, 1992. – 58 с.
2. Алексеев К. И. Выбор интерполирующих функций для характеристик срабатывания автоматических выключателей / К. И. Алексеев, С. Ф. Нефедов, Б. С. Компанец // Наука и молодежь: материалы XV всероссийской научно-технической конференция студентов, аспирантов и молодых ученых, г. Барнаул / Горизонты образования, выпуск 20, 2018.
3. Леонтьева А. К. Моделирование пережога проводника по энергетической характеристике короткого замыкания / А. К. Леонтьева, С. Ф. Нефедов // Молодежь Барнаулу: материалы XX городской научно-практической конференции молодых ученых, г. Барнаул.

РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ

Малков И. С. – студент группы 8Э-71, Грибанов А. А. – к.т.н., доцент
Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова (г. Барнаул)

Реорганизация рынка услуг российской электроэнергетики в настоящее время предполагает развитие технической инфраструктуры, обеспечивающей защиту интересов энергопотребителей. Особый интерес представляет оптимизация процессов энергоснабжения, так как их нарушения могут приносить значительный экономический ущерб, главным образом за счет технологических перерывов на промышленных предприятиях [1]. Анализ научных исследований по данному вопросу позволил выявить общую точку зрения разных авторов – такой ущерб рассматривается как особый вид ежегодных производственных издержек, минимизация которых требует практического решения [2]. С этой точки зрения представляет интерес использование автоматизированной системы мониторинга энергопотребления. Для этих целей лучше использовать развитые инструментальные средства типа SCADA систем [3], однако часто возникает необходимость создания и включения в систему автоматизации собственных программных модулей.

Целью данной работы является разработка концепции системы автоматизированного сбора и передачи информации о перерывах электроснабжения.

Структурная схема такой системы традиционно включает в себя три уровня. На нижнем расположены измерительные приборы, собирающие информацию о параметрах режима сети. Устройства второго уровня обеспечивают коммуникацию между всеми узлами системы. Верхний уровень представляет собой программный комплекс, позволяющий осуществлять управление процессами, происходящими в системе. Аппаратура нижнего уровня системы описана в [4]. Второй уровень системы использует стандартные алгоритмы передачи данных (МЭК 61850) и обеспечивает пересылку сформированных датчиками первого уровня файлов с информацией на сервер, их обработку и формирование в базе данных таблицы запросов. Каждая строка содержит информацию о наименовании датчика, приоритете, наличии команды отключения, числе интервалов времени в сутки, текущем значении измеряемой мощности и интервале времени, времени начала и окончания перерыва электроснабжения. В зависимости от того, какое событие произошло, а какое – нет, соответствующие ячейки таблицы имеют нулевые или не нулевые значения.

Таблица 1 – Таблица запросов

k(№)	ID	e(приоритет)	z(отключение)	n _{ID}	P _{ID}	i _{ID}	i _{1дID}	i _{2дID}
1	Q1	3	0	288	7,641	55	0	0
2	Q2	1	0	144	0	0	64	0
3	Q4	2	0	288	0	0	0	0
4	Q7	3	0	1440	0,045	41	0	0
5	Q6	1	0	144	0	0	23	11

Третий уровень системы использует графическую оболочку и процессы обработки информации, которые взаимодействуют с базой данных. Данные из таблицы запросов исполь-

зуются для заполнения других таблиц базы данных: аварий, графиков ID, счета дней ID. Предусмотрено три процесса (цикла) обработки информации. Каждый постоянно проверяет соответствие столбца приоритета каждой строки запроса назначению процесса. Если соответствие выполняется, происходит обработка информации. Если не выполняется – переход к следующей, либо к первой строке таблицы запросов. Процесс обработки запросов типа 1 (аварий) работает с таблицей запросов и таблицей аварий.

Таблица 2 – Таблица аварий

f(N _о)	ID _f	i _{1дID}	i _{2дID}	n _{инт}	n _{сут}	t _{нач}	t _{аварии}	A
1	Q23	14	144	130	0	02:20, 09.03.19	1300	455
2	Q17	131	0	8	0	0	0	0
3	Q24	55	0	0	0	0	0	0

Строки данной таблицы соответствуют отключениям, произошедшим на ID датчике. В столбцах записаны интервалы начала и конца отключения, количество прошедших интервалов за время отключения, число суток, время начала отключения, продолжительность аварии (в минутах), рассчитанный объем недополученной электроэнергии.

При появлении в таблице запросов строки с информацией о произошедшем отключении, интервал конца отключения вначале равен нулю (отключение еще не закончилось). В этом случае процесс ищет в таблице аварий строку, соответствующую «незакрытому» отключению на данном датчике (интервал конца отключения в таблице аварий равен нулю). Если такой строки нет, то процесс ее добавляет, и записывает интервал и время начала аварии. В дальнейшем датчик регулярно посылает информацию о продолжающемся отключении. Процесс находит эти запросы в таблице и за каждый найденный запрос прибавляет единицу к соответствующему числу интервалов в таблице аварий. Как только от датчика приходит сообщение об окончании отключения (интервал конца отключения не равен нулю), процесс «закрывает» отключение в таблице аварий – подсчитывает количество прошедших суток, продолжительность аварии, объем недополученной электроэнергии, и записывает все это, а так же интервал конца аварии, в таблицу. Объем недополученной электроэнергии рассчитывается исходя из построенного в нормальном режиме графика нагрузки датчика.

Процесс обработки запросов типа 2 (подключений/отключений) работает с таблицей запросов и таблицами графиков и счета дней ID. При появлении в таблице запросов строки с информацией о подключении/отключении (тип 2) ID датчика, данный процесс либо создает для него таблицу графика ID и строку в таблице счета дней ID, либо удаляет их.

Таблица 3 – Таблица графика ID

i	P _i	m ₁	m ₂	m ₃	...	m ₉₀
1	4,422	2	3	0,5	...	2
2	5,334	4	1	2	...	8
3	3,665	4	2	5	...	6
...	...	...	...	...	...	...
n	2,577	2	3	4	...	3

В таблице графика содержится информация о нагрузке, измеренной датчиком, на каждом i из n интервалов времени (за 90 дней). В таблице счета дней содержится информация о том, сколько дней из 90-дневного цикла ведутся записи в таблице графиков ID. Процесс обработки запросов типа 3 (графика нагрузки) работает с таблицами графика и счета дней ID.

Таблица 4 – Таблица счета дней ID

ID	m _{ID}
----	-----------------

Q44	31
Q32	31
Q33	31
...	...
Q51	31

Когда таблица графика ID создается, в ней всего три столбца. Дальнейшие столбцы добавляются по мере первого заполнения графика, пока их не станет 92. При этом в таблице счета дней ведется отсчет первого цикла записи. Как только в таблице появляется 92 столбца, добавление новых прекращается, и начинается перезапись старых столбцов, начиная с m_1 . При этом соответствующее значение в таблице счета дней становится равным единице (начало нового цикла). Прибавка единицы к значениям в таблице счета дней происходит в конце каждого суток (определяется проверкой равенства интервала времени запроса датчика с количеством интервалов времени датчика). По записанным значениям для каждого i интервала времени датчика рассчитывается среднее значение потребляемой мощности P_i . Таким образом строится график нагрузки.

Алгоритмы для процессов обработки запросов типа 1, типа 2 и типа 3 представлены на рисунках 1, 2 и 3 соответственно.

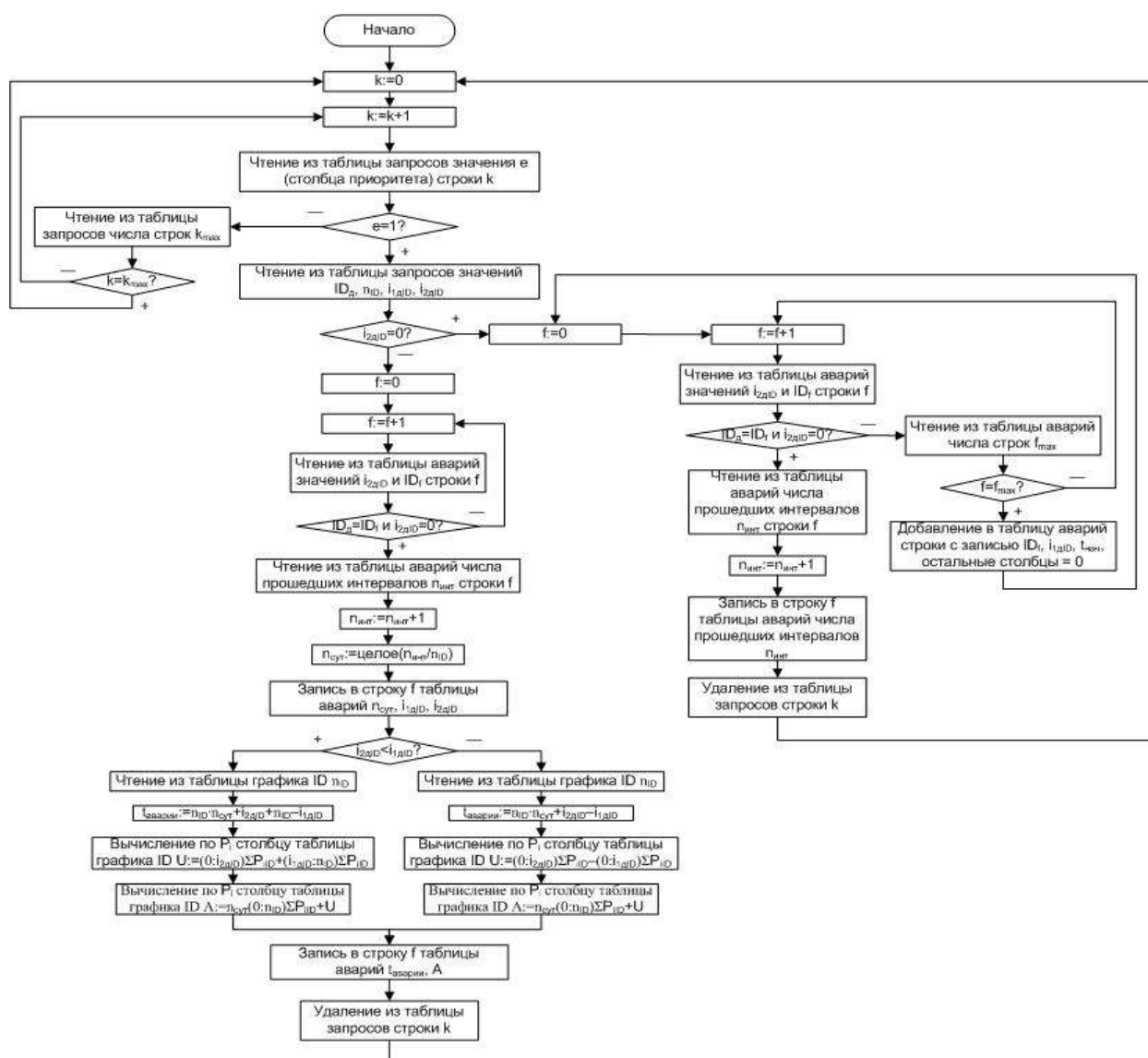


Рисунок 1 – Алгоритм процесса типа 1 (аварии)

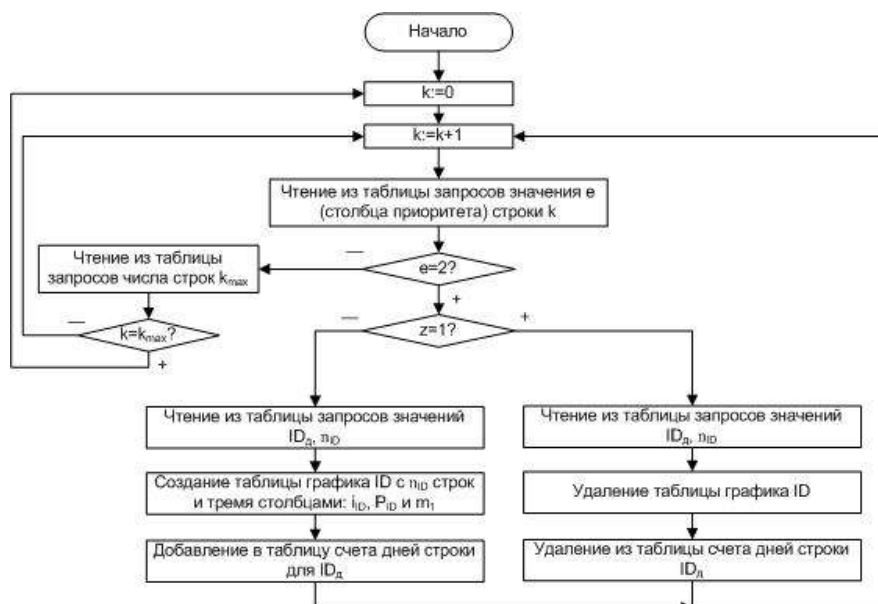


Рисунок 2 – Алгоритм процесса типа 2 (подключения/отключения)

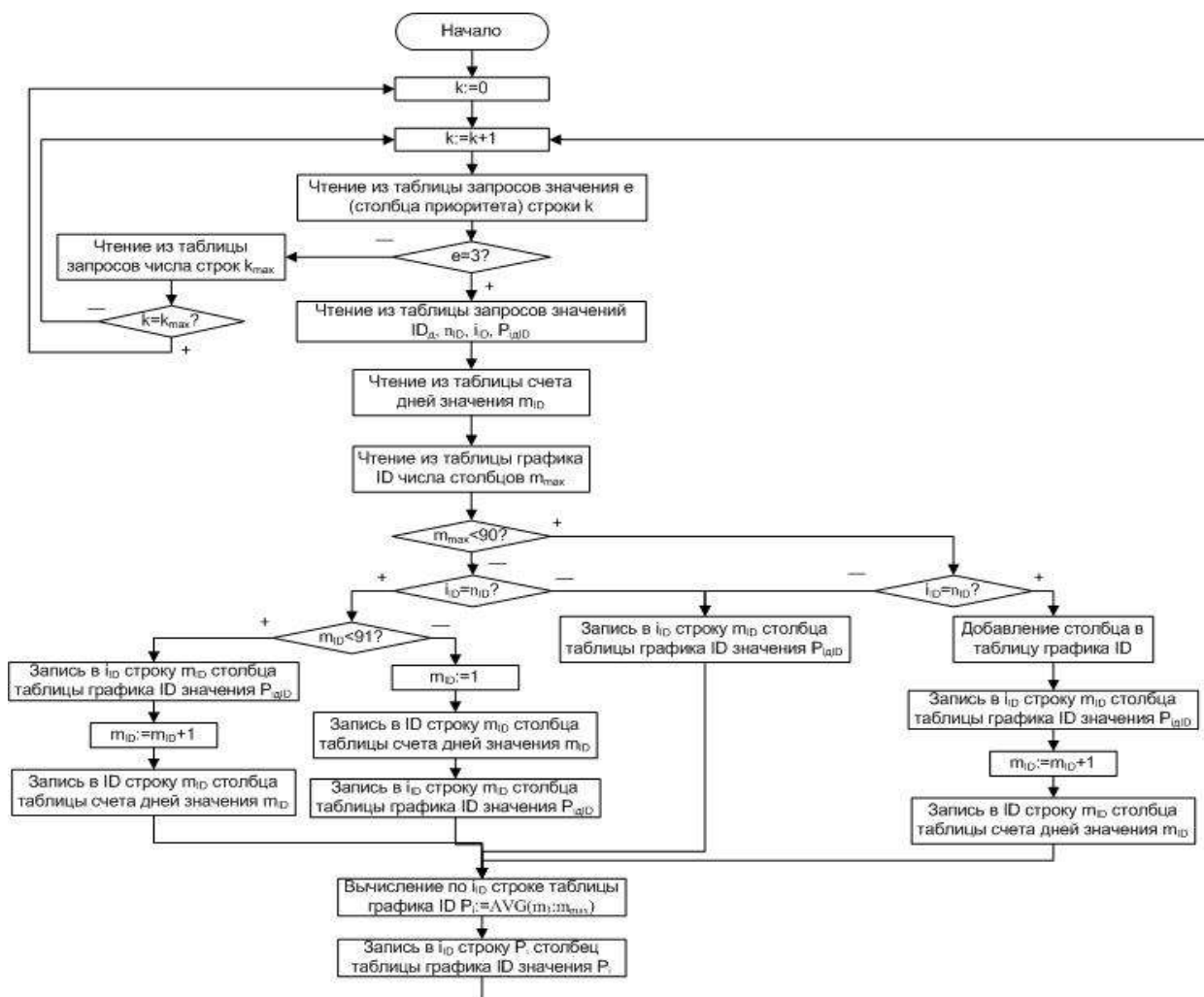


Рисунок 3 – Алгоритм процесса типа 3 (графика)

Таким образом, представленная концепция автоматизированной системы мониторинга перерывов электроснабжения может быть использована в процессе разработки программного обеспечения, которое позволит получать достоверную статистическую информацию для

оценки объема недополученной электроэнергии, энергоемкости продукции предприятия и упростить сбор данных для проектирования и реконструкции систем электроснабжения предприятий.

Список использованных источников:

1. Куликов А. Л., Панков Б. В., Шарыгин М. В. Анализ и оценка последствий отключения потребителей электроэнергии: коллективная монография [Текст]. – Москва: научно-техническая фирма «Энергопрогресс», «Энергетик». – 2014. – 84 с.
2. Непомнящий В. А. Экономические потери от нарушений электроснабжения потребителей [Текст]. – Москва: Издательский дом московского энергетического института, 2010. – 188 с.
3. Топольский Д.В., Топольская И.Г. Анализ современных SCADA-систем в электроэнергетике: материалы 66-й научной конференции. Секции технических наук. – [Электронный ресурс]: Наука ЮУрГУ. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2014. – с 1378-1381. – Режим доступа: <http://dspace.susu.ru/xmlui/handle/0001.74/4522>
4. Малков И. С., Грибанов А. А. Разработка алгоритма работы концентратора данных для сбора статистической информации о перерывах электроснабжения / Материалы XX городской научно-практической конференции молодых ученых «Молодежь – Барнаулу». – 2018.

ПРИМЕНЕНИЕ ОДНОФАЗНЫХ СТОЛБОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Марков Д. А. – студент группы 8Э-71, Грибанов А. А. – к.т.н., доцент

Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова (г. Барнаул)

На данный момент в России, в особенности в Сибирском округе и на Дальнем Востоке, все больше потребителей удалённо расположены друг относительно друга. В связи с этим встает вопрос: «Как запитывать данных потребителей?». Мы знаем, что при напряжении $U=0,4$ кВ, расстояние между КТП и конечным потребителем не должно превышать 800 метров. При превышении данного расстояния значительно вырастают потери. За эти потери кто-то должен платить. В связи с данной проблемой есть несколько вариантов её решения:

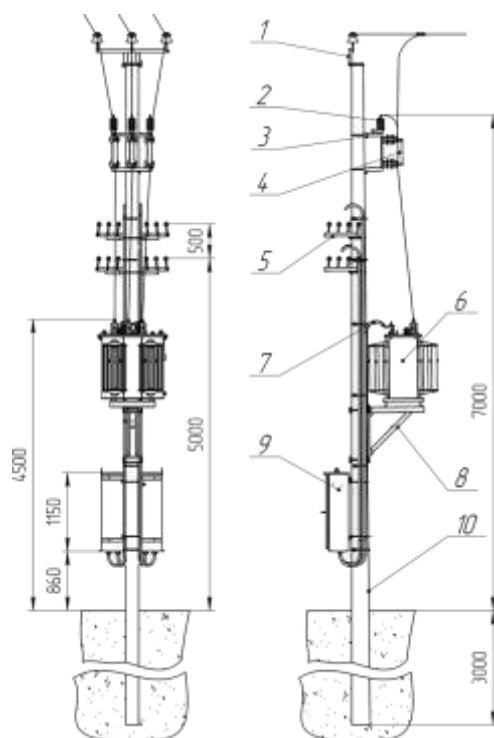
1) Потери электроэнергии, которые возникают в связи с удалённостью потребителя, возлагать на самого потребителя – естественно потребитель откажется от такого решения.

2) Устанавливать рядом с каждым далеко-удалённым потребителем отдельную КМТП мачтового типа (столбового типа согласно рисунку 1) – данный вариант очень затратный, так как данная КМТП, вместе с трансформатором, будут стоить более 200 тыс. рублей. Электроснабжающая организация сразу же откажется от такого предложения.

3) Так как потребители в сельской местности являются обычными людьми, то не обязательно наличие именно трёх фаз питания. Как вариант, более бюджетный, чем второй, устанавливать у удалённых потребителей Однофазные Столбовые Трансформаторные Подстанции (ОСТП согласно рисунку 2), которые могут запитывать (при правильном подборе мощности однофазных трансформаторов) несколько удалённых потребителей - данная ОСТП будет стоить ориентировочно 100 тыс. рублей.

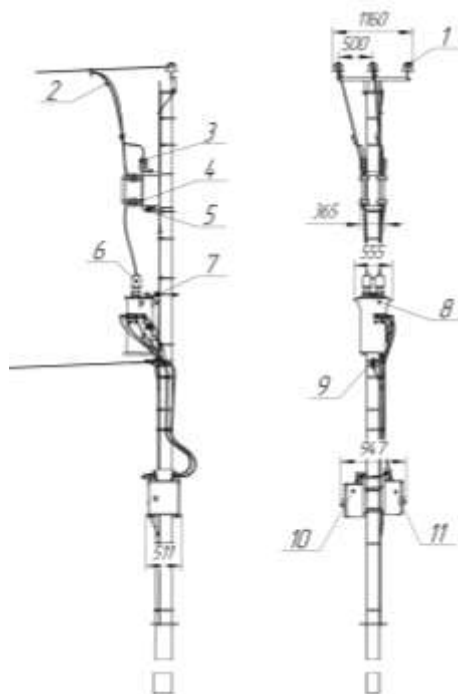
Также одним из плюсов ОСТП являются потери мощности XX и потери мощности КЗ, которые значительно ниже, чем у трехфазного трансформатора. В связи с чем и потери электроэнергии (а также денег) будут минимизированы.

Также будет осуществлена возможность сокращения потерь электроэнергии, что в свою очередь ведет к снижению платы за кВт*ч потребителем



Поз.1-приёмный портал ВН; поз.2-разрядник (ОПН); поз.3-кронштейн предохранителей; поз.4-предохранители ВН; поз.5-кронштейн НН отходящих линий; поз. 6-металлорукав РЗ ЦП-32; поз. 7-кожух НН; поз.8-кронштейн трансформатора; поз. 9-шкаф РУНН; поз.10-опора СВ-105 (СВ-110)

Рисунок 1 – Общий вид и габаритные размеры КМТП-1-В-250-10/0,4-УХЛ1 на одной стойке СВ-110



Поз.1-кронштейн ВН с изоляторами; поз.2-ввод ВН; поз.3-ограничитель перенапряжения ВН; поз.4-кронштейн с предохранителями ВН; поз.5-паспортная табличка; поз.6-защита от птиц; поз.7-кронштейн универсальный для крепления к ЖБ или деревянной опоре; поз.8-трансформатор ОМГ; поз.9-кронштейн крепления проводов отходящих линий; поз.10-шкаф учета электроэнергии; поз.11-шкаф РУНН.

Рисунок 2 – Внешний вид комплектной однофазной столбовой трансформаторной подстанции.

Стоит заметить, что на данный момент машин с каждым годом становится все больше и строятся все новые федеральные автодорожные трассы между городами. В связи с этим, для контроля движения и соблюдения ПДД, служба ГИБДД устанавливает как можно больше камер видеофиксации на трассах. Но камеры необходимо от чего-то запитывать. Вдоль дорог, как правило, проходят линии 6-10 кВ, и для питания камер видеофиксации необходимы трансформаторы, трехфазные трансформаторы не очень выгодны, так как стоят очень дорого (около 100 тысяч рублей), взамен трехфазных есть однофазные силовые трансформаторы, которые стоят дешевле (более чем в два раза) и более компактны. Кроме камер видеофиксации на федеральных трассах есть и другие электроприемники, а именно линии уличного освещения вблизи населенных пунктов.

Далее рассмотрим выгоду использования однофазных столбовых подстанций (ОСТП) – вместо трехфазных комплектных мачтовых подстанций на ж/б стойке (КМТП-1):

1) предохранителей по ВН, ограничителей перенапряжения необходимо по 2 шт. (в трехфазной КМТП – 3 шт.), также меньше изоляторов, СИПа, арматуры для СИПа и т.д. (на рисунке 1 показана электрическая схема);

2) со стороны НН (0,4 кВ) нет необходимости делать шинный мост и устанавливать целый шкаф РУНН, который очень громоздкий, а делают небольшой шкафчик (например, ЩМП-2), в который устанавливают рубильник/автомат и модульные автоматы отходящих линий с гребенчатой шиной. Потребителями данных подстанций бывают: камеры видеофиксации, фидер уличного освещения, кафе, частный сектор из нескольких домов.

Также не стоит забывать, что у нас в стране имеется большое множество пасек, которые в летний период необходимо запитывать (для сбора меда с рамок улья). При условии, что не подалеку от места дислокации ульев проходит линия 6-10 кВ можно использовать ОСТП вместо дизель-генераторных установок.

Подытожив всё вышесказанное можно сделать вывод, что подстанция ОСТП очень компактная, относительно дешёвая и простая в конструкции.

Для питания камер видеофиксации, а также линий уличного освещения, где трасса проходит около мелких посёлков, придорожных кафе, закусочных и далеко удаленных друг от друга потребителей отлично подходят однофазные столбовые подстанции (ОСТП), которые во много раз дешевле трехфазных комплектных мачтовых подстанций на ж/б стойке (КМТП-1).

Список использованных источников:

1. ОАО «Алтайский трансформаторный завод» [Электронный ресурс]. — URL: <http://alttrans.ru/>

НОВЕЙШИЕ РАЗРАБОТКИ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ ПРИБОРОВ УЧЁТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ

Переплёткина О. А. – студент группы 8Э(з)-71, Сташко В. И. – к.т.н., доцент
Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова (г. Барнаул)

В Российской Федерации сегодня насчитывается порядка 76,2 млн. точек учета (с учетом потребителей в многоквартирных домах (МКД), из которых по 30,7 млн. точек учета. Согласно федеральных программ сетевыми организациями установлено около 2,18 млн. интеллектуальных приборов учета, что составляет 10,4 % от общего объема.

Госдумой принят закон «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с развитием систем учета электрической энергии в Российской Федерации». Правительство РФ внесло в него свои окончательные поправки (законопроект № 139989-7).

Целью закона является решение двух основополагающих проектов, которые должны существенно ускорить процесс развития интеллектуального учета электрической энергии и усовершенствовать собственный рынок средств измерений и электрооборудования.

Во-первых, закрепить понятие системы учета электрической энергии в нормативно-правовой базе. Также наделить Правительство РФ полномочиями по утверждению состава и правил предоставления минимального функционала интеллектуальных систем учета электрической энергии территориальными сетевыми организациями субъектам электроэнергетики и потребителям электрической энергии в соответствии с законными обязанностями и обязательствами [1].

Во-вторых, установить обязанности в отношении территориальных сетевых организаций о том, что такие организации при осуществлении регулируемых видов деятельности не вправе устанавливать приборы учета электрической энергии, использование которых предполагается осуществлять в целях измерения количества потребления электрической энергии, определения объема мощности на розничных рынках субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии, оказанных им услуг по передаче электрической энергии, а также фактических потерь электрической энергии в объектах электросетевого хозяйства территориальной сетевой организации, не обеспечивающих предоставление субъектам электроэнергетики и потребителям электрической энергии минимального функционала, который должна предоставлять интеллектуальная система учета электрической энергии.

В перспективе по результатам замены территориальными сетевыми организациями существующей инфраструктуры учета электрической энергии на системы учета электрической энергии, обеспечивающие предоставление субъектам электроэнергетики и потребителям электрической энергии минимального функционала, который должна предоставлять интеллектуальная система учета электрической энергии, естественным образом будут созданы единые системы учета электрической энергии на базе таких территориальных сетевых организаций, что будет содействовать развитию конкурентной среды на розничных рынках электрической энергии за счет равного доступа субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии к системам учета электрической энергии [2].

Создание интеллектуальных систем учета, в первую очередь, является основой для дальнейшего развития и внедрения технологии «интеллектуальной сети». Кроме того, создание систем интеллектуального учета электрической энергии, по мнению разработчиков законопроекта, позволит в значительной степени снизить потери электрической энергии, не связанные с технологическим процессом передачи электрической энергии, снизить операционные затраты территориальных сетевых организаций и гарантирующих поставщиков электрической энергии, обеспечить адресное воздействие на неплательщиков за поставленную электрическую энергию, а также повысить «наблюдаемость» электросетевого комплекса, что приведет к повышению надежности функционирования энергосистемы и качеству обслуживания конечных потребителей электрической энергии и в итоге увеличит эффективность операционных затрат и реализации инвестиционных программ организаций электросетевого комплекса [3].

В период работы над законом «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с развитием систем учета электрической энергии в Российской Федерации», Минэнерго России, учитывая диалог с Федеральным Собранием Российской Федерации, предусмотрело перенос обязанности за установку, эксплуатацию, проверку и замену приборов учета электрической энергии с потребителей на поставщиков энергоресурсов: в отношении многоквартирных домов - на гарантирующих поставщиков, а в отношении прочих потребителей – на сетевые организации. Таким образом, с 1 июля 2020 года потребитель освобождается от обязанности эксплуатировать прибор учета, информировать кого-либо о выходе прибора учета из строя, устанавливать новый прибор учета. За потребителем сохраняется единственная обязанность - обеспечивать целостность прибора учета, и то только в случае, если прибор учета находится в границах земельного участка или внутри помещения потребителя.

Законом предусмотрено:

- в случае выхода из строя (утраты) прибора учета или истечения его межповерочного интервала гарантирующий поставщик или сетевая организация обязана возобновить учет электрической энергии путем установки нового прибора учета;

- с момента замены гарантирующим поставщиком/сетевой организацией прибора учета на новый понятие безучетного потребления в отношении потребителя исключается, кроме случаев вмешательства в работу прибора учета, находящегося в границах объектов потребителя;

- многоквартирные дома, вводимые в эксплуатацию после 1 января 2021 года после осуществления строительства, должны быть оснащены интеллектуальными приборами учета, и до ввода дома в эксплуатацию в целях обеспечения обязательств гарантирующего поставщика по организации учета должны быть переданы застройщиком ему на обслуживание;

- потребителю и субъектам электроэнергетики должна быть предоставлена возможность получения на безвозмездной основе данных прибора учета, в том числе посредством интеллектуальной системы учета. Иные владельцы приборов учета также не должны препятствовать получению данных с принадлежащих им приборов учета и требовать за это плату;

- расходы на организацию учета в пределах нормативной стоимости, определяемой Минэнерго России, учитываются в сбытовой надбавке/тарифе на передачу. Экономия, достигнутая в результате сокращения издержек, сохраняется на 10 лет.

Установка современного учета электрической энергии и перенос ответственности за организацию учета, не только освободит потребителя от решения несвойственных задач, но и позволит использовать новые сервисы, которые обеспечат

- прозрачность, доступность и точность информации о потреблении электроэнергии;
- оплату только качественной электроэнергии;
- сокращение количества перерывов электроснабжения и их сроков;
- возможность управления использованием ресурсов и их стоимостью;
- повышение качества обслуживания.
- для отрасли такое решение станет инструментом для:
- сокращения издержек за счет снижения потерь электроэнергии, снижения операционных затрат, роста производительности труда;
- технологического развития за счет сокращения времени и частоты технологических нарушений, контроля качества электроэнергии у потребителя, оптимизации схем и режимов работы, развития тарифного меню, развития клиентских сервисов;
- повышения платежной дисциплины и адресности применения льгот.

Для ускорения процесса развития интеллектуального учёта электрической энергии, необходимо воспользоваться опытом зарубежных стран, так как собственный рынок РФ недостаточно готов к массовому производству учётов и систем, которые полностью будут удовлетворять как гарантирующего поставщика, сетевые компании, так и потребителя.

К примеру, чешская компания ZPA Smart Energy, широко реализует «умные счётчики» и системы, с возможностью подключения к ним счётчиков воды, тепла и газа (рисунок1).

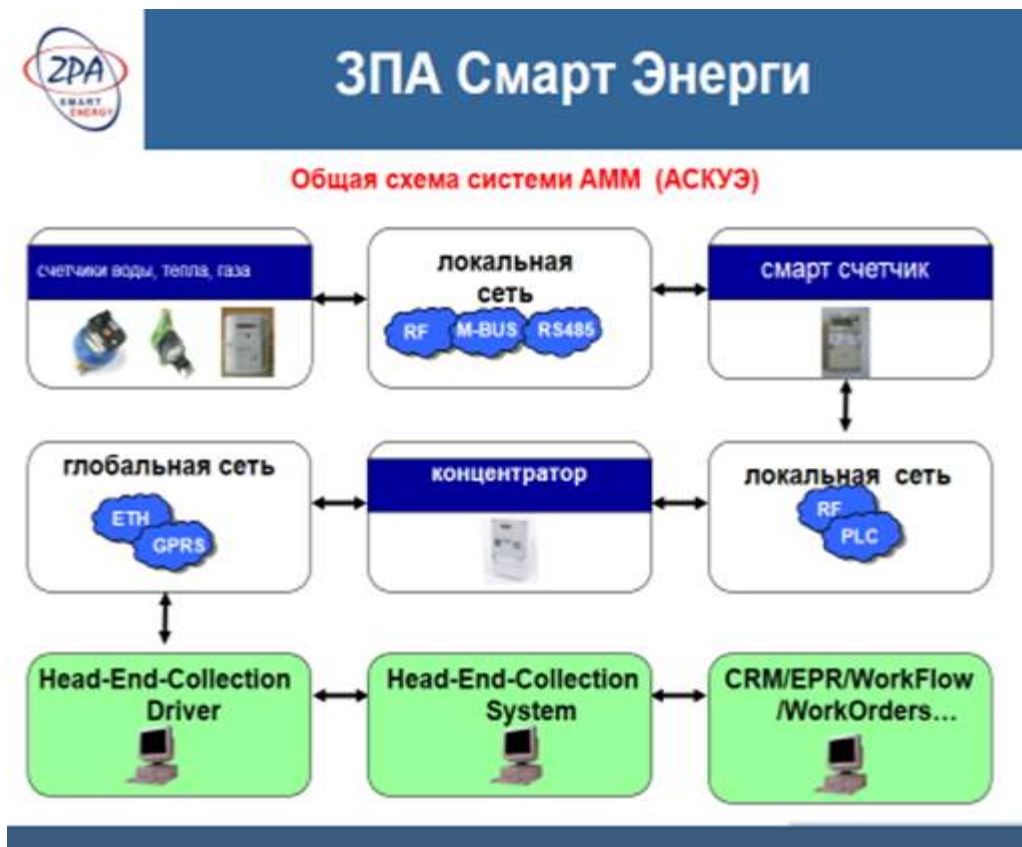


Рисунок 1 – Общая схема системы АСКУЭ ZPA Smart Energy

Основными текущими проблемами современного рынка интеллектуального учёта электроэнергии в РФ являются: неоправданно заниженная стоимость электроэнергии, технологическое отставание от развитых стран, высокий уровень потерь в сетях. Совершенствование интеллектуального учёта электрической энергии – одно из важных направлений энергосбережения, повышения энергоэффективности, качественного и положительного взаимодействия гарантирующих поставщиков, сетевых организаций и потребителя, снижение к минимуму производственных рисков энергосбытовой деятельности.

Список использованных источников:

1. Информационная система по теплоснабжению РосТепло.RU [Электронный ресурс]. 2017. URL: <http://www.rosteplo.ru/news/2017/07/21/1500617556-20-iyulya-sostoyalsya-kruglyj-stol-na-temu-o-sovershenstvovanii> (Дата обращения: 25.03.2019).
2. Russian economy in 2005 trends and outlooks (Issue 27) – М.: Institute for the Economy in Transition, 2006. – 524 p. URL: https://www.iep.ru/files/text/trends/2005_en/2005.pdf (Дата обращения: 25.03.2019).
3. Госдума приняла в I чтении проект о системе учета электроэнергии. 2017. URL: <https://tlt.ru/vlast/gosduma-prinyala-v-i-chtenii-proekt-o-sisteme-ucheta-ehlektroehnergii/2088846/> (Дата обращения: 25.03.2019).

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СОЛНЕЧНОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ В УСЛОВИЯХ ГОРОДСКОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ

Перфильева А. А. – студент группы 8Э-71, Сташко В. И. – к.т.н., доцент
Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова (г. Барнаул)

Основными источниками электрической энергии в г. Барнауле являются ТЭЦ. На сегодняшний день функционируют две электростанции: ТЭЦ -2 с установленной мощностью 275 МВт и ТЭЦ-3 с установленной мощностью 445 МВт [1]. Согласно энергетической стратегии развития России до 2030 г., необходимо вводить в систему электроснабжения страны новые электростанции, работающие, в том числе, и на нетопливных энергоресурсах [2].

В рамках городской инфраструктуры удобнее всего использовать маломощные солнечные электростанции. Это обусловлено тем, что такие электростанции не требуют больших площадей, их можно устанавливать в непосредственной близости от объекта электроснабжения (в отличие от ветрогенераторов, которые могут создавать шумы и вибрации, мешающие комфортной жизни людей), они дешевле относительно ветрогенераторов, и их стоимость продолжает снижаться.

В работах некоторых исследователей [3] указывается, что отслеживание изменяющейся в течении дня эклиптики гораздо важнее, чем отслеживание угла Солнца относительно горизонта, которое дает прибавку к мощности. Кроме того, это упрощает систему в несколько раз, что повышает её надежность. Тем не менее, усложнение механики трекера (перемещение в двух плоскостях вместо одной) оправдывается экспериментальными исследованиями, где полученные результаты отличаются от расчетных [4]. Так, двухосный солнечный трекер [5], при испытании в пасмурную погоду, увеличил выработку на 9,87%, а в солнечные дни [6] до 20% и более [4].

В ряде работ указывается, что чем ближе СЭС к экватору, тем меньше эффект от использования даже одноосевого трекера [7]. По данным из других исследовательских работ, мощность, вырабатываемая СЭС с подвижной системой ФМ, на экваторе и на полюсе отличается незначительно, примерно на 5 %. При этом, результаты сравнения энергоэффективности неподвижных и подвижных солнечных систем для географического положения г. Томска ($56^{\circ}29'$ с. ш., $84^{\circ}58'$ в. д.) показывают, что отношение мощности к площади ФМ подвижной конструкции, даже зимой (угол максимального подъема Солнца 10°) на 27 Вт/м^2 больше, чем для неподвижной [8].

При рассмотрении существующих в России (Челябинская, Оренбургская, Томская области) систем слежения за солнцем, и систем, которые испытаны ранее, были проанализированы различные обоснования необходимости внедрения ФМ с солнечными трекерами. Наиболее ценными являются результаты исследований, в процессе проведения которых была экспериментально доказана высокая эффективность применения следящих систем, позволяющих увеличить КПД ФМ до 50% [9]. Соответственно, целесообразность применения систем слежения за Солнцем в российских широтах, в частности, в Западной и Юго-Западной Сибири, не вызывает сомнений.

Одним из наиболее важных расчетов, при строительстве любой системы преобразования солнечной энергии, является расчет инсоляции для конкретной местности. Так, для г. Барнаула, суммарная солнечная радиация, падающая на горизонтальную поверхность в течение дня, составляет $3,5\text{--}4 \text{ кВт}\cdot\text{ч/м}^2$ (рисунок 1). Это один из самых высоких показателей, что является достаточным для выработки электрической энергии солнечной электростанцией [10].

Исходя из вышеизложенного, повысить эффективность работы солнечной электростанции небольшой мощности возможно, путем установки системы слежения за точкой максимальной мощности солнечного излучения в двух плоскостях. Исследования показывают, что электростанции, оборудованные системой слежения, могут вырабатывать от 10 % до 30 % больше электроэнергии, чем статические.

На сегодняшний день существует множество типов датчиков слежения за положением Солнца: датчики, использующие видимый диапазон излучения Солнца, датчики тока с солнечных панелей, температурные датчики и т.д.

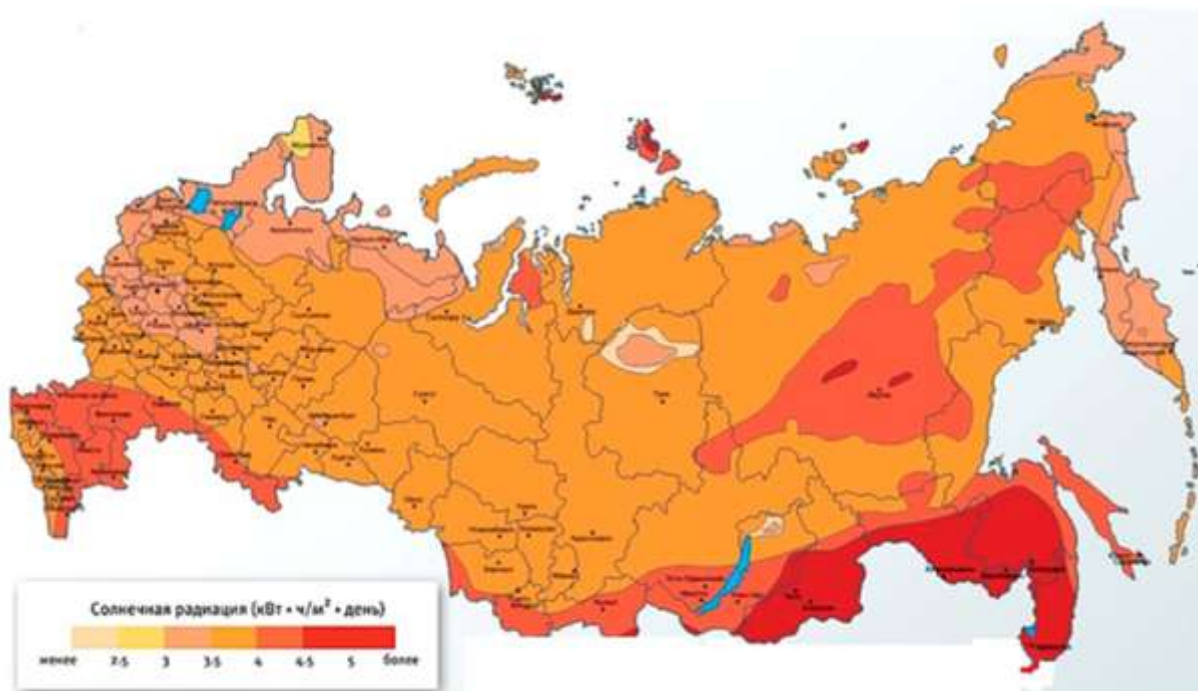


Рисунок 1 – Солнечная радиация, падающая на горизонтальную поверхность за день

В данной работе предлагается использовать оригинальный датчик пирамидальной формы для определения положения Солнца (рисунок 2).

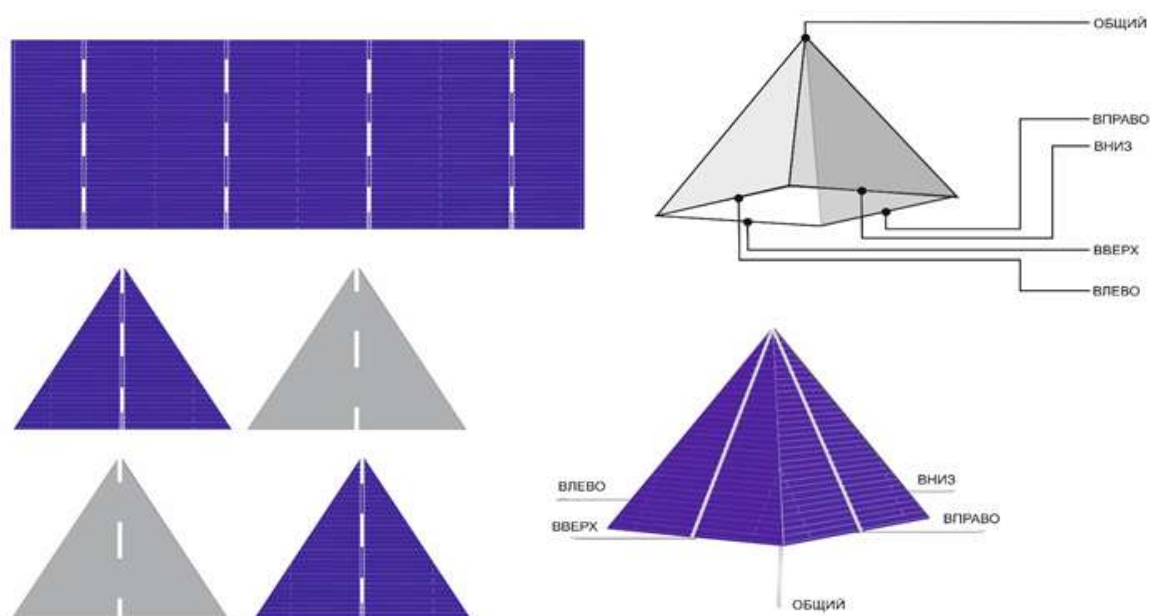


Рисунок 2 – Конструкция датчика слежения за точкой максимальной мощности солнечного излучения

Представленный на рисунке 2 датчик изготавливается из фотоэлементов на основе поликристаллического кремния. Фотоэлемент разрезается на четыре треугольника, и соединяется в пирамиду. К каждой стороне пирамиды будет подведен провод, в вершине – общий. С лицевой стороны снимается «плюс», с внутренней – «минус». Использование такого датчика позволит увеличить эффективность солнечной электростанции малой мощности.

Список использованных источников:

1. Сибирская Генерирующая компания. Предприятия [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://sibgenco.ru/about/company/>
2. Энергетическая стратегия развития России на период до 2030 года [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/1026>
3. Охорзина, А. В. Системы слежения за Солнцем с применением ФЭД / А. В. Охорзина, М. В. Китаева, А. В. Юрченко, А. В. Скороходов // Ползуновский вестник. – 2012. – №2/1. – С. 213-217.
4. Хомутов С. О., Полищук В. И., Сташко В. И. Исследование основных режимов работы и элементов конструкции фотоэлектрических систем для построения микромощной солнечной электростанции // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов – 2019. – Т. 330. – № 1. – С. 153–164. URL: <https://doi.org/10.18799/24131830/2019/1/61> (дата обращения 20.03.2019).
5. C. R. Algarín, A. O. Castro, J. C. Naranjo. Dual-Axis Solar Tracker for Using in Photovoltaic Systems. International Journal of Renewable Energy Research. Turkey, vol.7, no.1, pp. 137-145, 2017.
6. S. Yilmaz, H. Ozcalik, O. Dogmus, F. Dincer, O. Akgol, and M. Karaaslan. Design of two axes sun tracking controller with analytically solar radiation calculations. Renewable and Sustainable Energy Reviews. United Kingdom, vol. 43, pp. 997-1005, March 2015.
7. R. Vieira, F. Guerra, M. Vale, and M. Araújo. Comparative performance analysis between static solar panels and single-axis tracking system on a hot climate region near to the equator. Renewable and Sustainable Energy Reviews. United Kingdom, vol. 64, pp. 672-681, October 2016.
8. Гросс К. А., Крауиньш П. Я., Крауиньш Д. П., Кухта М. С., Соколов А. П. Энергоэффективность подвижных и неподвижных конструкций солнечных панелей // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов – 2018. – Т. 329. – № 3. – С. 113–122.
9. Митрофанов, С. В. Первичная апробация автоматизированного двухкоординатного солнечного трекера в климатических условиях Оренбургской области как перспектива создания программно-аппаратного комплекса [Электронный ресурс] / С. В. Митрофанов, А. Ю. Немальцев, Д. К. Байкасов // Альтернативная энергетика и экология, 2018. - № 7-9 (255-257). - С. 43-54.
10. Power Data Access Viewer Prediction of Worldwide Energy Resource [Электронный ресурс] / Nasa Power Режим доступа: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>

КОНСТРУКЦИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ДАТЧИКОВ МАГНИТНОГО
ПОЛЯ РАССЕЯНИЯ В СИСТЕМАХ ДИАГНОСТИКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН

Петрова А.С. – студент группы Э-82, Баратова К.В. – студент группы Э-72,
Полищук В.И. – д.т.н., профессор

Алтайский государственный технический университет им. И.И. Ползунова (г. Барнаул)

Актуальность. При эксплуатации крупных высоковольтных электрических возможно возникновение ряда повреждений и ненормальных режимов работы приводящих к нарушению магнитной симметрии машины, но при этом неопределяемых штатными средствами мониторинга и релейной защиты. В качестве примера можно привести – эксцентриситет ротора, витковые замыкания в роторе синхронной машины, повреждения в «беличьей клетке»

ротора асинхронной машины и др. Трудности при выявлении таких повреждений связаны прежде всего с отсутствием однозначно трактуемых диагностических признаков при мониторинге штатными средствами измерения. [1]. В то же время имеется ряд способов диагностики основанных на определении уровня несимметрии полей рассеяния электрических машин [2]. Источником информации таких систем должны выступать специальных датчики магнитного потока [3].

Цель: предложить конструкцию датчика магнитного потока способного производить измерения магнитного потока в конструкциях торцевой зоны электрической машины.

Постановка задачи: Предложить техническое решение определению степени искажения в магнитном потоке торцевого щита турбогенератора.

Такого рода задачи стоят, при локализации источника вибрации машины, если в основе причины возникновения вибрации электрическая, и кроется в замыкании в обмотке полюса синхронной машины, поскольку в таких замыканиях по части витков полюса ток не протекает и МДС этого полюса уменьшается, что и нарушает магнитную симметрию машины. Из-за того, что обмотка возбуждения подключена на постоянный ток и работает автоматическое регулирование напряжения определить повреждение по изменению тока невозможно.

Способ базируется на идее сравнения симметрии полуволн синусоиды ЭДС с выхода датчика магнитного потока закрепленного на торцевом щите машины рисунок 1.

Сам датчик, возможно, выполнить двумя на основе двух различных принципов – индукционным и на основе принципа Холла. Сам датчик конструктивно состоит из магнитного шунта с сердечником и катушки индуктивности рисунок 2,а или датчика Холла рисунок 2,б [3].

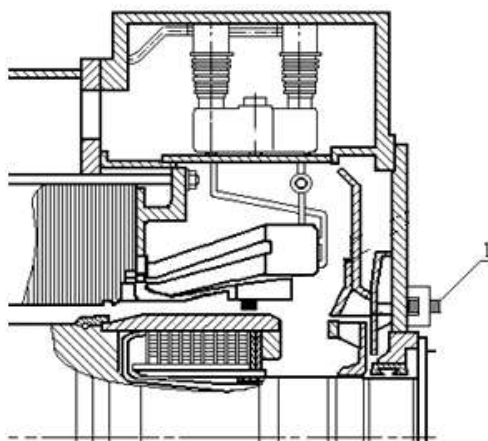


Рисунок 1 - Крепление датчика 1 на щите турбогенератора

На рисунке 2 изображена конструкции датчика. Обе конструкции содержат шихтованный сердечник 3 из трансформаторной стали и в первой конструкции рисунок 2,а катушку индуктивности 2 из изолированного провода, а во втором варианте датчик Холла 9, 10 – выводы датчика Холла рисунок 2,б. На рисунке 2 под цифрой 5 обозначен торцевой щит, под цифрами 6,7,8 магнитный поток до, после датчика и поток в шунте соответственно.

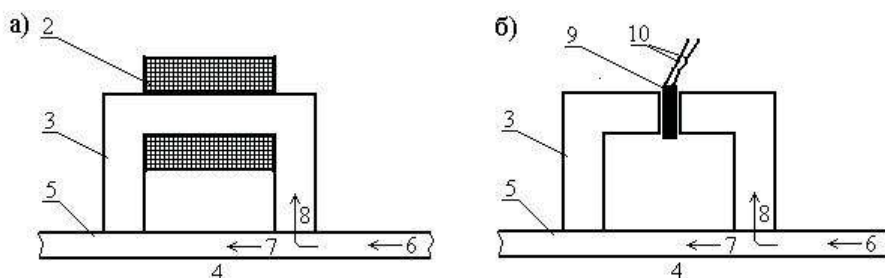


Рисунок 2 - Конструкция датчика магнитного потока

В торцевом щите 5 магнитный поток 6 проходящий по щиту разделяется на часть 7 и часть 8 проходящая через сердечник 3. Поток 8 индуцирует в преобразователе ЭДС пропорциональную МДС наводимой всеми обмотками машины.

В виду того, что обмотка статора неподвижна относительно точки крепления датчика, а полюса ротора перемещаются, то при ослаблении МДС одного из полюсов машины в ЭДС датчика возникает искажение в одной из полуволн.

Современный этап развития математических методов обработки цифровой информации и наличия современных технических средств позволяет построить систему определения технического состояния обмотки ротора синхронной машины и выявить наличие и степень развития дефекта.

Список использованных источников:

1. Полищук В.И., Новожилов А.Н. Способ защиты от витковых замыканий в обмотке ротора синхронного генератора // Электричество. – 2010. – № 8. – С. 64-67. Патент № 17810 (KZ).
2. Способ защиты синхронной электрической машины от витковых и двойных на землю замыканий обмотки ротора. Полищук В.И., Новожилов А.Н., Новожилов Т.А. // Официальный бюллетень. Пром. Собственность. 2006 г.. № 9.
3. Панин В.В., Степанов Б.М. Измерение импульсных и магнитных полей. – М.: Энергоатомиздат. 1987. 120 с.

АПРОБИРОВАНИЕ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ МЕТОДОВ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ ПРИ ДИАГНОСТИКЕ СЛОЖНЫХ ДЕФЕКТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН

Петрова А.С., Жуков А.А. – студенты группы Э–82, Полищук В.И. – д.т.н., профессор
Алтайский государственный технический университет им. И.И. Ползунова (г. Барнаул)

Актуальность: согласно ГОСТ на техническую диагностику возлагаются задачи по определению места и величины повреждения в объекте, а также прогноз его остаточного ресурса. Электромеханические преобразователи электроэнергии, такие как, асинхронные, синхронные и машины постоянного тока являются сложными объектами, которым присуще возникновение сложных дефектов, выявление которых на основе прямых методов измерения крайне затруднительно. К таким повреждениям относится эксцентриситет ротора, витковые замыкания в обмотке возбуждения, обрывы и трещины в короткозамкнутой обмотке асинхронных машин и др. Несмотря на возможный большой ущерб от таких повреждений, как правило, средства релейной защиты на сложные виды повреждений не устанавливаются. Это связано с отсутствием однозначно-трактуемых диагностических признаков, получаемых со штатных средств измерения. В связи с развитием цифровых методов обработки информации для решений задачи диагностики трудновыявляемых дефектов электрических машин появилось много эффективных методов обработки данных, путём комплексного сопряжения группы косвенных диагностических признаков [1].

Цель: апробировать способ диагностики виткового замыкания в обмотке возбуждения синхронной электрической машины на основе теории нечёткой логики.

Постановка задачи: используя теорию fuzzy логики провести комплексное сопряжение нескольких экспериментально полученных диагностических признаков в виде временных рядов и определить чувствительность и селективность способа диагностики виткового замыкания в обмотке возбуждения синхронной электрической машины.

Для обработки применялись данные экспериментально снятые с лабораторной установки. На вход диагностической системы рисунок 1 подавались сигналы с датчика вибрации и величина отклонения регулировочной характеристики [1]. Вибрация и отклонение характе-

ристики рекомендованы в качестве диагностических признаков ПТЭ ЭП, но при этом каждый признак по отдельности несет в себе процент недостоверности.

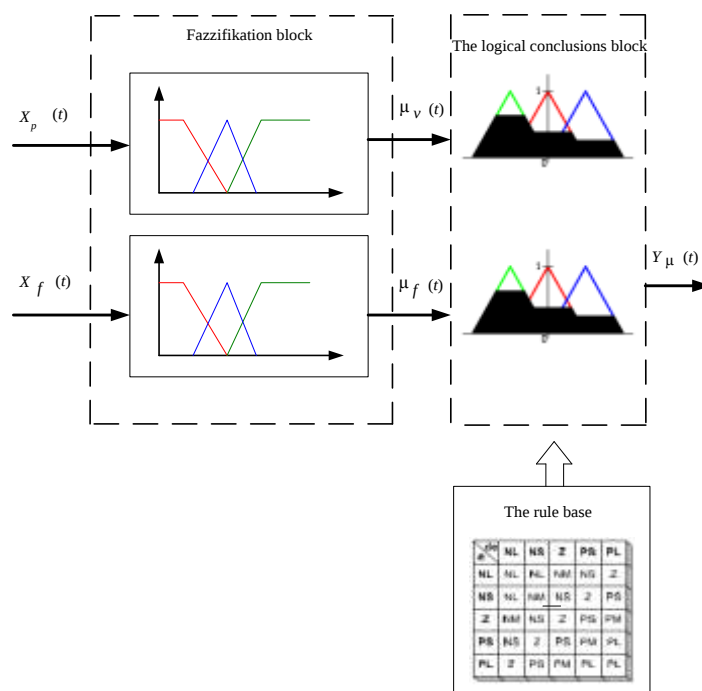


Рисунок 1 – Структура диагностики обмотки возбуждения синхронной машины.

Для правильной работы системы первоначально были заданы лингвистические значения истинности (лингвистические переменные) в виде лингвистических терм [2]. Диагностика базировалась на следующих значениях лингвистических переменных:

- NB (Negative Big). Отрицательное большое (наличие устойчивых диагностических признаков значительного развития дефекта);
- NM (Negative Middle). Отрицательное среднее (наличие устойчивых диагностических признаков появления дефекта);
- NS (Negative Small). Отрицательное малое (наличие диагностических признаков на начальной стадии развития);
- PS (Positive Small). Положительно малое (допустимое значение уровня диагностических признаков);
- PB (Positive Big). Положительно большое (все параметры на уровне нормативных).

Работа исследуемой системы диагностики обмотки возбуждения синхронной машины состоит из двух этапов:

- 1) фаззификация – преобразование входных значений в лингвистические.
- 2) дефаззификация – логическое заключение с использованной предварительно составленной базой знания.

Для корректной работы системы на этапе дефаззификации было сформировано база знаний в виде базы правил таблица 1.

Таблица 1. База правил

№	Величина отклонения регулировочной характеристики	Уровень вибрации	Витковое замыкание
1	PB	PB	PB
2	PS	PB	PS
3	NS	PB	PS
4	NM	PB	PS
5	NB	PB	PS

XVI Всероссийская научно-техническая конференция
студентов, аспирантов и молодых учёных «Наука и молодежь»

6	PB	NS	PB
7	PS	NS	PS
8	NS	NS	NS
9	NM	NS	NM
10	NB	NS	NB
11	PS	NB	PS
12	NS	NB	NS
13	NM	NB	NM
14	NB	NB	NB
15	PB	NB	PS

Результат: Аprobация системы проводилась в программном комплексе MatLab. Исходные данные представляли собой временные ряды с датчиков, полученные в нормальных эксплуатационных режимах работы машины и при замыкании 3,5 %, 9 % и 12,5 % витков полюса синхронной машины ГАБ – 4Т/230. При замыкании 3,5 % витков система выдала заключение NS, то есть – наличие дефекта на начальной стадии его развития, что говорит о корректной работе системы и принципиальной возможности выявления данного повреждения на основе информации со штатных средств измерения.

Список используемой литературы:

1. Петрова А. С., Полищук В. И., Малышев С.В. // «EurasiaScience» Сборник статей XIX международной научно–практической конференции. Москва: «Научно–исследовательский центр «Актуальность.РФ». 2019. С. 42-44.
2. Леоненков А. В. Нечёткое моделирование в среде MATLAB и fuzzyTECH / А. В. Леоненков. – СПб.: БХВ - Петербург, 2005. 719 с.

**СЕКЦИОНИРУЮЩИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ ДЛЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ
НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1000 В**

Прийма Д. И. – студент группы Э-51, Попов А.Н. – к.т.н., доцент
Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова (г. Барнаул)

С целью повышения надежности электроснабжения используются автоматические выключатели, которые способны разрывать цепь при возникновении короткого замыкания и длительной перегрузки. Наиболее частые короткие замыкания происходят в сетях напряжением до 1000 В, которые приводят к снижению надежности в электрических сетях. Особенно протяженные линии, которые имеют ответвления, делят на части (секционируют), где и ставится секционирующий выключатель.

Для анализа проблемной ситуации в области обеспечения надежности электроснабжения приведена диаграмма на рисунке 1, которая показывает количество отключений за 2017 и 2018 года на примере Бийского РЭС.

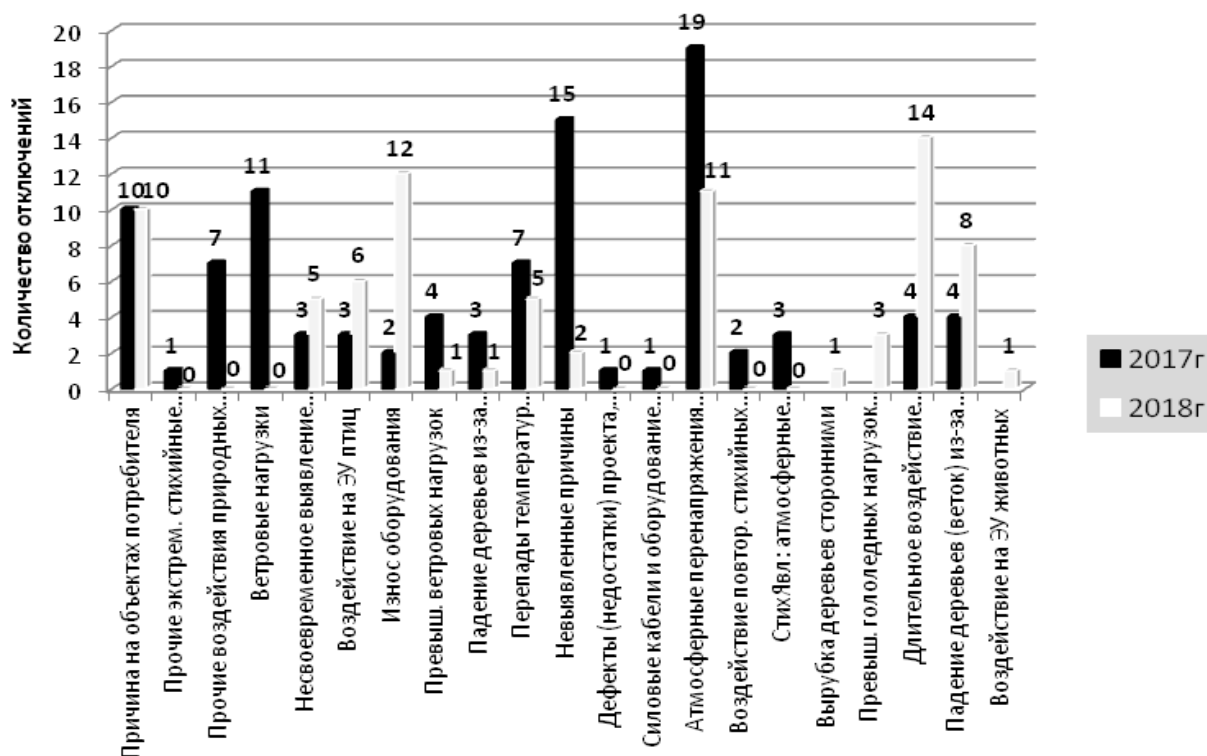


Рисунок 1 – Статистика отключений за 2017 и 2018 годы

Аппаратом, отвечающим всем требованиям автоматического подхода в сетях напряжением до 1000 В, является автоматический выключатель с возможностью АПВ.

Основные функции выключателя:

- производит коммутации цепи (включает и выключает поврежденный участок электрической цепи);
- предотвращает негативные последствия при длительном протекании токов перегрузки;
- предотвращает развитие аварий при возникновении в линии токов короткого замыкания;
- исключает ложные срабатывания, с помощью устройства АПВ;
- уведомляет диспетчера о наличии отключенного поврежденного участка.

Первым этапом практической реализации устройства стала разработка его структурной схемы, которая изображена на рисунке 2.

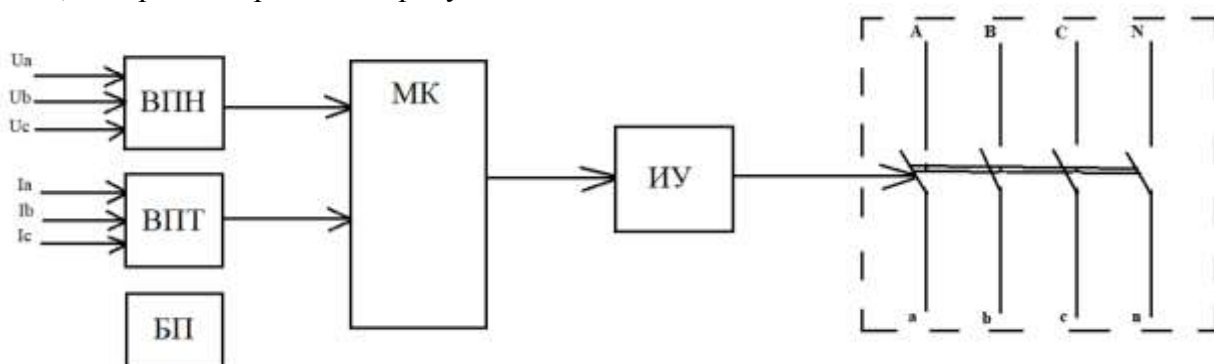


Рисунок 2 – Структурная схема устройства

Основными составляющими устройства предполагаются: ВПТ – входной преобразователь тока; ВПН – входной преобразователь напряжения; МК – микроконтроллер; ИУ – источник управления; БП – блок питания.

Автоматический выключатель будет состоять из следующих элементов: корпус, механизм управления, дугогасительная камера, коммутирующее устройство, расцепитель, устройство АПВ [1].

Следующим этапом практической реализации стало написание программного кода и разработка принципиальной схемы с целью имитации работы устройства и проверки эффективности работы разработанного устройства с помощью компьютерного моделирования в среде программы эмуляции электрических схем Proteus 8.7. Программный код для микроконтроллера написан в графической среде разработки Flowcode для микроконтроллеров AVR. Блок-схема алгоритма программы представлена на рисунке 3

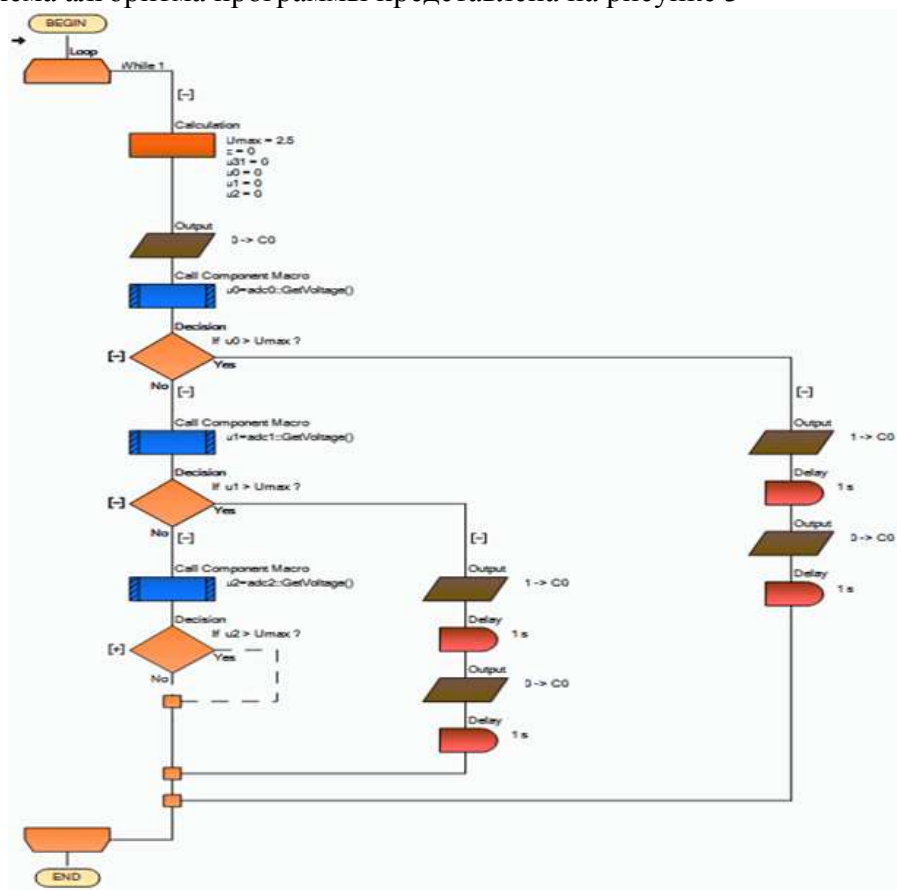


Рисунок 3 – Блок-схема алгоритма программы

Таким образом, автоматический выключатель, принцип работы которого достаточно прост, тем не менее является эффективным средством повышения надежности электроснабжения потребителей, позволит значительно снизить затраты на обслуживание электрических сетей.

Список использованных источников:

1. Устройство автоматического выключателя [Электронный ресурс]. – Загл. с экрана. – Режим доступа: <http://electricalschool.info/spravochnik/apparaty/770-ustrojstvo-avtomaticheskogo.html>
2. Автоматические выключатели – конструкция и принцип работы [Электронный ресурс]. – Загл. с экрана. – Режим доступа: <http://elektrik-sam.info/avtomaticheskie-vyklyuchateli-konstrukciya-i-princip-raboty>

РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПАСЕКИ
НА БАЗЕ СОЛНЕЧНОЙ МИНИ-ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Пчельников А. Н. – студент группы 8Э(з)-81, Сташко В. И. – к.т.н., доцент
Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова (г. Барнаул)

Пчеловодство является отраслью сельского хозяйства, которая связана не только с разведением пчёл и получением мёда, воска и другой продукции пчеловодства, но и играет большую роль для опыления сельскохозяйственных культур, что может повлиять на их урожайность [1]. Сегодня пчеловодство можно отнести к одному из наиболее распространённых явлений, которое можно наблюдать не только в сельской местности, но даже и в пригородной зоне.

Особенностью пчеловодства является организация пасеки – небольшого хозяйства, которое должно быть максимально приближено к медоносам – растениям, с которых пчёлы собирают пыльцу и нектар. Соответственно, пасеки располагаются вблизи полей и садов, и, как правило, удалены от населённых пунктов, что создает определённые проблемы с их обеспечением электроэнергией. Доминирующее число пасечных хозяйств являются небольшими, с точки зрения энергоснабжения, объектами, что обусловлено особенностями преобладающих организационно-правовых форм хозяйствования, а также спецификой энергопотребления. Кроме того, особенностью пасек является удаленность от сетей централизованного энергоснабжения [2].

Структура энергопотребления пасечных хозяйств во многом зависит от сезона и является специфичной для определенного типа хозяйства. Разведение и содержание пчел подразумевает выполнение пчеловодами определенных работ в как в рамках отдельных сезонных периодов ухода за пчелами, так и в течении суток [3]. В этой связи возникают различные потребности в электрической энергии, основными потребителями которой на пасеке являются: различный электроинструмент, технические средства для откачки мёда, освещение, бытовые приборы и т.д.

В данной статье предлагается решить проблему с электроснабжением пасеки за счет использования небольшой солнечной мини-электростанции (миниСЭС). Пасека располагается в Заринском районе Алтайского края, и имеет географические координаты 53,5° северной широты, 85,0° восточной долготы. Карта с местом расположения пасеки (снимок со спутника) представлена на рисунке 1.



Рисунок 1 – Место расположения пасеки. Снимок со спутника

Уровень солнечной инсоляции – величины, определяющей количество излучения, падающего на плоскую поверхность, для условий Алтайского края, составляет в среднем 4-4,5 кВт·ч/м²/сутки. Плоская поверхность – это площадь (м²) солнечных батарей (СБ), причем, инсоляция указывается для идеальных условий, когда отсутствует облачность, а солнечные лучи падают на поверхность СБ перпендикулярно. Поэтому, ввиду сложности точных расчетов, принимая во внимание погрешность, исчисляемую десятыми долями процентов, целесообразно воспользоваться данными по инсоляции для г. Барнаула (52,7° с. ш., 83,0° в. д.).

На рисунке 2 представлен график распределения мощности солнечного излучения по месяцам года для места расположения пасеки. Как видно из графика, наибольшая мощность солнечного излучения, как раз приходится на период с мая по август, т.е., как раз на те месяцы года, когда электроэнергия на пасеке наиболее востребована.



Рисунок 2 – График мощности солнечного излучения по месяцам года

Представленные на рисунке 2 данные по инсоляции, соответствуют оптимальным углам наклон СБ относительно плоскости земли. Оптимальные углы наклона указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Оптимальные углы наклона СБ с мая по сентябрь.

Месяц	Угол наклона, градусов	Инсоляция, кВт·ч/м ²
Май	18	6,0
Июнь	13	6,4
Июль	15	6,1
Август	28	5,4
Сентябрь	43	4,3

Средний оптимальный угол наклона СБ (один угол весь год) рассчитывает по следующей формуле:

$$L = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n l_i,$$

где $n = 12$, i_i – угол наклона каждого i -го месяца.

Для места расположения пасеки, среднегодовой (январь - декабрь) угол наклона будет равен $43,3^\circ$. Но, если эксплуатировать миниСЭС с мая по сентябрь, то средний угол наклона составит $23,4^\circ$, а среднемесячная инсоляция за этот период, с учетом возможных технологических допусков и неблагоприятных погодных условий, будет в пределах $4,5-5,5 \text{ кВт} \cdot \text{ч}/\text{м}^2$.

Исходя из выше изложенного, можно определить мощность миниСЭС на основе конкретного типа СБ. Так, целесообразно формировать массив из СБ числом, кратным двум. Например, две поликристаллические СБ мощностью 100 Вт каждая, будут иметь площадь поверхности около $1,3 \text{ м}^2$, что при эффективности 18% позволит генерировать в течении светового дня $1,0-1,2 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$. Далее, постепенно наращивая массив СБ, можно довести мощность миниСЭС до $3 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$ (6 шт. СБ, 600 Вт) или до $10 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$ (20 шт. СБ, 2000 Вт).

В данной статье рассматривается возможность обеспечения электроэнергией осветительных и бытовых приборов, используемых на пасеке. Предполагается начальная, минимальная комплектация системы, т.е., мощность миниСЭС – 200 Вт, суточная выработка – $1,0-1,2 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$. Структурная схема системы электроснабжения пасеки, представлена на рисунке 3.



Рисунок 3 – Структурная схема системы электроснабжения пасеки на базе миниСЭС

На рисунке 3, на схеме представлены следующие элементы системы электроснабжения: 1 – солнечные батареи 100 Вт; 2 – контроллер заряда; 3 – аккумуляторы 12 В; 4 – преобразователь DC-DC 24/12 В; 5 – инвертор «чистый синус» 24-220 В.

Список использованных источников:

1. Каратыгин Е. С., Кулагин Н. М. Пчеловодство // Энциклопедический словарь Брокгауза и Ефрона : в 86 т. (82 т. и 4 доп.). – СПб., 1890-1907.
2. Онучин, Е. М. Теоретическое исследование комплекса для энергоснабжения пасек на базе гибридной гелиоустановки / Е. М. Онучин, А. П. Осташенков // Научный журнал КубГАУ. - Краснодар: КубГАУ, 2016. - №05 (119). С. 997 - 1007.
3. Осташенков, А. П. Теплоснабжение зимовников пасечных хозяйств на базе каталитических устройств сжигания биогенных топлив / А. П. Осташенков, Е. М. Онучин // – Научный журнал КубГАУ. – Краснодар: КубГАУ, 2013. – №05(089). – С. 1233–1249.

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ ГИПЕРПАРАМЕТРОВ МНОГОСЛОЙНОГО ПЕРСЕПТРОНА ПРИ КРАТКОСРОЧНОМ ПРОГНОЗИРОВАНИИ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ КРУПНЫХ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННЫХ ТОВАРОПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ

Серебряков Н. А. – аспирант группы 0ТМехЭ(з)-71, Хомутов С. О. – д.т.н., профессор
Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова (г. Барнаул)

Созданием адекватного алгоритма краткосрочного прогнозирования почасовой электрической нагрузки занималось большое количество исследователей с середины прошлого столетия. Проблема повышения качества прогноза на следующие сутки суточного графика электрической нагрузки (СГЭН) группы точек поставки электроэнергии (ГТП) энергосбытовых компаний и гарантирующих поставщиков стала в разы острее в связи с рыночной реформой электроэнергетики нашего государства. Постановление правительства РФ от 27 декабря 2010 г. N 1172 «Об утверждении правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты правительства российской федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности» (Правила ОРЭМ) регламентирует взаимодействие субъектов ОРЭМ в части организации торговли электроэнергией и мощностью.

Особенности производства, передачи и распределения электрической энергии препятствуют её эффективному накоплению и хранению. Поэтому важно постоянно поддерживать баланс производства и потребления электроэнергии в любой энергосистеме. Нарушение баланса приводит к потере устойчивости энергетической системы.

На сегодняшний день основным механизмом покупки электроэнергии на ОРЭМ является «рынок на сутки вперед» (РСВ). Согласно данному механизму, потребители электроэнергии прогнозируют собственное потребление на следующие сутки и подают ценовые заявки. Указанные в ценовой заявке объемы электроэнергии покупаются по равновесной цене, сложившейся для каждого часа следующих суток.

На основании планов покупателей системный оператор загружает наиболее дешевое генерирующее оборудование, а также выбирает оптимальный режим работы электрических сетей. Ошибки прогноза потребления электроэнергии влекут за собой необоснованные пуски и остановки генерирующего оборудования.

Торговля отклонениями фактического потребления от планового происходит на «балансирующей рынке» (БР) по невыгодной цене, то есть покупка происходит по более высокой цене, а продажа по более низкой. То есть, величина отклонений влияет на финансовый результат гарантирующего поставщика. В соответствии с Правилами ОРЭМ, стоимость 5-ти % отклонений гарантирующий поставщик транслирует на конечного потребителя. Если стоимость покупки и продажи электроэнергии на БР ниже пяти процентов от всей стоимости покупки электроэнергии на ОРЭМ, то гарантирующий поставщик получает дополнительный экономический эффект. Если стоимость отклонений превышает пять процентов от стоимости покупки, то гарантирующий поставщик несет убытки. Из вышеизложенного следует, что гарантирующим поставщикам необходимо стремиться к минимизации ошибки прогнозирования собственного потребления на следующие сутки.

По мимо убытков для гарантирующего поставщика, величина отклонений фактического потребления электроэнергии от планового, зависящая от качества прогнозирования, влияет на стоимость небаланса «балансирующего рынка», распределяемого гарантирующих поставщиков, как покупателя электроэнергии на ОРЭМ. Стоимость небаланса БР, распределяемого на участников оптового рынка, закладывается в средневзвешенную нерегулируемую цену на электроэнергию для конечных потребителей электроэнергии на розничном рынке. Увеличение цены электроэнергии для конечных потребителей сопоставима с величиной сбытовой надбавки гарантирующих поставщиков.

Временной ряд изменения объемов потребления электроэнергии ГТП гарантирующего поставщика обусловлено множеством факторов, таких как:

- метеорологические условия;

- время года;
- день недели;
- отключения сетевого оборудования;
- режим работы крупных сельхозпроизводителей.

Процесс прогнозирования данной функциональной зависимости является сложной оптимизационной задачей. Наиболее распространенными способами краткосрочного прогнозирования электрической нагрузки являются интуитивные методы экспертных оценок и исторических аналогий. Прогнозный СГЭН, в данном случае, является результатом логического мышления экспертной группы, а также информация о поведении временного ряда электрической нагрузки. Однако метод экспертных оценок имеет свои ограничения. В следствии человеческого фактора, ошибок прогноза метеорологических условий и ряда других причин, не представляется возможным снизить среднегодовую ошибку прогнозирования ниже определенного значения.

Наиболее эффективным способом снижения ошибки является автоматизация процесса прогнозирования. В настоящее время пользуются популярностью адаптивные и обучаемые алгоритмы обработки большого объема данных и прогнозирования, такие как искусственные нейронные сети (ИНС). Нейронная сеть является математической моделью глобальной оптимизации, схожей по принципу действия с нервной системой живых организмов. ИНС состоят из нелинейных вычислительных элементов, называемых искусственными нейронами, а также линейных синаптических связей, которые соединяют нейроны в единую сеть. Математически функционирование нейрона можно представить следующей системой уравнений:

$$\begin{cases} u_k = \sum_{j=1}^m w_{kj} x_j \\ v_k = u_k + b_k ; \\ y_k = \varphi(v_k) \end{cases} \quad (1)$$

где u_k – линейная комбинация входных воздействий;
 w_{kj} – синаптические веса нейрона;
 x_j – входные сигналы нейрона;
 v_k – индуцированное локальное поле нейрона;
 b_k – порог активации нейрона;
 y_k – выходной сигнал нейрона;
 $\varphi(v_k)$ – функция активации.

Из всего множества ИНС различной архитектуры, наиболее хорошо зарекомендовали себя многослойные персептроны, обучаемые по алгоритму обратного распространения ошибки. На рисунке 1 представлена структурная схема многослойного персептрона.

Целью обучения ИНС является поиск глобального минимума на поверхности ошибки в пространстве свободных параметров. К свободным параметрам нейронной сети относятся параметры, которые могут быть скорректированы в процессе обучения, то есть веса синаптических связей и пороги активации искусственного нейрона. Коррекцией весов между нейронами на основании градиентного спуска на поверхности ошибок:

$$\Delta w_{ij}(n) = \eta \delta_j(n) y_i(n) + \alpha \Delta w_{ij}(n-1), \quad (2)$$

где $\Delta w_{ij}(n)$ – корректировка веса взаимодействия между нейронами i и j на шаге обучения n .

η – параметр скорости обучения;

$\delta_j(n)$ – локальный градиент нейрона j ;

$y_i(n)$ – отклик нейрона i ;

α – момент инерции;

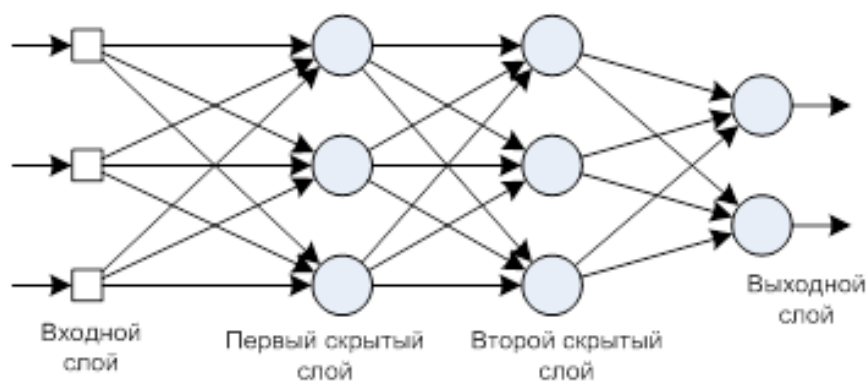


Рисунок 1 – Структурная схема многослойного персептрона

Параметры скорости обучения и момента инерции относятся к гиперпараметрам ИНС. Выбор оптимального значения данных параметров ИНС на каждом шаге обучающего цикла напрямую влияет на способность многослойного персептрона к поиску глобального минимума на поверхности ошибки. Схождение алгоритма обратного распространения ошибки является главным препятствием к повышению качества краткосрочного прогнозирования объемов потребления электроэнергии ГТП гарантирующих поставщиков с помощью искусственных нейронных сетей.

Нейронные сети хорошо зарекомендовали себя при решении практических задач распознавания образов и прогнозирования временных рядов. Однако, они не являются «панацеей» для решения всех оптимизационных задач. Без хорошо подготовленной базы статистических данных, невозможно получить адекватные результаты прогнозирования. Также, на результаты прогнозирования в значительной степени влияет выбор оптимального значения гиперпараметров нейронной сети. Несмотря на то, что математическое описание работы многослойного персептрона произошло в середине XX-го века, до сих пор нет формализованных методов определения гиперпараметров ИНС. Существует только практические рекомендации по выбору данных параметров.

В настоящее время появились новые средства машинного обучения, которые позволяют применять адаптивные в процессе обучения параметры скорости обучения и момента инерции. Данная модификация алгоритма обратного распространения ошибки позволяет сходить алгоритму к глобальному минимуму на поверхности ошибки при любом ландшафте данной поверхности.

Список использованных источников:

1. Руссков, О. В. Планирование неравномерного потребления субъекта оптового рынка электроэнергии на основе прогноза соотношений часовых цен / О.В. Руссков, С. Э. Сараджишвили // Наука и образование: научное издание МГТУ им. Н.Э. Баумана. – 2015. – № 2. – С.115–135.
2. Соловьева, И. А. Прогнозирование электропотребления с учетом факторов технологической и рыночной среды / И. А. Соловьева, А. П. Дзюба // Научный диалог. –2013. – № 7 (19). – С. 97–113.

ПОВЫШЕНИЕ КВАЛИФИКАЦИИ ПЕРСОНАЛА ЗА СЧЕТ МОДЕЛИРОВАНИЯ АВАРИЙНЫХ ТРЕНИРОВОК

Скорых О.Ю. – студент группы 4Э(с)-51, Гутов И.А. – к.т.н., доцент
Алтайский государственный технический университет им.И. И. Ползунова (г. Барнаул)

Важную роль в бесперебойном электроснабжении предприятий составляет уменьшение количества аварийных ситуаций, происходящих по причине неправильных действий оперативного и диспетчерского персонала.

Для обеспечения безопасности работ, связанных с оперативными переключениями, необходимо глубокое знание инструкции по оперативным переключениям в электроустановках.

Причины возникновения аварийных ситуаций следующие:

- ошибочные действия оперативного персонала;
- ошибочные действия персонала служб;
- ошибочные действия привлечённого персонала;
- ошибочные действия ремонтного персонала;
- ошибочные действия руководящего персонала;
- несоблюдение технического обслуживания;
- воздействие посторонних лиц и организаций.

По данным обзора, составленного на основании актов расследования одного из электросетевых предприятий, основные причины нарушений электроснабжения представлены на рисунке 1. Это данные за сентябрь 2018 г.



Рисунок 1 – Причины технологических нарушений

Реальные аварии, происходящие в электрических сетях, а также их развитие не оставляет персоналу времени на принятие верного решения и его реализацию. От правильных действий персонала зависит скорость ликвидации возникшего нарушения [1].

Главная цель подготовки специалистов: выработка умений и навыков быстро и грамотно принимать решения в различных ситуациях, которые могут возникнуть в процессе эксплуатации [2]. В отработке навыков принятия решений необходимо использовать специальные компьютерные тренажеры (КТ).

Итак, необходимым условием обеспечения безаварийной работы предприятий является возможность регулярно проводить тренировки специалистов с помощью виртуальных программных комплексов (тренажеров).

Основное преимущество тренажеров – оценить последствия принятого решения, как при выполнении типовых бланков переключений, так и при возникновении аварийных ситуаций, которые могут встретиться на практике. С помощью КТ воспроизводятся (моделируются) различные аварийные ситуации и изучаются способы их устранения, что сложно реализовать при обучении на действующих понижающих подстанциях. В этом случае исключается опасность для персонала и системы электроснабжения при ошибочных действиях [3].

Во время проведения тренировки по локализации аварии в электрических сетях необходимо выполнить действия, для того чтобы восстановить нормальную схему электроснабжения потребителей.

С целью повышения качества тренировочных заданий для дежурного персонала станций, подстанций и выездных бригад, создана настраиваемая система дистанционного контроля и управления, позволяющая преобразовать действие пользователя на один элемент в изменение состояния другого элемента. Кроме того, система дает возможность отображения состояния объекта, включая режим сети, с помощью различных индикаторов и приборов [4]. С помощью данной системы создается модель поведения объекта, действующая независимо от выполняемого задания.

Система позволяет автоматизировать следующие основные операции:

- дистанционное управление коммутационными аппаратами на схеме присоединений от ключей управления на модели щита с контролем успешности;
- однократное повторное включение выключателя без выдержки времени с учетом положения накладки автоматического повторного включения (АПВ) и индикацией;
- отключение выключателя после включения на короткое замыкание с учетом положения наладки релейной защиты (РЗ) и индикации;
- отключение коммутационного аппарата (КА) от шин управления с помощью автоматов оперативного тока;
- согласование наличия показаний на контрольных приборах с параметрами модели режима сети;
- управление автоматическим регулированием напряжения трансформатора (АРНТ) с изменением показаний контрольных приборов;
- изменение показаний вольтметра при переключении схемы измерений.

Кроме того, при работе с тренажером по оперативным переключениям необходимо обеспечить моделирование выполнения обучаемым операций с защитами и автоматикой. Система защиты предоставляет возможность настройки соответствия между устройством защиты и его органами управления и индикации, представленными в макете.

Безопасность персонала зависит от того, насколько они адекватно реагируют на возникшую аварийную ситуацию. Необходимые действия выполняются согласно инструкции по оперативным переключениям. Этот документ содержит порядок работы с устройствами релейной защиты и автоматики, в том числе со средствами индивидуальной защиты, вывешивание предупреждающих и запрещающих плакатов, действия с оперативными блокировками. В рамках тренировки программным комплексом заложены принципы последовательности действий, отвечающие требованиям инструкции по оперативным переключениям в электроустановках.

КТ относится к области информационных технологий и вычислительной техники, а именно к виртуальным тренажерам персонала на основе моделирования подстанций в трехмерном виртуальном пространстве. Технический результат применения КТ заключается в повышении качества обучения персонала за счет обеспечения максимального приближения к реальным оперативным переключениям и условиям на энергообъекте. Тренажер позволяет моделировать реальное оборудование, проводить тренировки на моделях существующих электрических подстанциях, тренировки, связанные с проверкой рабочего места, осмотром состояния оборудования (например, визуальная проверка изоляторов на наличие сколов и трещин), а также тренировки, отражающие реальные временные затраты на перемещение по подстанции и совершение переключений, за счет наличия системы навигации и анализа действия пользователя в виртуальной среде.

Заявленный технический результат достигается за счет предлагаемого способа тренировки оперативного и эксплуатационного персонала трансформаторной подстанции на основе моделей виртуальной реальности.

Таким образом, для бесперебойного электроснабжения предприятий необходимо обеспечить специальную подготовку персонала к внештатным (включая аварийные) ситуациям и регулярные противоаварийные тренировки на КТ. Кроме того, КТ применяются для обучения персонала порядку и правилам выполнения оперативных переключений

согласно специальным инструкциям, методам ликвидации аварий в главных схемах электрических соединений подстанций и электрических станций.

Список использованных источников

1. Антропова В.Р., Малышева Н.Н. Аварийные тренировки персонала на основе программного комплек-са предприятий нефтегазодобычи // Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России: XII Все-российская научно-техническая конференция (г. Москва, 12–14 февраля 2018 г.). М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2018 С. 361.
2. Антропова В.Р., Малышева Н.Н. Формирование сценария тренировки оперативно-диспетчерского персонала предприятий в планировщике курсов // Актуальные вопросы энергетики: материалы Междунар. на-уч.-практ. конф. (г. Омск, 17 мая 2017 г.). Омск: Изд-во ОмГТУ, 2017 С. 131–135.
3. Антропова В.Р., Малышева Н.Н., Царегородцев Е.Ю. Интеграция имитационной модели п/с 35/6 кВ «Учебная» и сведений об оборудовании ООО «Энергонефть Томск» г. Стрежевой в комплексном тренажере «Модус». Нижневартовск: Изд-во Нижневарт. гос. ун-та, 2017. Ч. II. Естественные и технические науки. С. 145–149.
4. Антропова В.Р. Функционирование органов управления релейной защиты и автоматики в аниматоре схем // Энергия науки: сборник материалов VI Международной научно-практической Интернет-конференции студентов и аспирантов

АКТУАЛЬНОСТЬ ПРОБЛЕМЫ ПОИСКА ТРАСС КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ

Скрипкин О.В. – студент, Попов А.Н. – к.т.н., доцент

Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова (г. Барнаул)

Рост городов, численности населения, развитие промышленности влечет за собой постоянное усложнение, увеличение и изменение инженерной инфраструктуры. Данные процессы сопровождается бурное развитие подземных сооружений.

Под подземными инженерными сооружениями подразумеваются подземные коммуникации города – буквально его «вены». Это неотъемлемые элементы инженерного оборудования, обеспечивающий должный уровень удобств для населения. Они включают в себя сети: энергоснабжения, газификации, холодного и горячего водоснабжение, водоотведения, водостока, канализации, радиотелефонной связи. В качестве подземных коммуникаций, в рамках данной статьи, подразумеваются сети энергоснабжения, кабельные линии.

Поиск трасс кабельных линий в процессе их эксплуатации значительно усложняется глубиной их залегания в земле, так например, глубина кабельных линий напряжением до 20 кВ должна быть не менее 0,7 м и не менее 1 м для линий 35 кВ, а при пересечении улиц и площадей независимо от напряжения 1 м. При вводе линий в здания, на участках длиной до 5 м, а также в местах пересечения их с подземными сооружениями допускается уменьшение глубины до 0,5 м.

Необходимость поиска трасс кабельных линий обуславливается тем, что на протяжении всего срока эксплуатации в них могут возникать различные дефекты. Кроме коррозионного воздействия, давления почвы, то есть воздействия окружающей среды в целом, старения изоляции кабельным линиям могут нанести вред сторонние лица или организации, проводящие земельные работы, к которым относятся строительные, монтажные и восстановительные. Для проведения таких работ необходимо разрешение на раскопки от эксплуатирующей организации. Во время проведения раскопок должен обеспечиваться контроль сохранности кабельной линии на все время производства работ. Уже вскрытые кабели закрепляют для предотвращения провисания и предохранения от механических воздействий. Также, в месте проведения работ устанавливают предупредительные плакаты и сигнальные огни. Исполнитель работ получает данные о прокладке кабелей. Эти данные включают в себя всю инфор-

мацию о подземных сооружениях, их разветвлениях, домовых вводах. Однако, нередко имеющаяся документация неточна, устарела или составлена с большими погрешностями. По этой причине, для обеспечения безопасности подземных коммуникаций при проведении земельных работ, а также для уточнения и обновления картографической документации используют различные методы и приспособления.

Лидерами, среди прочих средств поиска трасс кабелей, являются трассоискатели. Стоит отметить, что полноценное использование их началось весьма недавно. В целом, трассопоисковая аппаратура существует долгое время, однако, малая потребность в ней была обусловлена невысокими техническими характеристиками и низкой точностью измерений соответственно.

Принцип работы трассоискателей основан на обнаружении переменного магнитного поля вокруг исследуемого кабеля, создаваемого протекающим током. Современные трассоискатели позволяют определять трассы кабелей при закладке их на глубину до 10 м. Погрешность определения линии при закладке ее на глубину до 2 м не превышает 10 см.

В настоящее время в основном используются два способа поиска трассоискателем. Первый – это активный способ. Он осуществляется путем наведения тока (звуковой частоты 800 – 1000 Гц) от генератора на жилы кабеля. По этой причине, вокруг исследуемого кабеля образуется магнитное поле, напряженность которого пропорциональна значению тока в кабеле. При прохождении вдоль трассы кабельной линии с приемной антенной, усилителем и телефонными наушниками улавливают создаваемые кабелем электромагнитные колебания. Второй способ поиска – пассивный. Он заключается в улавливании магнитного поля, создаваемого током промышленной частоты, протекающим по кабелю [1].

Применение трассоискателей необходимо в современном мире. Причины использования этих приборов конечно же снижение аварийности кабельных линий, избежание травматизма людей. Пробитый кабель может являться серьезной опасностью для людей, которая может привести к увечьям или даже летальному исходу. Информация об их наличии и расположении помогает исключить возможность поражения. Использование схем, чертежей или указательных знаков на дорожном покрытии явно недостаточно.

Список использованных источников:

1. СТО 70238424.29.240.20.009-2009. Силовые кабельные линии напряжением 0,4-35 кВ. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования [Текст]. – Москва [Б. и.], 2009. – 124 с.

АВТОМАТИЗАЦИЯ ПОДСТАНЦИЙ ДЛЯ ПОСТРОЕНИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Скурихин А.Н. – студент группы 4Э(с)-51, Гутов И.А. – к.т.н., доцент
Алтайский государственный технический университет им. И.И. Ползунова (г. Барнаул)

Распоряжением Правительства Российской Федерации от 28 июля 2017 года № 1632-р подписанное Председателем Правительства РФ Д. Медведевым утверждена программа «Цифровой экономики Российской Федерации». Данная программа направлена на создание условий для развития общества знаний в Российской Федерации, повышение благосостояния и качества жизни граждан нашей страны путем повышения доступности и качества товаров и услуг, произведенных в цифровой экономике с использованием современных цифровых технологий, повышения степени информированности и цифровой грамотности, улучшения доступности и качества государственных услуг для граждан, а также безопасности как внутри страны, так и за ее пределами.

Электроэнергетику как одну из отраслей российской экономики так же касаются требования данной программы.

Как было сказано директором департамента оперативного контроля и управления в электроэнергетике Минэнерго РФ Евгением Грабчаком - «Электроэнергетика является базисом для развития промышленности и роста экономики страны в целом. Здесь мы можем стать пионерами в комплексном подходе по переходу на цифровые технологии не только в масштабах нашей страны, но и на глобальном рынке».

Все технологические управленческие данные стандартизированы, хранятся и обрабатываются в распределенной системе. Система управления энергокомпанией оптимизирована на основе лучших практик. Аналоговые датчики на объектах управления заменены на цифровые системы диагностирования. Последствия цифровой энергетики ощущаются в быту, например, в доме чайники работают в интернете вещей.

На основе цифровых технологий автоматизировано максимальное количество технологических процессов производства, передачи и распределения электроэнергии. При этом, безусловно, обеспечивается требуемая надежность, которая поддерживается с применением систем искусственного интеллекта на базе цифровых платформ.

Цифровая трансформация в электросетевом комплексе обеспечивает следующее:

а) достоверные сквозные данные о потреблении, режимах работы сети и ее элементах в режиме реального времени, которые позволяют:

- 1) построить предиктивную аналитику;
- 2) спрогнозировать модель поведения сети, ее элементов и потребителей;
- 3) обеспечить адекватное реагирование на любые возмущения и аварии в сети;
- 4) обеспечить справедливую стоимость услуг, оказываемых электросетевыми компаниями;

б) единая цифровая модель сети (СІМ), которая позволяет:

- 1) стандартизировать и унифицировать технические решения и требования к оборудованию;
- 2) обеспечить интеграцию всех данных с различных систем;
- 3) кратко сократить сроки строительства, реконструкции объектов сетевой инфраструктуры;

4) реализовать (повысить) экспортный потенциал РФ на зарубежных рынках;

в) изменение и совершенствование логики процессов управления сетями:

1) переход с трёхуровневой (филиал – производственное отделение – район электрических сетей) на одноуровневую систему управления распределительными сетями;

2) оптимизация оперативно-технологического управления. Все сигналы от оборудования выводятся на пульт диспетчера, у эксплуатации оперативная схема и электронный наряд-допуск на планшетах;

3) формирование в режиме реального времени балансов мощности и потребления электроэнергии;

4) создание интеллектуальной конфигурации;

5) автоматизированное перспективное планирование развития сети;

г) активно-адаптивная сеть:

1) активное участие субъектов энергетического рынка в процессах передачи и распределения электроэнергии;

2) автоматическая локализация мест повреждения;

3) интеллектуальное управление режимами работы сетей без участия человека;

4) электрическая сеть из пассивного устройства транспорта и распределения электроэнергии превращается в активный элемент, параметры и характеристики которого изменяются в реальном времени в зависимости от режимов работы энергосистемы;

5) для реализации этой новой функции сети оснащаются современными быстродействующими устройствами силовой электроники и системами, обеспечивающими получение информации в режиме on-line о режимах работы сети и состоянии оборудования;

д) раскрытие потенциала цифровой сети за счёт:

- 1) выявления неочевидных на данный момент закономерностей на основе глубокого анализа данных;
- 2) аналитики данных (энергетический пульс рынка для субъектов РФ);
- 3) продажи услуг потребителям на энергосервисной основе за счёт экономии энергопотребления;
- е) создание условий для появления новых сервисов:
 - 1) гибридные системы электроснабжения потребителей
 - 2) просьюмер: потребитель потребляет, производит, хранит электроэнергию;
 - 3) проактивные сервисы для потребителей, мобильные приложения;
 - 4) тарифное меню;
 - 5) технологии «Интернета вещей» (цифровые датчики, сенсоры, и средства коммуникации);
 - 6) управление энергоэффективностью, умные дома;
 - 7) таргетинг потребителей по социально-экономическим данным;
 - 8) зарядная инфраструктура для электротранспорта;
 - 9) подключение потребителей по принципу plug and play;
 - 10) использование «умных» контрактов для расчетов;
 - 11) аналитические сервисы для потребителей.

Одно из направлений цифровизации электросетевого комплекса это автоматизация подстанций для построения цифровых интеллектуальных электросетей.

Подход Cisco к решению задач по автоматизации подстанций начинается с анализа различных сценариев использования и преимуществ, которые может предложить такая автоматизация, и завершается разработкой полнофункциональных решений, способных решить задачи, существующие в этих сценариях использования.

Ниже перечислены некоторые проверенные сценарии использования:

- автоматизация подстанций следующего поколения с использованием протокола обмена сообщениями GOOSE или без него;
- автоматизация подстанций с системами измерения и контроля фазы;
- обеспечение физической безопасности подстанции;
- предоставление возможности контроля подключения удаленных пользователей к сети подстанции;
- предоставление удаленного доступа к сети подстанции для инженеров;
- распределение точного времени в рамках подстанции;
- управление сетью и системой безопасности;
- обслуживание на основе состояния;
- распределенный анализ;
- использование IP-телефонии.

Список сценариев использования не ограничивается только приведенными выше примерами. Они лишь иллюстрируют широкие возможности автоматизации подстанций, которые позволят предприятиям электроэнергетики реализовать все преимущества интеллектуальной электросети, что позволит раскрыть весь потенциал цифровой сети.

Список использованных источников:

1. Грабчак, Е.П. Организационно-экономический механизм управления технико-экономической эффективностью единой энергетической системы России [Текст]: автореф. дис. на соиск. учен. степ. канд. эконом. наук (10.05.2018) / Грабчак Евгений Петрович; Ин-т проблем рынка РАН. – Москва, 2018. – 27 с. – Режим доступа: <https://dlib.rsl.ru/viewer/01008707581#?page=1>
2. Грабчак, Е.П. Цифровая трансформация электроэнергетики. Основные подходы. [Текст] / Е.П. Грабчак // Энергия единой сети, – 2018. - №4. – С. 12-27. – Режим доступа: <http://энергия-единой-сети.рф/archive/42/644/>

3. Аненкова, Елизавета. «Цифровая электроэнергетика» как часть программы «Цифровая экономика Российской Федерации» [Электронный ресурс]: / Е. Аненкова – Электронные данные. – Москва: Docplayer, 2017. – Режим доступа: <https://docplayer.ru/68807704-Cifrovaya-elektroenergetika-kak-chast-programmy-cifrovaya-ekonomika-rossiyskoy-federacii.html>

4. Буслов, А.Н. Практическая цифровизация. [Текст] / А.Н. Буслов // Энергия единой сети, – 2018. – №4. – С. 29-34. – Режим доступа: https://www.cisco.com/c/dam/global/ru_ru/downloads/broch/resheniya_po_avtomatizacii_podstancij.pdf

СНИЖЕНИЕ НЕБАЛАНСА В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Смолина Л.А. – студент группы 8Э-81, Попов А.Н. – к.т.н., доцент
Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова (г. Барнаул)

В современном мире для большинства сетевых организаций одной из наиболее важных задач является снижение небаланса (потерь в ВЛ и КЛ) в электрических распределительных сетях. Величина потерь электроэнергии – важнейший показатель работы системы учета электрической энергии, эффективности деятельности энергосбытовых компаний, с помощью которого можно узнать о проблемах, требующих немедленного вмешательства в реконструкцию сетей, в развитие, совершенствование методов и средств эксплуатации сетей, в повышение точности системы учета, а также в борьбу с возможным безучетным потреблением.

Несмотря на наличие руководящих документов, инструкций и различных проектов организаций, проблема остается актуальной и на сегодняшний день, поэтому нужно сформулировать новые подходы к выбору мероприятий по снижению коммерческих и технических потерь и оценке их сравнительной эффективности.

В качестве решения данного вопроса предлагается разработать методику снижения небаланса в электрических сетях, в основу которой будет заложен поиск комбинации взаимозависимых мероприятий для каждого конкретного случая. Также предлагается рассматривать вероятностные величины данных потерь, и присваивать каждому мероприятию в соответствии с этим коэффициент.

На рисунке 1 в общем виде приведены мероприятия по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях.

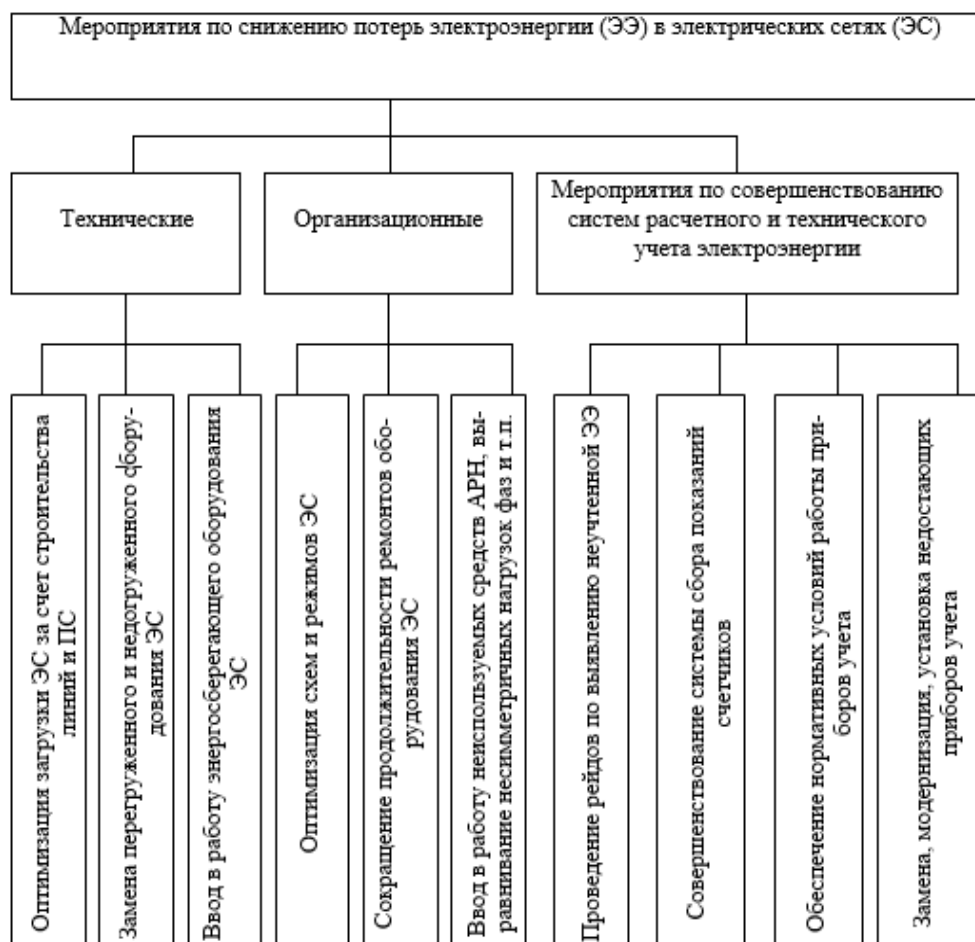


Рисунок 1 – Мероприятия по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях

При сравнительном анализе потенциала сокращения потерь электрической энергии в сетях в России и других странах мира, был установлен возможный резерв сокращения, который составляет 3-4% в сравнении в среднем по миру, и 4-5% в сравнении с Евросоюзом. Диаграмма потенциала сокращения потерь электрической энергии в сетях России приведена на рисунке 2.

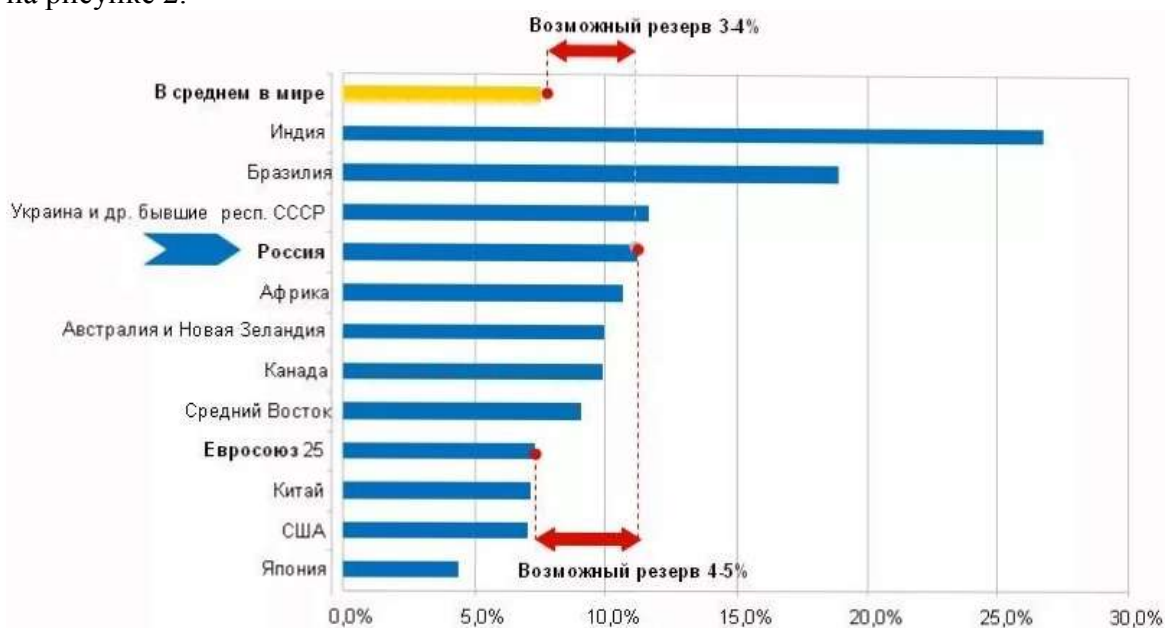


Рисунок 2 – Диаграмма потенциала сокращения потерь электрической энергии в электрических сетях

При анализе потерь электрической энергии можно выделить следующие проблемы:

- применение неэффективных методов и систем учета электрической энергии;
- использование некорректных входных данных для определения и анализа потерь электрической энергии;
- отсутствие точных инженерных методов расчета потерь при недостоверных входных величинах;
- отсутствие учета электрической энергии ненадлежащего качества при расчете потерь электроэнергетики.

Для достижения желаемой эффективности от внедрения, предлагается рассматривать не отдельные мероприятия по снижению уровня потерь электрической энергии, а их комбинации, и делить мероприятия на взаимозависимые и взаимонезависимые. Для рассмотрения принципа будущей методики приведем пример взаимонезависимых мероприятий для отходящих присоединений от РУ-10 кВ. Таковыми являются замена провода и замена трансформатора для отходящих присоединений от РУ-10 кВ, которые не создают взаимного влияния друг на друга, поэтому не рассматриваются совместно.

Исходя из этого, был составлен алгоритм:

- сбор данных о составе оборудования и параметрах режима;
- определение количества возможных мероприятий;
- выбор взаимозависимых мероприятий;
- определение потерь мощности и энергии, приведенных затрат и сроков окупаемости;
- определение минимума приведенных затрат для схемы сети.

Решение проблемы по снижению потерь электрической энергии должно носить комплексный характер в условиях существующей энергосистемы. В статье предложена методика, при которой рассматриваются комбинации мероприятий, а не отдельные мероприятия по снижению потерь электрической энергии, внедрение которых на данный момент не давало желаемой эффективности.

Список использованных источников:

1. Беляева, Л.А. Оценка потерь электроэнергии на корону по данным телеметрии / Л.А. Беляева, Б.Г. Булатов. – <https://cyberleninka.ru/article/n/otsenka-poter-elektroenergii-na-koronu-po-dannym-telemetrii>.
2. Ширяев А. С., Калимуллин А. Т., Ткаченко В. А. Анализ эффективности комплексного ввода мероприятий по снижению потерь энергии на критерии приведённых затрат без учёта температуры элементов сети // Международный научно-исследовательский журнал. 2016. № 12-3 (54). С. 218–221.

РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ НАПРЯЖЕНИЯ АСИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРА

Таранин Н.С. – студент группы Э-61, Компанеец Б.С. – к.т.н., доцент
Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова (г. Барнаул)

По мере развития человечества возрастает потребность в энергоресурсах, которые в настоящее время покрываются за счёт ископаемого топлива. Однако запасы нефти и газа неизбежно иссякнут, из-за чего возникает проблема поиска альтернативных источников энергии.

На сегодняшний день централизованное электроснабжение основано на традиционных источниках энергии, что обосновано высокой плотностью энергетических потоков (сотни кВт на 1 м²) и развитой инфраструктурой. В то же время для работы станций на традиционных источниках энергии необходим постоянный подвоз топлива. Со станциями, использующими возобновляемые источники энергии дело обстоит иначе: энергия альтернативных источников носит рассеянный характер и составляет менее 500 Вт на м² для ветровых устано-

вок, однако они ориентированы на использование местных энергоресурсов, обеспечивающих приближение объектов генерации к потребителям и сокращая потери на 15-20%.

Использование возобновляемых источников энергии особенно актуально в отдалённых областях, когда необоснованно дорого проводить ВЛЭП и поставлять топливо. В таком случае станция, работающая на возобновляемых источниках энергии не будет нуждаться в поставках топлива, будет нести меньшие потери и работать без вреда экологии. Одним из таких возобновляемых источников энергии является ветер.

Основным элементом конструкции ветроэлектрических установок (ВЭУ) малой мощности является именно асинхронная машина. Использование асинхронных генераторов в таких ВЭУ обусловлено в первую очередь ценой, так как асинхронная машина в разы дешевле синхронной, а также надёжностью и простотой конструкции.

При этом в ВЭУ имеет ряд проблем, а именно:

- 1) непостоянство выходной частоты - зависит от скорости ветра;
- 2) непостоянство генерации во времени – ветер может вовсе не дуть.

В настоящее время энергия, поступающая из ветрогенератора проходит несколько ступеней трансформации через контроллер и инвертор, что значительно увеличивает стоимость установки и снижает КПД. Схема такой установки показана на рисунке 1, она используется в большинстве автономных ВЭУ.

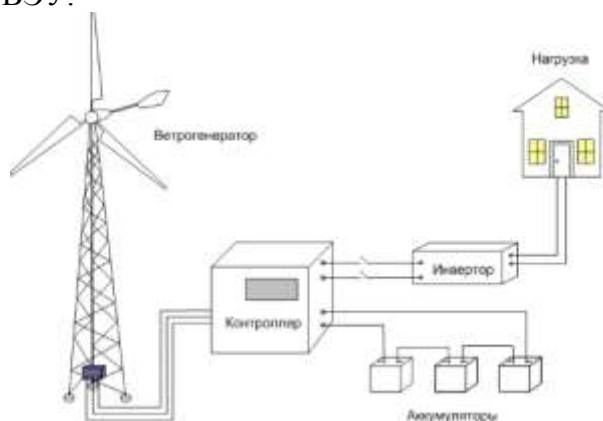


Рисунок 1 – Схема автономной работы ветрогенератора

Существует еще одна область применения ВЭУ малой мощности – создание распределенной генерации. А именно потребители могут устанавливать установку на своем участке, или на крыше дома и получать альтернативный источник электрической энергии. Такой вариант применения так же не лишен препятствий как технических так и юридических. Основная техническая проблема в том, что цена получаемой электроэнергии высока, причем в основном она состоит из стоимости самой установки и для ее снижения необходимо в первую очередь упрощать и удешевлять конструкцию.

Упрощение конструкции можно производить за счет отказа от избыточных ступеней преобразования и накопления электроэнергии. Если отказаться от выпрямления получаемой электроэнергии и накоплении ее в аккумуляторных батареях и попытаться передавать ее напрямую потребителю, начинают проявляться недостатки, связанные с непостоянной генерируемой мощностью и качеством электрической энергии. Нехватку генерируемой мощности можно решить за счет потребления недостающей энергии из традиционной электрической сети. Для обеспечения постоянства частоты на выходе генератора на сегодняшний день используют регулируемую балластную нагрузку – что превращает электроэнергию в тепло.

Другим способом решения проблемы может стать включения конденсатора переменной ёмкости параллельно генератору. Был проведён эксперимент с использованием асинхронного генератора и набора ёмкостей. Опыт показал, что при увеличении ёмкости на параллельно включённом конденсаторе, частота поля статора уменьшается. График зависимости, полученной в результате опыта, представлен на рисунке 2.

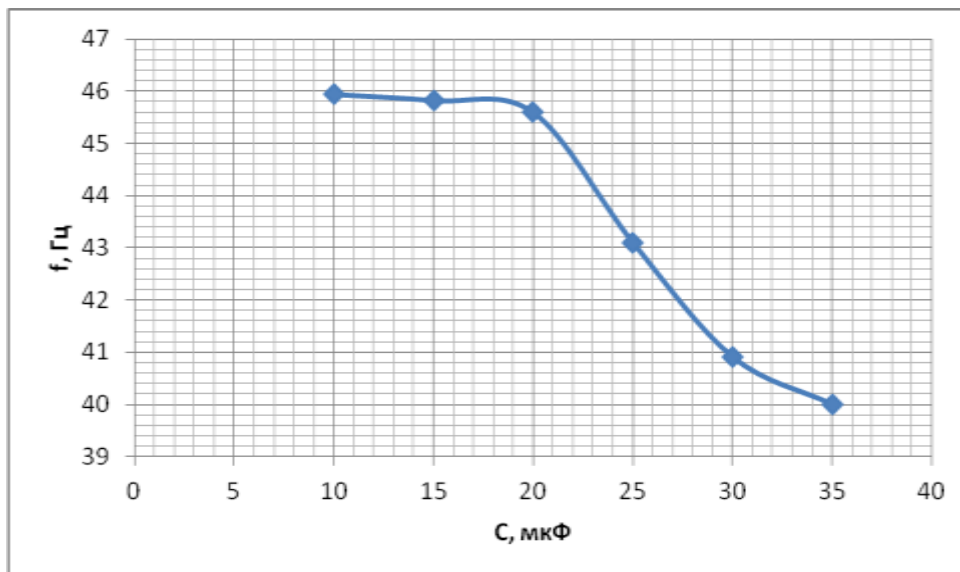


Рисунок 2 – График зависимости частоты поля статора асинхронного генератора от параллельно включённой ёмкости

Аналогичные зависимости получены для генератора работающего под нагрузкой, показаны на рисунке 3.

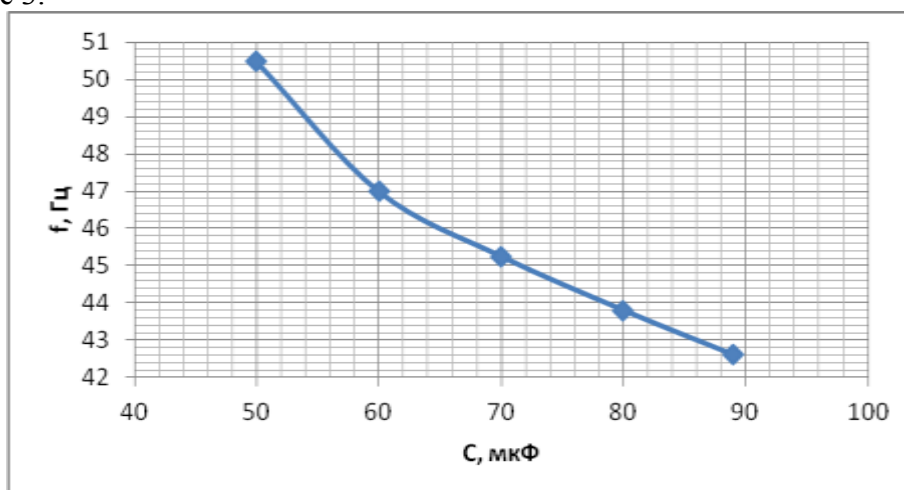


Рисунок 3 – График зависимости частоты поля статора асинхронного генератора, работающего под нагрузкой, от параллельно включённой ёмкости

В результате проведенных опытов была установлена возможность регулирования частоты напряжения на выходе асинхронного генератора как в режиме холостого хода, так и под нагрузкой, за счет управления объемом потребляемой реактивной энергии. Данный подход является перспективным, так как не сопряжен с существенными потерями. Сейчас мы проводим математический анализ полученных результатов и рассматриваем вопрос автоматизации управления работы.

Список использованных источников:

1. Роль традиционной и альтернативной энергетики в регионах Севера [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/v/rol-traditsionnoy-i-alternativnoy-energetiki-v-regionah-severa>

РАСПРЕДЕЛЕННАЯ ГЕНЕРАЦИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

Тепчиков Р. Б. – студент группы 8Э(з)-71, Сташко В. И. – к.т.н., доцент
Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова (г. Барнаул)

Одним из ключевых глобальных трендов развития энергетики является распределенная генерация.

Появление конкуренции и существенного снижения монополизации в электроэнергетике – это результат либерализация отрасли, которая активно развивается в конце XX – начале XXI веков. Динамично развиваются новые энергетические технологии, которые связаны, прежде всего, со снижением установленной единичной мощности энергоустановок. Такие установки в совокупности, получили название - «распределенная генерация» (РГ). Современный уровень развития технологий, рассматривает РГ по отношению к централизованной энергетике, как альтернативный способ электроснабжения и энергообеспечения потребителей [1].

В настоящее время в России электропотребление растет более высокими темпами, чем происходит ввод в эксплуатацию новых генерирующих мощностей. Кроме того, проблема усугубляется еще и тем, что существующие генерирующие мощности изнашиваются и устаревают. Поэтому, для решения проблемы повышения надежности электроснабжения, сохранения устойчивости работы энергосистемы, а также сдерживания и оптимизации цен на электроэнергию для потребителей, целесообразно использовать размещение у потребителя источников генерации малой мощности [2].

Одним из наиболее эффективных решений повышения надежности электроснабжения потребителей в условиях монополизма и рыночной неопределенности в электроэнергетике, является размещение и использование установок РГ непосредственно вблизи центров нагрузки. В таком случае будут снижены потери электроэнергии и риски дефицита мощности, получаемой от питающей подстанции основной сети, возрастет надежность энергоснабжения, улучшатся показатели качества электроэнергии [3].

Следует отметить тот факт, что необходимость и целесообразность строительства источников малой генерации существовала во все времена, достаточно вспомнить небольшие ТЭЦ, которые строились вместе с заводами и городами. Станции небольшой мощности, в том числе и отдельные станции малой мощности, на самом деле, генерируя электроэнергию в общую сеть, покрывают базовую часть нагрузки.

На рисунке 1 приведен типовой график нагрузки одной из станций.

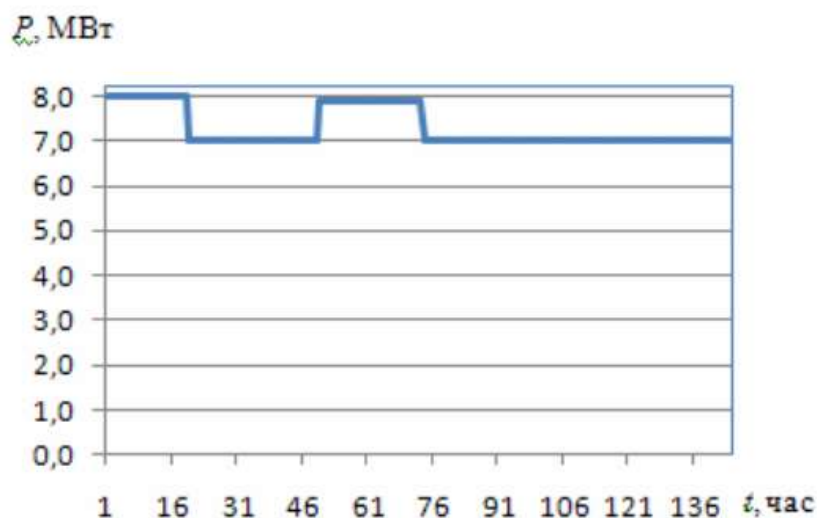


Рисунок 1 – Типовой график нагрузки

В нынешних условиях, когда постоянно растут цены и тарифы на электроэнергию и тепло, в России получили наибольшее распространение парогазовые (ПГУ), газотурбинные теплоэлектроцентрали (ГТ-ТЭЦ), и газотурбинные установки (ГТУ) единичной мощности от 0,5 МВт до 15 МВт.

Источники РГ, также, классифицируются по виду подключения к основной сети:

- электромеханическое подключение к сети (непосредственное подключение);
- подключение через инверторное, т.е., через преобразователь частоты.

Большая часть источников распределенной генерации, в том числе и на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ), предназначенные для промышленных потребителей, имеют последний вид подключения к общей сети.

Типовая схема подключения блока турбина-генератор в системе распределенной генерации к сети 6-10 кВ, имеет некоторые свои особенности. Так, например, выводы обмотки статора генератора отделены от основной распределительной сети следующими элементами: коммутационным оборудованием; преобразователями частоты; реакторами для ограничения токов коммутации преобразователя; силовыми трансформаторами [4].

Принципиальная схема наиболее часто применяемого подключения блоков турбоагрегат-генератор малой мощности к общей сети, представлена на рисунке 2.

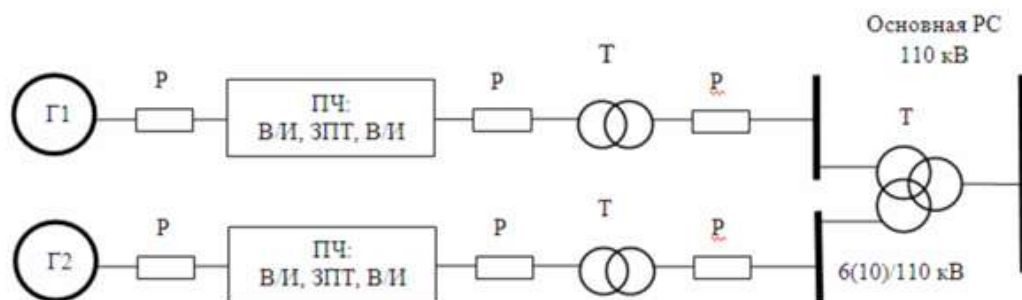


Рисунок 2 – Схема подключения блоков турбоагрегат – генератор малой мощности

Среди плюсов РГ можно выделить следующие: возможность использования в удаленных населенных пунктах, снижение нагрузки отходящих присоединений, снижение потерь, возможность быстрого расширения, снижение тарифов на электроэнергию, экологическую устойчивость, участие в регулировании напряжения, повышение надежности и энергобезопасности.

Устройства РГ, обладая возможностью быстрого расширения, могут быть построены в короткие сроки с целью обеспечения равновесия спроса и предложения. Централизованная генерация электроэнергии проектируется для обеспечения прогнозного значения нагрузки, в связи с этим появляется необходимость крупномасштабного расширения. Таким образом, возможность быстрого расширения РГ позволяет снизить капитальные вложения и эксплуатационные издержки. Экономия также может быть достигнута за счет отсрочки модернизации или полного отказа от нее в сетевой инфраструктуре (за счет снижения перетоков по «головным» линиям от централизованных источников). Для покупателя электрической энергии экономия достигается за счет дополнительного ассортимента и гибкости. РГ сполна удовлетворяет и эту позицию покупателя.

Устройства РГ также имеют свои преимущества с экологической точки зрения, поскольку их использование при наличии соответствующей технологии значительно сокращает вредные выбросы в атмосферу. Однако экологически чистые технологии не всегда могут быть реализованы из-за высокой стоимости, пока государство не обеспечит их привлекательность для инвесторов [5].

Как правило, передача электроэнергии на большие расстояния при отсутствии регулирования приводит к значительным падениям напряжения. Системы РГ могут принимать участие в регулировании напряжения путем выработки как активной, так и реактивной мощности вблизи мест потребления электроэнергии, сокращая при этом потери при передаче.

Следует отметить, что РГ оказывает воздействие на сетевое напряжение, что выражается в снижении уровня посадок напряжения, кроме того, у потребителей повышается качество напряжения. Спады напряжения – это мгновенные скачки в сторону понижения напряжения за короткий промежуток времени, длительностью от одного полупериода до десятков секунд. Достаточно часто спады напряжения происходят из-за внезапного роста нагрузки, например, запуска мощного двигателя, что, в свою очередь, может привести к нарушению режимов работы чувствительного электрического оборудования.

Распределенная генерация – это инвестиционно-привлекательное и эффективное решение проблемы обеспечения электроэнергетических нужд потребителей в условиях все возрастающего уровня технологий и все увеличивающейся стоимости электроэнергии.

Список использованных источников:

1. Ерошенко С. А., Карпенко А. А., Кокин С. Е., Паздерин А. В. Научные проблемы распределенной генерации // Изв. вузов: Проблемы энергетики. 2010. № 11-12. С. 126-133.
2. Сазыкин В. Г., Кудряков А. Г., Султанов Г. А., Кочубей Е. А. Повышение надёжности элементов электрической сети // В сборнике: Наука XXI века. Сборник научных статей по итогам международной научно-практической конференции. – СПб: Изд-во «КульТИнформПресс». – 2016. С. 80–82.
3. Бартолемей П. И., Паниковская Т. Ю., Чечушков Д. А. Анализ влияния распределенной генерации на свойства ЭЭС // Объединенный симпозиум в рамках проекта АТЭС «Энергетическая связь между Россией и Восточной Азией: стратегии развития в XXI ВЕКЕ». – Иркутск, 2010. – С. 4–5.
4. Булатов Ю. Н., Крюков А. В., Чан Зюй Хынг. Согласованная настройка регуляторов установок распределенной генерации, работающих в системе электроснабжения железной дороги // Системы. Методы. Технологии. 2015. № 1 (25). С. 94–102.
5. Закарюкин В. П., Крюков А. В., Черепанов А. В. Интеллектуальные технологии управления качеством электроэнергии. Иркутск : Изд-во ИрННТУ, 2015. 218 с.

СНИЖЕНИЕ ПОТЕРЬ ПРИ ПЕРЕДАЧЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Титова Т.А. – студент группы Э-63, Компанеев Б.С. – к.т.н., доцент
Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова (г. Барнаул)

На передачу электрической энергии потребителю расходуется часть самой передаваемой электроэнергии, эту часть называют потерями. Проблема снижения потерь является актуальной и сегодня, при этом важно найти баланс между величиной потерь и дополнительной стоимостью оборудования, обладающего более низкими потерями. Потери электроэнергии в электрических сетях являются экономическим показателем состояния сетей. На рисунке 1 представлены статистические данные о величине произведенной электроэнергии и потерь в электрических сетях в России за 2014 -2016 годы [1].

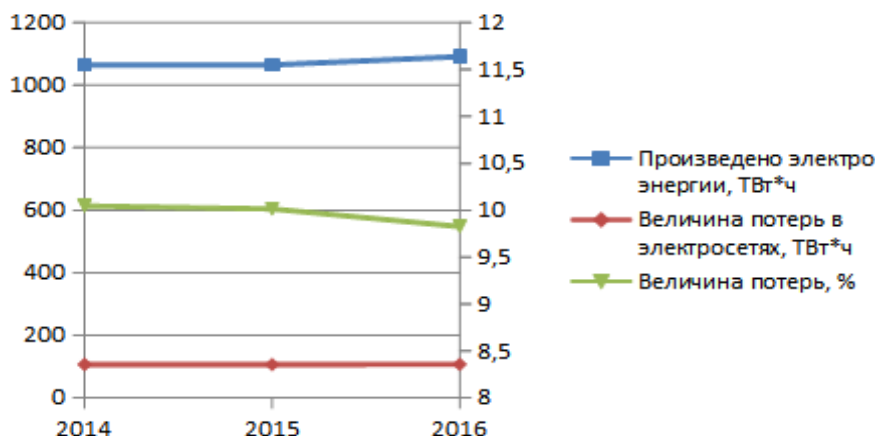


Рисунок 1 - Статистика по потерям в России

Различают следующие виды потерь электроэнергии:

1. Условно-переменные (нагрузочные) - потери возникают в элементах электрической сети при протекании по ним тока нагрузки, данные потери пропорциональны квадрату тока. В свою очередь нагрузочные потери состоят из: потерь в линиях и силовых трансформаторах. Величину потерь можно определить по выражению:

$$\Delta W_{\text{пер}} = 3 \cdot R \cdot \int_0^T I^2(t) dt = 3 \cdot \Delta t \cdot \sum_{i=1}^{T/\Delta t} I_i^2$$

где $I(t)$ - ток элемента в момент времени t .

2. Условно-постоянные (потери холостого хода) - возникающие в поперечных ветвях схем замещения. Эти потери можно считать пропорционально квадрату напряжения. Они мало зависят от тока нагрузки и возникают даже при его отсутствии, то есть на холостом ходу. К примеру потери электроэнергии холостого хода в силовом трансформаторе, можно определить по формуле:

$$\Delta W_x = \frac{\Delta P_x}{U_H} \cdot \int_0^T U^2(t) dt$$

где P_x - потери мощности холостого хода трансформатора при номинальном напряжении U_H ;

$U(t)$ - напряжение в точке подключения (на вводе ВН) трансформатора в момент времени t .

3. Климатические потери - потери зависящие от погодных условий. К ним относятся потери на корону и потери из-за токов утечки по поверхности изоляторов ВЛ.

Величина климатических потерь определена эмпирически для различных элементов и погодных условий, но можно с уверенностью сказать, что данные потери так же связаны с уровнем напряжения. К примеру, влияние отклонения рабочего напряжения линии на потери на корону описывается выражением:

$$K_{U \text{ кор}} = 6,88 U_{\text{отн}}^2 - 5,88 U_{\text{отн}}$$

где $U_{\text{отн}}$ - отношение рабочего напряжения линии к его номинальному значению [2].

Таким образом, потери электрической энергии не постоянны во времени и зависят не только от параметров электрической сети, но и от множества прочих факторов. Если произвести обобщенный анализ, то можно получить данные о распределении потерь по видам для электрической сети. На рисунке 2 представлен среднестатистический график потерь электроэнергии.

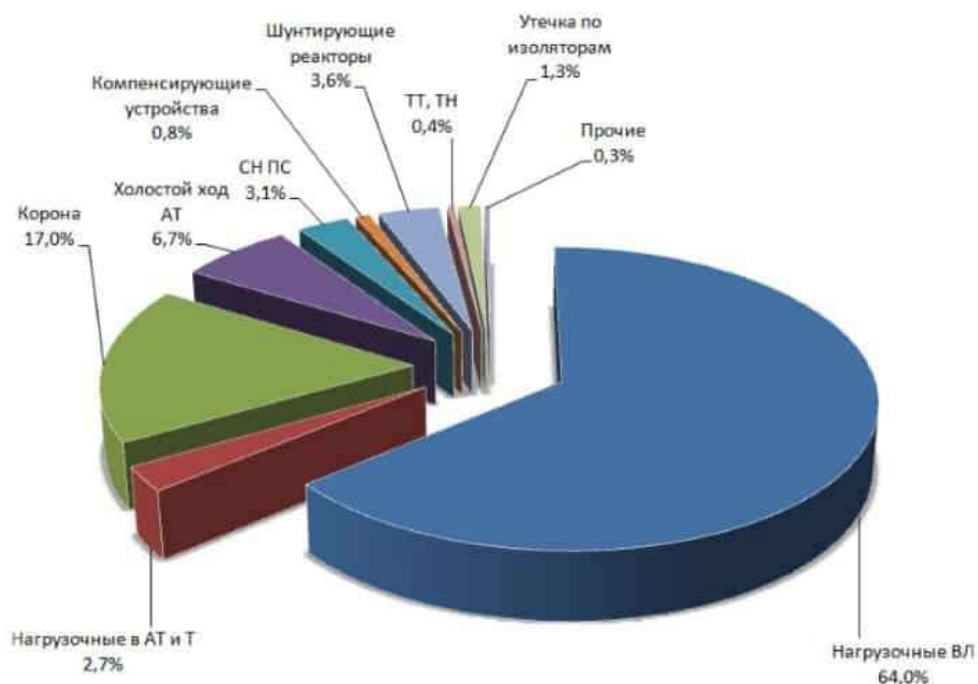


Рисунок 2 - Примерная структура потерь

Как видно из графика наибольшую долю потерь – 64 % составляют нагрузочные потери ВЛ. Среди прочих потерь так же стоит отметить потери на корону и потери холостого хода трансформаторов.

При колебаниях уровня нагрузки в сети, происходит так же колебание уровня напряжения. Если мощность нагрузки возрастает, то происходит падение напряжения и в этом случае для передачи той же величины мощности необходим повышенный ток, что приводит к еще большему увеличению потерь электроэнергии. В целях регулировки колебаний напряжения при изменении нагрузки в электрических сетях широко используются трансформаторы с РПН (регулирования под нагрузкой). Это позволяет поддерживать на шинах НН (СН) подстанций напряжение, близкое к номинальному, когда первичное напряжение отклоняется по тем или иным причинам. Трансформаторы с РПН имеют большее число регулировочных ступеней и более широкий диапазон регулирования (до $\pm 16\%$), чем у трансформаторов с ПБВ.

В связи с этим предлагаем для снижения потерь электроэнергии в линии производить управления уровнем напряжения, а именно исходя из условий:

- при увеличении напряжения возрастают условно-постоянные потери в среднем пропорционально квадрату питающего напряжения;
- при увеличении напряжения происходит снижение тока для передачи той же мощности, а значит снижение переменных потерь, так же пропорционально квадрату напряжения.

Исходя из этого можно подобрать для участка сети такой уровень напряжения при котором потери будут минимальными. Мы не предлагаем вводить большее количество номинальных уровней напряжений, а проводить подобную оптимизацию за счет управления коэффициентом трансформации трансформаторов с РПН в начале и конце участка линии электропередач. В этом случае напряжения потребителей не должно выходить за допустимый диапазон отклонения.

Применение данного метода можно представить следующим образом, в период малых нагрузок величина постоянных потерь составляет большую часть суммарных потерь сети, и для снижения общего уровня потерь можно произвести существенное снижение напряжения линии, а так как нагрузка мала, то падение напряжение в самой линии не будет оказывать

существенного влияния и за счет регулирования коэффициента трансформации трансформатора в конце линии напряжение восстановится до номинального и потребитель не заметит разницы. В случае больших нагрузок основную долю потерь будут составлять нагрузочные потери, поэтому максимально повышаем напряжение в начале участка электрической сети и за счет падения напряжения на элементах и регулировки коэффициента трансформации трансформатора в конце линии напряжение станет номинальным.

Таким образом в работе был предложен метод управления режимами работы электрических сетей, позволяющий снизить величину потерь электрической энергии и при этом не требующий существенных финансовых затрат на модернизацию оборудования.

Список использованных источников:

1. Баранов Э.Ф. Российский статистический ежегодник. 2017 [Текст]: / Т.С. Безбородова, Н.С. Бугакова [и др.]. Москва, 2017. – 686 с.
2. Приказ Министерства энергетики РФ [Электронный ресурс]. – Загл. с экрана. – Режим доступа : <http://base.garant.ru/195516/>

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ 20 КВ ДЛЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ КРАЙНЕГО СЕВЕРА

Усольцева Т.В. – студент группы 8Э-81, Мартко Е.О. – к.т.н., доцент
Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова (г. Барнаул)

В настоящее время достаточно остро стоит вопрос энергоснабжения северных регионов России, так как значительная часть этих регионов не охвачена централизованным электроснабжением. Протяженность территорий крайнего севера, а также приравненных к ним территориям (рисунок 1) составляет примерно 60-70 % от всей страны [1].



Рисунок 1 - Районы Крайнего Севера и приравненные к ним территории

В некоторых районах жизнедеятельность людей поддерживается средствами малой энергетики, но существуют и такие области в которых электроснабжение отсутствует. Этому способствует большая удаленность районов от распределительных подстанций, а также высокая изношенность электрооборудования.

В России для электроснабжения отдаленных регионов используются системы с дизель генераторами [2]. Для этих систем характерны: высокие удельные расходы топлива, низкие

КПД, высокий износ оборудования, высокий износ и высокий уровень потерь в местных электрических сетях и, как результат, очень высокая стоимость электроэнергии. Суммарную стоимость дизельного топлива, с учетом доставки и стоимости масла в 2018 г. можно оценить близкой к 120-170 млрд. руб. Помимо этого, ежегодно из бюджета северных регионов нашей страны выделяется до 700 млн. рублей для выравнивания тарифа между потребителями централизованной и децентрализованной зоной электроснабжения. Из вышеперечисленного следует, что необходимо присоединить удаленные населенные пункты к централизованному электроснабжению, так как использование системы с дизель генератором приносит огромные затраты в социальных, технических и экономических аспектах.

В настоящий момент применяет два технологических решения проблемы удаленных потребителей крайнего севера, а именно строительство сетей 10 кВ или сетей 35 кВ. Строительство линии 10 кВ не эффективно на больших расстояниях, при их использовании пришлось бы ставить промежуточные трансформаторные подстанции каждые 10 - 15 км, это во многом увеличивает стоимость строительства таких линий для электроснабжения отдаленных населенных пунктов. Поэтому, традиционно для передачи электрической энергии на сравнительно большие расстояния 50 – 70 км применяются сети 35 кВ. Сети 35 кВ имеют ряд существенных недостатков, главный из которых это существенные затраты на строительство и дальнейшую эксплуатацию сетей данного напряжения. В результате при невысоких нагрузках строительство и эксплуатация линии 35 кВ обходятся дорого, особенно в условиях крайнего севера и болотистой местности. Затраты на строительство линий данного класса напряжения окупились бы через 300 лет.

Анализ применения сетей 10 и 35 кВ для энергоснабжения удаленных регионов севера показал, что целесообразнее применять напряжение 20 кВ, так как это позволит уменьшить потери электрической энергии и увеличить дальность ее передачи. Важнейшими преимуществами в использовании сетей 20 кВ являются экономичность, надежность и простота эксплуатации.

Самое главное преимущество сети 20 кВ значительная экономия вложений в строительство и эксплуатацию. Строительство линии 20 кВ обходится дешевле чем линии 35 кВ более чем в 2,5 раза. Меньшая стоимость обосновывается несколькими факторами: во - первых, для сооружения распределительной сети 20 кВ используются блочные модульные трансформаторные подстанции и комплектные переходные пункты, полной заводской готовности, во – вторых, в отличие от линии 35 кВ, для полноценной работы линии 20 кВ не нужно устанавливать дорогостоящую понижающую подстанцию.

На снижение затрат влияет выбор оборудования, например, для строительства линии 20 кВ используются деревянные опоры и изолированный провод (рисунок 2). Кроме того, строительство линии 20 кВ обходится дешевле поскольку не требует расчистки в лесных массивах и широких просек.



Рисунок 2 – Линия 20 кВ

Отличительной особенностью линии 20 кВ является их высокая надежность. При строительстве линии был разработан уникальный технологический комплекс, куда входят комплектная трансформаторная подстанция и комплектные переходные пункты (КПП) со специфическими характеристиками. В частности, используется полностью закрытое элегазовое комплектное распределительное устройство (РУ), которое не требует сложного технического обслуживания. РУ не страшны атмосферные явления, пыль, грязь, животные, которые могут проникнуть и нанести какие-то повреждения. Оборудование оснащено микропроцессорными защитами серии SEPAM производства Schneider Electric. Устройства просты в эксплуатации, имеют широкий диапазон рабочих температур: от -40 до $+70^{\circ}\text{C}$, что очень актуально для нашего сурового климата. При строительстве комплектной трансформаторной подстанции и комплектных переходных пунктов вместо традиционных масляных трансформаторов применялись итальянские сухие трансформаторы «тысячники». Главная особенность сухих трансформаторов – безопасность. Оборудование трансформатора установлено в изолированном отсеке, доступ к которому имеют только специалисты. Дополнительно на КПП установлен источник резервного питания – дизель-генератор, который в случае отключения питающей линии или погашения полностью всего электроснабжения может обеспечить питание всего населенного пункта. Это происходит автоматически: при пропаже напряжения мгновенно запускается дизель-генератор [3]. Любое технологическое повреждение может ликвидироваться действием автоматики в очень короткие сроки. В особенности, для таких труднодоступных мест, как отдаленные поселки Крайнего Севера. Использование новых технологий и строительство линий 20 кВ это единственная возможность провести централизованный свет в отдаленные поселки. В России достаточно много удаленных населенных пунктов в регионах Крайнего Севера. Проблема во всех регионах одна, а именно низкое качество электроснабжения, высокая изношенность оборудования, огромные потери в электрических сетях, а также отсутствие возможности подключения к централизованной системе электроснабжения. Все эти проблемы решаются путем применения линий напряжения 20 кВ. Данное мероприятие позволит снизить затраты на эксплуатацию линии, сократить потери электрической энергии, а также позволит потребителям удаленных поселков Крайнего Севера подключиться к сетям централизованного электроснабжения.

Список использованных источников:

1. Анализ нынешнего положения изолированных систем энергоснабжения с высокими затратами на энергию [Электронный ресурс]. – Загл. с экрана. – Режим доступа :

http://www.cenef.ru/file/Discussion_paper1.pdf

2. Дизельная электростанция [Электронный ресурс]. – Загл. с экрана. – Режим доступа : <https://dal.academic.ru/dic.nsf/ruwiki/900164>

3. Большая энергетика для маленького поселка [Электронный ресурс]. – Загл. с экрана. – Режим доступа : https://depjke.admhmao.ru/upload/iblock/780/elektroenergiya_pp_2_2015.pdf

СНИЖЕНИЕ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ПОДСТАНЦИИ ПУТЕМ МОДЕРНИЗАЦИИ СИСТЕМЫ ОТОПЛЕНИЯ И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СОЛНЕЧНОЙ ЭНЕРГИИ

Фролов Г.Н. – студент группы Эпр-52, Мартко Е.О. – к.т.н., доцент
Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова (г. Барнаул)

В настоящее время поиск источника дешевой электроэнергии (ЭЭ) актуальный как никогда. Причина в том, что с каждым днем величина потребляемой мощности резко увеличивается. Наряду с этим возрастает необходимость в поиске альтернативных источников энергии, а также в развитии уже существующих и путей сокращения потребляемой мощности. Например, переход на энергосберегающие электроприемники, сокращение потерь при передаче электроэнергии на расстояния.

Весомая часть электроэнергии потребляется подстанциями, однако немалая её часть уходит на собственные нужды. следовательно стоит рассмотреть варианты путей сокращения данных расходов на собственные нужды подстанции.

Стоит отметить, что вопрос энергетической эффективности работы оборудования для обеспечения собственных нужд подстанций исторически рассматривался в нашей стране как второстепенный.

С одной стороны, объединение «взаимоисключающих» процессов способно дать значительный синергетический эффект – например, объединение технологических процессов охлаждения оборудования и обогрева зданий. С другой – использование современных технологий, таких как частотное регулирование двигателей системы охлаждения трансформаторов и реакторов, современных технологий в области отопления зданий, новых типов энергоэффективных светильников, позволяет вывести эффективность работы оборудования на совершенно новый уровень. Все это изменяет существующий консервативный подход к эксплуатации, проектированию собственных нужд подстанции, а самое важное – ожидаемый уровень расхода электроэнергии на собственные нужды.

Рассмотрение структуры потребления собственных нужд дает ответ на вопрос, каким образом возможно дальше снижать расходы на СН ПС (рисунок 1).



Рисунок 1 - Структура расхода электроэнергии на СН ПС по результатам энергетического обследования

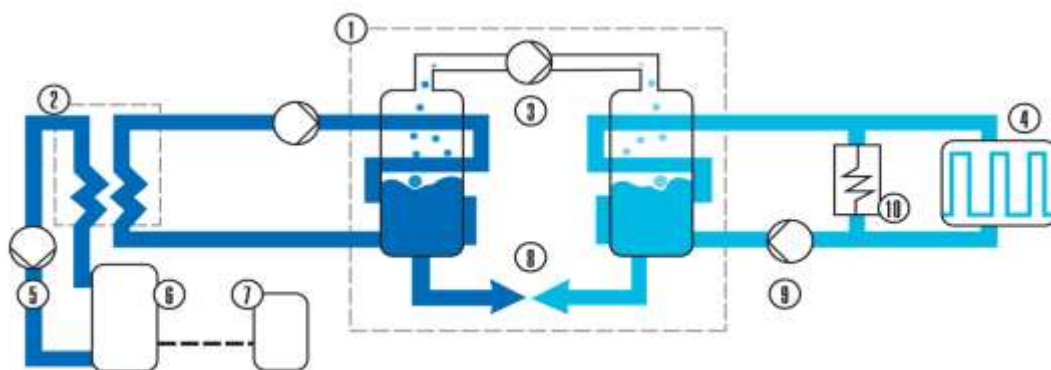
Важным при выборе мероприятий по энергосбережению является определение уровня потребления энергии оборудованием, ниже которого повышение эффективности работы данного оборудования влечет за собой несопоставимый с эффектом уровень затрат. [1]

Разнообразие видов токоприемников собственных нужд дает обширный список вариантов деятельности для решения задачи энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

Современные трансформаторы имеют достаточно высокий коэффициент полезного действия, который в зависимости от мощности может достигать 99% и более. Однако при работе трансформатора часть трансформируемой электромагнитной энергии теряется и выделяется в виде тепла, которое рассеивается в окружающую среду.

Тепловые потери в трансформаторах большой мощности составляют сотни киловатт. Для снижения этих потерь осуществляется целый ряд мероприятий проводимых как на стадии конструирования и изготовления трансформаторов, так и в процессе их эксплуатации в энергосистемах. Однако тепловые потери трансформаторов и автотрансформаторов можно не только снижать, но и полезно использовать, для целей теплоснабжения.

Существует множество различных схем отбора тепла силовых трансформаторов. На рисунке 2 представлена трехконтурная схема отбора тепла силового трансформатора.



- 1 – тепловой насос; 2 – теплообменник; 3 – компрессор; 4 – система отопления здания;
5 – циркуляционный насос масляного контура; 6 – автотрансформатор;
7 – шкаф управления охлаждением трансформатора; 8 – дроссель;
9 – циркуляционный насос; 10 – резервные электроды

Рисунок 2 – Схема для отбора тепла силового трансформатора (трехконтурная)

Представленная схема утилизации тепла трансформатора подходит для трансформаторов 220-500 кВ. При загрузки трансформаторов на 50% и ниже температура масла в зимний период будет составлять 20-30°C. Прямого отбора тепла будет не достаточно для отопления помещений. Именно поэтому в схеме применяется тепловой насос. Температура на выходе теплового насоса зависит от его энергетической эффективности, которая оценивается с помощью коэффициента преобразования. Коэффициент преобразования может находиться в интервале от 2 до 6 в зависимости от теплопроизводительности теплового насоса и мощности его компрессора.

В первом контуре циркулирует масло между силовым трансформатором и современным пластинчатым теплообменником, который располагается поблизости от трансформатора. Во втором контуре может использоваться как вода, так и незамерзающая жидкость, например, этиленгликоль, для предотвращения повреждений теплообменника при низких наружных температурах (10–30°C ниже нуля). Нагретая в теплообменнике жидкость с температурой 20–30°C сетевым насосом доставляется в испаритель теплового насоса, где испаряется жидкий хладагент – озонобезопасный фреон. Пары испаряющегося хладагента сжимаются компрессором до высокого давления, их температура повышается, и они поступают в конденсатор теплового насоса. Через конденсатор протекает теплоноситель третьего контура – вода системы отопления. В процессе конденсации хладагента выделяется тепловая энергия, на-

гревающая воду системы отопления до 40–60 °С, которая доставляется в систему отопления здания.

При каких-либо аварийных ситуациях, снижении загрузки трансформаторов, а также при критически низких температурах воздуха отопление будет обеспечивать резервные электродкотлы. Для максимального снижения затрат электроэнергии на отопление резервные электродкотлы получают питание электроэнергии от солнечных батарей.

Список использованных источников:

1. Возможности снижения расхода энергии на собственные нужды подстанций [Электронный ресурс]. – Загл. с экрана. – Режим доступа : http://abok.ru/for_spec/articles.php?nid=6476
2. Беседин В.Г. Использование тепла силовых масляных трансформаторов для теплоснабжения электрических подстанций // Сборник научных трудов НГТУ. –2005. –№ 4. –С 1–6.

ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ЭНЕРГОСБЫТОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Юрлов А. Н. – студент группы 8Э(з)-71, Сташко В. И. – к.т.н., доцент
Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова (г. Барнаул)

С развитием информационных технологий, многие отрасли России переходят на качественно новый уровень своей экономической деятельности. Одна из таких отраслей – это электроэнергетика [1].

Проблемы электроэнергетики всем известны. К ним относится моральное и физическое старение оборудования и сетей. Поэтому, внедрение интеллектуальных систем в электроэнергетике, которые позволяют увеличить эффективности и снизить издержки - задача жизненно необходимая. Вместе с тем, удовлетворяя потребности человека, энергоснабжение должно отвечать качеству и надежности.

Переход на новый качественный уровень, путем формирования многоуровневой системы управления с увеличением объемов автоматизации, позволит решить ряд важных проблем в электроэнергетике, в том числе и проблему неплатежей [2].

В данной статье приведен пример применения новых цифровых технологий при работе с потребителями энергосбытовой компании «SMART-Энергосбыт» (г. Бийск).

Компания ведет свою деятельность в западной части города Бийска, осуществляя покупку электроэнергии у гарантирующего поставщика для распределения ее по нескольким группам потребителей. В настоящее время существует 650 точек поставок, к которым подключены 350 абонентов юридических лиц, и несколько тысяч абонентов физических лиц.

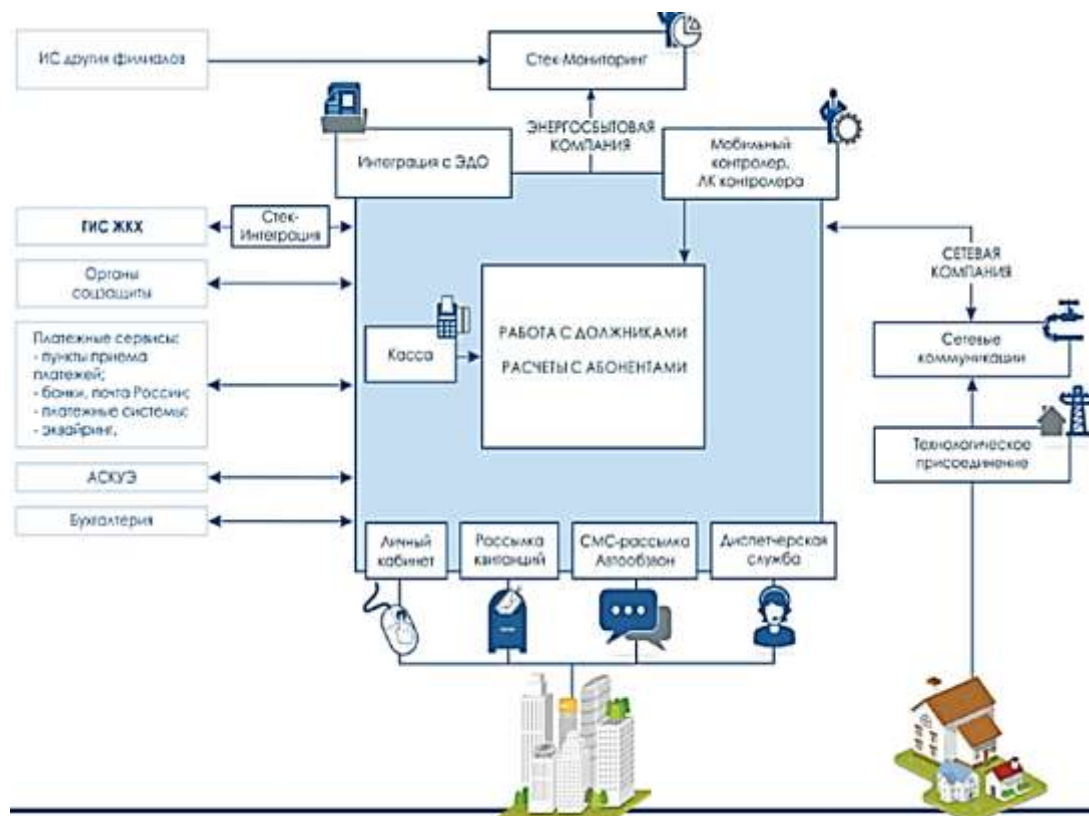


Рисунок 1 – Структурная схема компании «SMART-Энергосбыт»

Основной цифровой системой в энергокомпании является программный комплекс «СТЕК-ЭНЕРГО». Это программное обеспечение достаточно удобно, и применяется при обслуживании потребителей электроэнергии как физических, так и юридических лиц, по различным каналам связи, таким как интернет, телефон, почта, и др. Кроме того, «СТЕК-ЭНЕРГО» может формировать аналитическую отчетность энергосбытовой деятельности за определенный период. Также, при ведении клиентской базы физических лиц, предусматривается хранение характеристик лицевого счета и вносимых изменений с привязкой к точкам учета.

Программный комплекс «СТЕК-ЭНЕРГО» позволяет автоматизировать следующие производственные процессы:

- занесение договоров с необходимыми параметрами;
- расчет и перерасчет по услугам энергоснабжения;
- многофункциональная работа с приборами учета;
- формирование первичной документации;
- учет оплаты и ведение сальдо.

При работе с должниками физическими и юридическими лицами программой предусмотрено формирование следующих документов:

- отчетов по задолженности, досудебное урегулирование (претензионная работа);
- судебное производство;
- расчет пени.

Указанные функции программного комплекса, значительно, в разы сокращают время при подготовке документации, при работе с потребителями, а также при взыскании задолженности, как в добровольном, так и в судебном порядке. С другой стороны, например, при работе с потребителями, зачастую возникают вопросы к качеству обслуживания потребителей, а также к качеству отпущенной им электрической энергии. В таком случае, «СТЕК-ЭНЕРГО» задействует функционал в помощь аварийно-диспетчерскому персоналу, который предусматривает автоматический поиск абонентов по номеру телефона, регистрацию заявок, учет фактических и нормативных затрат труда и расход материалов при выполнении посту-

пивших заявок. Также, имеется возможность формирования различных форм отчетности по заявкам, материалам и при выполнении заявки.

Перечень оказываемых энергосбытовой компанией «SMART-Энергосбыт» дополнительных энергосервисных услуг, представлен на рисунке 2.



Рисунок 2 – Потребительские сервисы «СТЕК-ЭНЕРГО»

К дополнительным потребительским сервисам, которые обеспечивает программный комплекс «СТЕК-ЭНЕРГО», относятся:

- интеграция с ГИС ЖКХ;
- мобильный контролер;
- стек-мониторинг;
- личные кабинеты;
- автообзвон и СМС-сервис;
- платежные сервисы;
- электронный документооборот.

Необходимость применения программного комплекса «СТЕК-ЭНЕРГО» обусловлена не только последними требованиями к более широкому внедрению цифровых технологий в экономике, но и новыми возможностями, которые позволяют в несколько раз повысить эффективность энергосбытовыми компании и качество обслуживания потребителей. Важным является и то, что программный комплекс постоянно развивается, при этом, фактически в режиме реального времени, учитываются все изменения действующего законодательства РФ и прочих нормативно-правовых актов различного уровня.

Список использованных источников:

1. Электроэнергетика России 2030 : Целевое видение [текст] : под общей редакцией Б. Ф. Вайндзихера. – М. : Альпина Бизнес Букс, 2008. – 360 с.
2. Сбыт электроэнергии [Электронный ресурс] : учебное пособие для бакалавров / А. Х. Мусин, В. И. Мозоль. – Электрон., дан. и прогр. – Барнаул : ООО «МЦ ЭОР», 2016.