МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РФ

ИРКУТСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН

Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири

Материалы
Всероссийской научно-практической конференции
с международным участием

(Иркутск, 19-22 апреля 2022 г.)

Том 2
Под общей редакцией В.В. Федчишина

ИЗДАТЕЛЬСТВО
Иркутского национального исследовательского технического университета
2022

УДК 621

Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири: мат-лы Всерос. науч.-практ. конф. с межд. участием (Иркутск, 19-22 апреля 2022 г.): в 2 т. / под общ. ред. В.В. Федчишина. – Иркутск: Изд-во ИРНИТУ, 2022. – Том 2. – 384 с.

В материалах нашли отражение задачи и результаты работ, выполняемых в проектных организациях, научно-исследовательских институтах и на энергетических предприятиях. Большое внимание уделено вопросам сжигания и переработки топлива, возможностям повышения эффективности работы котлов, экологическим проблемам, тренажерам на базе ЭВМ. Рассматриваются вопросы надежности энергоснабжения, тепло- и массообменные процессы, темы анализа режимов электроэнергетических систем, разработки математических и программно-вычислительных комплексов для решения задач оперативно-диспетчерского управления, проблемы энерго- и ресурсосбережения в энергетическом, промышленном и жилищно-коммунальном комплексах. Охвачен широкий круг вопросов по исследованию и проектированию автоматизированного электропривода, систем управления технологическими процессами в различных областях промышленности, электрических измерений неэлектрических величин, оценки надежности функционирования объектов. Сборник рассчитан на специалистов, занимающихся проблемами производства и рационального использования топливно-энергетических ресурсов. Может быть полезен для инженерно-технических работников и студентов энергетических специальностей.

© Иркутский национальный исследовательский
технический университет, 2022

ИССЛЕДОВАНИЕ И ОПТИМИЗАЦИЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ СИСТЕМ В ПРОМЫШЛЕННОСТИ И НА ТРАНСПОРТЕ

УДК 621.313

АСИНХРОННЫЙ ПРИВОД КАРЬЕРНОГО АВТОСАМОСВАЛА БЕЛАЗ-75131

Батов А.Д.[1], Арсентьев О.В.[2]
Иркутский национальный исследовательский технический университет
aleksandrb15@mail.ru, arsentyevov@rambler.ru

Карьерный самосвал БЕЛАЗ-75131 грузоподъемностью 130-136 тонн предназначен для перевозки горной массы в сложных горнотехнических условиях глубоких карьеров, на открытых разработках месторождений полезных ископаемых по технологическим дорогам в различных климатических условиях эксплуатации.

Данный автосамосвал является представителем электромеханической трансмиссии, основой которой является электропривод переменно-постоянного тока. Комплектуется система дизельным ДВС, тяговым генератором, двумя тяговыми электродвигателями, редукторами электромотор-колес, аппаратами регулирования, системой управления и приборами контроля. ДВС – v-образный, 16-цилиндровый, представлен моделью CUMMINS KTA 50-C, мощность составляет до 2000 л.с. Тяговый генератор ГСН-500 – предназначен для питания тяговых электродвигателей автосамосвала. Номинальная мощность модели – 700 кВт. КПД – 94,8%. В системе электромотор-колесо установлен электродвигатель постоянного тока ЭПД-600 мощностью 600 кВт [1].

Применение электромеханической трансмиссии переменно-постоянного тока в первую очередь обусловлено возможностью бесступенчатого регулирования частоты вращения тяговых электродвигателей. Это обеспечивает плавность хода и отсутствие рывков самосвала, имеющих место при переключении передач механической трансмиссии. Торможение достигается с минимальным износом деталей.

Принцип действия электромеханической трансмиссии состоит в следующем. Тяговый синхронный генератор приводится во вращение ДВС. Переменный ток, получаемый на выходе генератора, преобразуется в постоянный через диодный выпрямитель. Далее постоянным током управляются два электродвигателя постоянного тока. Такой тип двигателей комплектуется щеточно-коллекторным узлом. Управление режимами работы, а так же скоростью вращения электромоторов обеспечивается электромагнитными контакторами СТ1115/08. Они надежны в тяжелых климатических условиях, не требуют дополнительного обслуживания. В настоящее время в качестве системы управления начали применяться программируе-

мые контроллеры. Преимущества новых систем в управлении приводом были очевидны: гибкость, автоматизация настроек, простота выявления неисправностей и т.д.

Развитие силовых полупроводниковых приборов и микропроцессорных систем управления позволило создать ЭМТ нового поколения – переменного тока, конкурентную по цене, превосходящую по тягово-динамическим характеристикам привод постоянного тока и обладающую широкими возможностями в части оптимизации алгоритмов управления.

Применение асинхронного электродвигателя в электромеханической трансмиссии объясняется простотой его конструкции и высокой надежностью, связанной с отсутствием щеток и коллектора. При более полном использовании мощности дизельного двигателя самосвалы с трансмиссией переменного тока обеспечивают эффективный старт из-под ковша экскаватора, движение под уклон с большей скоростью, а по горизонтальной поверхности со скоростью более 60 км/ч. Раздельное управление крутящим моментом колес улучшает способность трогания самосвала на рыхлом дорожном покрытии и увеличивает его противобуксовочные свойства. Особенности конструкции асинхронных тяговых электродвигателей и более совершенное управление электродинамическим замедлением позволяют удерживать грузовик на более высоких скоростях и обеспечивают плавное замедление вплоть до полной остановки, с возможностью удержания самосвала без применения механических тормозов.

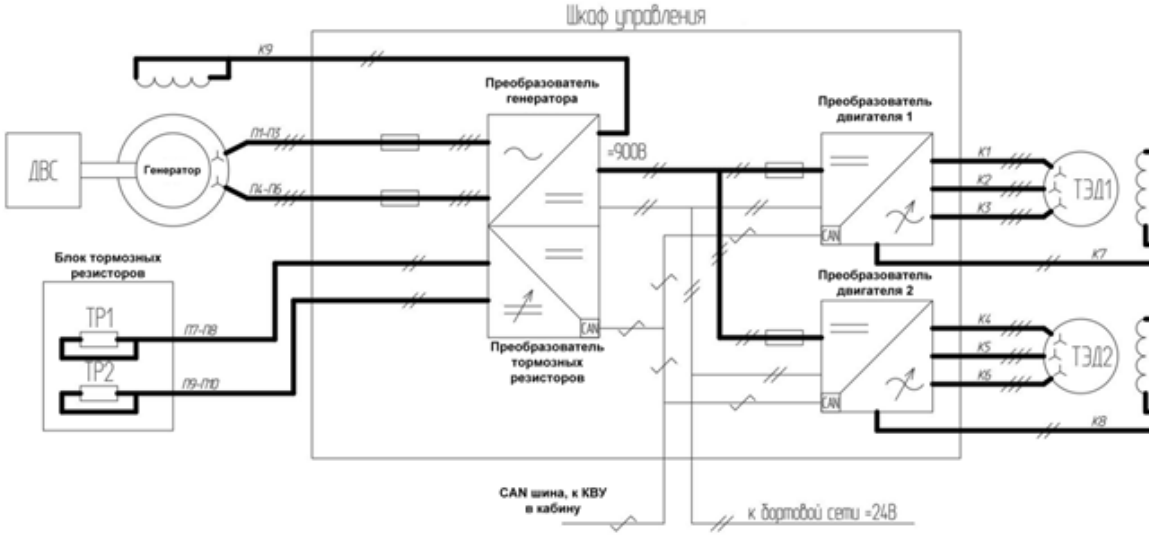


Рисунок 1 – Схема электромеханической трансмиссии переменно-переменного тока автосамосвала БЕЛАЗ

Преобразилась схема трансмиссии. С изменением типа электропривода изменилась мощность агрегатов, как следствие изменилась грузоподъемность автосамосвала. В качестве примера, на рис.1 представлена схема электромеханической трансмиссии автосамосвала БЕЛАЗ-75318 грузоподъёмностью 240 тонн. Тяговый генератор – ГСТ-1600, номиналь-

ная мощность 1600 кВт. Генератор приводится во вращение ДВС – MTU 16V4000G63 – дизельный 16-цилидровый рядный двигатель мощностью 2635 л.с. Тяговый двигатель – ТАД-7. Номинальная мощность – 700 кВт. Диапазон частоты вращения составляет 500…2870 об/мин. КПД двигателя составляет 93%.

Модульный принцип построения системы управления позволил разработать универсальный по компоновке и составу КТЭО - комплект тягового электрооборудования для электромеханической трансмиссии переменно-переменного тока карьерных самосвалов БЕЛАЗ. Это комплект управляет работой всего самосвала.

Применение КТЭО позволило получить преимущества:

- увеличение мощности на 20%
- увеличение тягового усилия на 15%
- увеличение тормозного усилия на 15%
- увеличение максимальной скорости до 65 км/ч
- снижение затрат на техобслуживание до 40%
- экономия топлива до 15%.

В состав КТЭО входят:

- контроллер верхнего уровня (КВУ);
- шкаф преобразователей и систем управления (ШПСУ);
- синхронный тяговый генератор (СГТ);
- два асинхронных тяговых двигателя (ТАД).

Управление КТЭО производится из кабины водителя с помощью микропроцессорного контроллера верхнего уровня путем взаимодействия с двумя контроллерами силовых преобразователей и контроллера системы возбуждения тягового генератора. Связь между контроллерами, а также с устройством отображения информации в кабине водителя, контроллером дизеля и контроллером системы весоизмерения осуществляется по цифровому каналу типа CAN.

Применение асинхронного привода для карьерного самосвала БЕЛАЗ-75131 позволяет значительно повысить технические характеристики и надежность работы электромеханической трансмиссии. Основным преимуществом асинхронного привода является повешение мощности агрегатов, и как следствие повышается грузоподъёмность, что является важнейшим фактором для карьерной техники. Двигатели переменного тока позволяют сэкономить на расходных материалах и затратах на техническое обслуживание. Система привода также имеет современную структуру диагностики, что упрощает ремонт и сокращает среднее время ремонта. Благодаря улучшению характеристик электрического торможения, возможности замедления до полной остановки, на самосвалах с новыми системами привода достигается меньший износ механических тормозов. Применение принципов построения КТЭО позволяет упростить реализацию такого привода для большинства типов карьерных самосвалов.

Библиографический список

1. Карьерный самосвал БЕЛАЗ-75131и его модификации. Руководство по ремонту. РУПП “Белорусский автомобильный завод”, 2007. 208 с.

[1] Батов А.Д., обучающийся, студент гр. ЭАПб-19-1
[2] Арсентьев О.В., к.т.н., доцент кафедра ЭЭТ ИРНИТУ

УДК 621.313

ТЯГОВЫЙ ЭЛЕКТРОПРИВОД КАРЬЕРНОГО САМОСВАЛА БЕЛАЗ-75131

Батов А.Д.[1], Арсентьев О.В.[2]
Иркутский национальный исследовательский технический университет
aleksandrb15@mail.ru, arsentyevov@rambler.ru

Разработка рудных месторождений полезных ископаемых открытым способом является основным направлением развития добывающей отрасли. От средств транспортировки руды с места добычи до места первичной переработки во многом зависит экономическая целесообразность таких проектов. Основным карьерным транспортным средством (ТС) общепринято считать большегрузные автомобили, большинство из которых имеет тяговый электропривод. Очевидно, что развитие такого рода транспорта тесно связано с расширением возможностей электропривода, применения новых систем электромеханического преобразования в сочетании с передовыми способами управления. Для понимания происходящих изменений рассмотрим наиболее распространённые в нашем регионе карьерные транспортные средства, определим особенности их электропривода, возможные пути модернизации.

БЕЛАЗ 75131 (см. рис.1) – карьерный самосвал с колесной формулой 4 на 2, предназначенный для перевозки грузов массой до 136 т. Серийный выпуск модели начался в 1996 году, а сама она стала родоначальником нового семейства с электромеханической трансмиссией.



Рисунок 1 – Карьерный автосамосвал БЕЛАЗ-75131

Тяговый электропривод самосвала предназначен [1]:

– для создания регулируемых тяговых усилий на ведущих колесах самосвала путем преобразования механической энергии дизельного двигателя в электрическую энергию, а также автоматического регулиро-

вания электрической энергии и обратного преобразования в механическую;

– для создания регулируемых тормозных усилий на ведущих колесах при стандартном и форсированном электрическом торможении. При стандартном электрическом торможении усилия формируются за счет регулируемого преобразования кинетической энергии, запасенной самосвалом в процессе движения, в электрическую.

Преобразование кинетической энергии осуществляется посредством перевода тяговых электродвигателей в генераторный режим работы и создания на их валах тормозных моментов. Электрическая энергия, генерируемая электродвигателями, преобразуется в тормозных резисторах в тепловую энергию с последующим рассеянием в окружающей среде.

Форсированное электрическое торможение осуществляется для повышения эффективности торможения при скоростях движения самосвала ниже 20 – 25 км/ч и обеспечения полной его остановки. Тормозные усилия при форсированном электрическом торможении, кроме указанного для стандартного электрического торможения, формируются за счет дополнительного потребления энергии от дизель-генераторной установки.

Электропривод содержит следующие основные компоненты:

– тяговый синхронный генератор переменного тока, приводимый во вращение двигателем. Статорная обмотка тягового генератора состоит из двух электрически не связанных между собой трехфазных обмоток, каждая из которых соединена в звезду. На статоре тягового генератора расположена также однофазная вспомогательная обмотка самовозбуждения, подключаемая через внешний регулятор и контактные кольца к обмотке возбуждения, размещенной на его роторе;

– два тяговых электродвигателя электромотор-колес постоянного тока с последовательным возбуждением, принудительной нагнетательной вентиляцией и встроенными датчиками частоты вращения и контроля теплового состояния;

– два силовых трехфазных мостовых неуправляемых выпрямителя, к входным зажимам которых подключены статорные трехфазные обмотки тягового генератора;

– установку вентилируемых тормозных резисторов с индивидуальными для каждого тягового электродвигателя тормозными резисторами и общим мотор-вентилятором;

– регулятор тока возбуждения тягового генератора, силовая часть которого представляет собой полууправляемый однофазный мостовой выпрямитель, к входным зажимам которого подключена обмотка самовозбуждения тягового генератора, а к выходным – его обмотка возбуждения;

– общий регулятор тока возбуждения тяговых электродвигателей (регулятор плавного ослабления поля электродвигателей). Силовая часть регулятора представляет собой управляемый трехфазный нулевой выпря-

митель, включенный параллельно цепи, содержащей анодную группу одного из силовых выпрямителей и две последовательно соединенные обмотки возбуждения тяговых электродвигателей;

– силовая коммутационная аппаратура, состоящая из контакторов, обеспечивающих коммутацию силовых цепей, цепей возбуждения и реверсирование тяговых электродвигателей.

Основным преобразовательным элементом, определяющим конфигурацию тягового электропривода, является электромотор-колесо.

Устройство системы электромотор-колесо (см. рис.2).

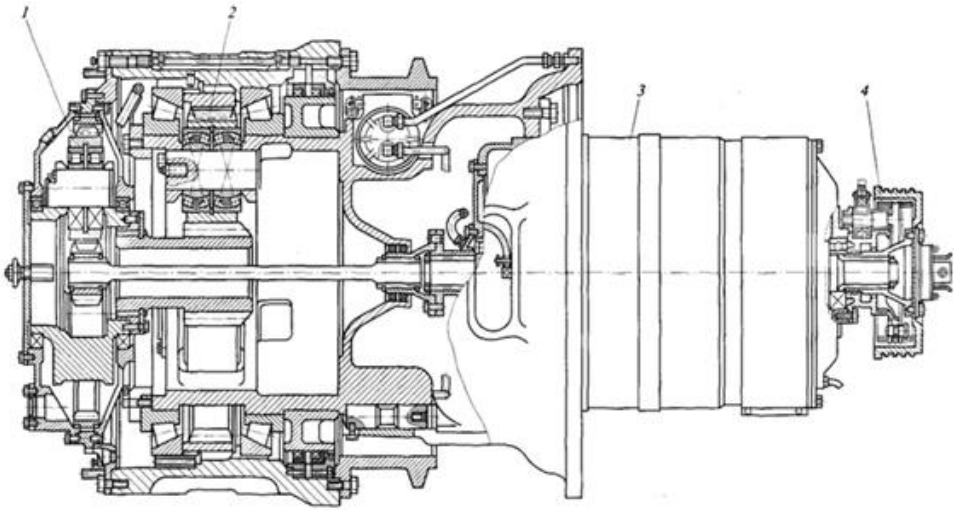


Рисунок 2 – Устройство электромотор-колес БЕЛАЗа-75131

1 – первая ступень колесного редуктора; 2 – вторая ступень колесного редуктора; 3 – электромотор; 4 – тормозной механизм

Электромотор-колесо является исполнительным механизмом системы тягового привода ТС. Оно представляет собой агрегат, в котором конструктивно объединены все элементы исполнительного механизма:

- тяговый двигатель;
- механическая передача, состоящая из редуктора, механизма соединения вала электродвигателя с ведущим звеном редуктора;
- элементы системы охлаждения тягового электродвигателя;
- колесо, состоящее из шины, обода и ступицы;
- опорные подшипники колеса;
- механический тормоз и его привод;
- элементы механизма подвески электромотора-колеса к несущей системе ТС;
- элементы управления поворотом ТС (для управляемых электромотор-колес).

Электрический двигатель имеет приближённую к идеальной характеристику изменения крутящего момента, что позволяет плавно регулировать скорость вращения колёс и передаваемую мощность.

В качестве тягового применен электродвигатель постоянного тока. Его корпус служит осью колеса. На корпусе электродвигателя, на подшипниках, установлена ступица. При включении электродвигателя момент с его вала передается через редуктор на колесо. Охлаждение электродвигателя воздушное. Охлаждающий воздух поступает в электродвигатель через патрубок системы вентиляции. В автосамосвале БЕЛАЗ-75131 в качестве тягового электродвигателя применяется электродвигатель постоянного тока ЭДП-600. Электродвигатель представляет собой двухопорную четырехполюсную коллекторную машину постоянного тока горизонтального исполнения с последовательным возбуждением, с двумя свободными концами вала. Модель электродвигателя приведена на рисунке 3. Данный электромотор рассчитан на номинальную нагрузку мощностью 600 кВт. Номинальная частота вращения составляет 910 об/мин. Максимальная может достигать 2800 об/мин. КПД такого двигателя равен 94%.

Для электродвигателей постоянного тока, характерны два фактора, определяющие его эксплуатационную надежность, – коммутация и тепловой режим. Для контроля состояния коллектора и щеток в процессе эксплуатации необходимо, чтобы компоновка электромотор-колес обеспечивала удовлетворительный доступ к коллектору.

Применение системы электромотор-колёс обуславливается рядом преимуществ.

- Отсутствие механических передаточных механизмов, которые усложняют конструкцию, а также процесс ремонта и обслуживания.
- Замена механических элементов соединительными кабелями позволяет инженерам упростить процесс подвода энергии к тяговому электродвигателю, расположенному в приводе колёс.
- Повышение эффективности тормозной системы за счёт электродинамического тормозного режима работы электродвигателя.

Проведенный анализ тягового электропривода карьерного самосвала БЕЛАЗ-75131 показал, что существующая конструкция мотор-колеса на базе двигателя постоянного тока хорошо себя зарекомендовала с точки зрения регулировочных свойств и моментных характеристик. Однако основной недостаток - наличие щеточно-коллекторного узла значительно снижает надежность работы электропривода, ухудшает эксплуатационные характеристики самосвала. В настоящее время активно ведутся разработки систем тягового электропривода на базе бесконтактных двигателей.

Библиографический список

1. Карьерный самосвал БЕЛАЗ-75131 и его модификации. Руководство по ремонту. РУПП “Белорусский автомобильный завод”, 2007. 208 с.

[1] Батов А.Д., обучающийся, студент гр. ЭАПб-19-1 ИРНИТУ
[2] Арсентьев О.В., к.т.н., доцент каф. ЭЭТ ИРНИТУ

УДК: 656.1

СРАВНЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ГРУЗОВЫХ МАШИН НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ВОДОРОДЕ И ДИЗЕЛЬНОМ ТОПЛИВЕ

Валеева Г.Р.
Казанский государственный энергетический университет
guzel-valeeva-99@mail.ru

21 век – век инноваций. За 20 лет в мире создано множество машин и механизмов для улучшения и упрощения жизни человека. Но при этом вопрос экологии остается актуальным, так как с увеличением количества машин и механизмов увеличивается количество выбросов при их производстве и эксплуатации.

На сегодняшний день климатическая повестка является фактором, существенно влияющим на изменения в мировой энергетике и экономике. Одной из ключевых целей климатической повестки является замедление процесса глобального потепления, а также снижение объемов выбросов парниковых газов в большинстве отраслей экономики. Парижское соглашение, к которому Правительство Российской Федерации присоединилось 22 апреля 2016 года, выступает инструментом стимулирования и поддержания низкоуглеродной экономики. Приняв Парижское соглашение, Правительство Российской Федерации поддержало международные усилия по борьбе с изменением климата, охране окружающей среды и рациональному использованию природных ресурсов. В целях соблюдения целей Парижского соглашения Правительство Российской Федерации проводит политику декарбонизации, расширяя среду для использования технологий с низким углеродным следом.

По статистике среднегодовой пробег грузовых автомобилей составляет 50 000 км. Также по статистике средний срок службы грузовых автомобилей составляет около 7 лет. Если учесть среднегодовой пробег автомобиля и средний срок службы, то получается, что за весь жизненный цикл грузовик проходит около 350 000 км.

Грузовики, работающие на разных видах топлива, имеют разный расход. Данные о расходе топлива на 100 км пробега для грузового автомобиля, работающего на бензине, электричестве и водороде, представлены в табл. 1.

Поскольку расход на разные виды топлива указывается в разных единицах измерения, сравнение невозможно без приведения к единому счетчику. Сравнение будет основываться на количестве энергии, содержащейся в единице топлива.

Таблица 1

Расход топлива легковых автомобилей на 100 км

№	Вид топлива	Расход	Единица измерения
1.	Средний расход дизельного топлива грузовым автомобилем	32	л
2.	Средний расход водорода грузовым автомобилем	8,8	кг
3.	Средний расход электроэнергии грузовым автомобилем	130,0	кВт·ч

1 литр бензина весит около 0,73 кг. В 1 кг бензина содержится 42 МДж. Соответственно, при расходе топлива на 100 км требуется 23,36 кг бензина или 10976,92 МДж энергии.

1 кг водорода содержит около 120 МДж энергии, соответственно, при расходе топлива на 100 км требуется 1056 МДж/кг энергии.

1 кВт·ч электроэнергии содержит около 3,6 МДж·ч энергии, соответственно, при потреблении электроэнергии на 100 км требуется 468 МДж·ч энергии.

Исходя из данных расчетов, можно сделать вывод, что наиболее экономичным является грузовик, работающий на электричестве.

Электротранспорт – перспективное направление в развитии автомобильной промышленности. Большинство крупных автопроизводителей Европы, Азии, Северной Америки уже объявили об отказе от производства автомобилей с двигателями внутреннего сгорания, как грузовых, так и легковых, в течение следующих 10-15 лет. По данным Grand View Research, рынок электромобилей вырастет на 42% в годовом исчислении до 2028 года (по сравнению с данными 2020 года), что увеличит текущее количество электромобилей на дорогах с 9,5 млн до 157 млн [4].

Главным преимуществом таких машин является высокая экологичность, так как отсутствуют выбросы, не используются нефтепродукты, антифризы, масла, как моторные, так и трансмиссионные.

Проведен сравнительный расчет расхода бензина и электроэнергии на передвижение грузового автомобиля в год. Расчет имеет ряд допущений:

- в качестве источника топлива будет рассматриваться дизельное топливо, поскольку является наиболее распространённым в применении;
- расчет осуществляется для грузовых автомобилей со средним расходом топлива;
- в расчете не учитываются затраты на мойку, стоянку, оплату гаража, КАСКО, ОСАГО и т.д., поскольку являются одинаковыми для всех видов транспорта;
- стоимость электроэнергии определяется согласно дневному тарифу, поскольку данный тариф является наиболее вероятным в случае заправки грузового электромобиля.

Стоимость электроэнергии в расчете является равной значению тарифа, дифференцированного по двум зонам. В республике Татарстан зна-

чение цены по тарифу в дневной зоне за кВт·ч электроэнергии является равным 4,73 для городского населения, и, соответственно, может быть применен для заправочных станций электромобилей.

Значения расчета стоимости расхода топлива и электроэнергии энергии на грузовые автомобили представлены в табл. 2.

Таблица 2

Стоимость расхода топлива и электроэнергии энергии на грузовые автомобили

Критерий	Значение для грузового электромобиля	Значение для грузового автомобиля на дизельном топливе
Стоимость единицы расхода топлива	1 кВт·ч – 4,73 руб.	1 л – 53 руб.
Расход топлива на 100 км	130,0 кВт·ч	32 л
Стоимость расхода топлива на 100 км пути	614,9 руб.	1696 руб.
Стоимость расхода топлива на 14000 км пути (в год)	86 086 руб.	237 440 руб.
Стоимость расхода топлива на период 5 лет	430 430 руб.	1 187 2000 руб.

Расчет на 14 000 км пути проведен для наглядной демонстрации превышения стоимости расхода дизельного топлива по сравнению с электричеством. Стоимость расхода дизельного топлива в 2,76 раза превышает стоимость расхода электроэнергии на аналогичных промежутках.

В табл. 2 представлены затраты только на топливо для грузовых автомобилей. Также каждый вид грузового автомобиля имеет собственные затраты на обслуживание. В качестве периода расчета берется 5 лет. Данные расхода средств на обслуживание грузовых автомобилей, работающих на различном топливе, представлены в табл. 3.

Таблица 3

Расход средств на обслуживание грузовых автомобилей

Сервис за 5 лет	Электро, руб.	Дизель, руб.
Масло мотор		19 500
Возд. фильтр		1 300
Масло аккп		20 800
Датчик кислорода		4 550
Свечи зажигания		3 250
Ремень ГРМ		6 500
Масло редуктора	3 640	
Амортизация батареи	67 340	
Итого	71 000 руб. максимально	55 900 руб. обязательно

Суммарные затраты на владение грузовыми автомобилями на период 5 лет составляют:

- для грузового электромобиля – 501 430 руб.;
- для дизельного грузового автомобиля – 1 243 100 руб.

Исходя из расчетных данных, можно сделать вывод, что владение грузовым электромобилем является более экономным, чем владение дизельным грузовым автомобилем. К тому же, владение грузовым электромобилем является наиболее экологичным, поскольку при эго эксплуатации отсутствует выброс вредных веществ в атмосферу.

Библиографический список

1. Александр Стёпченко. КамАЗ 54901 [Электронный ресурс]. URL: *https://spectekhnika.info/kamaz-54901/#i-3*
2. В Швейцарии начинается эксплуатация грузовиков Hyundai на водородных топливных элементах [Электронный ресурс]. URL: *https://www.ixbt.com/news/2020/03/01/v-shvejcarii-nachinaetsja-jekspluatacija-gruzovikov-hyundai-na-vodorodnyh-toplivnyh-jelementah.html*
3. Владимир Чехута. Электрические грузовики: новые модели и перспективы электротранспорта [Электронный ресурс].
4. Анализ рынка электромобилей [Электронный ресурс]. URL: *http://www.techportal.ru/market/grand-view-research/#publications*

Валеева Г.Р., обучающаяся, гр. ИЭСм-1-21 КГЭУ

УДК 621.314

АНАЛИЗ РАБОТЫ РЕГУЛИРУЕМОГО ЭЛЕКТРОПРИВОДА МАЗУТНОНАСОСНОЙ СТАНЦИИ

Вязовцев Е.К.[1], Павлов В.Е.[2]
Иркутский национальный исследовательский технический университет
pvew52@ mail.ru.

Мазутная насосная станция (МНС) предназначена для приёмки, хранения и подготовки мазута к сжиганию, бесперебойной подачи подогретого и профильтрованного топочного мазута в количестве, соответствующем нагрузке котлоагрегатов, с давлением и вязкостью, необходимыми для нормальной работы форсунок. На ТЭЦ-9 (г. Ангарск) в качестве топлива применяется топочный мазут марки 100. В табл. 1 и 2 приведены характеристики мазутных насосов.

Таблица 1

Данные по насосам

№ пп	Насос	МЭН-1	МЭН-2	МЭН-3
1	Тип	5Н-5х4	5Н-5х4	5Н-5х4
2	Электродвигатель	ВРП-180	ВА-200	ВРП-200

Окончание табл. 1

№ пп	Насос	МЭН-1	МЭН-2	МЭН-3
3	Производительность	32 $м^3$/ч	65 $м^3$/ч	32 $м^3$/ч
4	Давление	8 кг/$см^2$	24 кг/$см^2$	8 кг/$см^2$
5	Число оборотов	1460 об/мин	1500 об/мин	1460 об/мин
6	Мощность электродвигателя	30 кВт	37 кВт	37 кВт
7	Напряжение	380 В	380 В	380 В

Таблица 2

Электродвигатели МНС

№ пп	Диспетчерское наименование	Тип	P, кВт	$U_н$, кВ	$I_н$, А	n, об/мин
1	МЭН-1	ВРП-180	30	0,4	59	1500
2	МЭН-2	ВА-200	37	0,4	75	1500
3	МЭН-3	ВРП-200	37	0,4	75	1500

В качестве примера приведём модель мазутного насоса МЭН-1. Модель мазутного насоса МЭН-1 показана на рисунке 1.

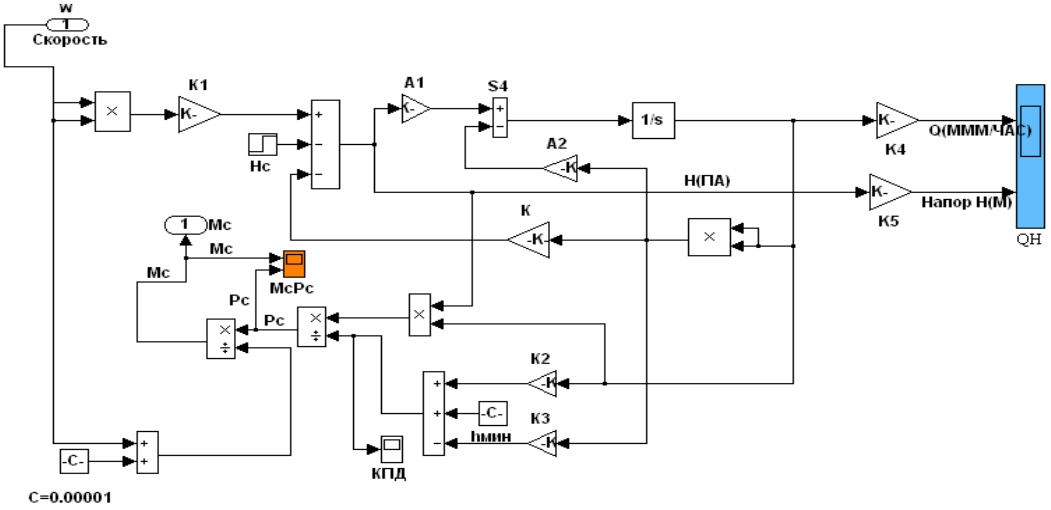


Рисунок 1 – Модель мазутного насоса МЭН-1

Входным параметром модели является скорость ω двигателя, а выходные параметры – напор (давление) H насоса; его подача (расход, производительность) Q и К.П.Д.; момент Mc и мощность Pc нагрузки двигателя.

Модель насоса МЭН-1 была рассчитана на основании математического описания [1]. Параметры модели (см. рис. 1) были определены по номинальным данным насоса. Конструктивные коэффициенты насоса:

$$K_1 = \frac{1{,}5 \cdot H_{НОМ}}{\omega^2_{НОМ}} = \frac{1{,}5 \cdot 80 \cdot 9810}{156{,}2^2} = 48{,}249$$

$$K = \frac{0{,}5 \cdot H_{НОМ}}{Q^2_{НОМ}} = \frac{0{,}5 \cdot 80 \cdot 9810}{0{,}0088^2} = 49{,}794 \cdot 10^8$$ – коэффициенты насоса;

Коэффициент сопротивления трубопроводной магистрали:

$$A_2 = \frac{A_1 \cdot (H_{НОМ} - H_{СТ})}{Q^2_{НОМ}} = \frac{7{,}73 \cdot 10^{-8} \cdot (80 - 0)}{0{,}0088^2} \cdot 9810 = 769{,}861 ;$$

$P_C = \frac{Q \cdot H}{\eta_{НАС}}$ – мощность сил сопротивления на валу двигателя;

$M_C = \frac{P_C}{\omega}$ – момент сил сопротивления на валу двигателя.

Расчёт и определение недостающих параметров модели: *К2* = 1,504/*Qн*; *К3* = 0,704/ *Qн*^{2}; K_4 = 3600с; K_5 = 1/9810; *hмин* = 0.01; *А1* = *Sg/Lγ*, где *g* = 9.81 м/с^2, *γ* = 9957н/м^3(для мазута).

Модель регулируемой системы электропривода мазутного насоса МЭН-1 с преобразователем частоты показана на рис. 2.

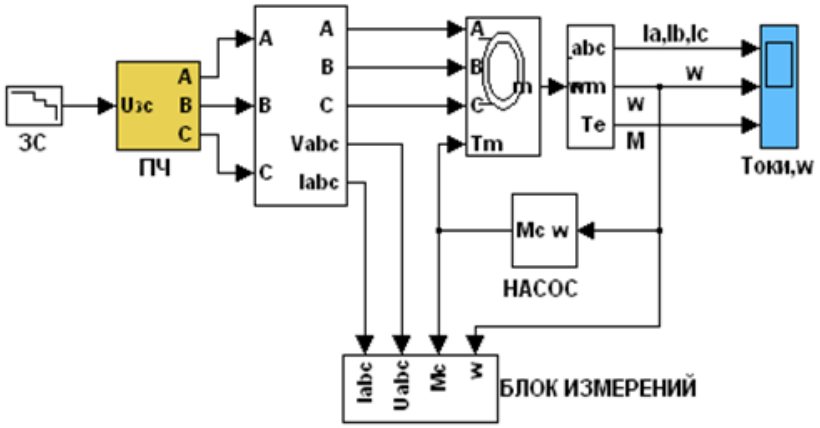


Рисунок 2 – Модель системы электропривода

Эта модель содержит задатчик скорости *ЗС;* преобразователь частоты *ПЧ*; асинхронный двигатель *АД*; модель насоса и измерительные приборы. Модель преобразователя частоты *ПЧ* (рис. 3) состоит из задатчиков интенсивности *ЗИ*, напряжения *ЗН* и частоты *ЗЧ*, преобразователей координат *ПК* и фаз *ПФ*.

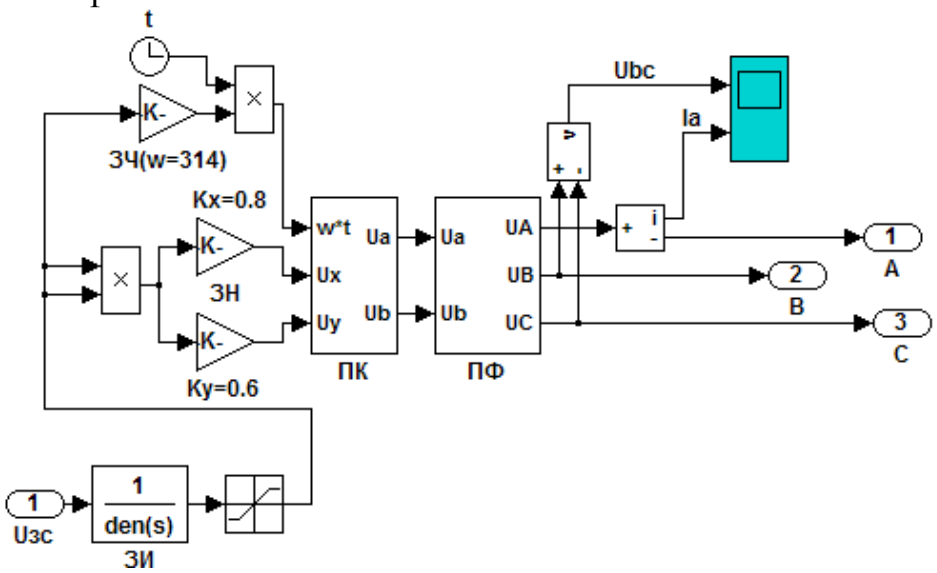


Рисунок 3 – Модель преобразователя частоты

На рис. 4 показаны переходные процессы по току статора, угловой частоте вращения ω, моменту вращения М асинхронного двигателя при пуске и регулировании производительности насоса с помощью преобразователя частоты.

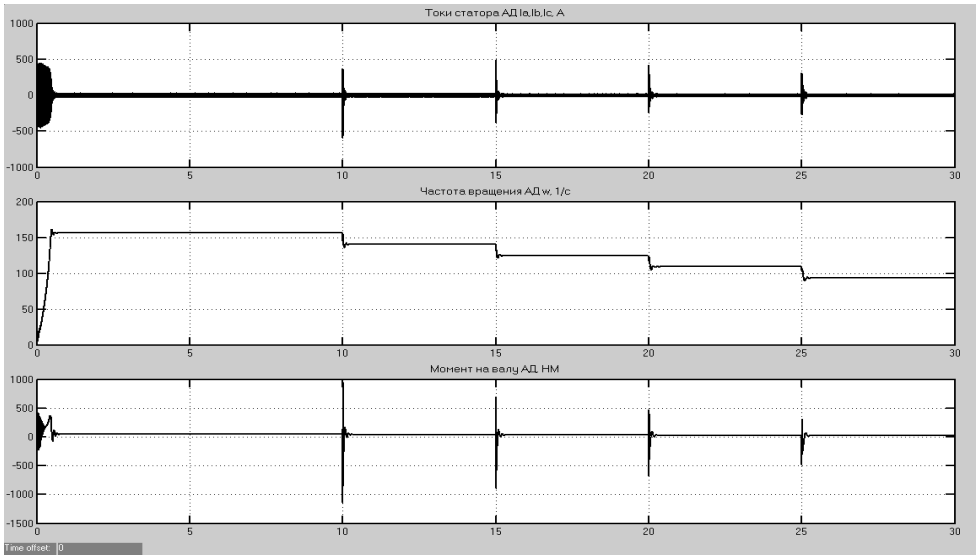
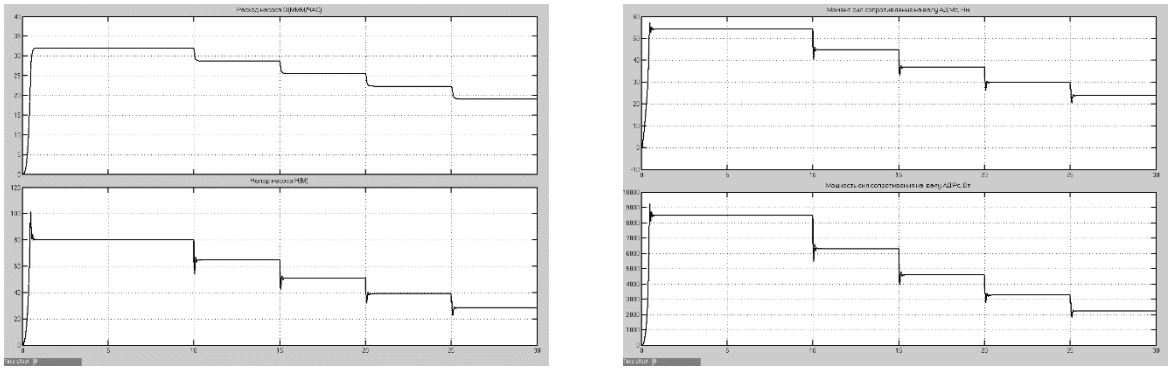


Рисунок 4 – Переходные процессы по току статора, угловой частоте вращения ω, моменту вращения М асинхронного двигателя при пуске и частотном регулировании производительности насоса

На рисунке 5 показаны переходные процессы по расходу и напору насоса (рис. 5а), а также моменту и мощности сил сопротивления на валу асинхронного двигателя (рис. 5б) при пуске и частотном регулировании производительности насоса.



а) **б)**

Рисунок 5 – Переходные процессы по расходу и напору насоса (а), а также по моменту и мощности сил сопротивления на валу асинхронного двигателя (б) при пуске и частотном регулировании производительности насоса

Анализ полученных осциллограмм позволяет определить, что:

- производительность и напор при частоте питающего напряжения *50гц* соответствуют номинальным параметрам насосного агрегата МЭН-1: $Q_н = 32\ м^3/час$ и $H_Н = 80\ м.в.ст$ соответственно;

- при снижении частоты питающего напряжения до *30гц* (на 40 %) производительность (расход) насоса снижается до значения *19,1 м^3 /час* (на 40 %), а напор снижается до *28,6 м.в.ст* (на 64,25 %);
- момент и мощность сил сопротивления на валу двигателя при частоте питающего напряжения *50 гц* составляют M_C = *54,25 нм* и P_C =*8,48кВт,* при снижении частоты питающего напряжения до *30гц* (на 40 %) момент снижается до значения *24 нм* (на 55,76 %), а мощность снижается до *2,235кВт* (на 73,64%);
- установившиеся значения момента и мощности сил сопротивления на валу асинхронного двигателя составляют соответственно *28%* и *28,4%* от номинальных значений этих параметров.

Библиографический список

1. Гоппе Г.Г., Павлов В.Е. Математические модели динамических процессов в технологическом комплексе электропривод – турбомеханизм – трубопроводная магистраль при управлении производительностью частотой вращения электропривода // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2013. № 1 (72). С. 121-125

---

[1] Вязовцев Е. К., обучающийся, гр. ЭНГМ-21-1 ИРНИТУ
[2] Павлов В.Е., к.т.н., доцент каф. ЭЭТ ИРНИТУ

УДК 621.314

ДИАГНОСТИРОВАНИЕ ХОЛОДИЛЬНОЙ УСТАНОВКИ С ПОМОЩЬЮ ЭКСПЕРТНОЙ СИСТЕМЫ

Дунаев А.М.[1], Алешин В.И.[2]
Иркутский национальный исследовательский технический университет
west-ma@yandex.ru

Введение. Экспертные системы (ЭС) представляют собой компьютерные программы, которые способны решать творческие задачи, принадлежащие к конкретной предметной области, и получать результаты, не уступающие по качеству и эффективности решениям человека-эксперта. При создании ЭС, как правило, используются все методы программирования, применяемые для разработки других программ сферы искусственного интеллекта [1–3].

В настоящее время ЭС находят всё большее применение в человеческой деятельности. Одним из актуальных направлений использования ЭС является диагностирование сложного электрооборудования.

Цель данной работы заключается в создании экспертной системы для диагностирования электрооборудования холодильной установки компрессионного типа по функциональной схеме.

Структура объекта диагностирования (ОД). Функциональная схема электрооборудования бытовой холодильной установки компрессионного типа представлена на рис. 1.

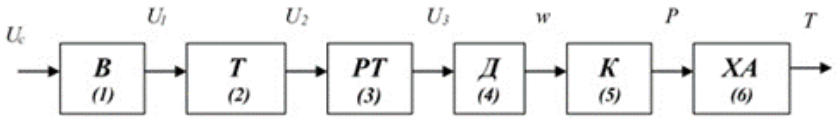


Рисунок 1 – Функциональная схема ОД

На рис. 1 имеют место следующие условные обозначения: ***В*** – вилка со шнуром, служащая для подключения холодильника к сети; ***Т*** – тумблер включения; ***РТ*** – регулятор температуры (терморегулятор); ***Д*** – электродвигатель; ***К*** – компрессор; ***ХА*** – холодильная арматура; U_C – напряжение питающей сети; U_1 – напряжение на входе тумблера; U_2 – напряжение на входе регулятора температуры; U_3 – напряжение на входе электродвигателя; w – угловая скорость электродвигателя; P – давление на выходе компрессора; T – температура воздуха в камере холодильника.

При регулировании холодопроизводительности посредством периодических остановок и пусков агрегата температура в холодильнике будет колебаться, что в определённой мере зависит от чувствительности терморегулятора.

Терморегулятор бытовой холодильной установки представляет собой рычажный механизм с силовым рычагом и контактной системой. На силовой рычаг воздействует упругий элемент (сильфон) термочувствительной системы и основная пружина, регулируемая винтом. Электроизоляционная прокладка изолирует электрическую цепь оборудования от его механических частей. Термочувствительная система манометрического типа состоит из упругого элемента – сильфона (металлический баллон с гофрированными стенками) или мембраны с припаянной к ним трубкой. Система наполнена небольшим количеством фреона или хлорметила и тщательно герметизирована [4].

Основными функциональными элементами холодильной установки являются электродвигатель, поддерживающий её работу, и компрессор, предназначенный для сжатия и перемещения паров хладагента. При сжатии паров происходит повышение не только давления, но и температуры. После компрессора холодильный агент поступает в конденсатор, где сжатый газ охлаждается и превращается в жидкость (по типу охлаждения конденсаторы делятся на воздушные и водяные), жидкость затем через дроссельное устройство поступает в испаритель (при этом её давление и температура снижаются), где она кипит и переходит в агрегатное состояние газа, тем самым забирая тепло из окружающего пространства. Затем пары хладагента вновь поступают в компрессор для повторения цикла [4, 5].

Кроме вышеизложенных элементов, отвечающих непосредственно за производство искусственного холода, установка содержит холодильную

арматуру, которая обеспечивает его корректное распределение и использование, а также служит для максимальной автоматизации работы оборудования с целью снижения затрат и увеличения безопасности его использования без постоянного вмешательства человека [5].

Создание диагностической ЭС. В качестве инструментального средства для реализации диагностической ЭС выбрана система моделирования правдоподобных рассуждений на основе логик с векторной семантикой «Гераклит 2.Х» (сокращённо – система «Гераклит 2.Х»), обладающая развитым графическим интерфейсом [6, 7].

С опорой на анализ функциональной схемы объекта диагностирования сформулированы факты, являющиеся основополагающими элементами базы знаний [2] экспертной системы (рис. 2).

На основе сформулированных фактов составлены правила, представляющие собой продукции классического строения «ЕСЛИ – ТО» (рис. 3).

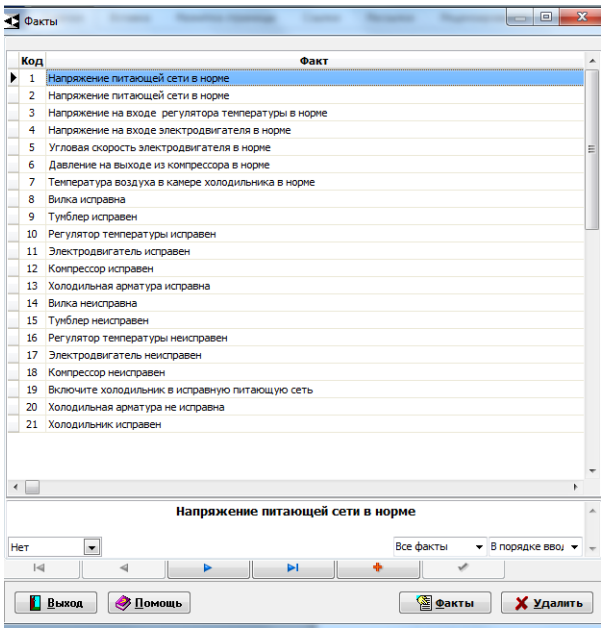


Рисунок 2 – Факты диагностической ЭС

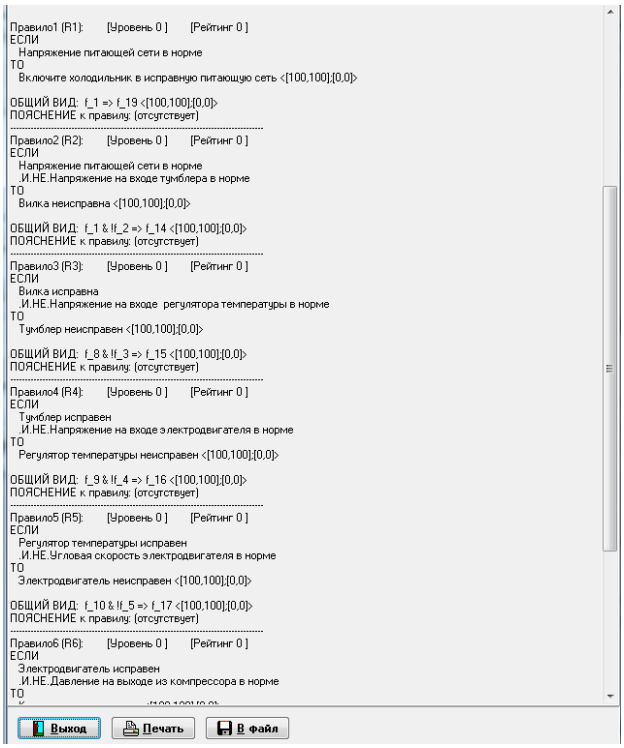


Рисунок 3 – Правила диагностической ЭС

Общий объём базы знаний разработанной экспертной системы для диагностирования холодильной установки составляет 14 правил и 21 факт.

По завершении формирования базы знаний произведены тестирование и отладка экспертной системы.

Пример функционирования созданной диагностической системы проиллюстрирован рис. 4.

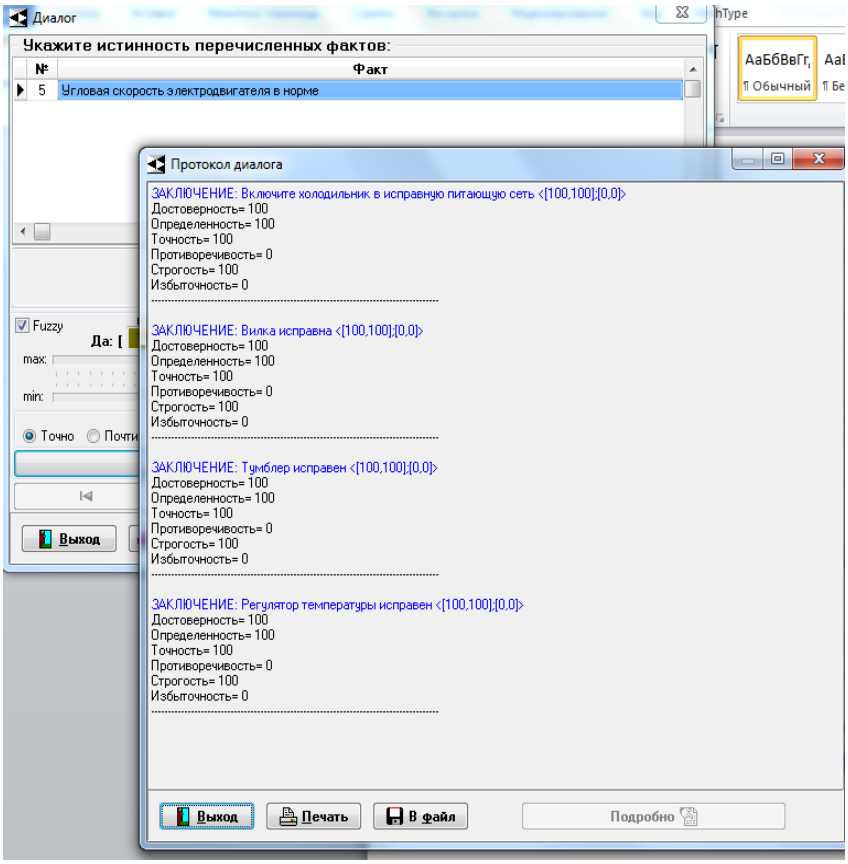


Рисунок 4 – Пример функционирования ЭС

Функционирующая экспертная система ведёт диалог с пользователем (наладчиком) и по мере задания значений истинности предлагаемым фактам [7, 8] формулирует диагностические заключения, содержащие информацию о неисправных функциональных блоках холодильной установки, а также о наиболее вероятных причинах возникновения неисправностей и рекомендуемых мерах по их устранению.

Заключение. В результате выполнения данной работы создана экспертная система для диагностирования холодильной установки компрессионного типа по функциональной схеме.

Корректность и эффективность функционирования созданной экспертной системы подтверждены на практике.

Одним из возможных направлений повышения качества диагностирования является модификация схемы технического контроля исследуемого электрооборудования посредством добавления в неё дополнительных промежуточных датчиков с целью увеличения степени достоверности локализации выявляемых дефектов функциональных блоков.

Библиографический список

1. Джарратано, Д. Экспертные системы. Принципы разработки и программирование / Д. Джарратано, Г. Райли. – М. : Вильямс, 2007. – 1152 с.

2. Гаврилова, Т.А. Базы знаний интеллектуальных систем / Т.А. Гаврилова, В.Ф. Хорошевский. – СПб. : Питер, 2000. – 384 с.
3. Экспертные системы: понятие, назначение, архитектура, отличительные особенности [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://daxnow.narod.ru/index/0-17 (06.10.2021).
4. Дячек, П.И. Холодильные машины и установки / П.И. Дячек. – Ростов н/Д. : Феникс, 2007. – 424 с.
5. Полевой, А.А. Монтаж холодильных установок. Учебное пособие для вузов / А.А. Полевой. – СПб. : Политехника, 2005. – 259 с.
6. Свидетельство об официальной регистрации в Реестре программ для ЭВМ программы для ЭВМ «Гераклит 2.Х» № 2013616260 от 02.07.2013 г. / Российская Федерация, Федеральная служба по интеллектуальной собственности (Роспатент). Система моделирования правдоподобных рассуждений на основе логик с векторной семантикой / Л.В. Аршинский.
7. Аршинский, Л.В. Хранение знаний и организация вывода в системе моделирования правдоподобных рассуждений «Гераклит» / Л.В. Аршинский // Транспортная инфраструктура Сибирского региона. – 2012. – Том 2. – С. 334-340.
8. Дунаев, А.М. Процедура построения оптимального логического алгоритма диагностирования / А.М. Дунаев // Вестник ИрГТУ. – 2018. – № 9(140). – С. 82-90.

[1] Дунаев А.М., ассистент кафедры ЭЭТ ИРНИТУ
[2] Алешин В.И., магистрант группы КТЭМ-20-1 ИРНИТУ

УДК 621.314

АНАЛИЗ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОПРИВОДАМИ

Дунаев М.П.[1], Борсук А.И.[2]
Иркутский национальный исследовательский технический университет
boralex99@mail.ru

Введение. Наиболее эффективные способы регулирования скорости короткозамкнутого асинхронного двигателя [1] связаны с изменением скорости вращения электромагнитного поля статора

$$\omega_0 = \frac{2 \cdot \pi \cdot f_1}{z_p}. \quad (1)$$

Из (1) следует два основных способа регулирования скорости вращения электромагнитного поля:

- изменением числа пар полюсов z_p;
- изменением частоты напряжения статора двигателя.

Способ регулирования скорости асинхронного двигателя изменением числа пар полюсов позволяет получить несколько фиксированных значений рабочих скоростей.

Способы частотного регулирования скорости электроприводов переменного тока с короткозамкнутыми асинхронными двигателями находят все большее применение в различных отраслях техники. Преобразование переменного напряжения питающей сети в переменное напряжение с регулируемой частотой, напряжением и током осуществляют преобразователи частоты.

Рассмотрим разные виды систем частотного регулирования скорости электроприводов, каждая из которых имеет свои особенности.

Системы *U/f* -управления электроприводами. При постоянном моменте нагрузки ($M_{\text{с}} = \text{const}$) управление напряжением и частотой тока статора асинхронного двигателя должно осуществляться по закону

$$U_{1j} \big/ f_{1j} = \text{const} \quad . \tag{2}$$

При нелинейно-спадающей нагрузке $M_{\text{с}} = k \cdot \omega^{-1}$ – закон управления напряжением и частотой принимает вид:

$$U_{1j}^{2} \big/ f_{1j} = \text{const} \quad . \tag{3}$$

Наконец, при «вентиляторной» нагрузке $M_{\text{с}} = k \cdot \omega^{2}$ напряжение и частота должны изменяться в соответствии с зависимостью

$$U_{1j} \big/ f_{1j}^{2} = \text{const} \quad . \tag{4}$$

Законы управления (2) – (4), связывающие напряжение, частоту и характер нагрузки, описываются формулой М.П. Костенко:

$$U_{1j} = U_{1\text{н}} \frac{f_{1j}}{f_{1\text{н}}} \sqrt{M_{\text{с}} \big/ M_{\text{н}}} \, , \tag{5}$$

где $U_{1\text{н}}$ – номинальное напряжение питающей сети; $M_{\text{с}}$ – значение статического момента асинхронного двигателя при данной частоте f_{1j} (скорости вращения двигателя).

Для того, чтобы наиболее эффективно реализовать принципы частотного управления асинхронным двигателем, необходимо в соответствии с видом нагрузки на валу двигателя управлять напряжением, подводимым к статору, взаимосвязано с изменением частоты тока статора.

Системы VVC-управления электроприводами. Теоретически и практически доказано [1], что в классе законов $U_{1j} \big/ f_{1j}$ невозможно одновременно обеспечить удовлетворительные механические и энергетические характеристики в широком диапазоне скоростей и изменения нагрузки. Основная причина этого – возрастание влияния активного сопротивления обмотки статора при снижении частоты питающего напряжения. В асинхронных частотно регулируемых

электроприводах со скалярным получили применение и другие законы регулирования.

Компенсируя падения напряжения на сопротивлениях, можно получить частотные законы регулирования скорости классов $\frac{E_{1j}}{f_{1j}}$, $\frac{E_{mj}}{f_{1j}}$, $\frac{E'_{2j}}{f_{1j}}$.

Условие поддержания постоянного соотношения между ЭДС E_1 и частотой напряжения статора f_1 в статике является и условием стабилизации потокосцепления статора ψ_1. Регулирование класса $\frac{E_{mj}}{f_{1j}}$ – это регулирование с постоянным потокосцеплением в воздушном зазоре ψ_m, а регулирование класса $\frac{E'_{2j}}{f_{1j}}$ – регулирование с постоянным потокосцеплением ротора.

Для стабилизации скорости при изменении нагрузки на валу двигателя предпочтение следует отдавать методу регулирования с $E'_2 = \text{const}$. Однако такое регулирование предполагает повышение напряжения U_{1j} по сравнению с номинальным $U_{1н}$.

Системы управления электроприводами с компенсацией скольжения. Сигналом тока можно воздействовать как на канал напряжения, так и на канал частоты [1]. При воздействии на канал частоты (компенсация скольжения) поддержание скорости на требуемом уровне можно обеспечить при меньших значениях напряжения U_{1j}. В результате удается снизить магнитный поток двигателя, а при правильной настройке параметров обратных связей – снизить и температурный режим работы двигателя.

Установлено [1], что структуры с компенсацией частоты оказываются чувствительными к изменению параметров настроек, а с сильной положительной обратной связью могут оказаться неустойчивыми.

Системы управления электроприводами с компенсацией момента и скольжения. Сигналом тока можно воздействовать как на канал напряжения, так и на канал частоты [1]. При одновременном воздействии на канал частоты (компенсация скольжения) и компенсации момента поддержание скорости на требуемом уровне можно обеспечить при меньших значениях напряжения U_{1j}. В результате удается снизить магнитный поток двигателя, а при правильной настройке параметров обратных связей – снизить и температурный режим работы двигателя.

Установлено [1], что структуры с компенсацией частоты оказываются чувствительными к изменению параметров настроек, а с сильной положительной обратной связью могут оказаться неустойчивыми. В рассматри-

ваемой системе компенсация момента необходима только в зоне низких значений частот. Поэтому с ростом задающей частоты $f_{зад}$ коэффициент $k_{км}$ можно уменьшить вплоть до нуля меняя его, например, в функции $f_{зад}$.

Системы *FLUX*-управления (векторного управления без датчика обратной связи по скорости) электроприводами. В частотно-регулируемых асинхронных электроприводах векторное управление связано как с изменением частоты и текущих значений переменных (напряжения, тока статора, потокосцепления), так и со взаимной ориентацией их векторов в декартовой системе координат [1]. За счет регулирования и амплитудных значений переменных, и фазовых углов между их векторами достигается наиболее качественное регулирование скорости, момента и тока асинхронного двигателя, как в статике, так и динамике [2].

Замкнутые системы управления электроприводами. Сигналом управления U_y можно воздействовать как на канал напряжения U, так и на канал частоты f, в случае наличии отрицательной обратной связи по угловой скорости можно обеспечить абсолютно жесткую механическую характеристику АД $n=f(M)$.

С ростом сигнала U_y возрастает сигнал управления канала напряжения U, что приводит в конечном итоге к росту фазного напряжения U_{1j} асинхронного двигателя, и сигнал управления канала частоты f, что приводит к росту частоты f_{1j}.

Недостатком электропривода с отрицательной обратной связью по угловой скорости является вероятность появления колебаний скорости в динамических режимах работы (пуск, наброс и сброс нагрузки, торможение).

Также следует учитывать дополнительные расходы на датчик угловой скорости BR (энкодер).

Заключение. Проведено экспериментальное исследование систем частотного регулирования в условиях лаборатории. В табл. 1 приведен сравнительный анализ по времени пуска двигателя и статизму.

Таблица 1

Сравнительный анализ систем управления по времени пуска двигателя и величине статизма механической характеристики

Принцип управления	Время пуска, с	Статизм
U_1/f_1	0,6	0,096
VVC+ с компенсацией момента	0,75	0,1
VVC+ с компенсацией скольжения	0,75	0,028
Принцип управления	Время пуска, с	Статизм
VVC+ с компенсацией момента и скольжения	0,6	0,0097
VVC+ с векторным управлением без датчика обратной связи по скорости	0,55	0,0019

Окончание табл.1

Принцип управления	Время пуска, с	Статизм
VVC+ с замкнутой обратной связью по угловой скорости	0,5	0

Исходя из данных табл. 1, сравнения времени пуска и статизма системы, можно сделать вывод, что наиболее приемлемым способом регулирования частоты является VVC+ с замкнутой обратной связью по угловой скорости (рис. 1). Поскольку при данном принципе регулирования статизм приближен к нулю, следовательно, скорость двигателя автоматически поддерживается от холостого хода до наброса номинальной нагрузки. В случае наличия отрицательной обратной связи по угловой скорости можно обеспечить абсолютно жесткую механическую характеристику АД n=f(M).

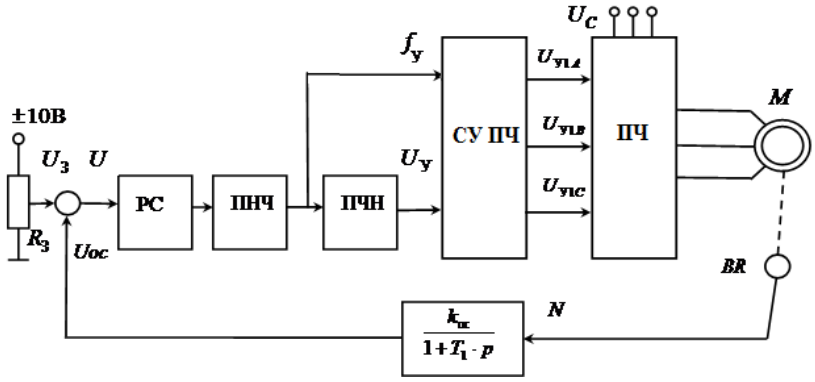


Рисунок 1 – Система ПЧ-АД с замкнутой обратной связью по угловой скорости

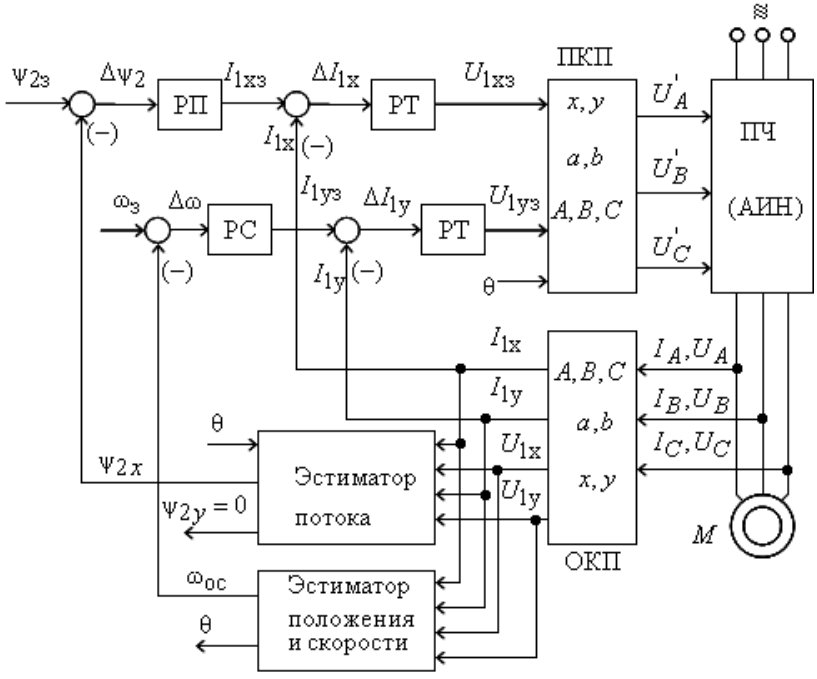


Рисунок 2 – Функциональная схема асинхронного электропривода с бездатчиковым векторным управлением с ориентацией по вектору потокосцепления ротора

Следующим подходящим принципом управления можно считать VVC+ с векторным управлением без датчика обратной связи по скорости (рис. 2), но время пуска немного больше, чем в первом случае, так же присутствует незначительный разброс скорости. В бездатчиковых системах управления асинхронного электропривода с векторным управлением информация о скорости вращения электродвигателя рассчитывается эстиматором положения и скорости. В бездатчиковых электроприводах измерение скорости производится через легко измеряемые напряжения на выходе инвертора, к которому подключен асинхронный двигатель и токи фаз статора двигателя.

Библиографический список

1. М.П. Дунаев. Автоматизированные системы управления электроприводом: Учебное пособие. - Иркутск: ИРНИТУ, 2018. 132 с.
2. Москаленко В.В. Электрический привод. М.: Академия, 2007. 368 с.

[1] Дунаев М.П., д.т.н., профессор кафедры ЭЭТ ИРНИТУ
[2] Борсук А.И., магистрант гр. КТЭм-21-1 ИРНИТУ

УДК 621.314

СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ПЛАЗМОТРОНОМ ПРЯМОГО ДЕЙСТВИЯ

Дунаев М.П.[1], Гладышев М.А.[2], Штыкин Е.С.[3]
Иркутский национальный исследовательский технический университет
mdunaev10@mail.ru

Введение. Совершенствование технологий поверхностного упрочнения является важной и актуальной задачей инженерии поверхности – нового направления в материаловедении, изучающего закономерности управления структурой и свойствами поверхностных слоев за счет воздействия на них физико-химическими методами [1].Одним из перспективных направлений решения этой задачи является плазменное упрочнение, позволяющее управлять структурой и свойствами поверхностности бандажа колесной пары для повышения твердости, износостойкости и других эксплуатационных свойств.

Конструкция системы управления плазмотроном. На рис. 1 представлен плазмотрон прямого действия с отклоняющей системой. Основным элементом отклоняющей системы является электромагнитная катушка и сердечник.



Рисунок 1 – Плазматрон прямого действия с отклоняющей системой УПЗГ-2П

Управление электромагнитной системой осуществляется платой управления, представленной на рис. 2, в основе которой лежит микроконтроллер типа PIC16F819, с помощью которого формируются управляющие сигналы ШИМ на транзисторные ключи VT1-VT4 [2].

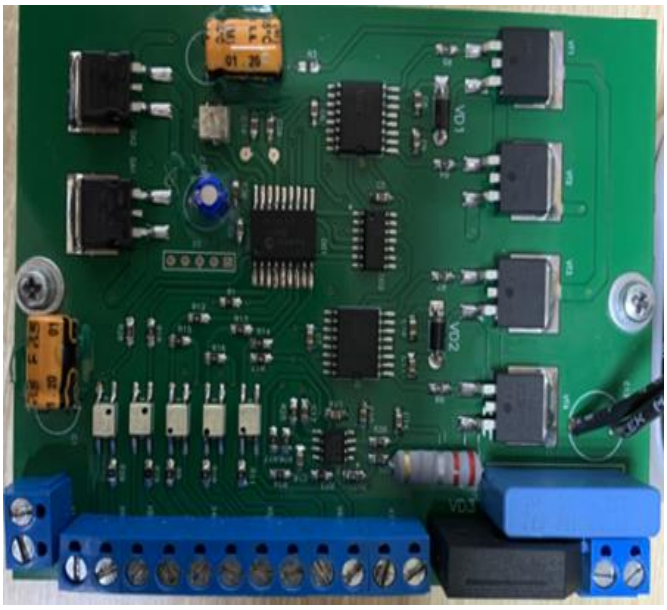


Рисунок 2 – Плата управления отклоняющей системой

Рабочая программа для системы управления написана на машинно-ориентированном языке – ассемблере. В программе заданы следующие параметры отклоняющей системы:

- нижний и верхний пределы тока возбуждения,

- пределы регулировки силы тока возбуждения,
- форма тока,
- частота тока.

Установим в программе микроконтроллера значение частоты 60 Гц и форму тока «трапеция» и проведем моделирование работы отклоняющей системы в рабочей среде ProteusVSMMPLAB (рис. 3).

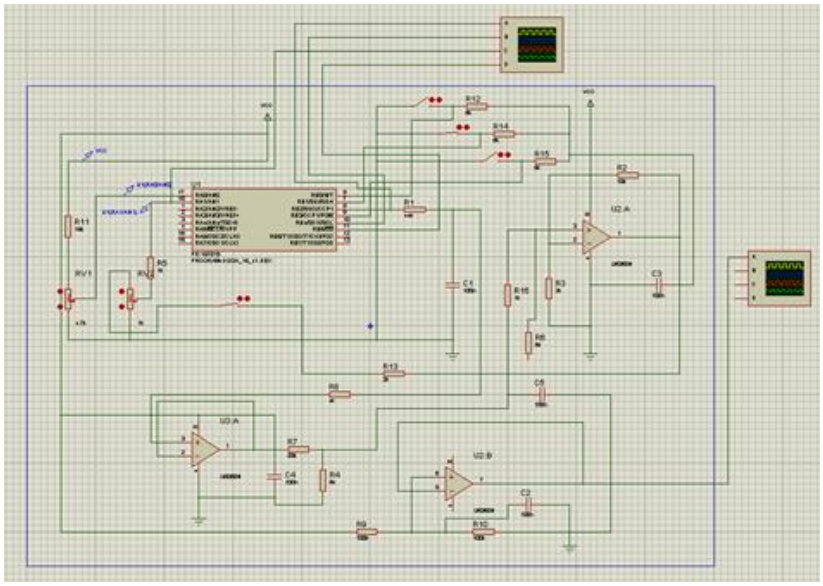


Рисунок 3 – Модель системы управления отклоняющей системой

В результате моделирования получились осциллограммы, приведенные на рис. 4.

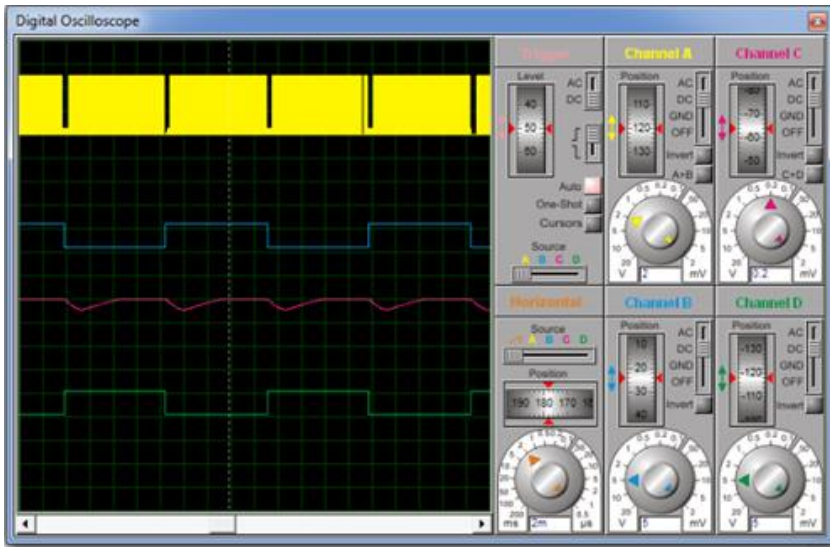


Рисунок 4 – Осциллограмма работы отклоняющей системы, форма тока «трапеция», f=60 Гц

Заключение. Приведено описание конструкции системы управления плазмотроном прямого действия типа УПЗГ-2П, в которой использован микроконтроллер типа PIC16F819.

Библиографический список

1. Балановский А.Е. Оценка возможности применения технологий поверхностного упрочнения рельсов для уменьшения бокового износа // Сварка в Сибири. 2002. № 2 (8). С. 16–21.
2. Лещинский Л.К., Самотугин С.С., Пирч И.И., Комар В.И. Плазменное поверхностное упрочнение. Киев, Изд-во Тэхника, 1990. 109 с.

[1] Дунаев М.П., профессор кафедры ЭЭТ ИРНИТУ
[2] Гладышев М.А., аспирант гр. аЭТКз-18-1 ИРНИТУ
[3] Штыкин Е.С., аспирант гр. аЭТКз-18-1 ИРНИТУ

УДК 621.314

МОДЕЛИРОВАНИЕ ЗАМКНУТОЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОПРИВОДА ПОСТОЯННОГО ТОКА

Дунаев М.П.[1], Довудов С.У.[2], Яковлев Д.А.[3]
Иркутский национальный исследовательский технический университет
mdunaev10@mail.ru

Введение. Из всех существующих методов управления скорости двигателем постоянного тока в настоящее время наиболее распространенных считается метод управления с применением широтно-импульсной модуляции (ШИМ) [1-3]. Для управления двигателями постоянного тока используются широтно-импульсные преобразователи (ШИП). Этот способ управления позволяет сформировать требуемые форму и амплитуду напряжения питания двигателя, добиться высокой плавности и большего диапазона регулирования угловой скорости при изменении нагрузки в широких пределах [4, 5].

Регулирование угловой скорости двигателя постоянного тока с применением полупроводниковых преобразователей обычно достигается путем изменения напряжения на якоре двигателя. Применение П-, ПИ- и ПИД-регуляторов является типовым способом для управления скоростью двигателей постоянного тока с независимым возбуждением (ДПТ НВ) и широко используется в промышленности [6, 7].

Модель замкнутой системы электропривода постоянного тока с широтно-импульсным преобразователем. В среде MATLABR2019a с использованием блоков из библиотеки Simulink [8-12] смоделирован автоматизированный электропривод постоянного тока с ДПТ НВ, модель которого приведена на рис. 1. Модель рис. 1 содержит следующие блоки:

- Блок задания скорости.
- Блок ПИ-регулятора.
- Блок системы управления ШИП.
- Блок силовой схемы ШИП (IGBT-транзистор типа SK100GD07F3TD1).

- Двигатель постоянного тока независимого возбуждения ($P_н$=3,75 кВт, $U_н$=240 В, $n_н$=1750 об/мин).
- Блок расчета потерь в IGBT-транзисторе и диоде.

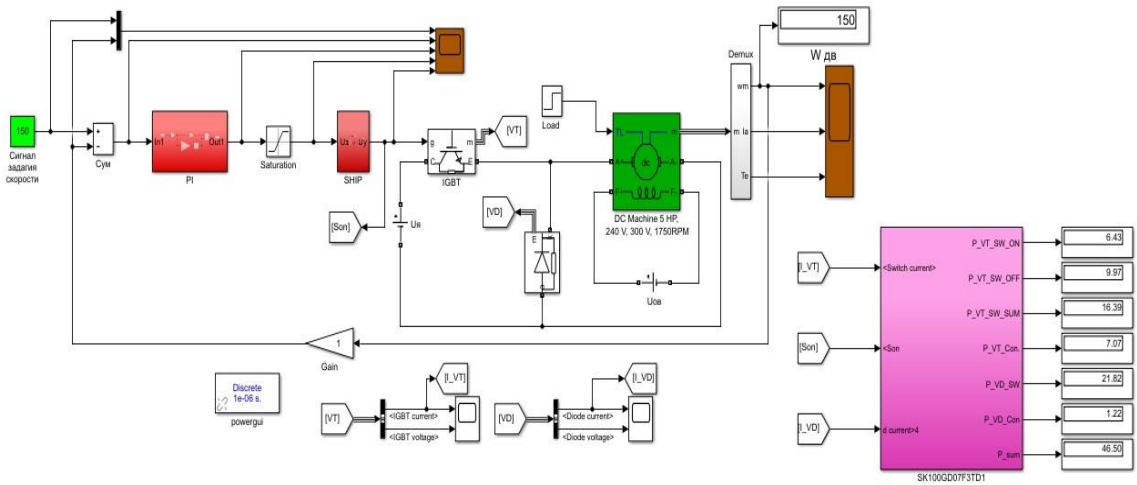


Рисунок 1 – Модель автоматизированного электропривода с двигателем постоянного тока независимого возбуждения

Результаты моделирования статических потерь IGBT-транзистора SK100GD07F3TD1 приведены на рис.2, где обозначено: Ic – ток коллектора транзистора, А; Uce – напряжение коллектор-эмиттер транзистора, В; P – мгновенные и средние потери мощности в транзисторе, Вт.

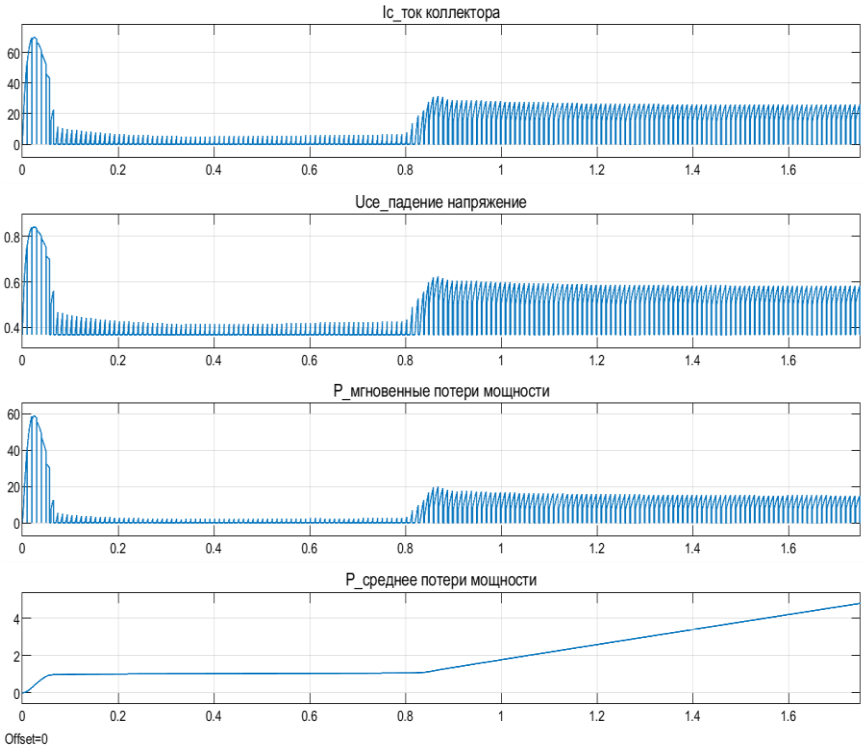


Рисунок 2 – Результаты моделирования статических потерь IGBT-транзистора SK100GD07F3TD1

Результаты моделирования динамических потерь IGBT-транзистора SK100GD07F3TD1 приведены на рис.3, где обозначено: Uy – напряжение управления, В; Ic – ток коллектора транзистора, А; Eon – энергия включения транзистора, Вт; Eoff – энергия выключения транзистора, Вт; P – средние потери энергии в транзисторе, Вт.

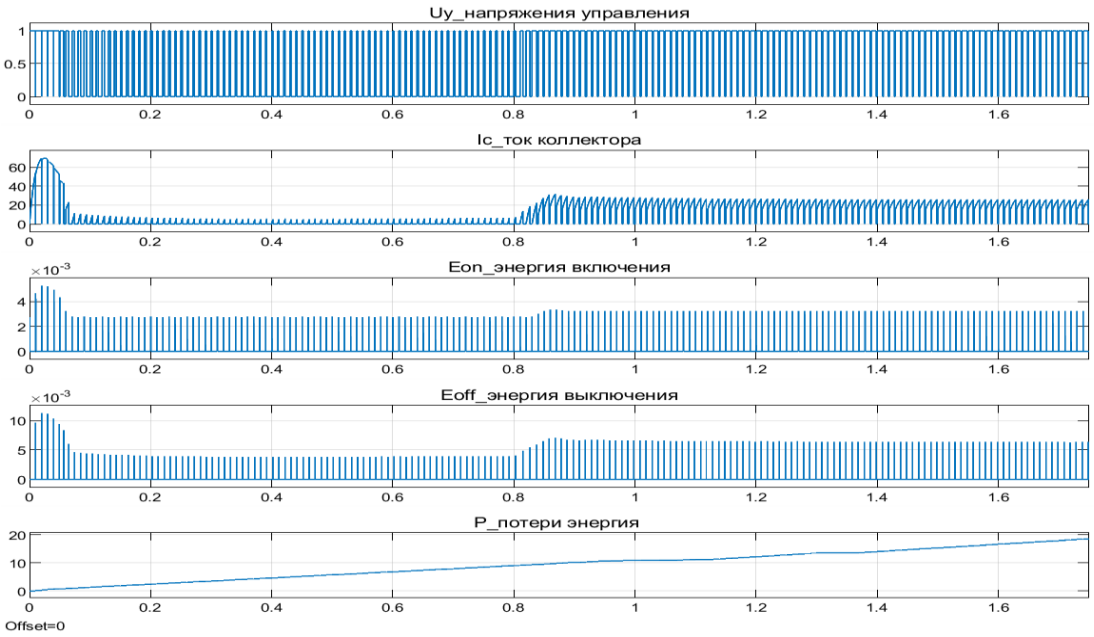


Рисунок 3 – Результаты моделирования динамических потерь IGBT-транзистора SK100GD07F3TD1

Результаты моделирования системы управления электропривода постоянного тока с ШИП показаны на рис. 4.

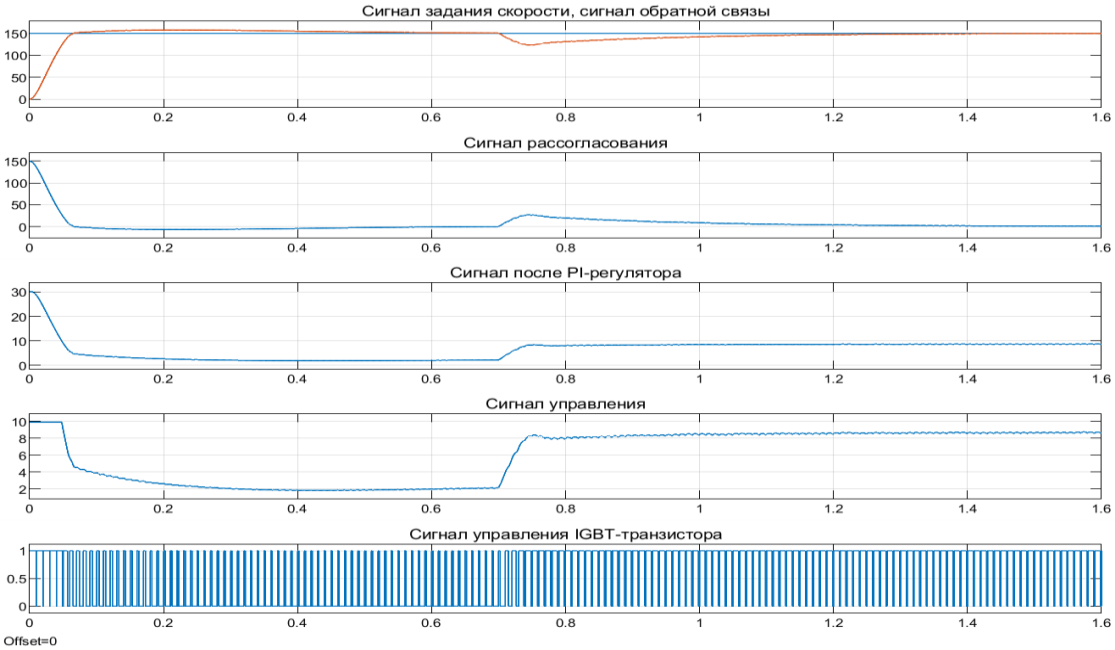


Рисунок 4 – Результаты моделирования системы управления электропривода постоянного тока с ШИП

Результаты моделирования замкнутой системы электропривода постоянного тока с ШИП показаны на рис. 5, где на осях сверху вниз обозначено: 1 – угловая скорость, рад/с; 2 – ток якоря, А; 3 – момент, нм.

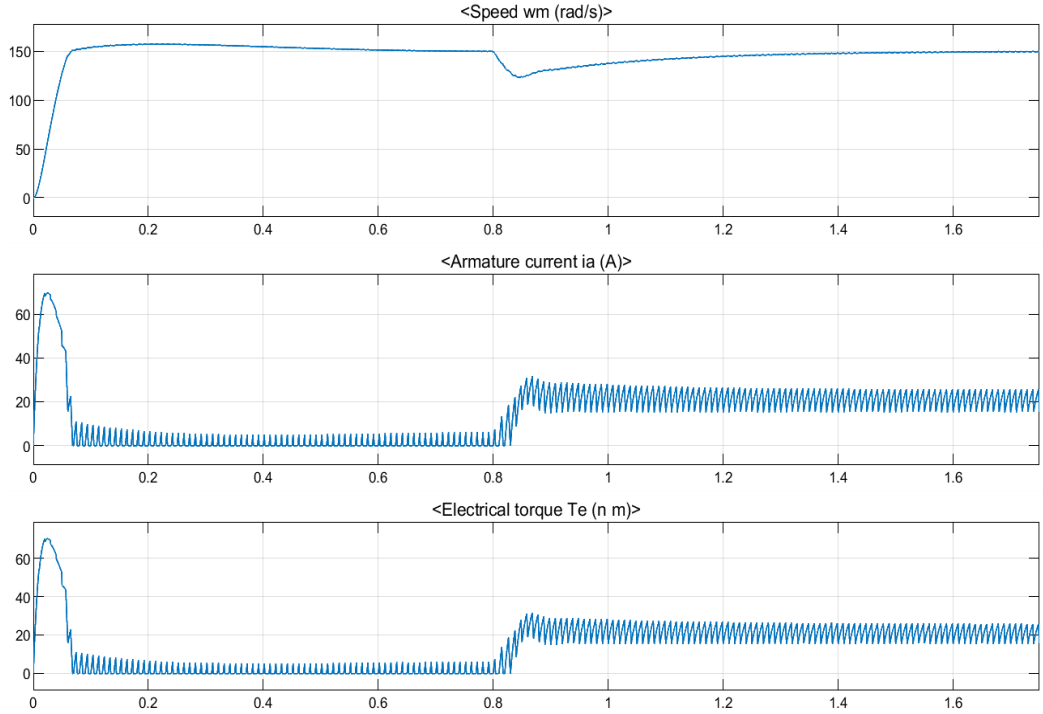


Рисунок 5 – Результаты моделирования замкнутой системы электропривода постоянного тока с ШИП

Заключение. В статье приведены результаты исследования регулирования угловой скорости электропривода с ШИП и ДПТ НВ при управлении в замкнутой системе. В качестве регулятора угловой скорости использовался ПИ-регулятор. Для анализа процессов в замкнутой системе ШИП-ДПТ применены методы имитационного моделирования. Описан принцип работы ЭП с управлением от ШИП. Разработаны и смоделированы схемы ЭП с ШИП в среде Matlab с использованием блоков из библиотеки Simulink / SimPowerSystem. Смоделирован блок модели, рассчитывающий статические и динамические потери мощности IGBT-транзистора ШИП. Для расчета статических и динамических потерь использован метод аппроксимации графиков потерь. Полученные математические зависимости достаточно точно описывают графики потерь мощностей IGBT-транзистора. Показано, что при использовании ПИ-регулятора угловая скорость электропривода устанавливается согласно заданному сигналу задания скорости.

Библиографический список

1. Дунаев М. П., Довудов С. У. Моделирование однофазного двухуровневого автономного инвертора напряжения с частотно-импульсной моду-

ляцией // Информационные и математические технологии в науке и управлении. 2020. № 2 (18). С. 134 143. DOI: 10.38028/ESI.2020.18.2.011
2. M. P. Dunaev, S. U. Dovudov and L. V. Arshinskiy, "Energy Characteristics the Autonomous Voltage Inverter with the Pulse-Frequency Modulation," 2020 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon), Vladivostok, Russia, 2020, pp. 1-5, doi: 10.1109/FarEastCon50210.2020.9271151.
3. Довудов С.У., Дунаев М.П. Анализ энергетических показателей импульсных преобразователей. Вестник Иркутского государственного технического университета. 2020. Т. 24. № 2. С. 345-355. https://doi.org/10.21285/1814-3520-2020-2-345-355
4. Дунаев М.П., Довудов С.У. Моделирование схемы частотно-импульсного преобразователя // Информационные и математические технологии в науке и управлении. 2019. №3 (15). С. 144-152. DOI: 10.25729/2413-0133-2019-3-13
5. Дунаев М.П., Довудов С.У. Моделирование потерь мощности в преобразователе частоты // Электротехнические системы и комплексы. 2021. № 2(51). С. 45-51. https://doi.org/10.18503/2311-8318-2021-2(51)-45-51
6. Al-Bargothi, Sarah & Qaryouti, Ghazi & Jaber, Qazem. (2019). Speed control of DC mo-tor using conventional and adaptive PID control-lers. Indonesian Journal of Electrical Engineering and Computer Science. 16. 1221. 10.11591/ijeecs.v16.i3.pp1221-1228.
7. Fahmy, R. A., Badr, R. I., & Rahman, F. A. (2014). "Adaptive PID controller using RLS for SISO stable and unstable systems". Advances in Power Electronics, 2014.
8. Vikhe, Pratap. (2015). DC Motor Speed Control Using PID Controller In Lab View. International Journal of Innovative Science and Modern Engineering. 3. 38-41.
9. Moradi, Seyed Yahya & Saeedi, Enayatallah. (2016). Controlling DC Motor Posi-tion, Using PID Controller Made by PIC Micro-controller.
10. Puangdownreong, Deacha. (2018). Optimal PID controller design for DC motor speed control system with tracking and regulating con-strained optimization via cuckoo search. Journal of Electrical Engineering and Technology. 13. 460-467. 10.5370/JEET.2018.13.1.460.
11. Nassim, Messaadi & Abdelkader, Amroun. (2021). Speed Control of DC Motor Us-ing Fuzzy PID Controller.
12. Elsrogy, Walaa & Bahgaat, Naglaa & Sayed, MI & Moustafa Hassan, Mohamed. (2018). Speed Control of DC Motor Using PID Controller Based on Changed Intelligence Techniques. Inter-national Journal of Swarm Intelligence and Evolu-tionary Computation. 07. 10.4172/2090-4908.1000163.

[1] Дунаев М.П., профессор кафедры ЭЭТ ИРНИТУ
[2] Довудов С.У., аспирант гр. аЭТК-18-1 ИРНИТУ
[3] Яковлев Д.А., аспирант гр. аЭТК-21-1 ИРНИТУ

УДК 621.314

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭЛЕКТРОПРИВОДА С ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕМ ЧАСТОТЫ ФИРМЫ ABB МОДЕЛИ ACS355

Дунаев М.П.[1], Рузавин Ф.В.[2], Лахтин И.А.[3]
Иркутский национальный исследовательский технический университет
mdunaev10@mail.ru

Введение. Способы частотного регулирования скорости электроприводов переменного тока с короткозамкнутыми асинхронными двигателями (АД) находят все большее применение в различных отраслях техники [1]. Преобразование переменного напряжения питающей сети в переменное напряжение с регулируемой частотой, напряжением и током осуществляют преобразователи частоты (ПЧ).

Условия проведения экспериментов. Рассмотрим разные виды систем частотного регулирования угловой скорости электропривода на примере ПЧ типа ASC355 [2] мощностью $P_н$ = 0,75 кВт.

Определять механические характеристики АД, который питается от преобразователя частоты ABB ASC355, будем при частотах питающего напряжения 25 Гц и 50 Гц. Для снятия характеристик используем следующие приборы и устройства:

- АД типа 4АИР56В4У3 с номинальными данными:

- питающее напряжение $U_Н$ = 220 В;
- ток обмотки статора $I_с$ = 1,1/0,63 А;
- мощность $Р_{ндв}$ = 0,18 кВт;
- частота вращения $n_н$= 1350 об/мин.

- Нагрузочная машина с номинальными данными:

- питающее напряжение $U_Н$ = 36 В;
- частота вращения $n_н$=1600 об/мин;
- момент номинальный $М_{нм} = 0{,}3$ Н · м.

- Измерительные приборы: амперметр и вольтметр, установленные в цепи нагрузочной машины, и приборы, являющиеся функциональной частью преобразователя частоты (индикаторы выходной частоты преобразователя, выходного напряжения и тока).

- Тахогенератор типа ТГ-1 с коэффициентом передачи $К_{тг}$=150 В/с.

Экспериментально были определены механические характеристики АД $n = f(M)$ и выходные характеристики ПЧ $U_{вых} = f(M)$.

При снятии механических характеристик момент двигателя определялся согласно формуле (1).

Очевидно, что момент, развиваемый двигателем, равен:

$$М_{дв} = М_{ххдв} + М_{ххнм} + М_{нм}, \quad (1)$$

где $M_{ххдв}$ – момент холостого хода двигателя (Н·м) определяется по формуле (2); $M_{ххнм}$ – момент холостого хода нагрузочной машины (Н·м) определяется по формуле (5); $M_{нм}$ – электромагнитный момент нагрузочной машины (Н·м) определяется по формуле (6).

Находим момент холостого хода двигателя:

$$M_{ххдв} = 0.1 \cdot M_{ндв}, \quad (2)$$

где $M_{ндв}$ – номинальный момент двигателя (Н·м) определяется по формуле (3):

$$M_{ндв} = \frac{P_{ндв}}{\omega_{ндв}}, \quad (3)$$

где $\omega_{ндв}$ – номинальная угловая скорость двигателя, $\frac{рад}{с}$, определяется по формуле (4):

$$\omega_{ндв} = \frac{\pi n_{н}}{30} = \frac{3.14 \cdot 1350}{30} = 141.37 \frac{рад}{с}. \quad (4)$$

Тогда $M_{ндв} = \frac{P_{ндв}}{\omega_{ндв}} = \frac{180}{141.37} = 1.27$ Н · м.

$$M_{ххдв} = 0.1 \cdot M_{ндв} = 0.1 \cdot 1.27 = 0.127 \text{ Н} \cdot \text{м}.$$

Находим момент холостого хода нагрузочной машины:

$$M_{ххдв} = 0.1 \cdot M_{ннм} = 0.1 \cdot 0.3 = 0.03 \text{ Н} \cdot \text{м}.$$

Из формулы (6) находим конструктивный коэффициент нагрузочной машины $C_{нм}$:

$$M_{нм} = C_{нм} I_{нм}, \quad (6)$$

$$C_{нм} = \frac{M_{ннм}}{I_{ннм}}, \quad (7)$$

где $I_{ннм}$ – номинальный ток нагрузочной машины (А) находим по формуле (8):

$$I_{ннм} = \frac{P_{ннм}}{U_{нм}}, \quad (8)$$

где $P_{ннм}$ – номинальная мощность нагрузочной машин (Вт) определяется по формуле (9):

$$P_{ннм} = M_{ннм} \cdot \omega_{ннм}, \quad (9)$$

где $\omega_{ннм}$ – номинальная угловая скорость нагрузочной машины ($\frac{рад}{с}$) определяется по формуле (10):

$$\omega_{ннм} = \frac{\pi n_{нм}}{30} = \frac{3.14 \cdot 1600}{30} = 167.65 \frac{рад}{с}. \quad (10)$$

Тогда

$$P_{ннм} = M_{ннм} \cdot \omega_{ннм} = 0.3 \cdot 167.65 = 50.27 \text{ Вт}.$$

$$I_{ннм} = \frac{P_{ннм}}{U_{нм}} = I_{ннм} = \frac{50.27}{36} = 1.4 \text{ А}.$$

$$C_{нм} = \frac{M_{ннм}}{I_{ннм}} = C_{нм} = \frac{0.3}{1.4} = 0.21.$$

Скалярный режим управления. Результаты экспериментов и расчетов сведены в таблицы 1 и 2, по данным которой построены графики $n = f(M)$ и $U_{вых} = f(M)$, приведенные на рис. 1 - 4.

Таблица 1

Скалярный режим управления с компенсацией скольжения 0%

Скалярное f=50 Гц, 380 В				Скалярное f=25 Гц, 194 В			
$U_{тг}$	$n_{тг}$	$I_{нм}$	$M_{дв}$	$U_{тг}$	$n_{тг}$	$I_{нм}$	$M_{дв}$
9,38	1407	0	0,16	4,68	702	0	0,16
9,28	1392	1,12	0,40	4,6	690	0,65	0,30
9,18	1377	2,05	0,60	4,54	681	1,18	0,41
9,1	1365	2,8	0,76	4,5	675	1,58	0,50

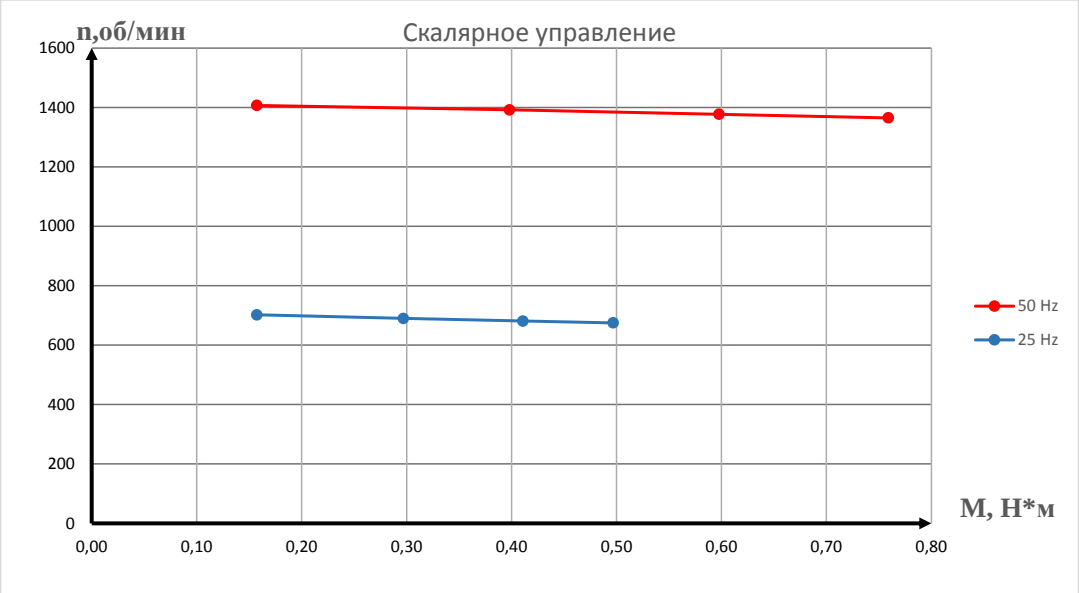


Рисунок 1 – Механические характеристики АД при скалярном управлении с компенсацией скольжения 0 %

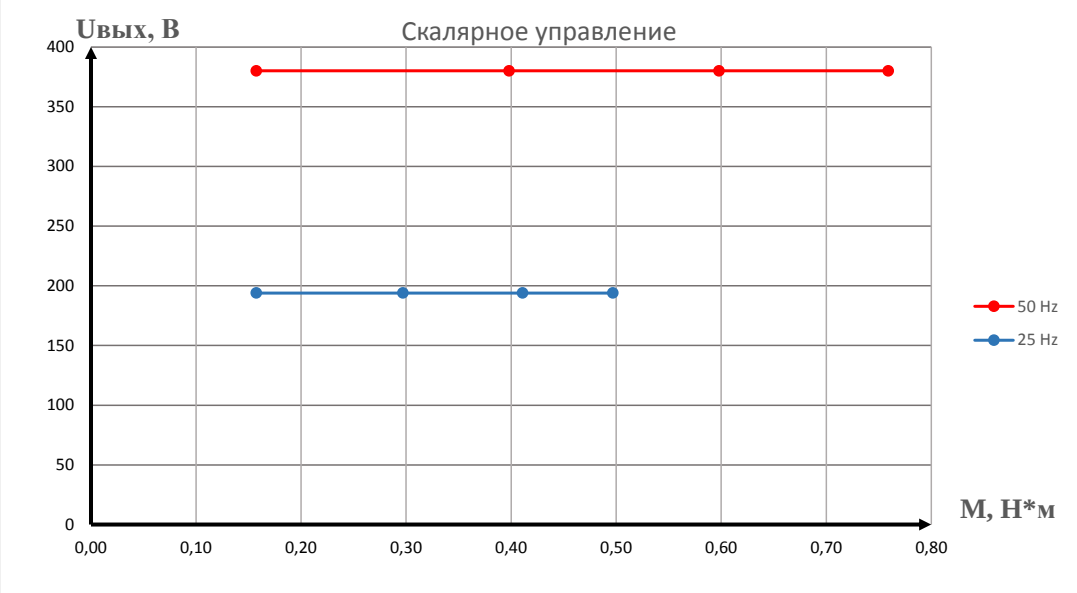


Рисунок 2 – Выходные характеристики ПЧ при скалярном управлении с компенсацией скольжения 0 %

Таблица 2

Скалярный режим управления с компенсацией скольжения 130%

Скалярное f=50 Гц					Скалярное f=25 Гц				
$U_{тг}$	$n_{тг}$	$I_{нм}$	$M_{дв}$	$U_{вых}$	$U_{тг}$	$n_{тг}$	$I_{нм}$	$M_{дв}$	$U_{вых}$
9,54	1431	0	0,16	385	5	750	0	0,16	205
9,53	1429,5	1,06	0,39	389	5	750	0,65	0,30	207
9,51	1426,5	2,05	0,60	392	4,9	735	1,25	0,43	208
9,5	1425	2,8	0,76	395	4,9	735	1,75	0,53	210

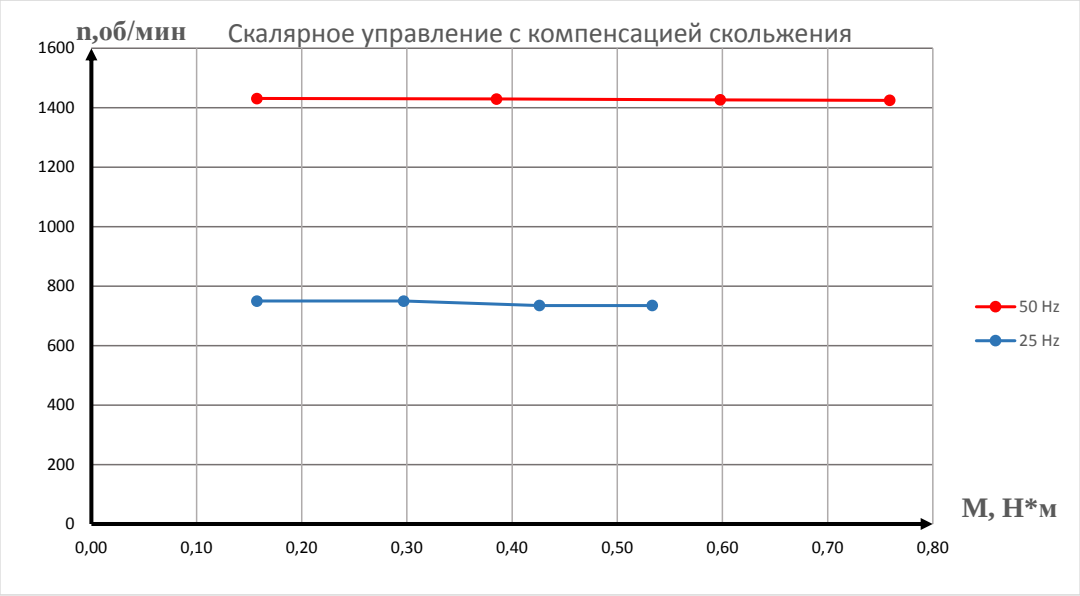


Рисунок 3 – Механические характеристики при скалярном управлении с компенсацией скольжения с компенсацией скольжения 130 %

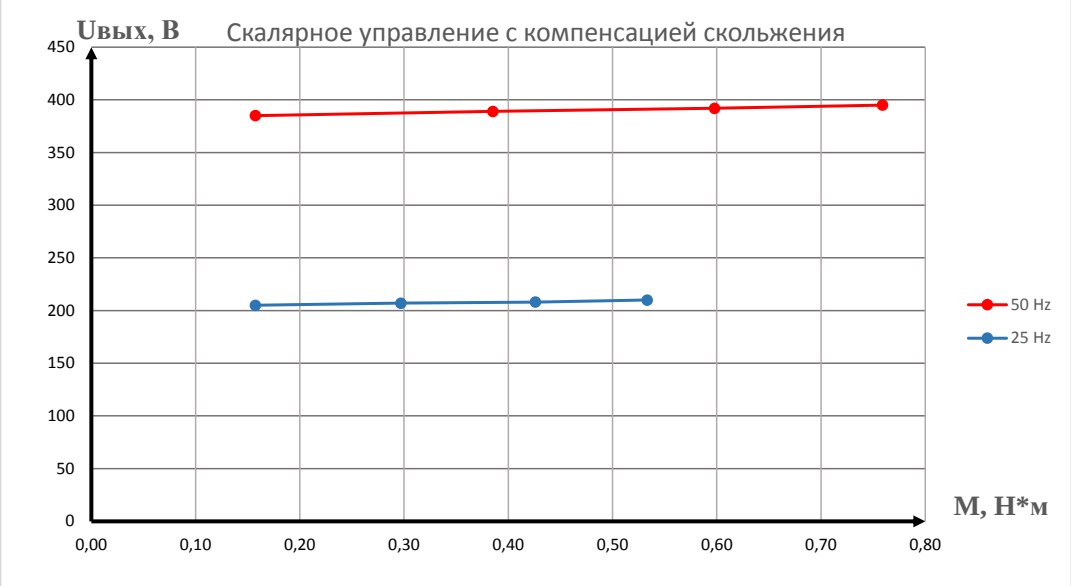


Рисунок 4 – Выходные характеристики ПЧ при скалярном управлении с компенсацией скольжения 130 %

Векторный режим управления. Результаты экспериментов и расчетов сведены в таблицу 3, по данным которой построены зависимости $n = f(M)$ и $U_{вых} = f(M)$, приведенные на рис. 5-6.

Таблица 3

Векторный режим управления

Векторный f=50 Гц						Векторный f=25 Гц					
$U_{тг}$	$n_{тг}$	$I_{нм}$	$M_{дв}$	$U_{вых}$	$f_{вых}$	$U_{тг}$	$n_{тг}$	$I_{нм}$	$M_{дв}$	$U_{вых}$	$f_{вых}$
9,5	1425	0	0,16	332	50	4,7	705	0	0,16	165	25
9,48	1422	1,08	0,39	339	51,1	4,64	696	0,65	0,30	171	25,2
9,4	1410	2,03	0,59	345	51,3	4,6	690	1,18	0,41	176	25,4
9,33	1399,5	2,75	0,75	350	51,5	4,55	682,5	1,61	0,50	178	25,5

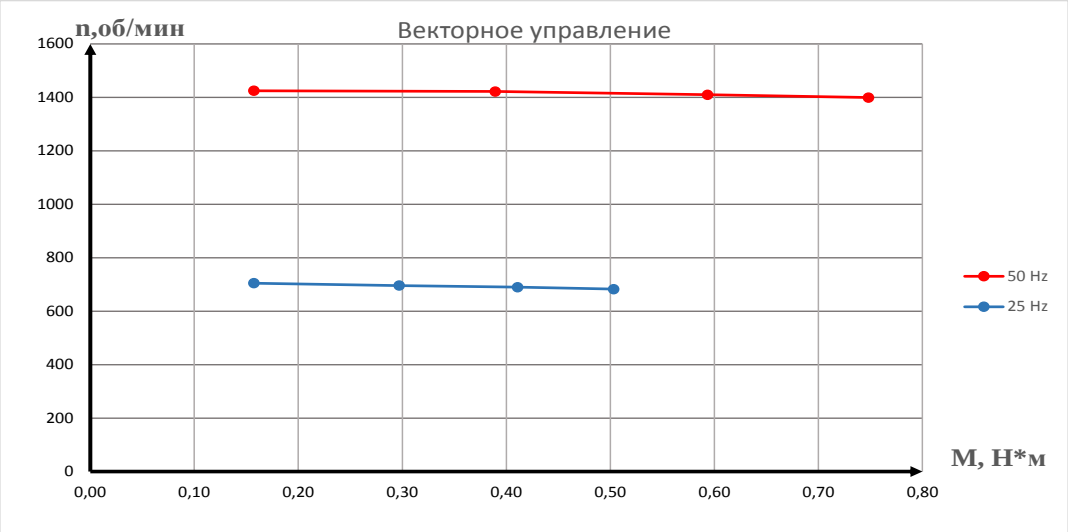


Рисунок 5 – Механические характеристики при векторном управлении

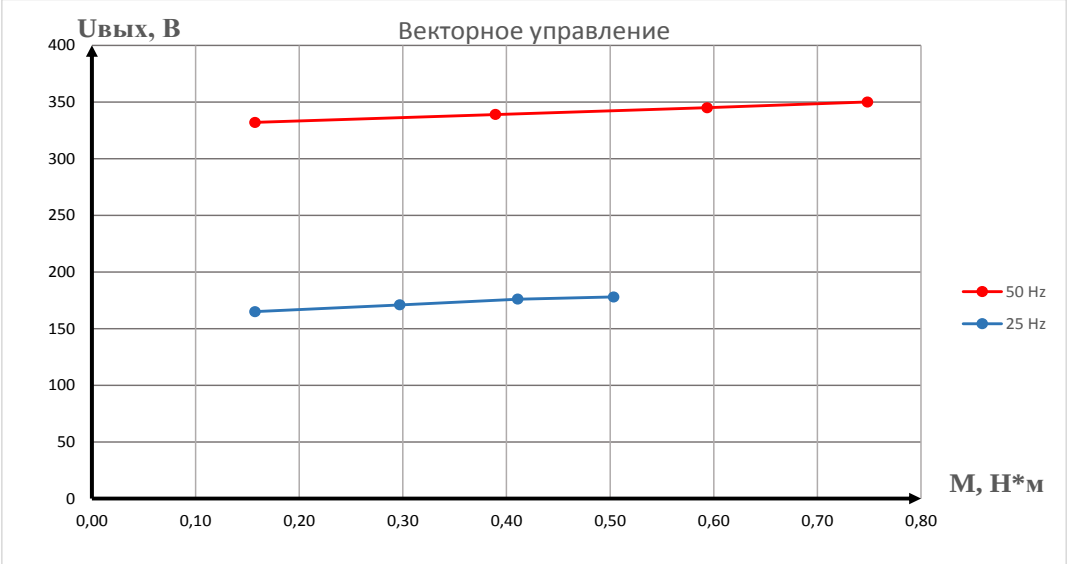


Рисунок 6 – Выходные характеристики ПЧ при векторном управлении

Анализ режимов управления. Данные о статизме механических характеристик АД $n = f(M)$ при разных режимах управления и частоте f=50 Гц приведены табл. 4.

Таблица 4

Сравнение результатов экспериментов.

Режим управления	Статизм механической характеристики, %
Скалярный с компенсацией скольжения 0 %	3
Скалярный с компенсацией скольжения 130 %	0,4
Векторный	1,8

Вывод. Проводя анализ режимов управления (табл. 4), видно, что наименьший статизм механических характеристик наблюдается при скалярном режиме управления с компенсацией скольжения 130 %.

Библиографический список

1. Онищенко, Г.Б. Электрический привод / Г.Б. Онищенко. – М.: РАСХН, 2003. – 320 с.
2. Руководства по эксплуатации преобразователей частоты производства ABB, 2020 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://abb.com/drives.

[1] Дунаев М.П., профессор кафедры ЭЭТ ИРНИТУ
[2] Рузавин Ф.В., студент гр. ЭАПб-18-1 ИРНИТУ
[3] Лахтин И.А., студент гр. ЭАПб-18-1 ИРНИТУ

УДК 621.314

ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИЙ МОДУЛЬ С ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯМИ ЧАСТОТЫ DANFOSS FC302

Дунаев М.П.[1], Саушкин А.А.[2], Юсупов А.Э.[3]
Иркутский национальный исследовательский технический университет
mdunaev10@mail.ru

Введение. Отмечающийся в последние годы рост экономики в России, сопровождается активным внедрением новых технологий. Современные предприятия для повышения конкурентоспособности и эффективности все больше внимания уделяют модернизации производства. Важную роль в этом процессе играет применение робототехники.

Тенденция увеличения парка роботов в современном промышленном про-изводстве обусловлена рядом объективных факторов. Как правило, это увеличение производительности труда при сохранении высокого качества продукции, по причине отсутствия влияния человеческого фактора при

проведении монотонных работ, требующих высокой точности, возможность быстрого реагирования на изменения объектов производства и потребительского рынка, оптимизация использования производственных помещений и как следствие уменьшение себестоимости производимой продукции.

Конструкция электромеханический модуля. В основу электромеханического модуля положен промышленный робот "Электроника НЦТМ-01". Данный робот может использоваться для перемещения небольших деталей весом до двух килограммов, имеет пять основных степеней подвижности и два захватных устройства. Величина перемещения по осям В и Д равна 300 мм, по оси Е – 160 мм. Манипулятор конструктивно выполнен по модульному принципу, т.е. состоит из типовых узлов, обеспечивающих функции робота (см. рис. 1): А – рама для установки робота. В – механизм горизонтального перемещения (вдоль оси X). С – механизма поворота (вокруг оси Z), Д – механизма горизонтального перемещения (вдоль оси X или Y в зависимости от состояния механизма С), Е - механизма вертикального перемещения (вдоль оси Z), F - механизма поворота захватов (вокруг оси, расположенной под углом 45^0 к оси Z), M - механизма захвата 1, N – механизма захвата 2.

Механизмы B, C, D и E приводятся в движение двумя двигателями постоянного тока (ДПТ) типа ДПМ-35-Н1-ОД каждый, также на каждом механизме установлен импульсный фотодатчик и тормозная муфта. Управление данного робота должно осуществляться от микроЭВМ, емкость памяти управляющей программы которой 4К 16 разрядных слов.

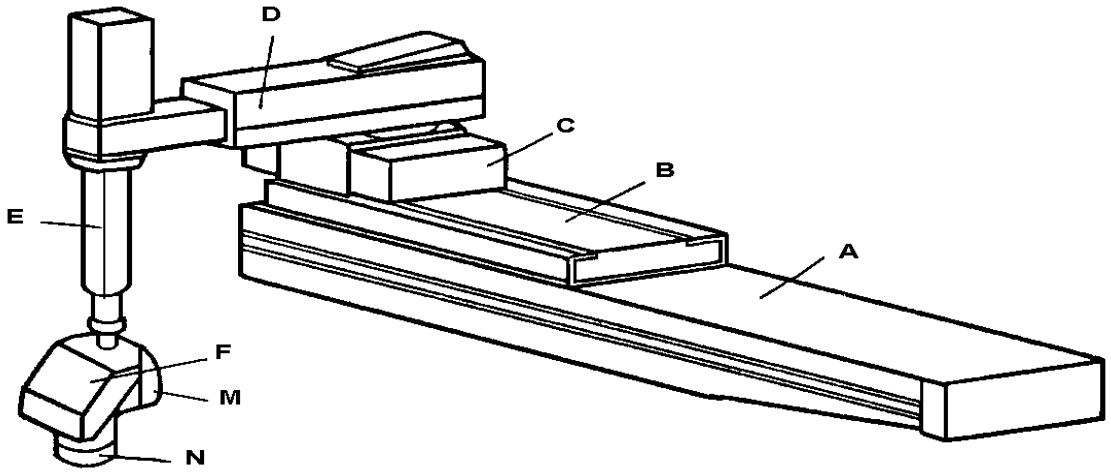


Рисунок 1 – Манипулятор промышленного робота «Электроника НЦТМ-01»

У данного робота отсутствовала система управления, а также компрессор для управления пневмомеханизмами F, M и N.

Было принято решение по возможности полностью или частично восстановить его работоспособность. Для этого в механизмах горизонтального перемещения B и D были решено заменить двигатели постоянного тока на асинхронные двигатели (АД), а управление

осуществлять при помощи преобразователей частоты Danfoss FC-302 [1]. Для реализации данной идеи использовались серийные двигатели серии АИР мощностью 90 и 120 Вт. Данные двигатели имеют значительно больший размер, чем установленные двигатели постоянного тока, поэтому их монтаж производился на внешних частях робота. Соединение валов АД и ДПТ осуществлялось посредством соединения их алюминиевой муфтой, данный вид соединения оказался не только надежным, но и позволил сохранить передаточное число, а также дал возможность использовать ДПТ с возбуждением от постоянных магнитов в качестве датчика скорости. Для более надежного соединения были выбраны АД с фланцевым креплением, также были собраны специальные площадки из дюралюминиевых пластин и уголков для их присоединения. Дополнительно, для ограничения хода на механизмы B и D было установлено по два концевых датчика, их установку удалось выполнить без потери длины перемещения механизма. Для соединения концевых датчиков и двигателей с блоком управления, использовались уже проложенные провода и разъемы, данная особенность позволила быть уверенными в надежности всех соединение при дальнейшей эксплуатации, также были демонтированы два выходных разъёма установленные на корпусе робота, для соединения со старой системой управления, на один 37-ми контактный разъём.

Параллельно с этим создавалась новая система управления [2]. Она состоит из двух шкафов, в правом шкафу (рис.2) расположены три автоматических выключателя с индикаторами напряжения, два преобразователя частоты Danfoss FC-302, а также интерфейс фирмы ОВЕН для сообщения с персональным компьютером.

В левом шкафу расположена клемная колодка, ответный 37-ми контактный разъём для соединения системы управления с роботом, источник постоянного напряжения 8 В, реверсивная схема управления двигателями постоянного тока механизма E, собранная в совокупности с системой управления электромагнитного



Рисунок 2 – Шкаф управления электромеханическим модулем

захвата. Также на внешней дверце установлены переключатели движения механизма B и D, по два на каждый, вперед и назад соответственно.

Заключение. Приведено описание конструкции модернизированного электромеханического модуля промышленного робота "Электроника НЦТМ-01", использующего систему управления с преобразователями частоты Danfoss FC-302.

Библиографический список

13. Руководство по эксплуатации преобразователей частоты производства Danfoss FC-302, 2020 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://danfoss.com/drives.

14. Дунаев, А.М. Программное управление преобразователем частоты / А.М. Дунаев // Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири. – 2018. – № 1 – С. 27-30.

[1] Дунаев М.П., профессор кафедры ЭЭТ ИРНИТУ
[2] Саушкин А.А., аспирант гр. аЭТК-20-1 ИРНИТУ
[3] Юсупов А.Э., аспирант гр. аЭТК-21-1 ИРНИТУ

УДК 622.732

ЗАРЯДНАЯ ИНФРАСТРУКТУРА ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

Ефимова В.А.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
tori-791@mail.ru

Введение. На сегодняшний день развитие инфраструктуры для электротранспорта актуально, ведь электротранспорт использует экологически чистое топливо и энергию. Электротранспорт позволяет снижать негативное воздействие на окружающую среду.

В настоящее время в мире наблюдается развитие электромобилей, что связано с активной реализацией различных мер стимулирования их приобретения. Владельцы личных транспортных средств в качестве важного условия рассматривают **наличие развитой зарядной инфраструктуры,** показателем для оценки которой служит **плотность расположения зарядных станций.**

Мировым лидером являются Нидерланды, где на 100 км автомобильных дорог приходит 19,1 зарядных станций. В Российской Федерации данный показатель составляет 0,1 зарядных станций/100 км автодорог. При этом распределение количества зарядных станций по территории является неравномерным. Преимущественно объекты рассматриваемой инфраструктуры располагаются в центральных крупных городах, таких как г. Москва и г. Санкт-Петербург (рис. 1).

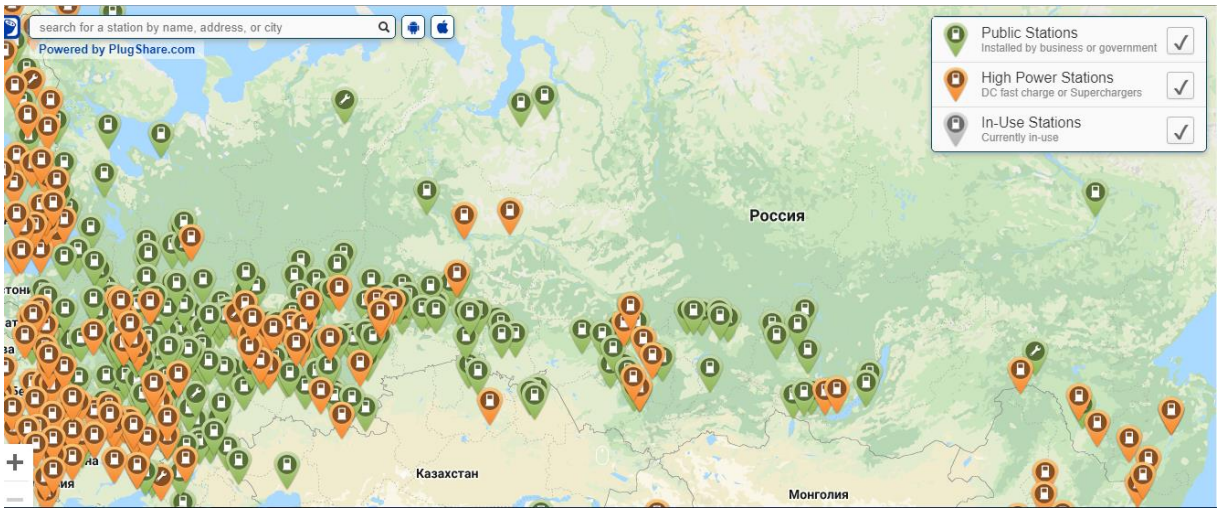


Рисунок 1 – Расположение зарядных станций России

Развитие зарядной инфраструктуры в Российской Федерации находится только на стадии зарождения, разрабатываются предложения для программ по оснащению городской инфраструктуры зарядными станциями. В мире формирование зарядной инфраструктуры основано на научно-обоснованных подходах. Однако учёт только пространственных характеристик и социальных факторов, что характерно для данных исследований, может привести в Российской Федерации к увеличению численности зарядных станций и низкой их рентабельности.

Важную роль имеет месторасположение станции. Тип зарядной станции необходимо определять в зависимости от времени, которое человек проводит в этих районах. Например, в спальных районах упор нужно делать на медленные станции, а вот в районе кафе, закусочных, а особенно быстрого питания, лучше устанавливать быстрые станции. На АЗС очень рекомендуется размещение именно быстрых зарядных станций, пользователь не может ждать несколько часов, он должен попить кофе, перекусить и поехать дальше.

В Иркутской области немало электрозаправочных станций, расположенных на автомобильных заправках. Так в Иркутске быстрые зарядные станции появились на автозаправочном комплексе «ОМНИ» возле рынка «Знаменский», около спортивно-развлекательного центра «7 Миля» на ул. Ширямова, 19б, в микрорайоне «Союз» в проезде Юрия Тена, 27. В Ангарске первая в городе зарядная станция расположилась на улице Чайковского, 1 (АЗС «ОМНИ»). Ещё одна станция открыта в поселке Култук Слюдянского района, она расположена на федеральной трассе, на территории автозаправочного комплекса «ОМНИ».

Размещение зарядных станций. Еще одно из главных ограничений в стремительном развитии электротранспорта – **отсутствие актуальной информации об инфраструктуре зарядных станций.** С целью изменения ситуации созданы карты, которые показывают электрические заправки, их ближайшее месторасположение относительно нынешней геопозиции и ра-

бочие характеристики. Ниже приведено краткое описание нескольких наиболее крупных источников такой информации:

Карты Google – содержат информацию о расположении станций зарядки электромобилей, информацию о типах и количестве доступных портов и скорости их зарядки. Необходимо ввести ключевые слова, такие как «Зарядка электромобиля», и на карте появятся ближайшие станции.

База данных **ДубльГИС –** предоставит информацию о станциях для зарядки электротранспорта, наименованиях компаний, владеющих станциями.

Tesla – поиск зарядных станций через официальное приложение Tesla. Есть возможность просматривать близлежащие станции нагнетателя на экране зарядки. Подключив автомобиль Tesla, можно удаленно проверять его состояние в реальном времени, запускать или останавливать процесс зарядки через само приложение.

Open Charge Map – глобальная база данных станций зарядки электромобилей, заполненная водителями EV со всего мира. Open Charge Map постоянно пополняется новыми локациями. Open Charge Map содержит информацию о 139 296 зарядных станциях в 68 782 точках на открытой карте оплаты. Сервис разработан и поддерживается волонтерами. Служба имеет встроенную функцию навигации (в веб-версии), облегчая планирование поездок. Есть возможность проверить, какое оборудование доступно на станции, но отсутствует информация о ценах.

PlugShare – одно из наиболее полных приложений, PlugShare, заявляет, что оно предлагает самую большую и точную в мире карту публичных платежей. Он охватывает более 140 000 общественных станций, включая большинство крупных сетей в Европе и Северной Америке. Позволяет найти ближайшую к вам станцию, фильтровать совместимые зарядные устройства, не проверяя каждую станцию вручную. PlugShare позволяет проверить цены и наличие зарядных станций. Есть возможность планировать свое путешествие заранее, когда все зарядные станции на маршруте видны. У PlugShare есть большое сообщество владельцев EV, которые предоставили фотографии и обзоры. Доступна проверка цены и доступности в режиме реального времени, а используемые станции отображаются на карте серым цветом. Преимущества: возможность оплачивать зарядку с помощью телефона в участвующих местах, добавлять новые станции по мере их обнаружения и делиться своим домашним зарядным устройством.

Zap-Map позволяет водителям электромобилей в Соединенном Королевстве и Ирландской Республике находить и перемещаться к ближайшим электрическим зарядным станциям, где сопоставлено более 5500 мест. Приложение предлагает фильтрацию точек оплаты по типу соединителя, сети, местоположению, оплате и доступу. Есть возможность сохранить свои настройки или модель транспортного средства, фильтрация выполняется автоматически.

Компания En+ Group установила 5 станций зарядки электромобилей по г. Иркутску, по одной станции в г. Ангарске, Култуке (Слюдянский район) и в Листвянке (Иркутский район) (рис. 3). Остальные 17 станций в городе Иркутске и 5 по Иркутской области станций принадлежат компаниям БРК, Новая волна (ИП Фисюк Е.А.), ИРНИТУ, Чистая энергия, LeafСервис, QUICKLY CHARGE, Touch и 4EV (рис. 2).

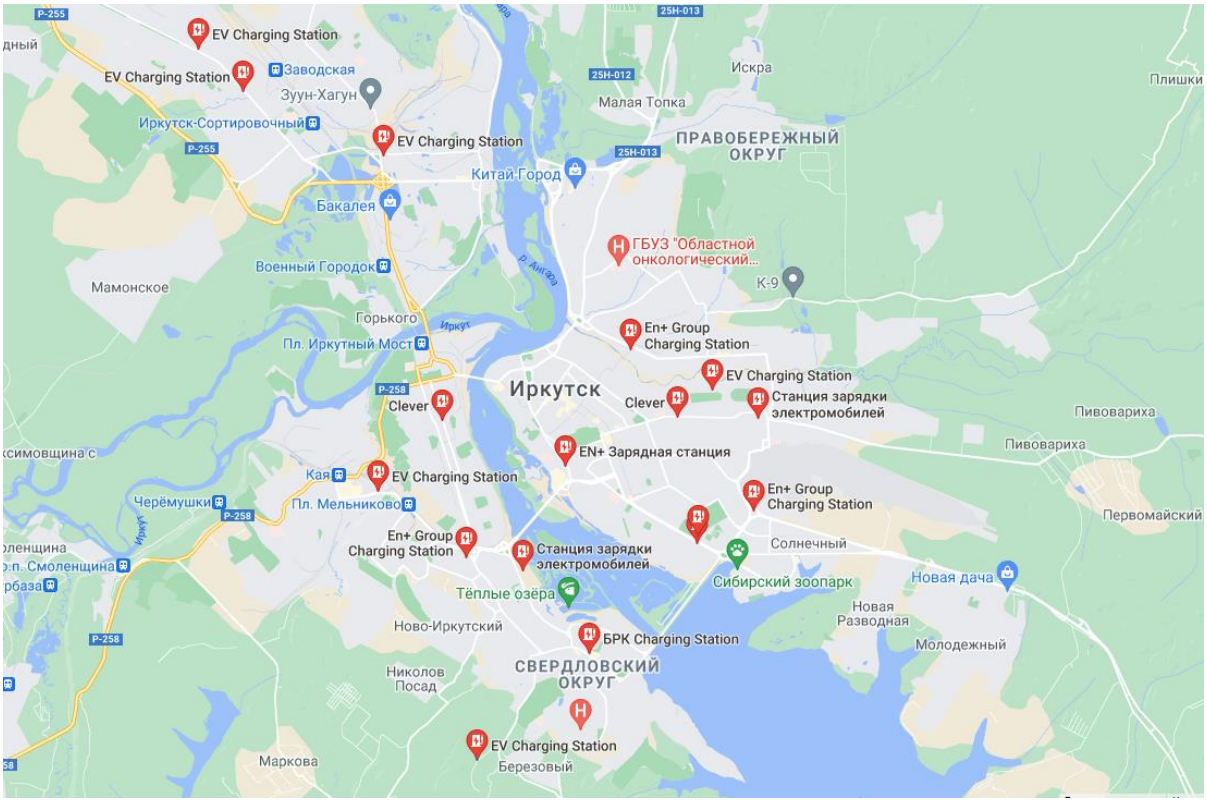


Рисунок 2 – Расположение станций зарядки электромобилей г. Иркутск

Всего в Иркутской области в 2021 году зарегистрировано около 1,5 тыс. электромобилей. Иркутская агломерация, включающая в себя столицу региона, а также Шелехов и Ангарск, занимает второе место в России по уровню электромобилизации после Владивостока.

В будущем новые ЭЗС позволят увеличить охват инфраструктурой разные районы в Иркутске, пользователи электромобилей смогут путешествовать из Иркутска в Байкальск, а также в Тункинскую долину Республики Бурятия или комфортно воспользоваться заправкой на маршруте Усолье-Сибирское – Ангарск – Иркутск.

Инфраструктура автомобильных электростанций - ключ к широкому распространению электромобилей. Нехватка же зарядной инфраструктуры будет сдерживать спрос на экологичный вид транспорта.

В России принята Концепция развития электротранспорта до 2030 года, согласно которой ожидается, что производство электромобилей в РФ должно быть не менее 10% от общего объема выпуска автотранспортных средств.

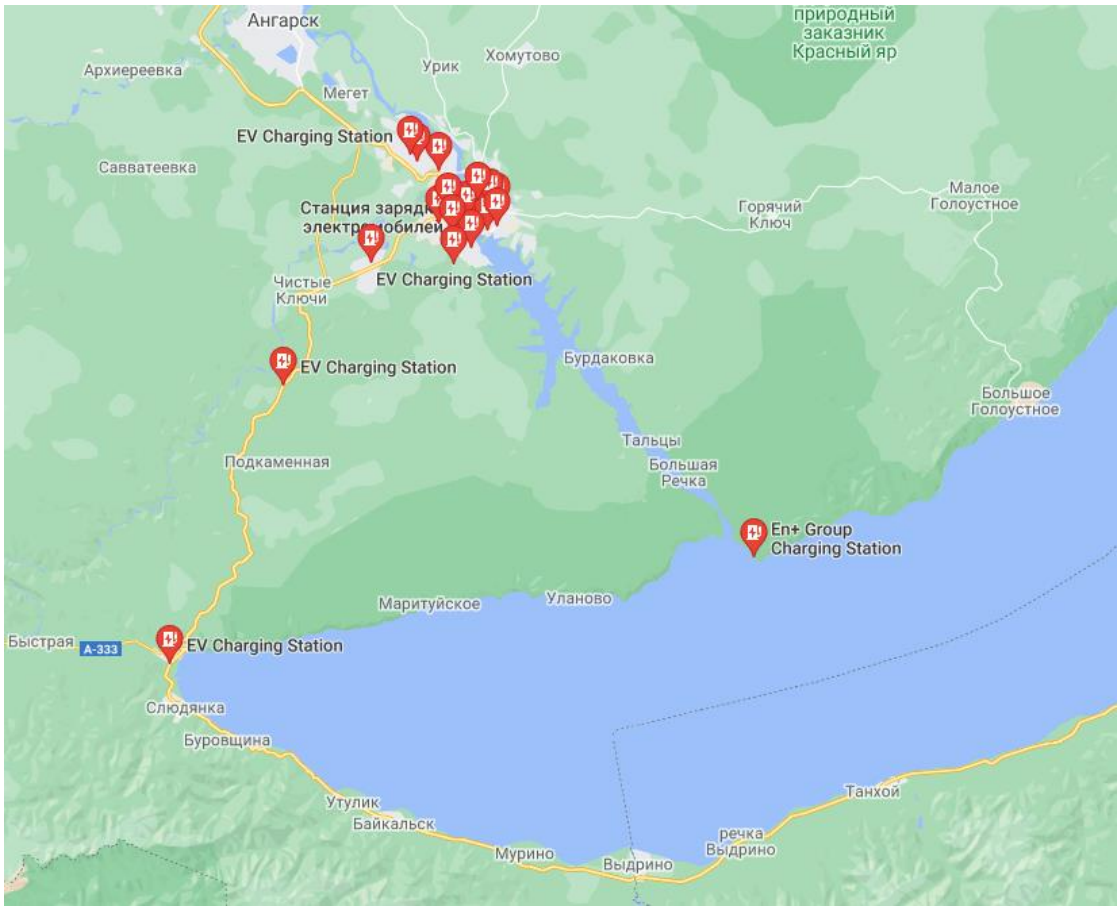


Рисунок 3 – Расположение станций зарядки электромобилей Иркутская область (Карта Google)

Развитию зарядной инфраструктуры должно способствовать сопровождение органами исполнительной власти и муниципальными образованиями вопросов размещения и технологического присоединения зарядных станций. Сетевая инфраструктура энергетиков должна быть готова обеспечить растущие потребности появляющихся зарядных станций. Поскольку этот рынок только формируется, важно уже сейчас выработать правильный подход к управлению электрических зарядных станций и сбалансированной мощности, которую необходимо будет поддерживать для технологической устойчивости сетей распределения.

Библиографический список

1. Кобец Б. Б., Волкова И. О. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции Smart Grid. — М.: ИАЦ Энергия, 2010. — 208 с.
2. Программа инновационного развития ПАО «Россети» на период 2016-2020гг. с перспективой до 2025 г. Москва 2016г.
3. Информационное агенство "Сибирские новости". 20 октября, 2021

Ефимова В.А., обучающаяся, гр. ЭУмз-20-1 ИРНИТУ

УДК 621.311

ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЕ В ЭЛЕКТРОПРИВОДЕ С ДЛИННОЙ ЛИНИЕЙ И СПОСОБЫ БОРЬБЫ С НИМ

Каракулов А.С.[1], Шубин Д.С.[2], Федоринов В.С.[3]
Национальный Исследовательский Томский Политехнический Университет
daniils2000@mail.ru,vsf13@tpu.ru

Введение. В большинстве популярных электроприводов обычно используются трехфазные мостовые инверторы, благодаря применению быстропереключаемых силовых транзисторов они могут работать с несущими частотами до 200 кГц [1].

Несмотря на несомненные достоинства обычных двухуровневых мостовых инверторов (такие как простота, дешевизна), следует указать на некоторые недостатки, которые в основном вызваны процессом коммутации ключа при ненулевых токах и напряжения («жесткое» переключение).

Для жестких условий переключения градиенты напряжения могут превышать 10 кВ/мкс. В проводе, соединяющем двигатель и инвертор, возникает эффект длинной линии. Из-за несоответствия импедансов между проводами и двигателем происходит волновое отражение напряжения на концах линии (рис. 1) [2]. В результате могут наблюдаться значительные перенапряжения на клеммах электрических машин, что может вызвать преждевременный выход из строя изоляции обмоток двигателя. Рассмотрим явление отражения волны на конце линии и методы борьбы с ним.

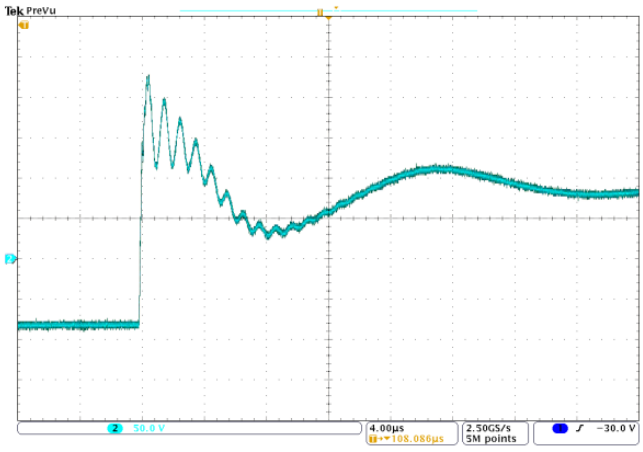


Рисунок 1 – Фазное напряжение, измеренное на клеммах двигателя, подключенного кабелем длиной 2,5 м

Отражения в кабеле. Известно, что падающая волна, которая распространяется по кабелю, будет вести себя строго определенным образом в зависимости от соотношения импеданса кабеля (Z_0) и нагрузки (Z_L) [3]. При несогласованной нагрузке ($Z_0 \neq Z_L$) будет иметь место отражение. Напряжение отраженной волы:

$$V_r = V_{\text{инв.}} \frac{Z_L - Z_0}{Z_L + Z_0},$$

где $V_{инв.}$ – напряжение на выходе инвертора.

Напряжение на двигателе можно выразить следующим образом:

$$V_0 = 2V_{\text{инв.}} \frac{Z_L}{Z_L + Z_0}.$$

Согласно представленному выше выражению, перенапряжения на двигателе могут достигать двухкратной величины от напряжения с выхода инвертора.

Моторный дроссель. Ввиду простоты используются моторные дроссели, устанавливаемые между двигателем и инвертором (рис. 2).

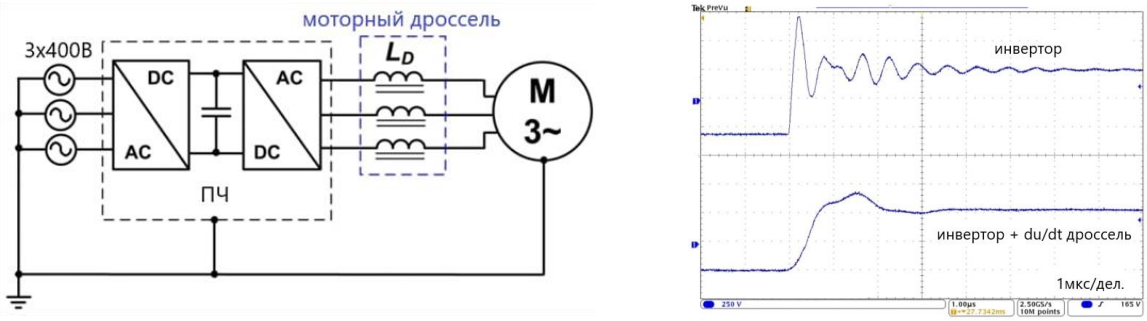


Рисунок 2 – Электропривод с моторным дросселем и осциллограммы напряжений

Это решение позволяет сгладить ток двигателя и уменьшить градиенты напряжения *du/dt* на клеммах двигателя. Индуктивность моторных дросселей зависит от мощности двигателя и варьируется от десятков мкГн для приводов высокой мощности до одного мГн при низком энергопотреблением. Следует отметить, что допустимое падение напряжения основной гармоники на дросселе при номинальном режиме нагрузки не должно превышать 5% [4].

Синусоидальные фильтры. Примером синусоидального фильтра является LC-фильтр нижних частот, сглаживающие формы сигналов выходного напряжения инвертора, что позволяет формировать токи двигателя и формы сигналов напряжения с формой, близкой к синусоидальному. Наиболее популярная топология синусоидального фильтра состоит из катушек индуктивности и соединенных звездой конденсаторов, как показано на рис. 3.

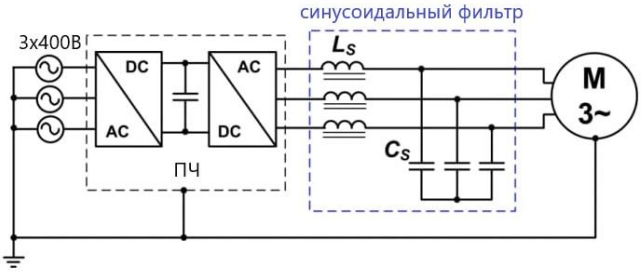


Рисунок 1 – Электропривод с синусоидальным фильтром

Многоуровневые инверторы. Использование многоуровневых инверторов позволяет добиться формы напряжения более приближенной к синусоидальной, тем самым улучшив его гармонический состав. На рис. 4 представлена осциллограмма напряжения на выходе трехуровневого инвертора.

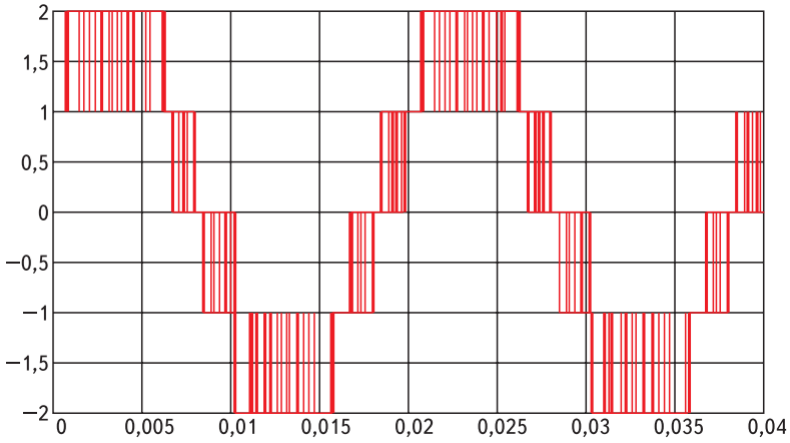


Рисунок 2 – Осциллограммы напряжений трехуровневого инвертора

В основе структуры многоуровневых инверторов лежит использование ячеек классического двухуровневого инвертора с выпрямителем и фильтром на входе (рис. 5).

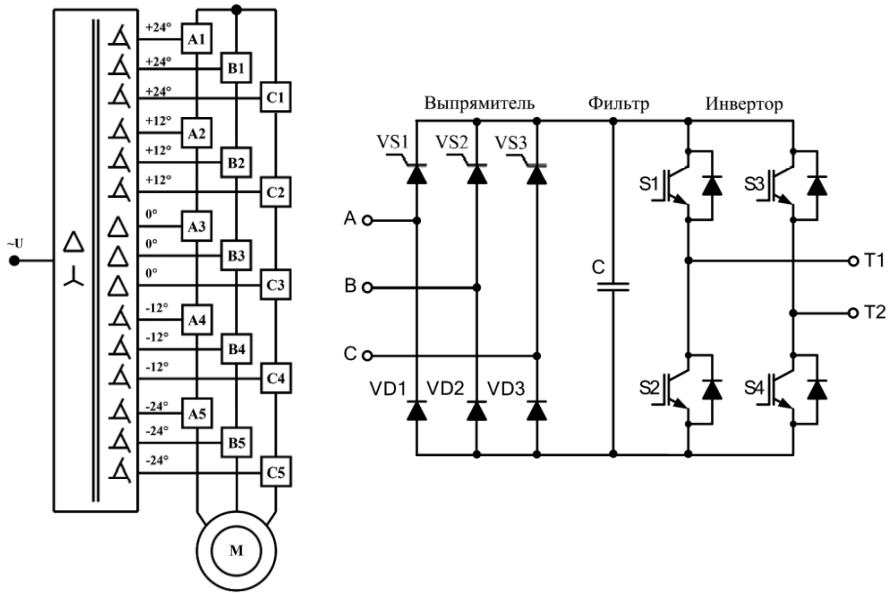


Рисунок 3 – Топология высоковольтного электропривода с использованием многоуровневого инвертора

Данный метод обладает рядом недостатков: имеет большое кол-во полупроводниковых элементов, сложный многообмоточный трансформатор.

Заключение. Рассмотрели явление отражения волны на конце длинной линии, которое совместно с высоким градиентом напряжения *du/dt* уменьшает эксплуатационный срок использования электрической машины и кабеля.

Предложены способы борьбы с перенапряжением на клеммах двигателя:

- использование моторного дросселя;
- использование синусоидального фильтра;
- использование многоуровневых инверторов.

Наиболее перспективным решением для реализации систем высоковольтного электропривода является установка многоуровневых инверторов, что может подтвердить рост их применения в промышленности.

Библиографический список

1. Han, D.; Morris, C.; Lee, W.; Sarlioglu, B. Determination of CM choke parameters for SiC MOSFET motor drive based on simple measurements and frequency domain modeling. In Proceedings of the 2016 IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC), Long Beach, CA, USA, 20–24 March 2016; pp. 2861–2867
2. Pastura, M.; Nuzzo, S.; Kohler, M.; Barater, D. Dv/Dt Filtering Techniques for Electric Drives: Review and Challenges. In Proceedings of the IECON 2019–45th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, Lisbon, Portugal, 14–17 October 2019; pp. 7088–7093
3. E.Person, Transient Effects in application of PWM Inverters to Induction Motors, IEEE Trans on Industry Applications, vol 28, no 5 pp 1095-1 101, 1992.
4. Guzi´nski, J.; Abu-Rub, H.; Strankowski, P. Variable Speed AC Drives with Inverter Output Filters; John Wiley & Sons: Hoboken, NJ, USA, 2015

[1] Шубин Д. С.., обучающийся, гр. 5А8Ж НИ ТПУ
[2] Федоринов В. С., обучающийся, гр. 5А8Ж НИ ТПУ
[3] Каракулов А. С.., к.т.н., доцент кафедры ИШЭ НИ ТПУ

УДК 621.311

ОБЗОР ПЕРСПЕКТИВНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИХ СИСТЕМ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ В УСЛОВИЯХ СИБИРИ

Коновалов Ю.В.[1], Губий Е.В.[2]
Иркутский национальный исследовательский технический университет
Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН
yrvaskon@mail.ru, egubiy@gmail.com

Введение. В связи с общемировым политическим курсом, направленным на экологизацию энергетики и, как следствие, на стимулирование развития возобновляемой энергетики, все больший интерес представляет распределенная генерация. Особенно эффективной она может быть в условиях Сибири, где наблюдается низкая плотность размещения населенных

пунктов, низкая плотность населения, существует потребность в источниках энергии, не требующих дорогостоящей транспортировки.

Распределенная генерация энергии понимается как производство энергии на уровне распределительной сети или на стороне потребителя, включенного в сеть [1]. Во всем мире распределенная генерация ассоциируется с использованием первичной энергии возобновляемых источников энергии (ВИЭ), таких как солнце, ветер, геотермальные источники, тепловые насосы и др. Кроме того, в последнее время появляются проекты по строительству малых станций, функционирующих на основе вторичных энергоресурсов: твердых бытовых отходов и отходов производства (от древесных опилок и стружек до выхлопных газов газоперекачивающих агрегатов), что также экологичнее углеводородного топлива, на котором работают крупные электростанции [2]. Однако использование традиционных видов топлива также практикуется.

Когенерационные установки (КГУ). Наиболее крупной сферой распределенной генерации в настоящее время является реконструкция систем централизованного теплоснабжения и преобразование их в мини-ТЭЦ. Производство больших объемов тепловой энергии низкого потенциала в котельных представляет одну из важнейших особенностей энергетики Сибири, обусловленной ее суровым климатом. Поэтому развитие когенерации на базе существующих газовых котельных представляет собой один из крупнейших источников экономии топлива и является одним из важных направлений развития энергетики страны. Возможно замещение индивидуальных теплогенераторов у мелких потребителей (домашние хозяйства, мелкие производства, особенно сельскохозяйственные и лесоперерабатывающие) на микро-КГУ на базе микротурбин, малых газопоршневых установок (ГПУ) и топливных элементов на природном газе и биогазе. Особый интерес в последние годы представляют ГПУ, работающие по органическому циклу Ренкина, где вместо воды и водяного пара используются органические жидкости. Это позволяет использовать источники тепла, имеющие низкую температуру.

Малая гидроэнергетика. Сибирские регионы обладают большим потенциалом для строительства малых ГЭС. Однако существует ряд проблем. В частности, сложности в эксплуатации возникают оттого, что зимой реки перемерзают. Тем не менее, в отдельных районах такие станции могут стать решением проблемы энергоснабжения. Для их использования необходимы разработки:

- безнапорные свободнопоточные микро-ГЭС;
- низконапорные малые ГЭС, в том числе понтонные с электронной системой регулирования частоты вращения;
- поплавковые волновые электростанции разных модификаций;

- материалы, обеспечивающие повышение долговечность элементов проточных частей турбин малых ГЭС в условиях абразивного износа при эксплуатации в горной местности.

Солнечная энергетика. Несмотря на сибирский климат, уровень инсоляции в Сибири достаточно высок. Например, в Иркутске среднегодовая инсоляция составляет 3,75 кВт·ч/м^2 [3], что вполне сопоставимо с Центральной Европой.

В России имеются возможности не только для использования солнечных электростанций (СЭС), но и для развития собственных технологий и производства стекла и полимеров нужного качества, газов высокой чистоты, инверторов, контроллеров и компонентов систем управления. Перспективными представляются разработки:

- каскадные фотопреобразователи с использованием полного спектра солнечного излучения, высоким КПД и длительным ресурсом работы;
- некремниевые фотопреобразователи различного типа;
- сопутствующие силового электронного оборудования с целью создания конкурентоспособных солнечных электростанций нового поколения, в том числе сетевых инверторов большой мощности с выходным напряжением 6-10 кВ с улучшенными эксплуатационными параметрами.

В стране разрабатываются технологии формирования активных слоев некремниевых фотоэлектрических модулей с применением физических или химических методов нанесения композиций типа CuInGaSe.

Ветроэнергетика. В Сибири имеются огромные ресурсы энергии ветра, особенно в прибрежной зоне северных морей. Однако использование этих ресурсов осложняют суровые климатические условия и низкое электропотребление. В кратко- и среднесрочной перспективе рациональным направлением технологического развития отечественной ветроэнергетики представляется:

- производство ветрогенераторов с горизонтальной осью мощностью 1-3 МВт и более;
- технологии создания и эксплуатации крупных сетевых ветроэлектростанций (ВЭС) на суше и в море;
- создание ВЭС единичной мощностью до 10 МВт, в том числе способных длительно и надежно работать в условиях Арктики;
- системы автоматического управления режимами работы ВЭС;
- системы прогнозирования ветропотенциала.

Использование низкопотенциального тепла. Климатические условия Сибири ухудшают конкурентоспособность тепловых насосов. Однако их использование может быть экономически эффективным, например, для утилизации сбросного тепла производственных процессов или бытовых сточных вод.

Примером использования теплового насоса является Байкальский музей, расположенный в поселке Листвянка Иркутской области. Этот прибор набирает воду с температурой 4°С с глубины Байкала, которая проходит через аквариумы музея, нагреваясь до 7-8 °С. Далее она идет в теплообменник насоса и передаёт тепло теплоносителю. Тот, в свою очередь, нагревает фреон, который подогревает воду в системе отопления до 55°С. За сутки по системе проходит примерно 500 тонн воды. Этого хватает для обогрева трёхэтажного здания музея [4].

Биоэнергетика. В Сибири из всех видов ВИЭ биомасса, возможно, имеет наибольший потенциал. Развитие биоэнергетики в Сибири связывают, в первую очередь, утилизацию отходов лесоперерабатывающих производств.

Прежде всего, древесное топливо должно использоваться для целей теплоснабжения или когенерационной выработки тепловой и электрической энергии. Древесные отходы могут сжигаться как в виде технологической щепы, так и в виде топливных пеллет (или брикетов). Наиболее распространенным видом масштабного применения сухой биомассы является перевод котельных с традиционных видов топлива на древесные отходы. Топливные пеллеты и брикеты, несмотря на свои явные преимущества, в России почти не используются. Причина – высокие цены, вызванные двумя факторами.

1. Высокая энергоемкость. Значительные запасы древесных отходов, из которых производят этот вид топлива, часто наблюдаются именно в тех районах, где отсутствует централизованное электроснабжение, из-за чего производство биотоплива становится низкорентабельным

2. Ценообразование. Эта продукция пользуется большим спросом в Европе и некоторых азиатских странах. Платежеспособный спрос на пеллеты внутри страны не соответствует мировому. Поэтому в России рынок сбыта пеллет нестабильный, большая часть продукции экспортируется. Цены на ту продукцию, которая остается России, продиктованы экспортными [5].

Биотопливо имеет низкую энергетическую плотность, поэтому его перевозка на большие расстояния значительно повышает конечную стоимость энергии. Актуальными в настоящее время являются исследования возможности утилизации лигнина при изготовлении пеллет и технологии газификации биотоплива.

Заключение. Развитие распределенной генерации энергии напрямую связано с развитием ВИЭ. Учитывая воздействие глобальной климатической политики и взятых Россией в ее рамках обязательств, а также высоких темпов технического совершенствования энергоустановок на базе ВИЭ (а значит снижения их стоимости), необходимо развивать малую энергетику в Сибири, несмотря на большие запасы традиционных энергоресурсов.

Учитывая огромные запасы биоэнергетических ресурсов, необходимо использование биоэнергетических установок в качестве генерирующих объектов в системе малой распределенной энергетики. Это позволит наиболее гибко использовать региональные особенности ресурсной базы [6] и обеспечит утилизацию отходов лесоперерабатывающих производств.

Библиографический список

1. Инновационная электроэнергетика–21 / под ред. В.М. Батенина, В.В. Бушуева, Н.И. Воропая. – М.: ИЦ «Энергия», 2017. 584 с.
2. Колесникова Ж. А. Малая энергетика в России: преимущества и практические проблемы // Энергетика и Право. 2019. № 4. [Электронный ресурс]. URL: *https://advocates.su/files/kolesnikova4-2019ep.pdf*
3. Nova Sun. Сайт о солнечных батареях и ветряках [Электронный ресурс]. *URL: https://nova-sun.ru/insolyatsiya-v-rossii/irkutsk*
4. Исследования и разработки Сибирского отделения Российской академии наук в области энергоэффективных технологий: Монографияю. – Новосибирск: СО РАН, 2009. 405 с.
5. Gubiy E.V. The use of waste products of the forestry sector for energy purposes in the central ecological zone of the Baikal natural area // IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci. 990 012002. DOI: 10.1088/1755-1315/990/1/012002.
6. Биоэнергетика в Российской Федерации. Дорожная карта развития биоэнергетики на период 2019–2030. [Электронный ресурс]. URL: *http://www.tpbioenergy.ru/upload/file/dorozhnaya_karta_tp_bioehnergetika.pdf*

[1]Коновалов Ю.В., доцент кафедры ЭЭТ ИЭ ИРНИТУ
[2]Губий Е.В., обучающаяся, гр. ПРЭм-21-1 ИРНИТ»; научный сотрудник ИСЭМ СО РАН (тема FWEU-2021-0004)

УДК 621.311

РАЗВИТИЕ ОБЛАЧНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ И ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИХ СИСТЕМ В РОССИИ

Коновалов Ю.В.[1], Полднева О.И.[2], Власенко И.П.[3]
Иркутский национальный исследовательский технический университет
yrvaskon@mail.ru

Электроэнергетические предприятия являются органически встроенными компонентами в структуре развивающегося промышленного комплекса. Поэтому их деятельность не возможна без решения задач по модернизации IT-инфраструктуры. Тенденцией в этом направлении является применение к объектам электроэнергетики облачных технологий с учетом специфики производства [1-3].

Главными требованиями предприятий электроэнергетики при реализации этой тенденции являются:

1. Сокращение финансовых издержек.

2. Повышение быстродействия и обработка больших объемов данных.

3. Сохранение надежности всего процессинга сложного технологического цикла передачи, управления и мониторинга от конкретного потребителя до центра диспетчерского управления топливно-энергетического комплекса.

Развитие в этом направлении, особенно в реалиях сегодняшнего дня, должно осуществляться с учетом не только технологических и бизнес-рисков, но и финансовых и политических. Для электроэнергетики России можно отметить следующие специфические особенности [4-8].

I. Современное электрооборудование в России функционирует вместе с другим, уже морально устаревшим. Проведенный анализ показал, что 25% систем управления электропотреблением имеют устаревшие конфигурации, которые подвергают угрозе мониторинг и контроль электромеханических систем, 10–15% устройств в типичной системе управления завершают свой жизненный цикл, свыше 15% объектов потенциально могут привести к повреждению оборудования и незапланированному простою [9]. Одним из основных трендов для российских энергетических компаний для повышения надежности и улучшения качества эксплуатации оборудования, становится внедрение современной стратегии проактивного подхода к техническому обслуживанию и ремонту оборудования, основанному на расчёте индексов технического состояния оборудования и комплексных объектов инфраструктуры. Кроме оценки состояния оборудования, стандартом в этой области также становится использование методик оценки вероятности и последствий отказа оборудования. После консолидации данных из разных источников энергетические компании смогут применять интеллектуальную аналитику для извлечения значимой информации. Благодаря широкому набору данных компании смогут разрабатывать и использовать в облаке энергетического сообщества все более совершенные аналитические модели.

II. Учитывая рассредоточенность объектов энергетических и электромеханических систем в России целесообразно делегировать специфические для энергетики свойства и представлять их как облако energy community cloud – вид облачной инфраструктуры, который предназначен для исключительного использования облачных вычислительных ресурсов конкретным сообществом пользователей, решающих общие задачи. Потребители службы облачных вычислений, входящие в сообщество, имеют общие требования и отношения друг с другом по решению общих задач в составе комплексной системы управления. Проблема эффективного управления объектами требует взаимоувязанного решения целого спектра мно-

гопараметрических и взаимосвязанных задач оптимизационного характера. Эффективное решение этих задач по обеспечению заданных режимов электропотребления, обеспечения качества электроэнергии и надежности, а также вопросов эксплуатации электрооборудования, возможно при наличии достаточного объема исходных данных, касающихся их состояния и среды взаимодействия.

III. Хотя облако само по себе является достаточно надежной системой, однако при проникновении в него злоумышленник получает доступ к огромному хранилищу данных что недопустимо для энергетики, обеспечивающей электро и тепло снабжение объектов с высокими категориями по надежности [10]. Поэтому важным элементом является возможность обеспечения необходимой надежности для объектов энергетики специализированными структурами с наличием дополнительных источников питания, охраны, профессиональных работников, с постоянным резервированием данных, высокой устойчивостью к DDOS-атакам.

Учитывая специфические особенности для энергетических и электромеханических систем в России облачные технологии развиваются, используя возможности масштабирования, мобильности и доступности IT-сервисов. Это позволяет добиться оперативного энергетического контроля, повышения успешности, эффективности и результативности функционирования всей электроэнергетической отрасли в целом.

Библиографический список

1. Шайхутдинов А. Облачные технологии в бизнесе: Проблемы использования и перспективы развития. Международный молодежный симпозиум по менеджменту, экономики и финансам: сборник научных статей. – Казань: Издательство Казанского университета, 2014. – С. 436-438.
2. Интерес к инновационным технологиям в российской электроэнергетике довольно высок // Интервью менеджера по развитию бизнеса департамента по работе с крупными организациями и партнерами Microsoft Алексея Куканова порталу SmartGrid.ru; информационно-аналитический портал. URL: http://www.smartgrid.ru (дата обращения: 10.01.2022).
3. Перспективы цифровизации отраслевой экономики России: особенности и условия. Коллективная монография / Под. ред. Ю.В. Гнездовой, Ю.А. Романовой – М.: Издательство «Научный консультант», 2018. – 164 с.
4. Электроэнергетика 4.0: перейти на цифру: [Электронный ресурс] - https://www.rvc.ru/press-service/mediareview/nti/132228/ (дата обращения: 10.03.2022 г.).
5. Официальный сайт Министерства энергетики Российской Федерации. [Электронный ресурс] URL: https://minenergo.gov.ru (дата обращения: 11.03.2022 г.).

6. О цифровой трансформации энергетической отрасли // Общественно-деловой научный журнал: «Энергетическая политика». URL: https://energypolicy.ru/o-czifrovoj-transformaczii-energeticheskoj-otrasli/neft/2021/19/05/ (дата обращения: 13.03.2022).
7. Цифровая трансформация электроэнергетики // CONOMY URL: https://conomy.ru/analysis/articles/619 (дата обращения: 11.03.2022).
8. Коновалов Ю.В., Мычилкин М.Н., Полднева О.И. Средства передачи информации в электромеханических системах // Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири: материалы Всероссийской научн.-практ. конф. с междунар. участием (Иркутск, 24-28 апреля 2018 г.): в 2 т. – Иркутск : Изд-во ИРНИТУ, 2018. – Том 1. С. 53-57.
9. Konovalov Yu.V., Zasukhina O.A. Cloud technologies in energy. Journal of Physics: Conference Series, 1680 (2020), статья № 012024, https://www.scopus.com/inward/record.uri?eid=2-s2.0-85098553884&doi=10.1088%2f1742-6596%2f1680%2f1%2f012024&part, DOI: 10.1088/1742-6596/1680/1/012024
10. Коновалов Ю.В., Кузнецова Н.В. Повышение безопасности эксплуатации электротехнических комплексов систем электроснабжения при их интеллектуализации // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2017. № 1 (120). С. 103-112.

[1]Коновалов Ю.В., доцент кафедры ЭЭТ ИРНИТУ
[2]Полднева О.И., обучающаяся, гр. ЭНГм-20-1 ИРНТИТУ
[3]Власенко И.П., обучающийся, гр. ЭАПЭб-21-1 ИРНИТУ

УДК 621.311

СИЛОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ В ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

Коновалов Ю.В.[1], Полднева О.И.[2], Власенко И.П.[3]
Иркутский национальный исследовательский технический университет
yrvaskon@mail.ru

Тенденции развитие энергетики в настоящее время отвечают следующим двум основным направлениям [1, 2]:

– усовершенствование элементов существующих электромеханических систем как в конструктивном плане, так и в направлении использования современных электротехнических материалов, в том числе с заблаговременно заданными свойствами;

– более широкое использование возобновляемых и нетрадиционных источников энергии, создание систем с распределенной генерацией.

При развитии обоих направлений, в соответствии с политикой цифровой трансформации и формировании технологической платформы «Интеллектуальная энергетическая система России», необходимо использовать

элементы систем электроэнергетики с признаками интеллектуализации. При реализации любой системы электроснабжения потребителя присутствует трансформатор, причем ступеней трансформации от источника электрической энергии до конечного приемника может быть несколько как в системах традиционного электроснабжения, так и в системах с распределенной генерацией. Поэтому эксплуатационные характеристики и возможность использования трансформаторного оборудования как интеллектуального элемента в системе электроснабжения, с возможностью самодиагностики и управления, являются важными составляющими в повышении эффективности электроснабжения. «Интеллектуальные» трансформаторы на сегодня разработаны, и успешно эксплуатируются на энергообъектах. Задачей сейчас является переход на организацию всех внутриподстанционных коммуникаций по стандарту МЭК 61850.

Работы по улучшению эксплуатационных характеристик ведутся практически по всем элементам конструкции трансформаторного оборудования:

1. Широкое внедрение силовых сухих трансформаторов с литой изоляцией и трансформаторов с элегазом в качестве охладителя и диэлектрика;

2. Применение комбинированных систем охлаждения, обеспечивающих оптимальное соотношение между током нагрузки, температурой масла и энергозатратами на охлаждение самого трансформатора. Имеются разработки по созданию баков плавных форм для улучшения циркуляции в них масла;

3. Для уменьшения потерь холостого хода – использование аморфной стали и совершенствование способов шихтовки сердечников. Применение магнитопроводов из аморфных (нано кристаллических) сплавов при этом обеспечивает более чем пятикратное снижение потерь холостого хода трансформаторов по сравнению с магнитопроводами из холоднокатаной электротехнической стали;

4. Для уменьшения электрических потерь – использование высокотемпературных сверхпроводниковых (ВТСП) материалов и специальных кабелей из многопроволочной жилы, поверх которой накладывается слой полупроводникового материал для устранения неравномерности электрического поля. К преимуществам трансформаторов с обмотками из ВТСП материалов можно отнести следующее: снижение нагрузочных потерь при номинальном токе почти в два раза, что значительно увеличивает КПД трансформатора; уменьшение веса и габаритов трансформатора до 40%, что, в свою очередь, позволяет применять такие трансформаторы в уже существующих подстанциях без их конструкционных изменений со значительным увеличением мощности.

Облегчается и транспортировка трансформаторов. Повышаются свойства ограничения токов короткого замыкания, это в аварийных режи-

мах защищает электрооборудование сети из-за значительного уменьшение реактивного сопротивления, что позволяет обеспечить стабилизацию напряжения, не прибегая к его регулированию. Достоинством является и большая перегрузочная способность без повреждения изоляции, и старения трансформатора, уменьшение уровня шума. Кроме того, трансформатор с ВТСП обмотками пожаробезопасен и экологичен;

5. Для регулирования напряжения – использование полупроводниковых устройств для выполнения коммутации элементов обмоток;

6. Для систем управления трансформаторным оборудованием расширяется возможность использования микропроцессорного управления и GSM модулей для организации телеметрии и контроля работы.

Данные работы скорее можно назвать эволюционными, чем революционными. Эволюционность вектора развития конструкции силового трансформатора экономически определяется противоборством двух тенденций:

1) требование рынка к удешевлению трансформатора в целом как товара;

2) необходимость применения более дорогих технологий для изготовления трансформатора как товара с более привлекательными потребительскими свойствами.

Цифровизация и интеллектуализация электроэнергетики стимулирует создание современных, так называемых, полупроводниковых (твердотельных) трансформаторов, в которых имеются блоки выпрямления и инвертирования с микропроцессорным управлением. Применение таких трансформаторов востребовано в распределительных электросетях [2, 3]. Они могут регулировать напряжение у потребителя в необходимых пределах, оптимально распределять нагрузку и потребление электроэнергии.

Проблему регулирования напряжения с помощью электромеханических переключатели может решить отказ от таких переключателей и переход к твердотельным, использующим свойства полупроводникового перехода. Надежность таких переключателей существенно выше. Однако, и управлять ими существенно сложнее. Такие трансформаторы позволяют переходить от переменного тока к постоянному и комбинировать питание в зависимости от условий от доступных источников в виде солнечных панелей, ветровых установок или дизель-генераторов.

Библиографический список

1. Коновалов Ю.В., Истратов Р.С., Войскобойников Ф.Ю., Просянников И.К. Создание подсистемы «мониторинг и организация эксплуатации» для эффективного управления качеством электроснабжения промышленного предприятия // Вестник АнГТУ. 2019. № 13. – С. 28 – 31.

2. Коновалов Ю.В., Кузнецова Н.В. Повышение безопасности эксплуатации электротехнических комплексов систем электроснабжения при их

интеллектуализации // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2017. № 1 (120). С. 103-112.
3. Коновалов Ю.В., Мычилкин М.Н., Полднева О.И. Средства передачи информации в электромеханических системах // Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири: материалы Всероссийской научн.-практ.конф.смеждунар. участием (Иркутск, 24-28 апреля 2018 г.): в 2 т./- Иркутск : Изд-во ИРНИТУ, 2018. – Том 1. С. 53-57.
4. Коновалов Ю.В., Полднева О.И. Мониторинг трансформаторного парка и развитие технологий устройств регулирования напряжения силового трансформатора // Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири: материалы Всероссийской научн.-практ.конф.смеждунар. участием (Иркутск, 22-27 апреля 2019 г.): в 2 т./- Иркутск : Изд-во ИРНИТУ, 2019. – Том 1. С. 66-68.
5. Канарейкин А.В. «Умные» трансформаторы для «умной» энергетики // Энергетика и промышленность России. – 2012. – № 08 (196). [Электронный ресурс].https://www.eprussia.ru/epr/196/ (обращение 12.02.2022).
6. «Умные» трансформаторы – технологии будущего [Электронный ресурс]. Опубликовано: 22 декабря 2013 URL: https://silovoytransformator.ru/stati/umnye-transformatory-tehnologii-buduschego.htm (обращение 10.03.2022)

[1]Коновалов Ю.В., доцент кафедры ЭЭТ ИРНИТУ
[2]Полднева О.И., обучающаяся, гр. ЭНГм-20-1 ИРНИТУ
[3]Власенко И.П., обучающийся, гр. ЭАПЭб-21ИРНИТУ

УДК 621.311

ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИХ СИСТЕМ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Коновалов Ю.В.[1], Шостак К.А.[2], Полднева О.И.[3]
Иркутский национальный исследовательский технический университет
yrvaskon@mail.ru

Тенденции развития общества и общемирового тренда на декарбонизацию связано и с трансформированием электромеханических систем в электроэнергетике. Важными факторами, способствующими изменениям в электроэнергетике, станут цифровые технологии и развитие интеллектуальных систем управления [1-5].

Базовыми составляющими цифровой трансформации являются такие современные технологии, как промышленный интернет и способы обработки больших баз данных. Цифровизация актуальна для всех отраслей промышленности, в том числе для электроэнергетических и связанных с

добычей и транспортировкой минеральных сырьевых ресурсов (нефть, газ).

Процесс цифровизации строится на изменениях в структуре управления в сторону их интеллектуализации. В целом рынок составляющих технологий цифровизации растет, динамика этого процесса приведена на рис. 1.

Процесс цифровизации электроэнергетики невозможен без обеспечения своевременного обмена данными по всей цепочке: от производителя электрической энергии до потребителя.

Для реализации передачи информации в цифровом выражении разработаны и разрабатываются оптимальные требования к метрологическим показателям приборов и связанные с этим протоколы передачи данных.

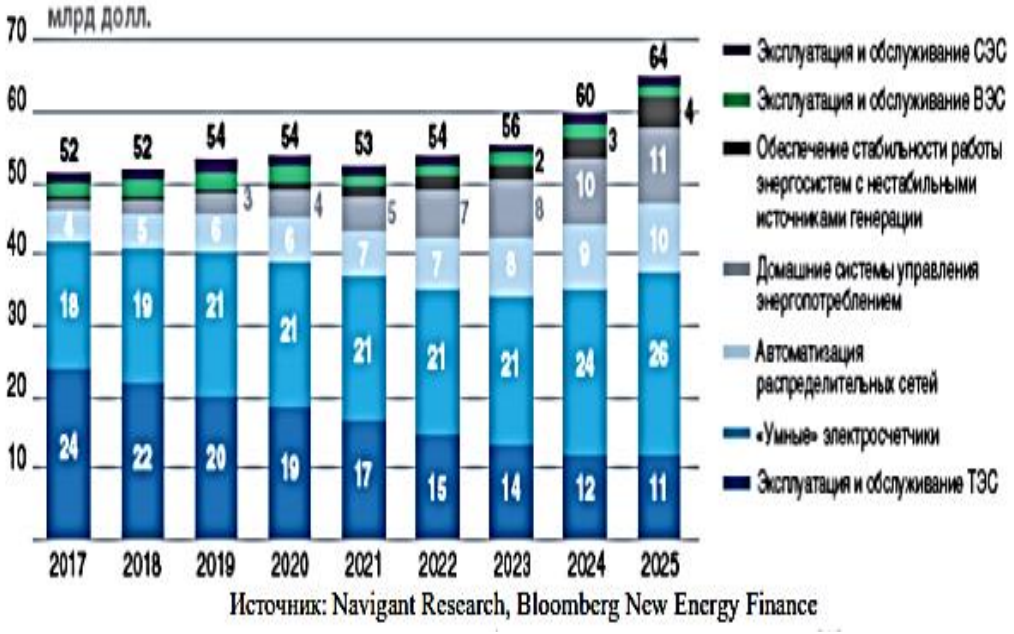


Рисунок 1 – Динамика рынка составляющих технологий цифровизации в электроэнергетике

Цифровизация и интеллектуализация систем управления электромеханических систем в электроэнергетике предполагают:

1. Анализ данных, который включает в себя прогнозную аналитику, больших данных и интеллектуальный анализ данных на базе машинного обучения и искусственного интеллекта. Например, в нефтедобыче использование цифровых технологий будет способствовать развитию новых методов разведки месторождений, связанных с их геометризацией [6].
2. Создание различных экспертных системы, интерактивных электронных технических руководств на базе цифровых тренажеров.

3. Использование облачных технологий по предоставление сетевого доступа к облачным хранилищам. Это обеспечивает гибкость ресурсов и экономию за счет возможностей масштабирования.

4. Развитие вопросов, связанных с кибербезопасностью [7].

5. Внедрение цифровых транзакциях без использования центральной точки управления.

6. Использование сетей интернета вещей и промышленного интернета вещей для подключенных устройств и людей в процесс управления.

7. Синтез цифровых двойников, т.е. виртуального математического описания энергетического объекта, отображающего структуру, состояние и взаимодействие элементов объекта в режиме реального времени.

8. Развитие устройств беспилотных транспортных средств на основе технологий компьютерного зрения и искусственного интеллекта.

9. Широкое внедрение робототехнических устройств, которые могут использоваться в энергетической отрасли, облегчая процессы при эксплуатации и диагностике электрооборудования.

Неоспоримые достоинства процесса цифровизации нельзя рассматривать без учета проблем, которые могут при этом возникнуть:

1. Регуляторные проблемы использования беспилотных летательных аппаратов для мониторинга энергетических объектов.

2. Конфиденциальность информации может препятствовать стандартизации в некоторых секторах, например, в разведке нефтегазодобывающих месторождений.

3. Инерционность современных подходов в модернизации, связанных с внесения изменений в устаревшие, но устоявшиеся системы ради внедрения новых технологи.

4. Проблема наличия кадров соответствующей квалификации, имеющих «цифровые» компетенции и способны эффективно провести цифровую трансформацию отрасли.

5. Обеспечение кибербезопасности по защите всей цифровой информации [7].

Тенденция развития цифровых технологий и интеллектуальных систем управления электромеханических систем в электроэнергетике набирает обороты. Этапы развития этих процессов обусловлены научно-техническим прогрессом – появляются новые технические решения и технологии, затрагивающие все основные аспекты функционирования этих высокотехнологичных предприятий.

Библиографический список

1. Перспективы цифровизации отраслевой экономики России: особенности и условия. Коллективная монография / Под. ред. Ю.В. Гнездовой,

Ю.А. Романовой / - М.: Издательство «Научный консультант», 2018. – 164 с.
2. Электроэнергетика 4.0: перейти на цифру: [Электронный ресурс] - https://www.rvc.ru/press-service/mediareview/nti/132228/ (дата обращения – 10.03.2022 г.).
3. Официальный сайт Министерства энергетики Российской Федерации. [Электронный ресурс] - URL: https://minenergo.gov.ru (дата обращения – 11.03.2022 г.).
4. О цифровой трансформации энергетической отрасли // Общественно-деловой научный журнал: "Энергетическая политика" URL: https://energypolicy.ru/o-czifrovoj-transformaczii-energeticheskoj-otrasli/neft/2021/19/05/ (дата обращения: 13.03.2022).
5. Цифровая трансформация электроэнергетики // CONOMY URL: https://conomy.ru/analysis/articles/619 (дата обращения: 11.03.2022).
6. Коновалов Ю.В., Мычилкин М.Н., Полднева О.И. Средства передачи информации в электромеханических системах // Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири: материалы Всероссийской научн.-практ.конф.смеждунар. участием (Иркутск, 24-28 апреля 2018 г.): в 2 т./- Иркутск : Изд-во ИРНИТУ, 2018. – Том 1. С. 53-57.
7. Коновалов Ю.В., Кузнецова Н.В. Повышение безопасности эксплуатации электротехнических комплексов систем электроснабжения при их интеллектуализации // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2017. № 1 (120). С. 103-112.

[1]Коновалов Ю.В., доцент кафедры ЭЭТ ИРНИТУ
[2]Шостак К.А., обучающаяся, гр. УЭСм-21-1 ИРНТИТУ
[3]Полднева О.И., обучающаяся, гр. ЭНГм-20-1 ИРНИТУ

УДК 622.732

ЭНЕРГЕТИКА ПРОЦЕССА ГРАВИТАЦИОННОГО ОБОГАЩЕНИЯ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

Конюхов В.Ю.[1], Пермякова Д.Н.[2], Узун Е.С.[2], Абсаттаров С.Н.[2]
Иркутский национальный исследовательский технический университет
Московский государственный технический университет имени Николая Эрнестовича Баумана
konyuhovvy@ex.istu.edu, PermyakovaD@student.bmstu.ru, m2108409@edu.misis.ru, absattarovsn@student.bmstu.ru

Введение. Гравитационные методы обогащения основаны на разделении частиц полезных ископаемых под действием силы тяжести. Данные методы гораздо древнее флотационного и магнитного методов. Однако несмотря на это они представляют большой научный интерес как практиков, так и ученых теоретиков. В данной работе собраны теоретические иссле-

дования, отражающие современный уровень теоретической базы по изучению гравитационных методов обогащения полезных ископаемых. Также в статье приведены примеры энергетических установок для реализации процесса обогащения и показан опыт практического применения теории.

Гравитационные методы имеют множество преимуществ, в том числе и отражающих современные тенденции развития науки и общества. Например, они экологичны, не наносят вред окружающей среде и имеют высокую производительность. Кроме того, разделять таким образом можно минералы различного диапазона плотностей: от янтаря (ρ = 1050 кг/м^3) и до золота (ρ = 19500 г/см) [1]. При этом, несомненно, есть и недостатки: при небольших различиях между разделительными признаками применение методов затруднительно. Стоит отметить, что гравитационные методы, или как их называют сокращенно, ГМО используют в том числе и в комбинированных схемах переработки совместно с другими методами обогащения.

Обзор методов гравитационного обогащения. На данный момент гравитационные методы обогащения не имеют единой теории. В теоретическом направлении исследования их принято делить на детерминистское и массово-статистическое направления.

Детерминистское направление базируется на законах механики, физики и гидравлики в классической их интерпретации. Однако оно не учитывает влияние случайных величин на смесь зерен в обогатительном аппарате.

Массово-статистическое направление основано на закономерностях случайных процессов, происходящих гравитационном обогащении. Данное направление позволяет вывести закономерности движения зерен при формировании слоев, однако не позволяет работать с силами, вызывающими перемещения частиц [1].

Современная наука требует комплексного подхода к решению многих задач. Так, например, ученые описывают в своих исследованиях, как только детерминистское направление [2], только массово-статистическое [3], так и два направления исследований сразу [4].

Теоретические исследования процесса гравитационного обогащения. Проблема гравитационного обогащения природных ресурсов актуальна для многих регионов Российской Федерации. Так, например, авторы работы [5] изучают теоретические вопросы обогащения в пределах Кольского полуострова. Ценность данной работы также заключается в сравнении различных методов обогащения: флотационного, магнитного, электрического и гравитационного. Это позволяет оценить методы с точки зрения эффективности и полноты теоретической информации.

Теоретические исследования легли в основу создания многих устройств для гравитационного обогащения. Так, например, в патентах [6-

9] представлены обогатительные установки, работающие с использованием различных физических эффектов.

Также существуют работы, отдельно описывающие устройство аппаратов для гравитационного обогащения. Автор работы [10] приводит в пример улучшенную разработку аппарата с повышенной производительностью и уменьшенной крупностью обогащаемых частиц. Перед изготовлением опытного образца проводились масштабные теоретические исследования. В дальнейшем испытания подтвердили соответствие результатов испытаний исходной теоретической базе.

Отдельное место в теоретических исследованиях занимает моделирование. Именно оно позволяет спрогнозировать процесс обогащения и предсказать полученные результаты даже до изготовления опытного образца устройства. Исследователь [11] провел теоретические исследования и на их основании разработал математическую модель обогащения углей крупностью 1-100 мм. За основу были взяты четыре возможных варианта: А – обогащение в тяжелосредных сепараторах + отсадка; Б – отсадка + отсадка; В – обогащение в тяжелосредных сепараторах + обогащение в тяжелосредных циклонах; Г – отсадка + обогащение в тяжелосредных циклонах. В результате исследований автор делает выводы об эффективности того или иного варианта обогащения, а также оценивает экономические затраты на приготовление одной тонны твердой фазы.

Другой перспективной тенденцией развития сложных систем является аналитика и машинное обучение. На основании сбора, обработки и классификации теоретических данных удается получить результаты, не уступающие в достоверности экспериментальным. Анализа данных зарекомендовал себя в качестве мощного инструмента во многих областях. Например, в машиностроении [12], автоматизации [13] и материаловедение [14].

Заключение. Проведенный анализ литературы показал, что теоретические исследования процесса гравитационного обогащения являются не просто важной, но и неотъемлемой частью работы ученого. Благодаря грамотно собранной теоретической базе можно в разы оптимизировать исследование. Научно-обоснованная работа может служить фундаментом для экспериментов, а также для моделирования энергетических установок обогащения. Перспективным направлением является использование машинного обучения и создания аналитической модели. Данное направление в технических науках только развивается, поэтому работа по нему будет актуальной ближайшие несколько десятилетий. И возможно положит начала новому направлению исследований в энергетике процессов обогащения.

Библиографический список

1. Меринов, Н. Ф. Гравитационные методы обогащения: Конспект лекций: конспект лекций: учеб. пособие для студентов вузов, обучающихся по

направлению 650600 "Горн. дело" специальности 090300-"Обогащение полез. ископаемых" / Н. Ф. Меринов; Н. Ф. Меринов; Федер. агентство по образованию, Гос. образоват. учреждение высш. проф. образования "Урал. гос. горн. ун-т". – Екатеринбург: [Изд-во УГГУ], 2005. – 204 с.
2. Карлина, А. И. Изучение гидродинамики гравитационного обогащения полезных ископаемых / А. И. Карлина // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2015. – № 3(98). – С. 194-199.
3. Карлина, А. И. Совершенствование математических моделей гравитационного обогащения полезных ископаемых из результатов опыта отечественных и зарубежных исследований / А. И. Карлина // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2015. – № 1(96). – С. 118-124.
4. Карлина, А. И. Изучение и совершенствование математических моделей гравитационного обогащения полезных ископаемых / А. И. Карлина // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2014. – № 11(94). – С. 211-216.
5. Интенсификация обогащения руд Кольского полуострова: Сборник научных трудов. – Апатиты: Кольский научный центр РАН, 1991. – 115 с.
6. Авторское свидетельство № 395116 A1 СССР, МПК B03B 13/04. Способ автоматического регулирования процесса гравитационного обогащения: № 1691767/22-3: заявл. 23.08.1971: опубл. 28.08.1973 / П. Д. Белогай, В. В. Варэн, В. И. Гудима, Задорожный В.Г., Тищенко А.Г.; заявитель Верхнеднепровский горно-металлургический комбинат.
7. Авторское свидетельство № 163971 A1 СССР, МПК B03B 5/40, B65G 53/02. Устройство для гравитационного обогащения минерального сырья в тяжелых подвижных средах: № 826935/22-3: заявл. 26.03.1963: опубл. 30.07.1964 / В. В. Борисов, Б. В. Васечкин, Я. П. Корниенко, Ю. М. Сохин.
8. Патент № 2171716 C1 Российская Федерация, МПК B03B 5/70, B03C 1/06. Устройство для гравитационного обогащения металлоносных песков: № 2000103113/03: заявл. 08.02.2000: опубл. 10.08.2001 / В. Е. Кисляков; заявитель Красноярская государственная академия цветных металлов и золота.
9. Авторское свидетельство № 195998 A1 СССР, МПК B03B 5/40. Устройство для гравитационного обогащения: № 1082434/22-3: заявл. 13.06.1966: опубл. 16.05.1967 / В. С. Дещиц, А. Г. Лопатин, Д. И. Недоговоров, В. В. Перфильев; заявитель Центральный научно-исследовательский горно-разведочный институт цветных редких и благородных металлов.
10. Кускова, Я. В. Аппарат для гравитационного обогащения мелких частиц / Я. В. Кускова // Записки Горного института. – 2010. – Т. 186. – С. 188-190.

11. Самойлик, В. Г. Моделирование технологии гравитационного обогащения твердой фазы водоугольного топлива / В. Г. Самойлик // Горный вестник. – 2013. – Т. 1. – № 1(96). – С. 314-317.
12. Гадеев, Д. В. Классификация шероховатости поверхности с помощью алгоритмов машинного обучения / Д. В. Гадеев // Инновации в информационных технологиях, машиностроении и автотранспорте (ИИТМА-2020): сборник материалов IV Международной научно-практической конференции с онлайн-участием, Кемерово, 07–10 декабря 2020 года. – Кемерово: Кузбасский государственный технический университет имени Т.Ф. Горбачева, 2020. – С. 409-411.
13. Гипераватоматизация предприятий транспортного машиностроения / А. В. Остроух, Ц. Б. Пронин, А. В. Волосова, Волков А.О., Птицын Д.А.// СТИН. – 2021. – № 3. – С. 2-6.
14. Computer analysis of the cemented carbides' microstructure / D. G. Kagramanyan, E. P. Konstantinova, A. N. Nekrasov, B. B. Straumal, I. Y/ Konyashin, L. N. Shchur // Письма о материалах. – 2021. – Vol. 11. – No 4(44). – P. 447-451.

УДК 681.516

МЕТОД ПОЛАКА-РИБЬЕРА ДЛЯ ПАРАМЕТРИЧЕСКОГО СИНТЕЗА ДВУХКОНТУРНОЙ СИСТЕМЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ ТОЛЩИНЫ ИЗОЛЯЦИИ КАБЕЛЯ

Кузнецов А.А.[1], Осипова Е.А.[2]
Иркутский национальный исследовательский технический университет
osipovaelizaveta@yandex.ru

Современный этап развития теории автоматического регулирования характеризуется усложнением законов и принципов регулирования и появлением новых принципов и методов их технического воплощения. Здесь одной из важных задач является определение оптимальной настройки нелинейных автоматических систем при помощи алгоритмов автоматической параметрической оптимизации (АПО), опирающихся на современную вычислительную технику [1, 2]. В настоящей работе решается вышеозначенная задача с использованием идеи метода сопряженного градиента Полака-Рибьера с привлечением методов теории чувствительности [3] на примере системы каскадного регулирования толщины пластмассовой изоляции кабельного изделия с дополнительной стабилизацией вспомогательным регулятором (*PC*) линейной скорости его протяжки по всей длине экструдерной линии ($v_{пр}$)[4] (рис. 1).

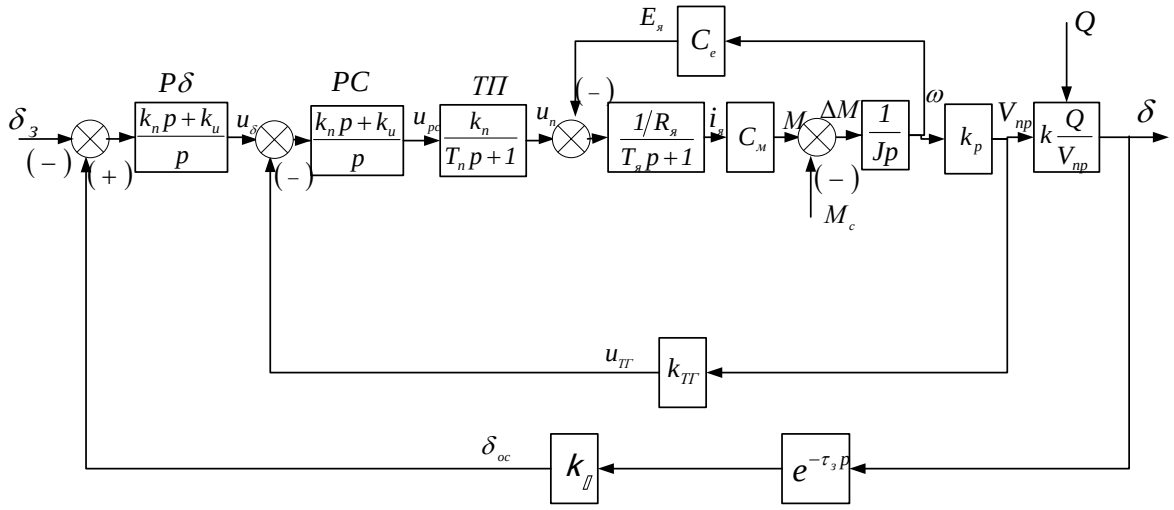


Рисунок 1 – Структурная схема САР, где $p = \frac{d}{dt}$

Поскольку классический градиентный метод с использованием анализаторов чувствительности показал свою эффективность при разработке беспоисковых алгоритмов АПО для многоконтурных систем регулирования объектов с запаздыванием, то теоретически использование идеи сопряженного градиента о том, что при вычислении новой точки в пространстве варьируемых параметров требуется учитывать градиент не только в текущей точке, но и в предыдущей, может помочь увеличить скорость сходимости алгоритма АПО и уменьшить влияние погрешностей численных методов. Целесообразность применения каскадной схемы регулирования в представленной системе автоматического регулирования (САР) объясняется сравнительно высоким быстродействием регулятора *PC* за счет того, что величина $V_{пр}$ имеет меньшую величину запаздывания и инерционность по отношению к основным возмущениям объекта (например, в виде изменений нагрузки на валу электропривода тянущего устройства) и регулирующему воздействию, чем основная регулируемая величина δ. Однако в общем случае определение оптимальных настроек каскадных схем регулирования оказывается значительно более сложной задачей. Достаточно надежное решение этой задачи возможно при использовании методики приближенных расчетов, которая базируется на предположении о возможности расчета какого-либо одного контура независимо от других [5].

Методика расчета каскадной системы с двумя ПИ-регуляторами в последовательности «внутренний контур-внешний контур» приведена ниже.

Шаг 1. По оператору $G_{об.э1}(p)$ определить параметры настройки регулятора скорости протяжки PC. Из рис.1 видно, что на вход регулятора PC воздействуют две параллельные системы: контур основного регулятора $P\delta$ с оператором $G_{об}(p) \cdot G_{P\delta}(p)$ (т.е. $u_\delta(t) = G_{об}(p) \cdot G_{P\delta}(p) u_{рс}(t)$) и контур

вспомогательного регулятора PC с оператором $G_{об.1}(p)$ (т.е. $-u_{ТГ}(t) = -G_{об.1}(p)u_{рс}(t)$).

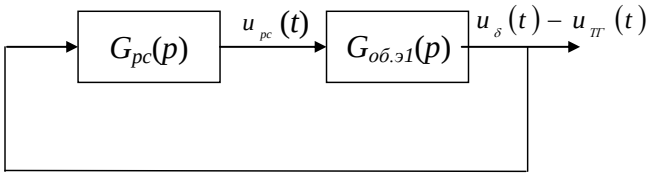


Рисунок 2 – Замещение исходной САР одноконтурной для расчета параметров PC

Тем самым оператор эквивалентного регулируемого объекта $G_{об.э1}(p)$ для регулятора PC равен:

$$G_{об.э1}(p) = G_{об}(p)G_{P\delta}(p) - G_{об.1}(p) = \frac{u_{\delta}(t) - u_{ТГ}(t)}{u_{рс}(t)}.$$

В свою очередь оператор регулируемого объекта $G_{об.1}(p)$, связывающий промежуточную регулируемую величину $u_{ТГ}(t)$ с регулирующим воздействием $u_{рс}(t)$, можно представить как

$$G_{об.1}(p) = \frac{k_{п}}{T_{п}p + 1} \cdot \frac{C_{м}/R_{я}}{Jp(T_{я}p + 1) + \frac{C_{м}C_{е}}{R_{я}}} \cdot k_{р} \cdot k_{ТГ}.$$

Шаг 2. Для основного регулятора $P\delta$ объектом регулирования является система, состоящая из собственно объекта регулирования и вспомогательного регулятора PC. Поэтому для расчета основного регулятора $P\delta$ необходимо определить оператор регулируемого объекта $G_{об.э2}(p)$ по структурной схеме рис.3:

$$G_{об.э2}(p) = \frac{\delta_{ос}(t)}{u_{\delta}(t)} = \frac{G_{об}(p)G_{рс}(p)}{1 + G_{об.1}(p)G_{рс}(p)} \approx \frac{G_{об}(p)}{G_{об.1}(p)}, \text{ где } \delta_{ос}(t) = G_{об}(p)u_{рс}(t).$$

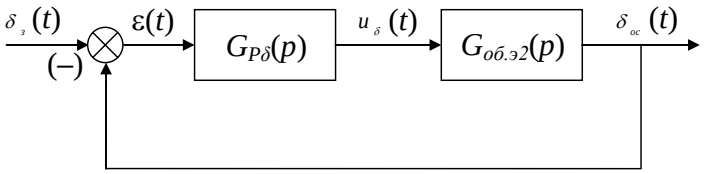


Рисунок 3 – Замещение исходной САР одноконтурной для расчета параметров $P\delta$

Шаги 1 и 2 повторяются до тех пор, пока можно улучшить качество переходного процесса с учетом заданной точности. Таким образом, рассмотренная методика расчета параметров настройки двух соподчиненных регуляторов сводится к использованию тех же процедур, что и при расчете одноконтурных систем, а полученные операторы эквивалентных объектов регулирования $G_{об.э1}(p)$ и $G_{об.э2}(p)$ следует использовать при построении моделей чувствительности для расчета оптимальных параметров настройки автоматических регуляторов PC и $P\delta$.

На примере настройки параметров регулятора внутреннего контура $G_{pc}(p)$ $\mathbf{k}_{pc} = \left(k_{np},\ k_u\right)^T$ с точки зрения минимума функционала качества САР

$$\min_{\mathbf{k}\in D_{\mathbf{k}}} I\left(\varepsilon_1(t,\ \mathbf{k}),\ \mathbf{k},\ t\right),$$

где $\varepsilon_1(t) = u_\delta(t) - u_{TT}(t)$, а $\mathbf{k}$ – вектор настраиваемых параметров первого и второго контуров, алгоритм АПО, основанный на методе спряженного градиента Полака-Рибьера, можно представить в виде

$$\mathbf{k}_{pc}[l+1] = \mathbf{k}_{pc}[l] + h[l]\mathbf{s}[l]\ ,\ (l=0,\ 1,\ 2,\ldots)\ ,$$

где h – шаг спуска градиентного алгоритма, величина которого определяется в результате одномерной минимизации I, в частности, с помощью $\dfrac{\partial I}{\partial h}$ и соответствующей функции чувствительности $\xi_h(t) = \dfrac{\partial V_{np}(t,\ \mathbf{k})}{\partial h}$; $\mathbf{s}[0]$ – начальное направление движения, определяемое по вектору - антиградиенту $-\nabla_{\mathbf{k}_{pc}} I\left(\mathbf{k}[0]\right) = \left(-\dfrac{\partial I\left(\mathbf{k}[0]\right)}{\partial k_{\text{np}}},\ -\dfrac{\partial I\left(\mathbf{k}[0]\right)}{\partial k_{\text{u}}}\right)^T$.

Следующие новые направления движения $\mathbf{s}[l]$ в пространстве настраиваемых параметров, сопряженные предыдущему, вычисляются как сумма: антиградиента в текущей точке $-\nabla_{\mathbf{k}_{pc}} I(\varepsilon_1(t,\mathbf{k}[l]))$ и произведения направления в предыдущей точке $\mathbf{s}[l-1]$ и параметра $\beta[l-1]$:

$$h[l] = \arg\min_h I(\varepsilon_1(t,\mathbf{k}[l]) + h\,\mathbf{s}[l]),$$

$$\mathbf{s}[l] = -\nabla_{\mathbf{k}_{pc}} I(\varepsilon(t,\mathbf{k}[l])) + \beta[l-1]\,\mathbf{s}[l-1],$$

$$\beta[l-1] = \frac{\nabla^T_{\mathbf{k}_{pc}} I(\varepsilon_1(t,\mathbf{q}[l]))(\nabla_{\mathbf{k}_{pc}} I(\varepsilon_1(t,\mathbf{k}[l])) - \nabla_{\mathbf{k}_{pc}} I(\varepsilon_1(t,\mathbf{k}[l-1])))}{\nabla^T_{\mathbf{k}_{pc}} I(\varepsilon_1(t,\mathbf{k}[l-1]))\nabla_{\mathbf{k}_{pc}} I(\varepsilon_1(t,\mathbf{k}[l-1]))}, l = 1,2,\ldots$$

где $\nabla^T_{\mathbf{k}_{pc}} I(\varepsilon_1(t,\mathbf{k}[l]))(\nabla_{\mathbf{k}_{pc}} I(\varepsilon_1(t,\mathbf{k}[l])) - \nabla_{\mathbf{k}_{pc}} I(\varepsilon_1(t,\mathbf{k}[l-1])))$ – скалярное произведение двух векторов.

Как ясно из представленных выше выражений, в основе рассмотренного алгоритма АПО лежит процедура определения вектор-градиента $\nabla_{\mathbf{k}_{pc}} I(\varepsilon_1(t,\mathbf{k}))$, связанного с вычислением вектора функций чувствительности выходной величины к изменению настраиваемых параметров. Такое внимание к функциям чувствительности и моделям чувствительности объясняется прежде всего тем, что по существу они являются градиентами выбранного критерия качества системы по некоторым совокупностям параметров.

Все вышеизложенное позволяет сформировать модели чувствительности, а затем и реализовать беспоисковый алгоритм АПО системы каскадного регулирования толщины пластмассовой изоляции кабельных из-

делий, что может способствовать распространению данного подхода на решение задач параметрического синтеза многоконтурных систем в целом.

Библиографический список

1. Лукьянов, Н. Д. Параметрическая оптимизация автоматических систем стабилизации с помощью генетического алгоритма: дис. … канд. техн. наук : 05.13.06 / Н. Д. Лукьянов. – Иркутск, 2014. – 138 с.
2. Игумнов, И.В. Метод Нелдера-Мида для настройки регуляторов, функционирующих на основе нейронных сетей дис. … канд. техн. наук : 05.13.05/ И. В. Игумнов. – Иркутск, 2020. – 166 с.
3. Розенвассер, Е. Н. Чувствительность систем управления / Е. Н. Розенвассер, Р. М. Юсупов. – М. : Наука, 1981. – 464 с.
4. Способ стабилизации средней толщины пластмассовой изоляции кабельного изделия и устройство для его реализации: пат. 2110829 Рос. Федерация: МПК [6] G 05 D 5/03 / Гоппе Г. Г., Графов В. Ф., Кривий А. В.; заявитель и патентообладатель Иркутский государственный технический университет. – № 96110349/09; заявл. 22.05.96; опубл. 10.05.98, Бюл. № 13. – 6 с.
5. Тверской, М. Ю. Разработка и исследование алгоритмов параметрического синтеза двухконтурных систем регулирования, функционирующих в составе АСУТП тепловых электростанций: дис. … канд. техн. наук : 05.13.06/ М. Ю. Тверской. – Иваново, 2004. – 187 с.

УДК: 621.34.018.53.

МОДЕРНИЗАЦИЯ БУРОВОГО ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

Мальцева Н.С.[1], Федорещенко Н. В.[2]
Иркутский национальный исследовательский технический университет

В Российской Федерации для бурения нефтяных и газовых скважин широко применяются буровые установки (БУ) кустового типа. Только в Западной Сибири их парк составляет около 1000 единиц. В большинстве своём это БУ, устаревшие как морально, так и физически. Буровые компании, ограниченные в средствах на приобретение новой техники и современных установок, предпочитают восстанавливать работоспособность существующих БУ и улучшать их характеристики с помощью модернизации различной степени[1-3].

Модернизируется как целые технологические процессы (насосный блок, энергетическая система распределения энергии, системы управления и регулирования основными приводами буровой установки, оборудование системы очистки, лебедка, ротор, буровые насосы, силовые электродвигатели основных приводов), так и отдельные механизмы и агрегаты (вышеч-

но-лебедочный блок, система перемещения и выравнивания, блок очистки, отопление, вентиляция, освещение и пр.).

Такая модернизация даёт: увеличение срока службы оборудования (до 10 лет), увеличение грузоподъемности БУ, повышение энергоэффективности оборудования, внедрение высокотехнологичного оборудования, создание комфортных и безопасных условий труда, улучшение экологии при бурении[1-3].

Стоимость модернизации в зависимости от объёма работ и оборудования для замены составляет от 20 до 50 % стоимости новой БУ. Существенное снижение затрат возможно только при проведении на предварительном этапе технико-экономического обоснования (ТЭО) модернизации с привязкой к конкретной БУ (объектно- ориентированный подход). На основании ТЭО разрабатывается техническое задание (ТЗ) на модернизацию, которое будет юридическим документом для выполнения модернизации[4].

Для оптимизации режимов работы и повышения технико-экономических показателей БУ предлагается на стадии подготовки модернизации использовать методику [4]. Эта методика разработана как для проектируемых технических объектов (ТО), так и для модернизируемых. На практике проектирование и модернизация осуществляются в условиях недостатка технической информации, необходимой для начала выполнения этапов инженерного анализа и поиска технического решения, при сжатых сроках выполнения работ. В общем случае, независимо от назначения ТО, методика модернизации состоит из следующих этапов[4].

1. Постановка задачи. Определяются цели проектирования, проводится структурно-функционального анализа ТО с целью:

- формирования основного принципа задачи на модернизацию;
- выявлению противоречия, мешающего решению задачи;
- разделению задачи на частные подзадачи (для сложных объектов).
- получения и обработки статистической информации.

Оценка результатов выполнения этапа проводится на соответствие основного принципа функционирования БУ влиянию на условия труда рабочих, на окружающую среду и соответствию их требованиям техники безопасности (ТБ). Кроме этого проверяется и наличие решения аналогичных задач в ранее создаваемых ТО.

2. Выбор критериев оценки ТО. На этом этапе проводится выбор основных (технических и экономических) критериев оценки объекта, осуществляется проверка соответствия выбранных критериев цели модернизации, оценивается возможность измерения параметров этих критериев, сравнимости и постоянству их[4].

3. Поиск и изучение технической информации, выбор прототипа. На этом этапе проводится определение классификационной рубрики по Международному патентному классификатору (МПК) к которой относится

данный ТО и его элементы, узлы и механизмы. Затем осуществляется поиск и выявление изобретений и патентов, близких по сути решаемой задачи и техническому содержанию создаваемого ТО и его элементов. На основе анализа выявленного массива патентов и изобретений проводится выбор аналогов данного ТО и его элементов и определяются тенденций развития ТО. Далее на этом этапе, выполняется выбор прототипа и выявляются существенные признаки прототипа, использование которых целесообразно при проектировании создаваемого ТО. Оценка результатов выполнения этапа проводится по правильности и полноте проведения патентного поиска, а также по правильности выбора прототипа[4].

4. Проведение инженерного анализа исходных данных и уточнение задачи на проектирование. На этом этапе проводится анализ патентной и общетехнической информации, проверяется соответствие задачи на проектирование выявленным при проведении патентного поиска тенденциям развития, создаваемого ТО. Далее выполняются предварительные технические и экономические расчеты и анализ условий эксплуатации, создаваемого ТО. Оценка результатов выполнения этапа осуществляется по достаточности исходных данных для проведения поиска технического решения, по выявлению необходимости проведения макетирования, по определению соответствия задачи на проектирование, выявленной при проведении патентного поиска, тенденции развития ТО.

5. Поиск технического решения задачи на проектирование. Проводится анализ возможности использования известных разработчику технических решений и их различных комбинаций. Расчленение задачи на проектирование на частные и поиск их решения. Проведение функционального структурного анализа объекта для выявления решения. Создание зрительного образа искомого технического решения с использованием различных творческих приёмов: морфологический анализ, мозговой штурм, эвристический метод. Формализация найденного образа искомого технического решения в виде эскизов, схем, моделей. Оценка результатов выполнения этапа определяется по оптимальности найденного технического решения, его соответствию заданному, оценка возможности реализации найденного технического решения[4].

6. Моделирование. На этом этапе выполняется создание абстрактной или математической модели, разрабатывается теория модели, создаётся натурный образец ТО или его элементов. Оценка результатов выполняется по адекватности модели, корректности испытаний, достаточности полученной информации для разработки конструкторской документации.

7. Разработка конструкции документации. На этом этапе выполняются разработки технического задания (ТЗ) и/или технического проекта (ТП). В ТЗ необходимо заложить соответствия параметров и характеристик ТО критериям его оценки и требованиям нормативных документов, и пожеланиям заказчика (потребителя).

При выполнении разработки ТП необходимо контролировать соответствие выбранной конструктивной схемы ТО на данной стадии её проектирования требованиям ТЗ, а также соответствие общей компоновки ТО и конструкции отдельных механизмов, узлов, агрегатов требованиям технического уровня. Не менее важно заложить в проект удобство эксплуатации, обслуживания (наладки) и ремонта, и, конечно, требования техники безопасности. Важно отразить в ТЗ требования к квалификации рабочих и обслуживающего персонала, наличие и достаточность эксплуатационной документации, внешний вид ТО и расположение относительно рабочей зоны органов управления (выполнение требований эстетики и эргономики).

8. Авторский надзор за изготовлением, сборкой, наладкой и испытаниями опытного образца, создаваемого ТО. Оценка результатов выполнения этапа проводится по работоспособности созданного ТО, фактическому выполнению требований ТЗ, по фактическому выполнению технических требований. Любые методики, алгоритмы, концепции, стратегии, предлагаемые для решения определенных задач только тогда действенны, когда подтверждают свою результативность на практике. При этом, как правило, проведенные испытания натурного образца позволяют получить требуемые исходные данные для выполнения, прежде всего, инженерного анализа [4].

В рамках этой методики модернизации ТО возможно проведение и научно-исследовательских работ. Так применительно к ЭП при проведении модернизации целесообразно проводить статистическую обработку имеющейся информации о режимах работы и нагрузках модернизируемых механизмов (1-ый этап). На 2-ом этапе при разработке систем электропривода и электроснабжения БУ с высокими показателями (быстродействие, точность, минимум потерь) необходимы математическая модель и метод оптимизации, которые дают возможность разработать регуляторы для данных систем. Разработка модели и выбор метода – отдельная научно – исследовательская задача. К научным следует отнести и работы, связанные с разработкой и исследованием моделей и методик расчёта процесса нагрева и охлаждения электрооборудования при эксплуатации. Такие разработки найдут применение на 4-ом, 5-ом и 6-ом этапах.

Современные преобразователи для систем ЭП имеют функцию сбора и выдачи информации о режимах работы. Научная обработка такой информации даёт возможность составить диагностические модели и модели надёжности системы. Результаты исследования на таких моделях найдут применение на этапах проектирования и модернизации, а также и при эксплуатации БУ. Апробация методики проводилась на выпускных квалификационных работах в виде технических предложений по модернизации ЭП буровых установок. Результаты – положительные.

Библиографический список

1. Попов П.И., Филипенко А.А., Шуваев Д.Н. Инновационные решения для повышения эффективности нефтедобычи/ Бурение и нефть 2021, окт. С. 2-5.
2. Буровые тренды/ «Neftegaz.RU» 2013, – №3. С.2-6.
3. Меньшов Б.Г., Ершов М.С., Яризов А.Д. Электротехнические установки и комплексы в нефтегазовой промышленности: Учебник для вузов.- М. «Недра», 2000. – 687 с.
4. Игнатьев Н.П. Проектирование нестандартного оборудования: Справочно-методическое пособие – г. Азов: ООО АзовПечать, 2013. – 484с.

[1]Мальцева Н.С., обучающаяся, гр. ЭНГм -21 -1 ИРНИТУ
[2]Федорещенко Н.В., к.т.н., доцент каф. ЭЭТ ИРНИТУ

УДК 621.317

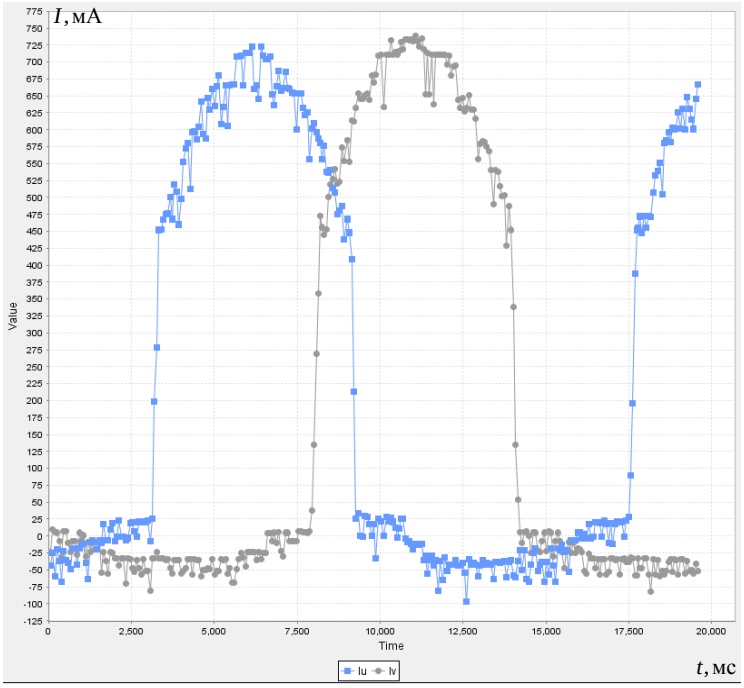
ИССЛЕДОВАНИЕ ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА ПОКАЗАНИЯ АЦП С ТОКОВОГО ШУНТА

Момот П.М., Шилин А.А.
Томский политехнический университет

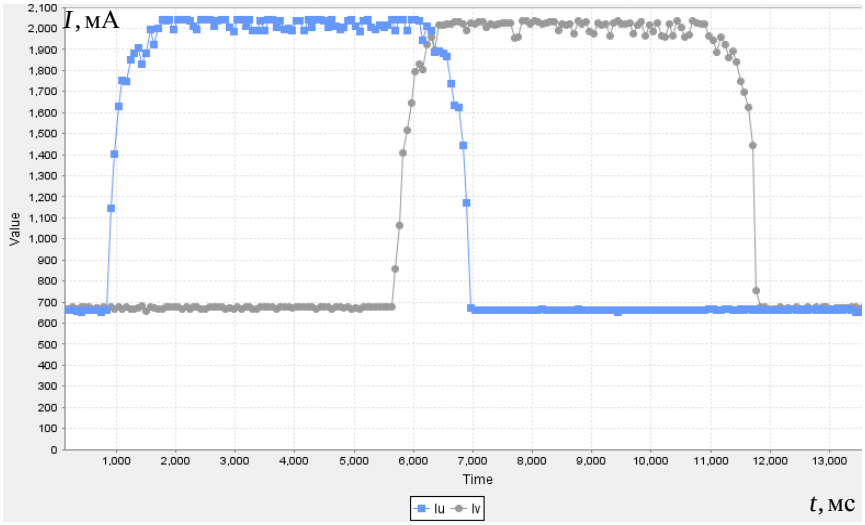
В статье исследованы основные причины ошибок в значениях тока, получаемого с токового шунта инвертора. Исследование является полезным для проектирования электрических преобразователей и является актуальным в связи с ростом значения частотного привода в промышленности, транспорте и быту.

Введение. Задачи получения и обработки данных процессором о токе двигателя является одной из основных задач современных электроприводов. Данные о токе применяются для реализации токового контура в векторном управлении, наблюдателей состояния, оценки перегрева и аварии приводах [1,2]. В данной статье будут исследоваться методы получения и обработки данных о токе на базе процессора stm32f103c8t6 [3]. Для исследований был спроектирован и произведен серво-контроллер, в качестве двигателя применяется бесколлекторное мотор колесо, устройство получает данные о токе с двух фаз с помощью токовых шунтов.

Исследования. Для определения времени запуска АЦП преобразования необходимо знать период преобразования и период одного ШИМ импульса инвертора серво-контроллера. Наиболее удачным временем для начала преобразования считается середина ШИМ импульса при условии, что таймер ведет счет треугольником. Необходимо выяснить, в момент открытия верхнего или нижнего ключа стоит делать замер. На рис. 1 приводятся формы токов в единицах АЦП для каждого из случаев.



а



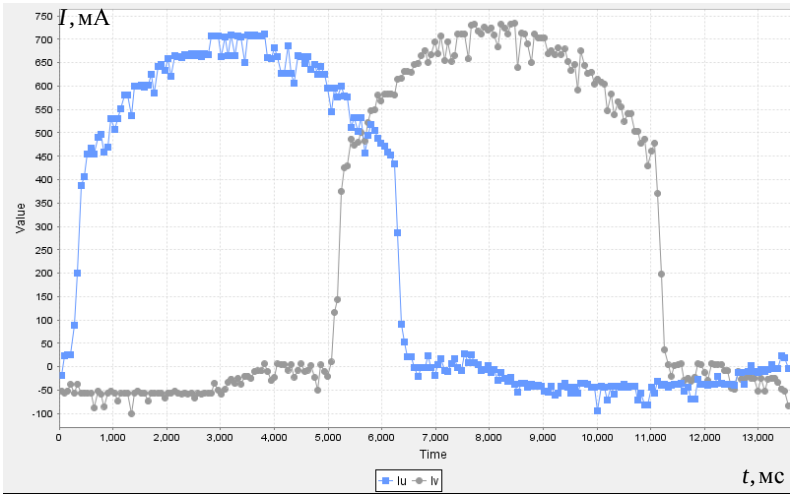
б

Рисунок 1 – Форма токов при снятии тока в момент открытого состояния:
а) верхнего ключа; б) нижнего

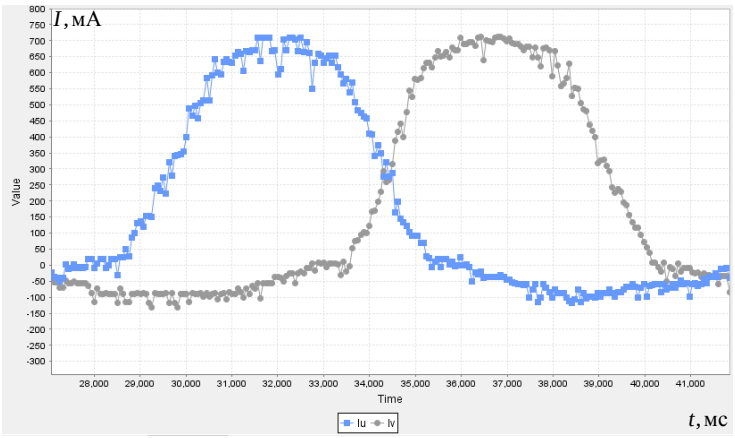
Можно сделать вывод, что при снятии тока в момент открытия верхнего ключа влияние коммутационных перенапряжений меньше.

Были проведены исследование влияния мертвого времени на показания тока. Процессор stm32f103c8t6 позволяет програмно менять мертвое время, при использовании комплементарного управления мостами через продвинутый таймер. Очевидно, что коммутационные процессы не должны попадать в период выборки. Период ШИМ устройства составляет 83 мкс (так спроектировано), тогда как согласно документации, минимальное время преобразования составляет 1,17мкс (было принято допущение, что время преобразования и время выборки равны). В теории проблем воз-

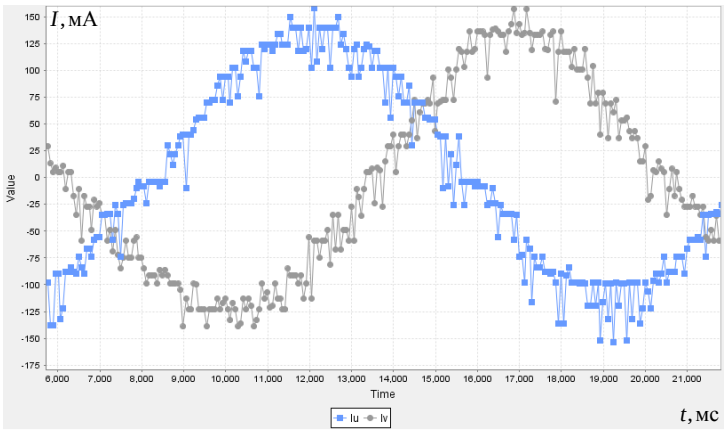
никнуть не должно, однако на практике были получены следующие результаты зависимость формы тока в единицах АЦП от величины мертвого времени (рис. 2).



а



б

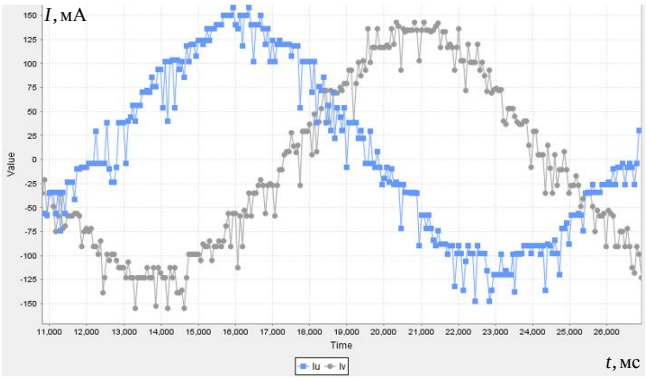


в

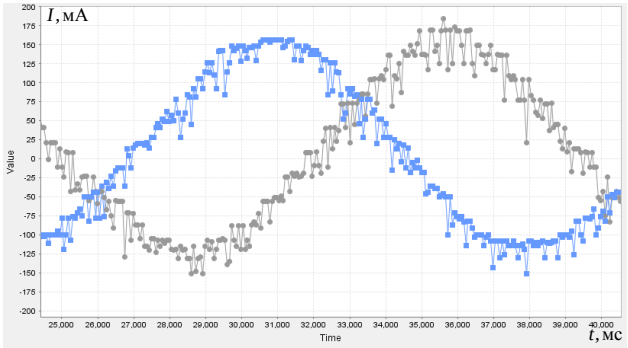
Рисунок 2 – Форма токов при мертвом времени
а) 90нс; б) 50нс; в) 20нс

Был сделан вывод: чем меньше величина мертвого времени, тем лучше показания с датчика тока, однако появление сквозных токов недопустимо.

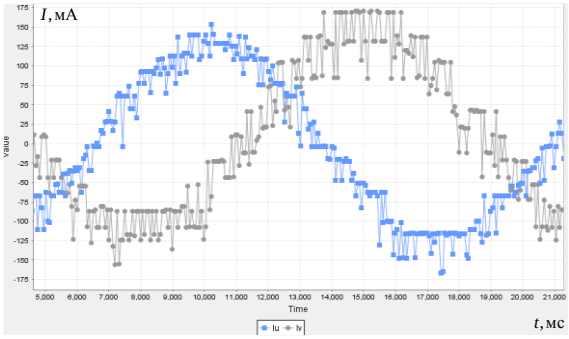
Для уменьшения случайных ошибок, вызванных маленьким временем выборки можно подстроить время выборки. Были выполнены исследования зависимость формы тока от времени выборки. На рис. 3 приводятся результаты для нескольких значений времени выборки. Как видно на рисунках наилучший результат был получен при выборке 71,5 циклов АЦП преобразователя.



а



б



в

Рисунок 3 – Форма токов при времени выборки
а) 1,5 цикла; б) 71,5 цикл; в) 239,5 цикла

Заключение. Для получения данных с датчика тока – шунта микроконтроллером stm32f103c8t6 необходимо снимать данные в момент открытия верхнего ключа при минимально возможном мертвом времени и времени выборки 5,95 мкс (71,5 циклов при частоте АЦП 12 МГц). Таким образом, удастся получить данные о токе без необходимости фильтрации, которая может привести к ошибке. Полученные данные можно использовать для преобразования Кларка и Парка, организации векторного управления и наблюдателя Люенбергера.

Библиографический **список**

1. И.П. Копылов Математическое моделирование электрических машин: Учебник. – 3-е изд., перераб и доп. – М.: Высшая школа, 2001.-327 с.
2. А.С. Анучин Системы управления электроприводов: учебник для вузов.–М.: Издательский дом МЭИ, 2015.–373 с.

3. STM32F103xx family— документация [Электронный ресурс] .– Режим доступа: https://www.st.com/resource/en/datasheet/cd00161566.pdf

УДК 62-503.55

ДВУЗОННЫЙ ЭЛЕКТРОПРИВОД НА ОСНОВЕ СИНХРОННОГО ДВИГАТЕЛЯ С ПОСТОЯННЫМИ МАГНИТАМИ

Пластунова С.Н., Однокопылов И.Г.
Томский политехнический университет
snp4@tpu.ru, *odivan@tpu.ru*

Введение. Неотъемлемая часть технологических процессов – трубопровод, осуществляющий транспортировку жидкости. В случае аварийных ситуаций трубопроводная задвижка должна перекрыть жидкость в течение нескольких секунд. В таких технологических процессах нерентабельно приобретение двигателей с высокой номинальной скоростью, так как большую часть времени ресурс таких двигателей не будет эксплуатирован.

В настоящее время синхронные двигатели с постоянными магнитами повсеместно заменяют асинхронные в различных технологических процессах (ТП), что связано с их высокими энергетическими показателями и жесткой механической характеристикой. Такие двигатели имеют высокий кпд, равный более 90 %, долгий срок службы и способность работы при высоких нагрузках практически с постоянной скоростью. Помимо этого, такие двигатели на ряду с асинхронными позволяют осуществлять регулирование скорости вверх от номинальной, что позволяет их использовать в ТП с превышениями скорости.

Принцип регулирования скорости вверх от номинальной основан на ослаблении магнитного поля. Однако из-за наличия у синхронных двигателей поля, создаваемого постоянными магнитами, такое регулирование имеет свою специфику, в отличие от регулирования в приводе асинхронного двигателя.

При полеориентированном регулировании за ослабление магнитного потока в синхронной машине отвечает ось *d*. При увеличении задания тока по этой оси происходит размагничивание продольной оси двигателя, что в свою очередь приводит к требуемому результату [1].

Моделирование системы управления с двузонным регулированием. Имитационная модель векторной системы управления СДПМ с двузонным регулированием создана в среде Matlab с использованием параметров реального двигателя. Имитационная модель приведена на рис. 1.

Структурная схема электрического привода на базе СДПМ аналогична схеме привода асинхронного двигателя, однако у данного двигателя

отсутствует контур потокосцепления из-за конструкционных особенностей такой машины.

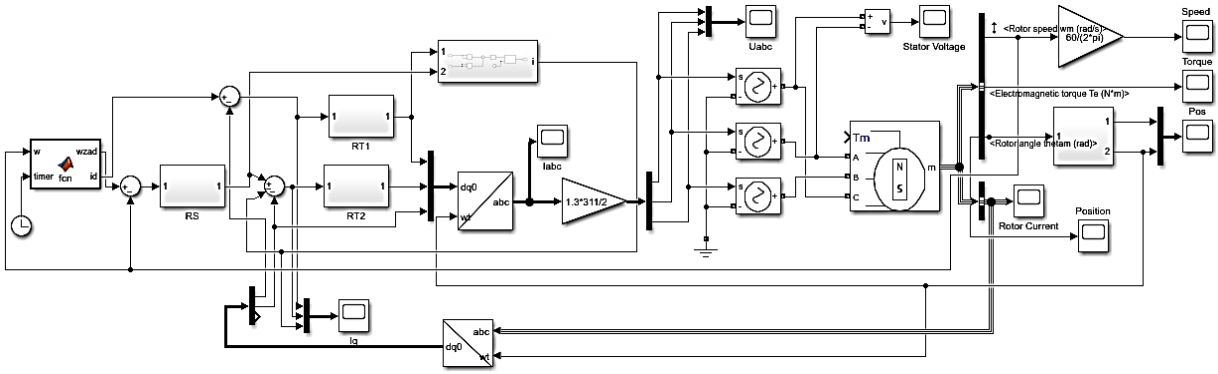


Рисунок 1 – Имитационная модель оптимизированной САУ РЭП

При однозонном регулировании скорости задание на ось *d* равно нулю, так как за регулирование скорости вниз от номинальной отвечает ось *q*. При этом двигатель может при номинальном задании выдерживать широкий диапазон нагрузок без изменения скорости. До того момента, пока двигателю хватает тока для поддержания нужной скорости, предельная характеристика будет абсолютно жесткой. Дальнейшее увеличение нагрузки в случае отсутствия ограничения по току приведет к перегреву частей двигателя и выходу из строя элементов силовой части привода. Поэтому в системах управления присутствуют ограничения, обусловленные в основном максимальным допустимым током ключей инвертора электрического привода, следовательно, увеличение нагрузки в какой-то момент времени приведет к уменьшению скорости двигателя, так как ему не будет хватать тока.

При двузонном регулировании для поддержания тока, не превышающего номинальный, одновременно с увеличением задания на ось *d*, происходит уменьшение тока по оси *q* по формуле [2]:

$$i_q = \sqrt{I_н^2 - i_d^2}.$$

Результатом моделирования двузонного регулирования является переходный процесс по скорости двигателя (рис. 2), где переход во II зону происходит в $t = 1$ сек. При этом скорость двигателя ограничена лишь механической прочностью конструкции, и при уменьшении момента скорость во II зоне будет увеличиваться.

В I зоне регулирования двигатель выходит на номинальную скорость, что подтверждает корректность работы системы полеориентированного управления. Во II зоне двигатель путем размагничивания продольной оси потокосцепления развивает скорость выше номинальной.

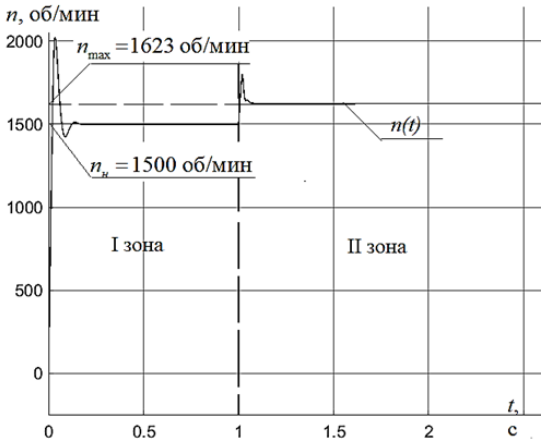


Рисунок 2 – Переходный процесс СДПМ

На рис. 3 приведена предельная механическая характеристика СДПМ, полученная в результате моделирования системы управления двигателя с двузонным регулированием [3].

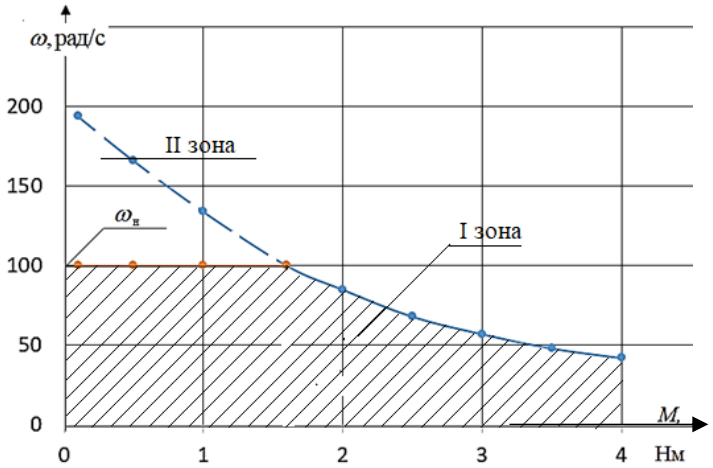


Рисунок 3 – Предельная механическая характеристика модели двигателя

На данной характеристике скорость двигателя при работе в I зоне (регулирование скорости вниз от номинальной) представлена сплошной линией, а работа во II зоне – пунктиром. Двигатель способен долгое время поддерживать скорость постоянной, после чего происходит ее уменьшение для сохранения постоянной мощности $(P = const)$. Такой привод обеспечивает быстрое закрытие трубопроводной задвижки во время аварийных ситуаций путем усложнений алгоритмов управления, не изменяя аппаратную часть.

Библиографический список

1. Качин С.И. Электрический привод: учебно-методическое пособие /С.И. Качин, А.Ю. Чернышев, О.С. Качин; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009. – 157 с.

2. Анучин А.С. Системы управления электроприводов: учебник для вузов / А.С. Анучин. – Москва : Издательский дом МЭИ, 2015. – 373 с.
3. Поляков В.Н., Шрейнер Р.Т. Энергоэффективные режимы двигателей переменного тока в системах частотного управления: учебное пособие / В.Н. Поляков, Р.Т. Шрейнер. – Екатеринбург : УрФУ, 2017. – 256 с.

УДК 621.313.333.2

МОДЕЛЬ АСИНХРОННОГО ДВИГАТЕЛЯ В СТАТИЧЕСКИХ РЕЖИМАХ РАБОТЫ

Попов С.С.
Томский политехнический университет

При исследовании статических режимов различных систем, включающих в себя множество структур, в том числе и асинхронный двигатель (АД), возникает задача получения математической модели данного рода электрических машин.

Существует представление двигательной нагрузки в виде *RL*-цепи с противоЭДС по выражению (1):

$$\vec{U} = \vec{I} \cdot R_1 + \vec{I} \cdot jX_{1\sigma} - \vec{E}, \quad (1)$$

где $\vec{U}, \vec{I}$ – векторы фазного напряжения и тока обмотки статора; $\vec{E}$ – вектор противоЭДС; $R_1, X_{1\sigma}$ – активное и индуктивное сопротивление обмотки статора.

Если задаваться активным и индуктивным сопротивлением статорной обмотки, векторным значением статорного тока в выражении (1) и получить векторное значение противоЭДС (модуль и сдвиг по фазе), выражающее само- и взаимоиндукцию, и величину ЭДС вращения, то такая математическая модель будет отражать процессы, происходящие в АД в статическом режиме работы.

По векторной диаграмме АД для одной фазы (рис. 1), задаваясь нулевым сдвигом по фазе для питающего напряжения и располагая его для удобства вертикально на плоскости, определяется выражение для описания $\vec{E}$ методами аналитической геометрии.

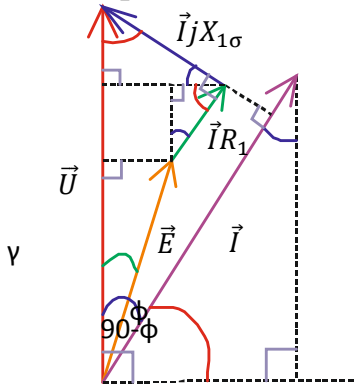


Рисунок 1 – Векторная диаграмма

По рис. 1 выражение для модуля $\vec{E}$ имеет вид:

$$E = \sqrt{(I \cdot jX_{1\sigma} \cdot \cos\varphi - I \cdot R_1 \cdot \sin\varphi)^2 + (U - I \cdot jX_{1\sigma} \cdot \sin\varphi - I \cdot R_1 \cdot \cos\varphi)^2}.$$

А сдвиг по фазе:

$$\gamma = \operatorname{atan}\left(\frac{I \cdot jX_{1\sigma} \cdot \cos\varphi - I \cdot R_1 \cdot \sin\varphi}{U - I \cdot jX_{1\sigma} \cdot \sin\varphi - I \cdot R_1 \cdot \cos\varphi}\right),$$

где I – модуль вектора $\vec{I}$ (амплитудное или действующее значение статорного тока); U – модуль вектора $\vec{U}$ (амплитудное или действующее значения фазного напряжения статора); φ – сдвиг по фазе между $\vec{I}$ и $\vec{U}$; E, γ – соответственно модуль и сдвиг по фазе относительно $\vec{U}$ вектора $\vec{E}$.

Параметры схемы замещения погружного двигателя ПЭДТМС 125-103, рассчитанные по методике [1], приведены в табл. 1.

Таблица 1

Расчетные параметры схемы замещения

R_1, Ом	$X_{1\sigma}$, Ом	R_2', Ом	$X_{2\sigma}'$, Ом	X_m, Ом
2,747	3,039	2,039	4,048	42,082

По динамическим процессам, построенным методом Эйлера по системе дифференциальных уравнений в системе αβ в среде Mathcad при традиционных допущениях математической модели АД, рассчитывается сдвиг по фазе φ между фазным напряжением и током статора (рис. 2) при номинальных параметрах и вентиляторном характере нагрузки [2].

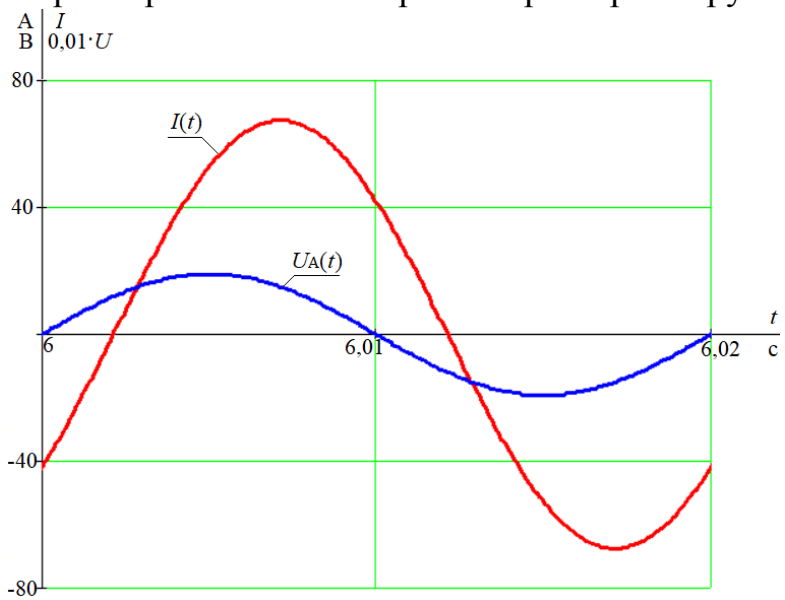


Рисунок 2 – Характеристики тока и фазного напряжения обмотки статора при номинальных параметрах ПЭДТМС 125-103

Фазовый сдвиг по рис. 2:

$$\varphi = \Delta T \cdot f \cdot 360 = (6{,}01 - 6{,}012134) \cdot 50 \cdot 360 = -38{,}412°.$$

Амплитуда противоЭДС и сдвиг по фазе с учетом рассчитанного φ:

$$E = 1649 \text{ В}; \gamma = -1{,}572°.$$

В программной среде MatLab с помощью имитационной модели (см. рис. 3) снята диаграмма (рис. 4) при номинальных параметрах обмотки статора ПЭДТМС 125-103 и рассчитанном векторе противоЭДС.

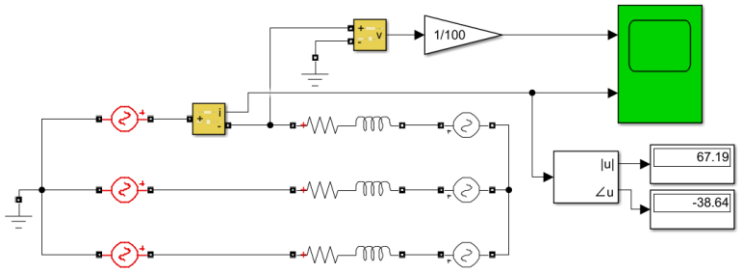


Рисунок 3 – Имитационная модель ПЭДТМС 125-103 в статическом режиме при номинальных параметрах

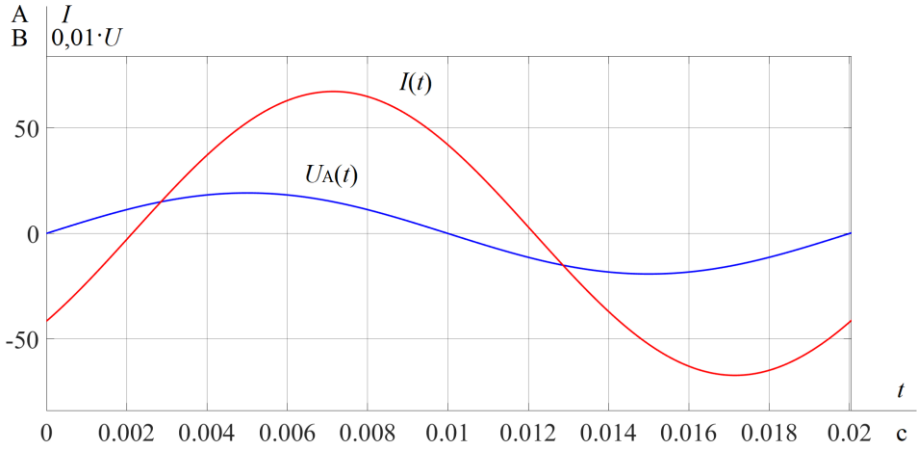


Рисунок 4 – Характеристики тока и фазного напряжения обмотки статора при номинальных параметрах ПЭДТМС 125-103

По рис. 3, 4 наблюдается, что ток имеет заданную амплитуду и сдвиг по фазе с погрешностью 0,156 % и 0,569 % соответственно по сравнению с принятыми эталонными значениями, рассчитанными в среде Mathcad (рис. 2). Ошибку можно уменьшить уточнением параметров схемы замещения.

Делается вывод, что АД можно исследовать и моделировать как *RL*-цепь при рассчитанном векторе противоЭДС в статических режимах работы. Также допускается изменение параметров двигателя или питающего напряжения с последующим перерасчетом вектора. Получены формулы для расчета вектора противоЭДС.

Библиографический список

1. Чернышев А.Ю. Электропривод переменного тока: учебное пособие / А.Ю. Чернышев, Ю.Н. Дементьев, И.А. Чернышев; ТПУ. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 213 с.

2. Удут Л.С. Проектирование и исследование автоматизированных электроприводов: учебное пособие. Ч.8. Асинхронный частотно-

регулируемый электропривод / Л.С. Удут, О.П. Мальцева, Н.В. Кояин; ТПУ – 2-е изд., перераб. и доп. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 648 с.

УДК 621.311

АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТА ЭДС ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО ПРОХОДНОГО ДАТЧИКА ПРИ КОНТРОЛЕ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ПАРАМЕТРОВ ПРОТЯЖЕННЫХ ЦИЛИНДРИЧЕСКИХ ФЕРРОМАГНИТНЫХ ИЗДЕЛИЙ

Сартаков В. Д.
Иркутский национальный исследовательский технический университет

Решение теоретической задачи по расчету электромагнитного поля проходного датчика при контроле параметров протяженных цилиндрических ферромагнитных изделий позволило определить влияние электромагнитных параметров и геометрических размеров изделий на выходной сигнал датчика контроля [1].

Задача по исследованию электромагнитного поля решается в цилиндрической системе координат в виде дифференциальных уравнений в частных производных. Используя интегральное преобразование Лапласа, получены обыкновенные дифференциальные линейные уравнения для изображений первой гармоники напряженности магнитного поля $\overset{*}{H}_{r1}$, решая которые были определены изображения $\overset{*}{H}_{r1}$ в ферромагнитном цилиндре и в окружающей среде. Чтобы определить искомую функцию по изображению, необходимо применить обратное преобразование Фурье. Э.Д.С. E_2 измерительной обмотки датчика определяется как циркуляция вектора напряженности электрического поля E по контуру измерительной обмотки с радиусом R_2.

Проведя обратное преобразование Фурье для выражения $\overset{*}{H}_{r1}$, получена зависимость Э.Д.С. измерительной обмотки датчика от электромагнитных параметров и геометрических размеров изделия и намагничивающей катушки [1].

$$\dot{E}_2 = -R_2 \cdot W_{1\cdot} \cdot W_2 \cdot \omega \cdot \lambda_0 \cdot \int_{-\infty}^{+\infty} \frac{\overset{*}{H}_{r\,B}}{\lambda} \cdot e^{-j\cdot\lambda\cdot z} \cdot d\lambda \,. \qquad (1)$$

Расчет Э.Д.С. измерительной обмотки датчика по выражению (1) производится численным методом.

При решении задачи организованы циклы по важнейшим параметрам изделия и расстояния между катушками.

Подынтегральное выражение при определении Э.Д.С. датчика включает несколько специальных цилиндрических функций Бесселя первого и второго рода, нулевого и первого порядка от разных аргументов, в том числе и комплексных, представленных в выражении (2). Комплексный характер аргументов связан с записью магнитной проницаемости в виде комплексного параметра в соответствии с уравнением (3).

$$\overset{*}{H}_{r1\ в} = -j\cdot\dot{I}_m\cdot\{\frac{\lambda\cdot a\cdot K_1(\lambda\cdot a)\cdot[I_1(q\cdot r)\cdot I_0(\lambda\cdot R)\cdot\lambda\cdot\mu_a^{'} - q\cdot I_1(\lambda\cdot R)\cdot I_0(q\cdot R)}{K_0(\lambda\cdot R)\cdot I_1(q\cdot R)\cdot\mu_a^{'}\cdot\lambda + I_0(q\cdot R)\cdot K_1(\lambda\cdot R)\cdot q}\cdot K_0(\lambda\cdot r) +$$

$$+\lambda\cdot a\cdot I_1(\lambda\cdot r)\cdot K_1(\lambda\cdot a)\} + j\cdot\frac{I_m}{\lambda}\cdot\delta(r-a)\,. \qquad (2)$$

$$\dot{\mu} = |\mu|\cdot e^{-j\delta}\,, \qquad (3)$$

где $|\mu|$ – модуль комплексной магнитной проницаемости; δ – аргумент комплексной магнитной проницаемости.

Модуль комплексной магнитной проницаемости $|\mu|$ и аргумент комплексной магнитной проницаемости δ ферромагнитных материалов и изделий из них достаточно часто имеют корреляционную связь с физико-механическими параметрами контролируемых изделий, такими как механические напряжения, твердость металла и его структура. Экспериментально установлено многими исследователями, что величина коэрцитивной силы ферромагнитных материалов увеличивается при росте его твердости. Известно, что характеристики ферромагнитных материалов (ФМ) являются нелинейными. Используя метод эквивалентных синусоид, можно линеаризовать нелинейные характеристики ФМ и представить несинусоидальную зависимость индукции представить синусоидальной функцией, отстающей по фазе от синусоидальной зависимости напряженности магнитного поля на угол δ.

Численное интегрирование в решаемой задаче реализуется по методу Симпсона. В каждом шаге интегрирования находятся значения функций Бесселя для соответствующих аргументов.

Выполняя разработанную программу расчета для различных значений параметров, получены данные для анализа зависимостей амплитуды и фазы эдс электромагнитного проходного датчика от физико-механических параметров протяженных цилиндрических ферромагнитных изделий и реализован их неразрушающий контроль. При анализе результатов исследования электромагнитного проходного датчика было учтено наличие размагничивающего поля, зависящего от геометрических размеров изделий и намагниченности J. Действительная напряженность магнитного поля в металле в области намагничивающей катушки меньше внешней напряженности магнитного поля.

Рассмотрим влияние различных электромагнитных параметров на выходной сигнал датчика контроля. Среди них модуль комплексной маг-

нитной проницаемости $|\mu|$ и аргумент комплексной магнитной проницаемости δ ферромагнитных материалов. Так как при изменении расстояния между перемагничивающей и измерительной катушками проходного датчика изменяется чувствительность датчика к электромагнитным параметрам [1], то нами также проведено исследование влияние этого фактора при реализации неразрушающего контроля качества ферромагнитных изделий.

На рис. 1 приведена зависимость действующего значения выходного напряжения измерительной катушки от угла потерь на гистерезис δ для расстояния между катушками $z = 0$ *см* , полученная по результатам расчета рассматриваемого проходного датчика.

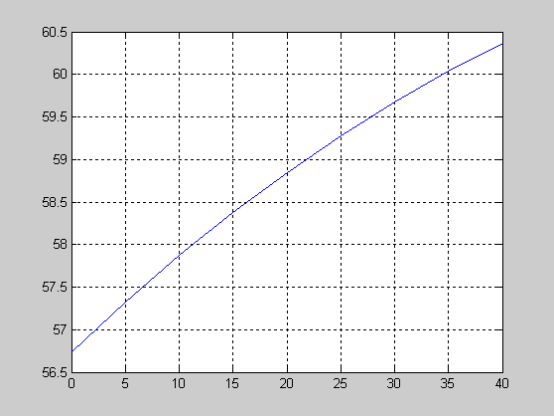


Рисунок 1 – Зависимость действующего значения выходного напряжения измерительной катушки от угла потерь на гистерезис δ для расстояния между катушками $z = 0$ *см*

На рис. 2 и 3 представлены подобные зависимости $E_2 = f(\delta)$, полученные для расстояний z, равных соответственно 10 и 20см.

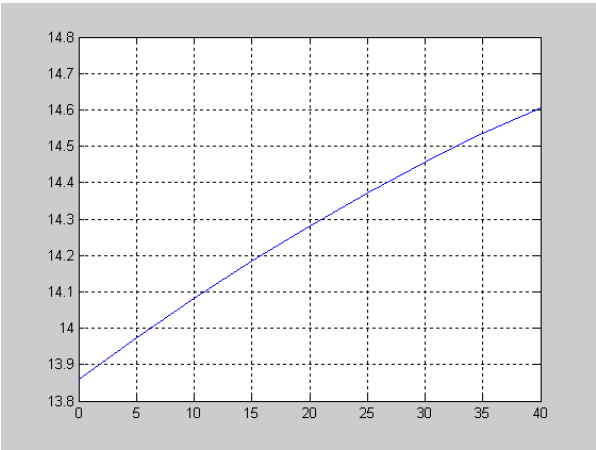


Рисунок 2 – Зависимость действующего значения выходного напряжения измерительной катушки от угла потерь на гистерезис δ для расстояния между катушками $z = 10$ *см*

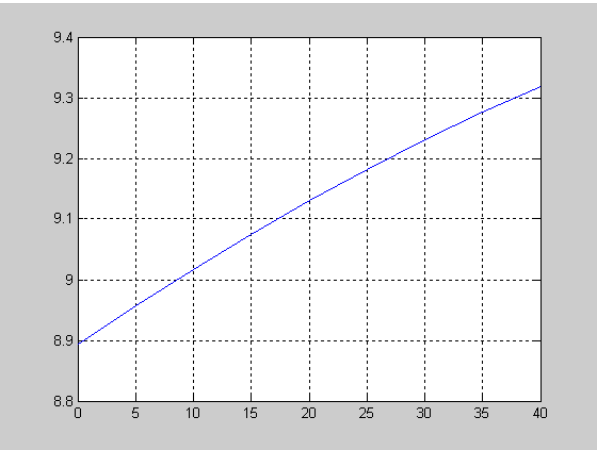


Рисунок 3 – Зависимость действующего значения выходного напряжения измерительной катушки от угла потерь на гистерезис δ для расстояния между катушками $z = 20$ *см*

Чувствительность датчика при контроле угла потерь на гистерезис δ по величине выходного напряжения измерительной катушки при разных расстояниях между катушками практически находится на одном и том же уровне (см. рис 1-рис. 3).

На рис. 4 представлена зависимость фазы выходного напряжения измерительной катушки от угла потерь на гистерезис δ для расстояния между катушками $z = 0 \ \ см$, полученная по результатам расчета рассматриваемого проходного датчика.

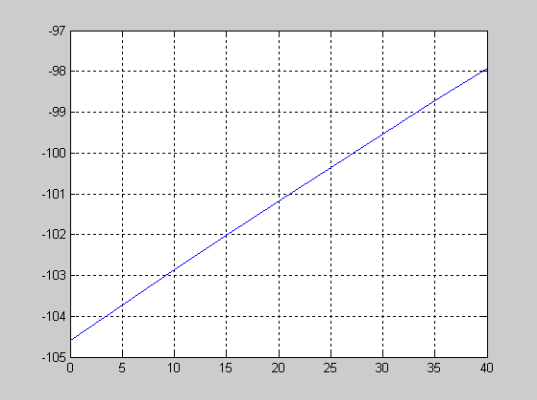


Рисунок 4 – Зависимость фазы выходного напряжения измерительной катушки от угла потерь на гистерезис δ для расстояния между катушками $z = 0 \ \ см$

На рис. 5 и 6 представлены подобные зависимости $\varphi_2 = f(\delta)$, полученные для расстояний z, равных соответственно 10 и 20см.

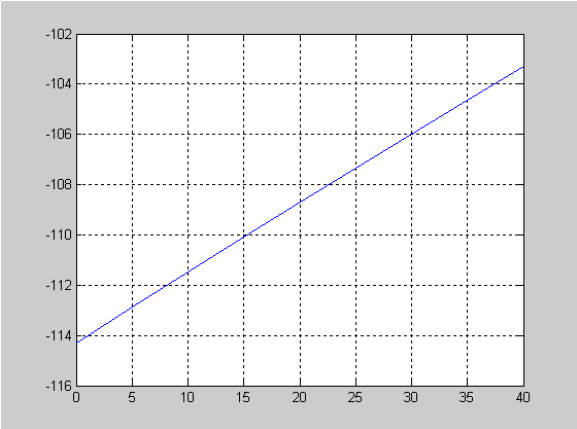


Рисунок 5 – Зависимость фазы выходного напряжения измерительной катушки от угла потерь на гистерезис δ для расстояния между катушками $z = 10 \ \ см$

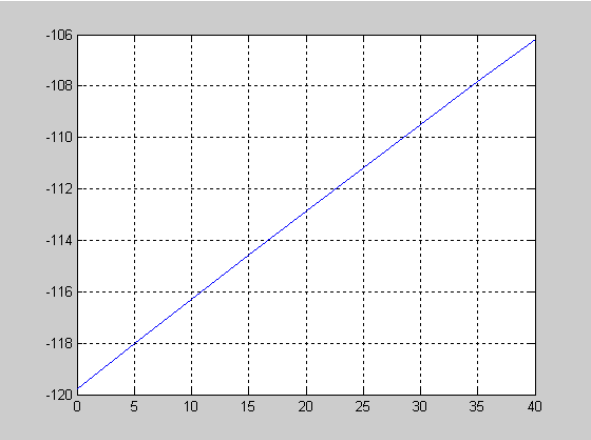


Рисунок 6 – Зависимость фазы выходного напряжения измерительной катушки от угла потерь на гистерезис δ для расстояния между катушками $z = 20 \ \ см$

Анализ результатов расчета показывает, что чувствительность датчика при контроле угла потерь на гистерезис δ по фазе выходного напряжения измерительной катушки растет при увеличении расстояния между катушками.

Библиографический список

1. Сартаков В. Д. Анализ программы расчета ЭДС электромагнитного проходного датчика для контроля физико-механических параметров протяженных цилиндрических ферромагнитных изделий. // Материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием «Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири: – Иркутск: Изд-во ИРНИТУ, 2021. С. 99-104

Сартаков В. Д., к.т.н., профессор кафедры ЭЭТ ИРНИТУ

УДК 621.3.078

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Сорокин А.В.
Байкальский государственный университет
sorokinav@bgu.ru

Введение. В данный момент наиболее популярными универсальными средами для моделирования процессов протекающих в электромеханических системах являются Mathcad Prime 6.0 (продукт компании PTC), MATLAB R2020a с дополнением в виде модуля Simulink (продукт компании MathWorks) и Ansys 2020 R2 (продукт компании Ansys Inc.). Данные программные продукты заслужили мировое признание и широко используются при инженерных расчетах и в процессе обучения студентов колледжей и высших учебных заведений.

Вышеприведенные среды моделирования предъявляют серьезные требования к аппаратному обеспечению персонального компьютера и являются лицензируемым программным обеспечением с высокой ценовой составляющей.

В условиях удаленного дистанционного обучения, вызванного эпидемией коронавируса COVID-19, обучающиеся не всегда могут получить доступ к программному обеспечению учебных заведений, обладающих лицензируемыми продуктами, что резко осложняет освоение студентами требуемых компетенций.

DiFSyS. Предлагаемое программное обеспечение для математического моделирования электромеханических систем (ЭМС) горного оборудования получило название DiFSyS [1]. Программа разработана на кафедре Горных машин и электромеханических систем ИРНИТУ. Данный программный продукт предъявляет невысокие требования к аппаратному обеспечению, имеет небольшой объём и может быть установлена студентом на домашний компьютер, что очень важно при дистанционном обучении. Разработка велась в среде визуального программирования, что позво-

лило снабдить ее современным, интуитивно-понятным, интерфейсом (рис. 1).

Результаты моделирования. Для демонстрации интерфейса будет использоваться пример базовой системы электропривода подъема шагающего экскаватора ЭШ-20/90, описываемой системой уравнений (1).

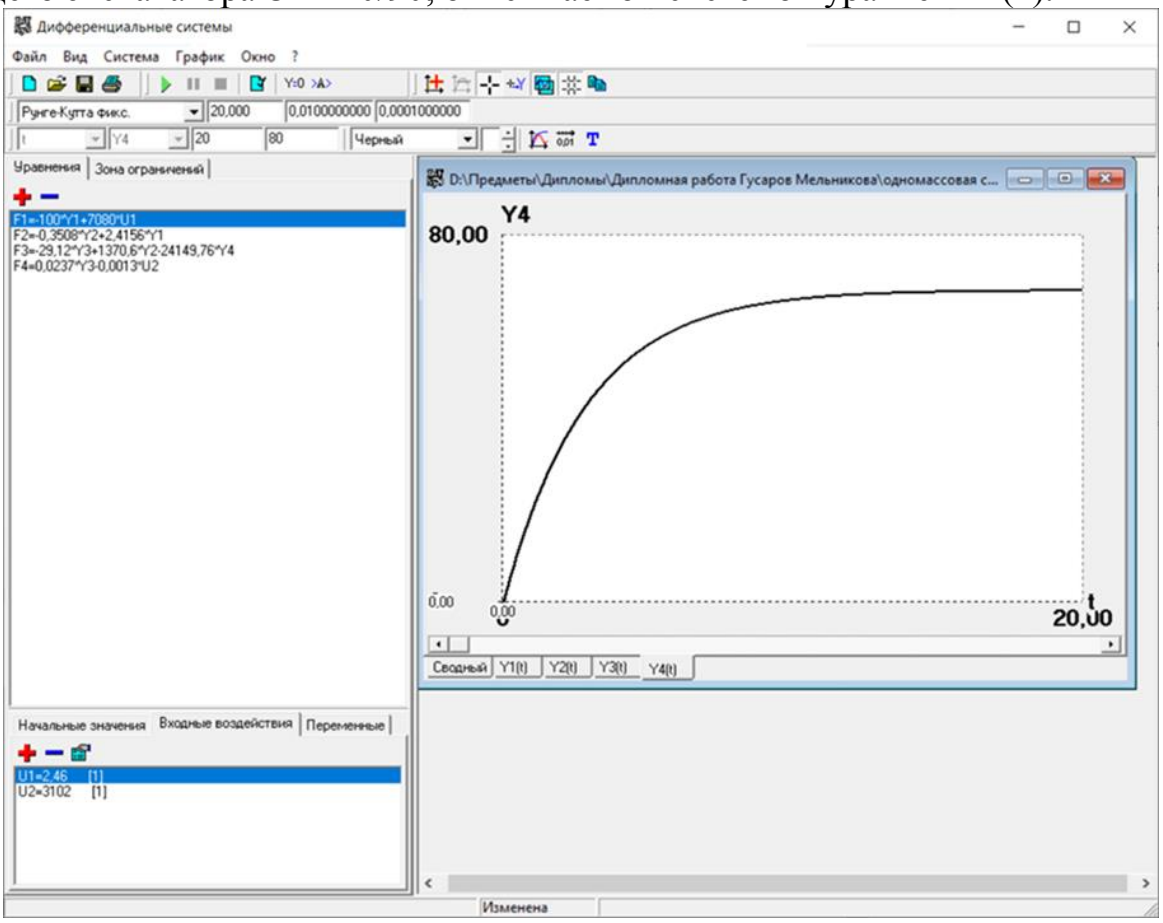


Рисунок 1 – Общий вид интерфейса программы DiFSyS

Сразу необходимо оговорить, что расшифровка переменных, описывающих работу ЭМС не приводится (это просто иллюстративный пример интерфейса программы).

$$\begin{cases} \dfrac{dU_{ВГ}}{dt} = -\dfrac{1}{T_{mn}} \cdot U_{ВГ} + \dfrac{k_{mn}}{T_{mn}} \cdot u_{упр} \\ \dfrac{dE_г}{dt} = -\dfrac{1}{T_г} \cdot E_г + \dfrac{k_г}{T_г} \cdot U_{ВГ} \\ \dfrac{dI_я}{dt} = -\dfrac{1}{T_я} \cdot I_я + \dfrac{k_я}{T_я} \cdot E_г - \dfrac{k_я c\Phi_д}{T_я} \cdot \omega_{дв} \\ \dfrac{d\omega_{дв}}{dt} = \dfrac{c\Phi_д}{J_\Sigma} \cdot I_я - \dfrac{1}{J_\Sigma} \cdot M_с. \end{cases} \quad (1)$$

Ввод уравнений в программу моделирования ЭМС осуществляется в окне «Уравнения». Уравнения могут быль представлены как в линейном, так и не линейном виде. Существенные нелинейности могут быть пред-

ставлены в виде ограничений. Они вводятся в окне «Зона ограничений». Зона ограничений представляет собой универсальное средство для контроля и управления любыми переменными системы при ее расчете. В разработанной справочной системе программы, описание вида ввода дифференциальных уравнений представлен на рис. 2.

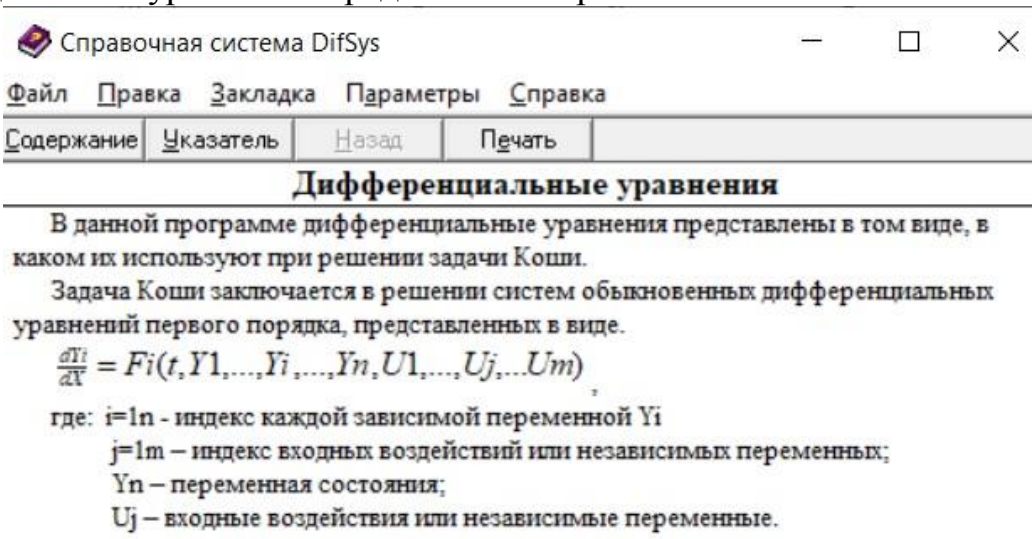


Рисунок 2 – Справка по вводу дифференциальных уравнений

Для программы DifSyS система уравнений (1) будет выглядеть следующим образом

$$\begin{cases} F_1 = -100 \cdot Y_1 + 7080 \cdot U_1 \\ F_2 = -0{,}3508 \cdot Y_2 + 2{,}4156 \cdot Y1 \\ F_3 = -29{,}12 \cdot Y_3 + 1370{,}6 \cdot Y_2 - 24149{,}76 \cdot Y_4 \\ F_4 = 0{,}0237 \cdot Y_3 - 0{,}0013 \cdot U_2. \end{cases} \quad (2)$$

где F_i – производная переменной состояния, стоящая в левой части системы уравнений; Y_n – переменная состояния; U_j – входное воздействие.

Список начальных значений, находящийся в одноименной закладке на системной панели, позволяет задавать начальные величины переменных состояния, с которыми будет рассчитываться система.

В программе возможно задавать различные виды входных воздействий. При добавлении или изменении входного воздействия открывается специальное диалоговое окно, которое позволяет создать необходимое воздействие.

Программа позволяет создавать собственные переменные и использовать их в уравнениях системы и зоне ограничении. Ввод переменных происходит в окне «Переменные».

Для более наглядного представления результатов моделирования применяется графическое представление. Окно каждой системы содержит определенный набор графиков, минимальное количество которых зависит

от числа уравнений данной системы, плюс сводный график. Сводный график позволяет одновременно видеть все графики системы.

Для размещения результатов моделирования в документы MS Office, используется инструмент «Буфер обмена». В программе формируется оформленный график, который через стандартную процедуру переносится в документ. Вид результатов моделирования после переноса в Microsoft Word представлен на рис. 3.

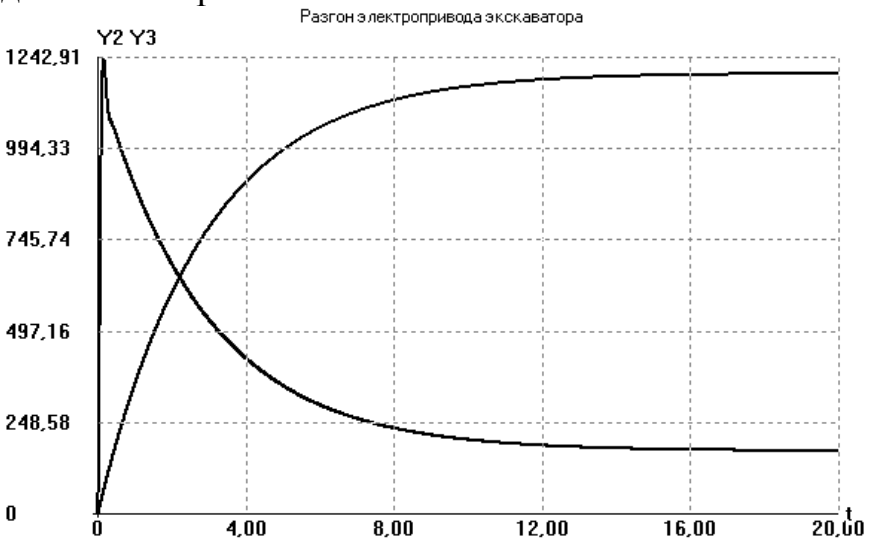


Рисунок 3 – Вид графика перенесенный в документ MS Office

Для апробирования программы были проведены контрольные расчеты ЭМС горного оборудования [2], ранее проделанные в среде MATLAB. Анализ полученных результатов полностью подтвердил работоспособность программного продукта.

В разработанной программе DiFSyS реализуются основные функции необходимые для математического моделирования электромеханических систем горного оборудования. Имеются инструменты для работы с нелинейными системами, реализована возможность вводить ограничения на переменные состояния, возможно задавать большой спектр входных сигналов. Удобный интерфейс позволяет готовить результирующий материал исследований в воде графиков с последующим переносом их в MS Office.

В условиях удаленного дистанционного обучения, обучающиеся могут полноценно производить исследования ЭМС горного оборудования с применением данного программного обеспечения.

Библиографический список

1. Сорокин А.В. Разработка программного обеспечения для моделирования электромеханических систем / Интеллектуальный и ресурсный потенциалы регионов: активизация и повышение эффективности использования [Электронное издание]: материалы 5-й Всерос. научн.-практ. конф., Иркутск, 16 мая 2019 г. / под науч. ред. А. П. Суходолова. – Иркутск : Изд-во БГУ, 2019. – С 267-273. – Режим доступа: http://lib-catalog.bgu.ru.

2. Патент 2255184 Россия, МКИ E 02 F9/20, H 02 P 5/00. Способ управления электроприводом постоянного тока одноковшового экскаватора и устройство для его осуществления / С.С. Леоненко, Д.Е. Махно, А.В. Сорокин, А.С. Леоненко, М.В. Павлов. (Россия). - №2004114678/03; Заяв. 13.05.2004; Опубл. 27.06.2005, Бюл. №18.

УДК 621.313

АНАЛИЗ НЕИСПРАВНОСТЕЙ ОБЩЕПРОМЫШЛЕННЫХ АСИНХРОННЫХ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ

Чупановский М.Г.[1], Арсентьев О.В.[2]
Иркутский национальный исследовательский технический университет
pxprotech@mail.ru, arsentyevov@rambler.ru

Основой современного производства является потребление разного рода ресурсов, в том числе энергетических. Технологический процесс определяет вид, качественные и количественные характеристики выпускаемой продукции. Общепризнанно, что механические процессы преобладают иные по энергопотреблению. По статистике, до 70% генерируемой электроэнергии преобразуется в механическую энергию. При технической реализации любого технологического процесса в качестве источников механической энергии используются электродвигатели. В зависимости от условий производства, требуемых характеристик, возможности регулирования и автоматизации процесса, применяются электродвигатели разных типов: постоянного тока, асинхронные и синхронные. Каждый из этих двигателей имеет свои достоинства и недостатки, которые, по сути, определяют его область применения. По возможности, стараются применять электродвигатели, с большим ресурсом и меньшими эксплуатационными затратами. Особо важной характеристикой является надежность, способность электродвигателя безаварийно отработать заявленный производителем ресурс. Однако, любая техника, и электродвигатели не исключение, ломается, выходит из рабочего состояния, по разного рода причинам – конструкционным и/или эксплуатационным. Анализ неисправностей, статистические исследования причин отказов позволяют определить наиболее вероятные виды дефектов электродвигателей, выработать практические рекомендации по их своевременной диагностике.

Наибольшее применение в промышленном производстве нашли машины переменного тока. В качестве двигателей, основных источников механической энергии, наибольшее распространение получили асинхронные двигатели с короткозамкнутым ротором. Они пользуются широким спросом ввиду их достаточно высоких электромеханических характеристик, в сочетании с простотой конструкции и технологичностью изготовления.

Однако, несмотря на свою высокую надежность, в условиях предприятия, от начала их эксплуатации до списания, электродвигатели переживают не один ремонт. В процессе эксплуатации могут возникать повреждения деталей электродвигателя, которые влекут за собой выход из строя машины. Проведены статистические исследования основных повреждений, возникающих в процессе эксплуатации асинхронных машин (см. рис.1). Очевидно, что набольший процент повреждений приходится на статорную обмотку (31%), которая находится в наиболее неблагоприятных температурных режимах (возникает локальный перегрев в пазовой части) в сочетании с динамическими воздействиями на проводники электромагнитных сил (разрушение эмалевой изоляции проводниковых материалов). Подобное воздействие оказывается на проводники обмотки фазного ротора (15%).



Рисунок 1 – Дефекты асинхронных двигателей

Механические факторы также оказывают большое влияние на работу асинхронного двигателя. При этом большая часть повреждений приходится на подшипниковые узлы (12%) и несоосность валов электродвигателя и механизма (11%).

Основными потребителями мощности на промышленных предприятиях среди всей массы установленных электромашин являются асинхронные двигатели средней (свыше 50 кВт и до 200 кВт) и большой мощности (свыше 200 кВт). По статистике, неисправности двигателей мощностью до 200 кВт в процентном соотношении можно разделить (рис.2):

- повреждение статора 45%;
- повреждение ротора 25%;
- износ подшипников 10%;
- ослабление прессовки активной стали 16%,
- другие повреждения 4%.

В отличие от двигателей средней и малой мощности, в АД мощностью свыше 200 кВт процент основных неисправностей приходится на по-

вреждение статора 55%; износ подшипников 15%; повреждение ротора 10%; ослабление прессовки активной стали 14%, другие повреждения 6%. В основе неисправностей находятся внутренние и внешние причины, которые, как правило, действуют совместно.

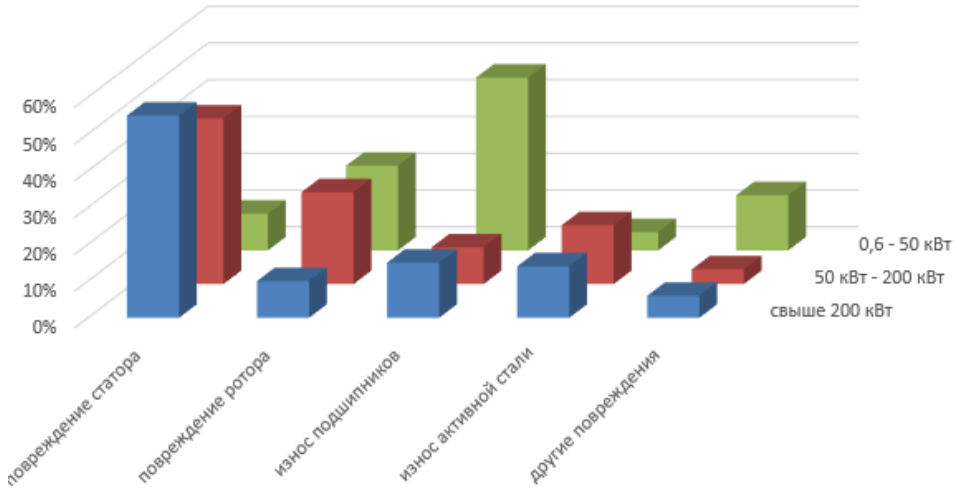


Рисунок 2 – Дефекты электромеханических агрегатов в зависимости от мощностных характеристик

Внутренние источники неисправностей возникают в ходе выработки ресурса отдельных компонентов и механических частей в асинхронном двигателе.

Их можно разделить:

- механические – износ подшипников, тепловое и вибрационное старение изоляции и обмотки;
- электрические – пробой изоляции, внутренние обрывы в обмотке статора или ротора.

Внешние источники неисправностей возникают в ходе эксплуатации двигателя в ненадлежащих для него условиях или неверном монтаже и обслуживании. Они так же разделяются:

- механические – плохой монтаж; пульсирующая нагрузка; работа двигателя на перегрузке.
- электрические – колебания напряжения; коммутационные перенапряжения; обрыв в питающей сети.

Большинство повреждений статора приходится на электрический пробой изоляции обмотки, возникающий при работе двигателя или при испытаний повышенным напряжением во время ремонта. Образовавшееся витковое замыкание приводит к сильному местному нагреву и как следствие к тепловому пробою корпусной изоляции.

На обмотки и особенно на их изоляцию в процессе эксплуатации действуют электромагнитные силы, вибрация, температура, окружающая среда и другие факторы. Совместное действие перечисленных выше фак-

торов приводит к необратимым процессам изменения структуры и химического состава изоляции. С повышением температуры обмотки статора происходит тепловое старение витковой и корпусной изоляции. Она теряет эластичность, становится хрупкой, и вследствие этого срок службы ее сокращается.

Местные перегревы чаще всего являются следствием дефектов активной стали или витковых замыканий. Признаком наличия местных перегревов являются следы подтеков компаунда. Перегревы, связанные с замыканием листов активной стали и витковыми замыканиями, быстро прогрессируют и чаще приводят к пробою обмотки статора во время работы двигателя. Подобная неисправность возникает и от износа или разрушения деталей подшипников, его перекоса. Трение, создаваемое неисправным подшипником, загрязнение или избыток смазки, большой натяг внутреннего кольца подшипника на вал или наружного кольца в корпус подшипника провоцируют его перегрев и как следствие выброс смазки. Попадание агрессивных примесей (одним из наиболее опасных воздействий является забрызгивание маслом обмотки статора) снижают изоляцию, увеличивая шанс её пробоя.

Изоляция, выдерживающая большие усилия от пусковых токов, может повреждаться в результате меньших по величине, но многочисленных воздействий, связанных с вибрацией электродвигателя.

Основными источниками вибрации в асинхронном двигателе являются подшипники качения и ротор. Механическая поломка подшипников может привести к зацеплению ротора об статор и повреждению обмотки статора, а также заклиниванию приводов механизма. В настоящее время указанная неисправность встречается относительно часто. При работе двигателя с поврежденными роторными стержнями скорость вращения ротора с одинаковой нагрузкой будет меньше, чем в таком же двигателе с исправным ротором. В отдельных случаях двигатель с поврежденными стержнями ротора может вообще не развернуться до рабочей скорости вращения ротора даже при малой нагрузке.

Анализ повреждений асинхронных электродвигателей показывает, что изоляция обмоток является одним из наиболее важных элементов конструкции, ограничивающих работоспособность машин. Техническое состояние изоляции необходимо контролировать в процессе эксплуатации. При соблюдении режима работы, правил эксплуатации и обслуживания, а также нормального электропитания асинхронный двигатель служит долго, значительно больше своего ресурса. При этом возможный ремонт чаще всего заменяется смазкой и заменой подшипников.

Библиографический список

1. Бахарев, А.В. Анализ методик оценки технического состояния электродвигателя / А.В. Бахарев, А.Д. Умурзакова // III - Всероссийская науч-

но-практическая конференция «Энергетика и энергосбережение теория и практика», 13-15 декабря 2017 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://science.kuzstu.ru/wpcontent/Events/Conference/energ/2017/energ/pages/Articles/402.pdf (дата обращения 28.03.2022).
2. Повреждения электродвигателей на электростанциях. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://leg.co.ua/info/elektricheskie-mashiny/povrezhdeniya-elektrodvigateley-na-elektrostanciyah-3.html (Дата обращения: 02.04.2022).

[1] Чупановский М.Г., обучающийся, бакалавр гр. ЭАПЭб-21-1 ИРНИТУ
[2] Арсентьев О.В., к.т.н., доцент каф. ЭЭТ ИРНИТУ

УДК 621.313

СПОСОБЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НЕИСПРАВНОСТЕЙ ОБЩЕПРОМЫШЛЕННЫХ АСИНХРОННЫХ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ

Чупановский М.Г.[1], Арсентьев О.В.[2]
Иркутский национальный исследовательский технический университет
pxprotech@mail.ru, *arsentyevov@rambler.ru*

Техническая реализация технологических процессов практически всегда требует наличия механической энергии. При этом основным источником получения такой энергии является электродвигатель. Большое разнообразие двигателей, различающихся по конструкции, принципу действия, характеристикам, позволило пользователям выбрать наиболее подходящий электродвигатель (ЭД) для выполнения заданных функций в определенных условиях. В общепромышленных технологических установках ЭД практически никогда не дублируются, и в случае поломки неизбежно возникает ситуация, когда от времени устранения неисправности зависит простой технологической цепочки, недовыпуск продукции.

Все электромеханические преобразователи имеют разную степень надежности, которая во многом зависит от их конструкции. С этой точки зрения, на промышленных предприятиях наибольшее распространение получили асинхронные электродвигатели с короткозамкнутым ротором. Это достаточно простая, надежная и функциональная электрическая машина, составляет основной парк ЭД в промышленности (более 80% от общего количества). При всех своих достоинствах, этот ЭД, так же как и любая техническая система, имеет свой уровень надежности работы, возможность получения неисправности. Для предотвращения возникновения таких ситуаций, процесс работы и параметры ЭД от начал эксплуатации и до очередного ремонта необходимо постоянно контролировать доступными и современными средствами диагностики, что повышает вероятность определения надвигающейся в процессе работы потенциальные поломки.

В настоящее время в промышленности происходит постепенный переход от концепции «планового обслуживания» технологического оборудования к значительно более эффективной концепции «обслуживания по состоянию». Последняя предполагает передачу больших объемов данных от датчиков, установленных непосредственно на оборудовании, их (данных) автоматический анализ и выработку соответствующих решений и прогнозов относительно текущего и будущего состояния контролируемых объектов [1].

Обслуживание по состоянию и прогнозное обслуживание (в рассматриваемом случае – двигателей) на современном этапе развития техники относятся к базовым технологиям «промышленного Интернета вещей».

В свою очередь, датчики систем, обеспечивающие измерение параметров технологического объекта, характеризующих его состояние, должны обладать рядом функций и свойств, основными из которых являются:

- *Беспроводная передача данных на сервер* - из-за невозможности или (наиболее часто) экономической нецелесообразности прокладки проводных линий связи в местах установки модулей.
- *Предварительная обработка данных* непосредственно в модуле – для снижения вычислительной нагрузки на устройства централизованной обработки данных.
- *Минимальное энергопотребление* – для обеспечения длительного автономного по питанию режиме.
- *Устойчивость по отношению к различным возмущающим факторам* - механическим, электромагнитным и т. д., в месте установки модулей. Очевидно, это налагает определенные ограничения к конструктивному выполнению модулей.
- *Надежность* Способность работать длительное время без какого-либо обслуживания. Самодиагностика и самокалибровка.
- *Минимально возможная цена одного модуля.* Очень часто подобные модули являются многофункциональными, то есть совмещающими функции, например, измерения вибрации, температуры и т.д. – это уменьшает количество модулей в системе и цену системы в целом.

Идеальным вариантом диагностики можно считать вариант без остановки производственного механизма или агрегата и тем самым устраняется простой работы оборудования. Если это не удается, то нужно сделать полный или частичный разбор для определения стабильности работы каждой части системы асинхронного двигателя. Это позволит определить время, в течение которого необходимо подвергнуть ремонту ЭД, чтобы не допустить возможных отказов.

Целью системы технической диагностики любого оборудования выступает установление номинальных показателей работы, которые являются некоторыми эталонными значениями с точки зрения стандартизации. При

этом должным образом должно происходить установление неисправностей на начальных этапах их развития и возникновения.

Все виды затрат на функционирование системы технической диагностики должны быть минимизированы.

Плановая техническая диагностика проводится в соответствии с действующими нормами и правилами. Кроме того, она позволяет судить о возможности дальнейшей эксплуатации оборудования, когда оно отработало нормативный срок службы.

Внеплановая техническая диагностика оборудования проводится в случае обнаружения нарушений его технического состояния.

Если диагностика проводится во время работы оборудования, она называется функциональной.

Выбранные диагностические параметры должны удовлетворять требованиям полноты, информативности и доступности их измерения при наименьших затратах времени и средств. При выборе таких параметров приоритет отдается тем, которые удовлетворяют требованиям определения истинного технического состояния данного оборудования в реальных условиях эксплуатации. На практике обычно используют не один, а несколько контролируемых параметров одновременно.

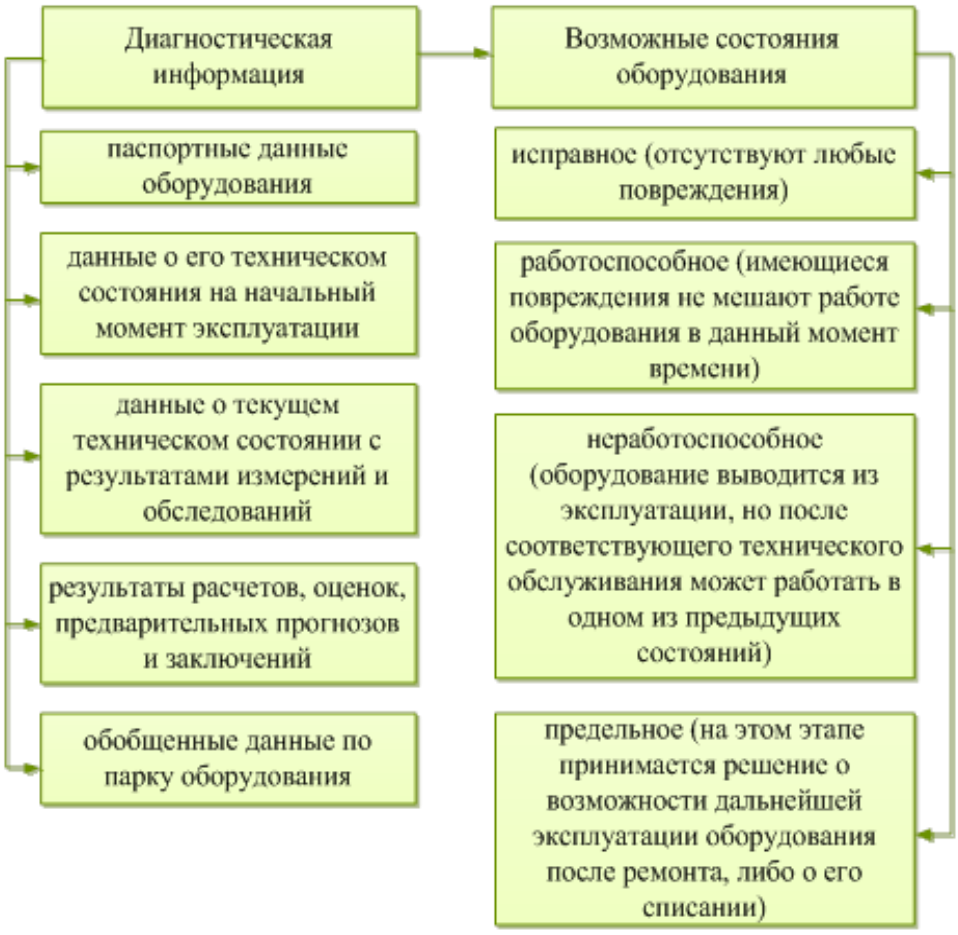


Рисунок 1 – Диагностическая информация и возможные состояния оборудования

Диагностическая информация должна соответствовать определенным состояниям исследуемого оборудования. Такая градация позволяет сделать правильные выводы относительно работоспособности контролируемого объекта. В состав диагностической информации могут входить элементы, представленные на рис. 1. Там же представлены возможные состояния оборудования, которые определяют уровень неисправности – от исправного, соответствующего паспортным данным, до предельного, когда ремонт нерентабелен.

На сегодняшний день существуют несколько широко используемых методов диагностики технического состояния ЭД (табл. 1). Проведен анализ диагностических методов, определены возможные недостатки и ограничения в применении.

Таблица 1

Методы диагностики технического состояния электродвигателей

№ п/п	Методы диагностики АД	Основные недостатки
1.	Измерение и анализ вибраций отдельных элементов агрегата	Сложность интерпретации результатов измерений при электрических повреждениях.
2.	Измерение и анализ акустических колебаний работающей машины	Недостаточная чувствительность к электрическим повреждениям
3.	Измерение и анализ вторичных электромагнитных полей машины	В настоящее время не выпускается необходимое оборудование. Требует внедрения системы контроля на стадии изготовления ЭД
4.	Измерение и анализ температуры отдельных элементов машины	Непригоден для контроля внутренних повреждений изоляции
5.	Измерение и анализ электрических параметров машины	Наличие в спектре гармоник тока частот, обусловленных коммутацией ключей регулируемого привода

Очевидно, что предпочтительнее выглядит метод диагностики, позволяющий определять большинство возможных неисправностей ЭД, как электрических, так и механических. Кроме того, метод должен быть прост в реализации, обладать достаточно высоким информационным быстродействием, иметь возможность автоматизации измерений и индикации состояния, контролируемого ЭД.

Современным подход к методам диагностики позволяет вывести этот технический ресурс на новый уровень, создать диагностические системы, позволяющие объективно оценивать состояние контролируемого объекта. В результате рассмотрения диагностических способов оценки технического состояния общепромышленного асинхронного электродвигателя определено, что наибольшей вероятностью определения всех видов неисправностей обладает метод, основанный на измерении и анализе электрических параметров ЭД. В заключении следует отметить, что простое получение

исходной информации требует значительный объем работы для ее обработки и выработки рекомендаций по техническому состоянию объекта.

Библиографический список

1. Бахарев, А.В. Анализ методик оценки технического состояния электродвигателя / А.В. Бахарев, А.Д. Умурзакова // III Всероссийская научно-практическая конференция «Энергетика и энергосбережение теория и практика», 13-15 декабря 2017 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://science.kuzstu.ru/wpcontent/Events/Conference/energ/2017/ energ/pages/Articles/402.pdf (дата обращения 28.03.2022).

---

[1] Чупановский М.Г., обучающийся, бакалавр гр. ЭАПЭб-21-1

[2] Арсентьев О.В., к.т.н., доцент каф. ЭЭТ ИРНИТУ

ПРОИЗВОДСТВО И ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

УДК 662.642

АНАЛИЗ ПРОБЛЕМ, СВЯЗАННЫХ С ПОВЫШЕННЫМ СОДЕРЖАНИЕМ СЕРЫ В УГЛЕ

Антропов Д.В.
Иркутский национальный исследовательский технический университет

На тепловых электрических станциях Иркутской области в качестве основного топлива, преимущественно, используется уголь, который представляет собой сложное химическое соединение, состав которого зависит от характера материнского вещества, возраста и других факторов. Одним из элементов, входящих в состав угля, является сера. Избыточное количество серы в угле негативно сказывается не только на состоянии окружающей среды, но и непосредственно влияет на надежность работы оборудования энергетических предприятий. Это связано с тем, что при сгорании сера окисляется, с образованием, главным образом, диоксида SO_2 и, в небольших количествах (1–2 % общего количества оксидов серы), триоксида серы SO_3. Последний, при температуре ниже «точки росы», образует серную кислоту, которая конденсируется и оседает на поверхностях нагрева:

$$2H_2O + 2SO_2 + O_2 = 2H_2SO_4.$$

Степень концентрации серной кислоты в дымовых газах напрямую зависит от содержания серы в исходном топливе. Концентрация серной кислоты достигает 60–95 %, и ее взаимодействие с металлом приводит к образованию сульфатов железа – $FeSO_4$ и $Fe_2(SO_4)_3$. Именно этот процесс является причиной коррозионных повреждений металла низкотемпературных (хвостовых) поверхностей нагрева.

При охлаждении дымовых газов до определенной температуры (точка росы), особенно в местах соприкосновения дымовых газов с холодными поверхностями оборудования, содержащаяся в дымовых газах серная кислота вызывает сернокислую коррозию элементов оборудования. Данная коррозия протекает очень интенсивно при достижении точки росы: при фактической сере скорость коррозии металла труб составляет ≈ 0,4-1 мм / год, что значительно выше предельной (=0,2 мм/год).

Сернистая коррозия может также протекать при водных обмывках конвективных поверхностей нагрева, проводимых для очистки их от отложений. Ей подвержены холодные пакеты регенеративных воздухоподогревателей и холодная часть трубчатых воздухоподогревателей, а также стальные короба газоходов от воздухоподогревателей до дымовых труб.

Следует отметить, что наибольшие проблемы от коррозии металла на энергетических объектах возникают при сжигании высокосернистых мазу-

тов. Однако и при сжигании ряда твердых топлив, особенно содержащих в больших количествах серу, коррозионные процессы часто становятся серьезным препятствием в деле повышения надежности и экономичности парогенераторов.

Чтобы избежать сернистой коррозии ответственные детали и аппаратуру изготовляют из высокохромистых сталей. Наиболее стойкими против сернистой коррозии являются стали типа 1Х18Н9Т и хромистые типа ЭИ-496. Устойчивы в сернистых средах также алюминий, цинк, олово, свинец.

Борьбу с сернистой коррозией ведут различными способами:

- применение устойчивых против коррозии металлов;

- применение присадок к топливам, нейтрализующих агрессивное действие продуктов сгорания серы;

- очистка топлив от сернистых соединений и др.

Как уже было сказано выше, интенсивной сернистой коррозии зачастую подвержены низкотемпературные поверхности нагрева, имеющие температуру ниже точки росы серной кислоты. В образовавшемся слое серной кислоты и отложений происходит электрохимическое растворение железа. Следует отметить, что чистая сернистая коррозия не приводит к глубокому разрушению металлов.

Никелевые стали весьма чувствительны к высокотемпературной сернистой коррозии. В продуктах сгорания мазута и углей, как известно, имеются окислы серы. При их взаимодействии с никелем образуется сульфид, который в свою очередь образует с никелем легкоплавкий сплав. Ванадий повышает временное сопротивление и предел текучести сталей при высоких температурах. Его добавляют в количестве 0,15 – 0,35 % во многие котельные стали, используя для легирования котельных сталей совместно с хромом и молибденом.

На тепловых электрических станциях, сжигающих уголь с высоким содержанием серы существует ряд серьезных проблем, связанных с надежностью работы оборудования в целом. Анализ воздействия повышенного количества серы на оборудование ТЭС позволил выявить следующие места, подверженные наиболее интенсивной кислотной коррозии: пароперегреватель, водяной экономайзер, дымовая труба (рис.1).

Кислотная коррозия интенсивно уничтожает элементы станционного оборудования. Разрушения можно увидеть на рис. 2, 3.

На рис. 4 представлены обобщенные результаты анализа влияния содержания серы в угле на надежность работы котлоагрегатов.

Анализ степени влияния количества серы в топливе на работу оборудования показал 4 основных группы.

Первую группу можно отнести к «Аварийной», когда содержание серы в топливе более 1,7%. При этом может наблюдаться:

- Резкий, неуправляемый рост аварийности, непредсказуемый рост ремонтных затрат.

- Сверхлимитные экологические платежи, штрафы, приостановление деятельности на срок до 90 суток.

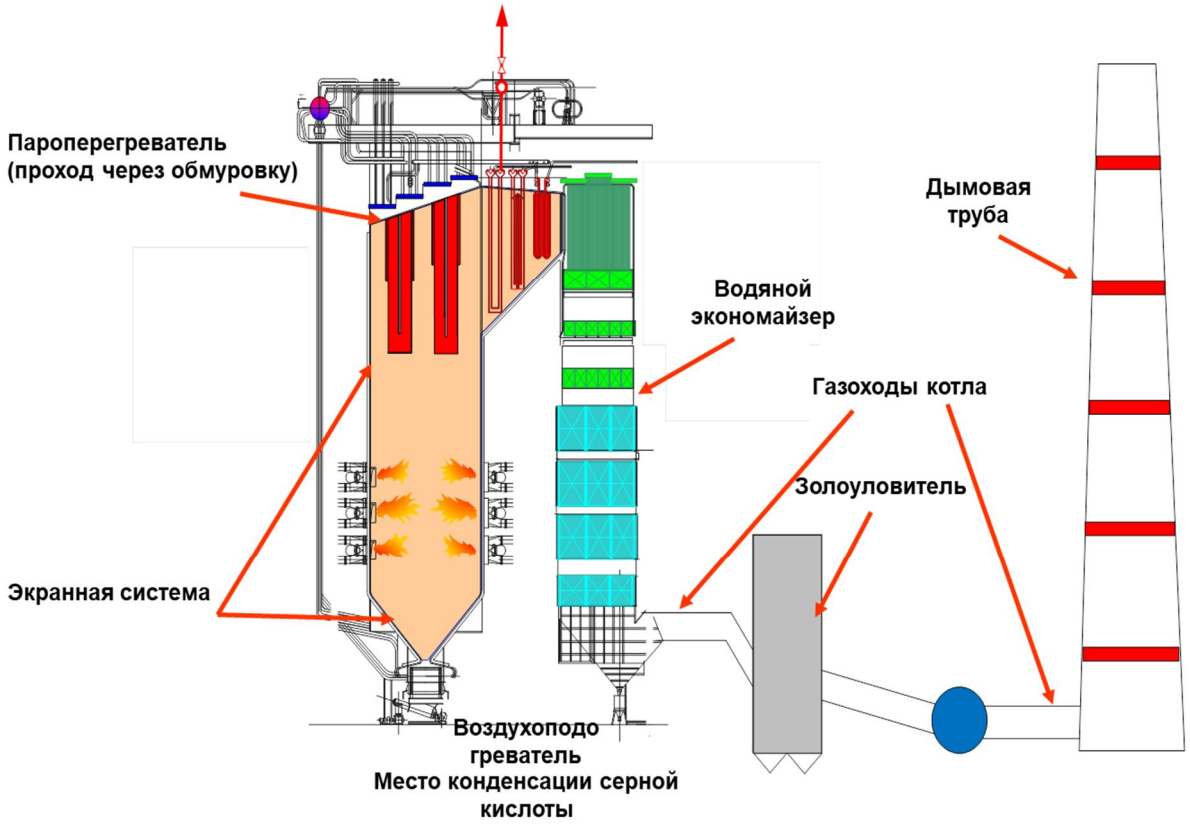


Рисунок 1 – Элементы, наиболее подверженные интенсивной кислотной коррозии



Рисунок 2 – Поражение труб поверхностей нагрева



Рисунок 3 – Вытекание кислоты в жидком виде

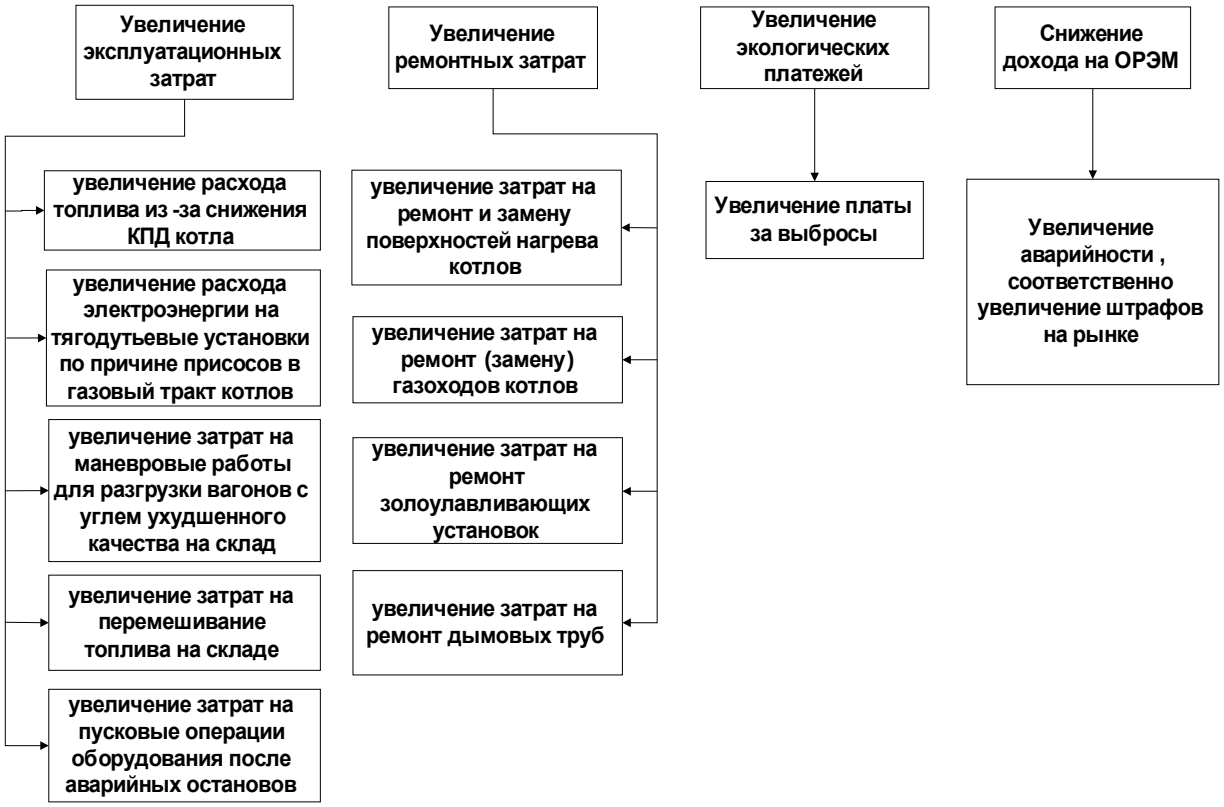


Рисунок 4 – Анализ влияния содержания серы в угле на надежность работы котлоагрегатов

Во второй группе содержание серы колеблется от 1,24% до 1,7%. Данную группу можно отнести к «Критической». При этом происходит:

- Дальнейший рост затрат, связанный со снижением КПД.
- Рост экологических платежей.
- Рост ремонтных затрат, связанных с преждевременным выходом из строя оборудования.

- Затраты на формирование угольного склада для создания смеси с разными марками углей.

Третья группа с содержанием серы от 0,5% до 1,24% относится к «Приемлемой» величине. При этом:

- Растут затраты, связанные со снижением КПД котлоагрегата.
- Растут величины экологических платежей.

Четвертую группу, с содержанием серы от 0% до 0,5%, можно отнести к «Проектной». При таком содержании серы дополнительные затраты, связанные с повышенным содержанием серы в топливе, отсутствуют.

В табл. 1 представлены различные технологии сероочистки, которые возможно применить для недопущения сверхлимитной оплаты за выбросы окислов серы при сжигании мугунских углей.

Таблица 1

Технологии сероочистки при сжигании мугунских углей для недопущения сверхлимитной оплаты за выбросы окислов серы

Станция	Паропроизводительность котлов, т/ч	Степень сероочистки, %	Технология сероочистки	Капитальные вложения всего по станции, тыс. руб. (в ценах 2021 г)
ТЭЦ № 1	420	До 65	Двойная щелочная	1 020 000
ТЭЦ № 2	220	До 25,5	Мокрая с выщелачиванием золы	700 000
	270	До 25,5	Мокрая с выщелачиванием золы	
ТЭЦ № 3	160	До 25,5	Мокрая с выщелачиванием золы	700 000
	210	До 25,5	Мокрая с выщелачиванием золы	
	420	До 65	Двойная щелочная	
	820	До 65	Двойная щелочная	
Всего по станциям				**2 420 000**

Таким образом, можно отметить следующие пути снижения негативных последствий при сжигании угля с высоким содержанием серы:

- Организация перемешивания высокосернистого угля с низкосернистыми углями на складах ТЭЦ для понижения общей серы.
- Повышение температуры горячего воздуха перед воздухоподогревателями котлов (что снижает КПД котлов).

Однако, данные мероприятия недостаточны для полного исключения негативного влияния сернокислой коррозии на оборудование ТЭЦ. Именно поэтому, в качестве дополнения необходимо рассматривать возможность

применения дополнительных технологий сероочистки: двойная щелочная, мокрая с выщелачивание золы, циркулирующая инертная масса и другие.

Библиографический писок

1. Магадеев В.Ш. «Коррозия газового тракта котельных установок», г. Москва, Энергоатомиздат, 1986 г.

Антропов Д.В., обучающийся, гр. ЭСТм-20-1 ИРНИТУ

УДК 621.311

ДИМЕТИЛОВЫЙ ЭФИР – АЛЬТЕРНАТИВНОЕ ТОПЛИВО

Белкина Е.А.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
kkatrinbb@mail.ru

Введение. В настоящее время на фоне растущей автомобилизации и возрастающей потребности в высококачественном топливе нефтехимики исследуют возможности применения ненефтяных источников для производства новых углеводородных топлив, хотя нефть остается основным источником получения топлив. В качестве альтернативных источников энергии нефти противопоставляют уголь, природный газ, биомассу и в последние годы – это твердые бытовые отходы, являющиеся неизбежным спутником общества потребления. Использование альтернативных экологически более чистых видов моторного топлива является одним из основных путей снижения негативного влияния автомобиля на экологию городов. В России наиболее предпочтительным представляется частичное замещение традиционных видов моторного топлива на синтетические жидкие углеводороды, получаемые из природного газа, в силу низкой себестоимости и практической неограниченности этого ресурса в стране. Россия обладает приблизительно 40% всех мировых разведанных запасов природного газа [1]. Поэтому к перспективным видам альтернативных моторных топлив относятся синтетические топлива, первичным сырьем для получения которых является природный газ.

Синтез ДМЭ и метанола, полученных из попутного газа через смеси H_2, CO и CO_2 и их каталитическая конверсия могут быть использованы для получения смеси углеводородов бензинового ряда с низким содержанием ароматических соединений [2]. Простые эфиры в качестве топлива имеют преимущества перед спиртами, так как они менее гигроскопичны и менее коррозионно агрессивны, а также хорошо растворяются в топливах. В последние годы появился значительный интерес к диметиловому эфиру (ДМЭ) и как компоненту дизельного топлива. Объясняется это хорошей воспламеняемостью и высокими цетановыми числами ДМЭ. При нормальных условиях ДМЭ находится в газообразном состоянии, однако легко

сжижается при давлении 0,5 МПа (при температуре 200^{C}). По энергоемкости ДМЭ в полтора раза уступает традиционному дизельному топливу, но по остальным показателям значительно превосходит дизельное топливо: цетановое число ДМЭ составляет 55-60 против 40-45 у дизельного топлива, температура воспламенения 2350С против 2500С у дизельного топлива.

Такие свойства позволяют легко запускать дизельный двигатель при низких температурах окружающей среды, что актуально для северных районов страны. Свойства ДМЭ и наличие в его составе атома кислорода обеспечивает бездымное горение топлива, превосходный холодный пуск двигателя, снижение уровня шума. Главное же преимущество ДМЭ как дизельного топлива – экологически чистый выхлоп. ДМЭ не токсичен и не загрязняет окружающую среду [1]. Содержание токсичных компонентов в нем (сажа отсутствует, уменьшается содержание оксидов азота) удовлетворяет экологическим требованиям ДТ Евро-3 и Евро-4 (с 2005г.) без очистки выхлопа.

По физическим свойствам ДМЭ близок к пропан-бутановым смесям, поэтому может применяться в качестве заменителя бытового газа (применяется на Украине). ДМЭ легко деградирует в атмосфере и может применяться в качестве заменителей фреонов. Также ДМЭ применяется для получения чистого водорода по реакции парового риформинга.

Исследованные области потребления ДМЭ дают мощный стимул для развертывания его производства в крупном масштабе, что в свою очередь создает предпосылки для концентрации усилий исследователей на методах его синтеза. Таким образом, в настоящее время ДМЭ рассматривается учеными разных стран как альтернатива нефти, поскольку считается, что добыча нефти в мире достигла своего пика и ее потребление опережает разработку новых месторождений [3]. Соответственно, масштабное производство ДМЭ является актуальной задачей. ДМЭ приобрел важное практическое значение в широком диапазоне областей применения во второй половине XX века, начиная от успешной попытки первого практического внедрения в начале 1960-х годов фирмой AkzoNobel (Нидерланды) в качестве пропеллента в аэрозольных баллонах, до современной отрасли моторных топлив, где этот эфир используется в дизельных двигателях и в качестве бензина [4]. В России ДМЭ долгое время получали как побочный продукт синтеза метанола. Дегидратация метанола с получением диметилового эфира – исторически первый путь проведения данного синтеза. Диметиловому эфиру как энергоносителю стали уделять внимание с 1995 г., когда группа известных фирм (AmocoCorp, HaldorTopsoeA/S и др.) на Всемирном конгрессе выставке в Детройте представила серию докладов [2].

В этих докладах было показано, что диметиловый эфир является экологически чистым дизельным топливом и в последующие годы его уже стали называть «дизельным топливом XXI века». В настоящее время проекты производства ДМЭ прорабатываются различными организациями и

фирмами во многих странах, особенно Китае, Японии, Корее, США, которые заявляют о наличии готовых технологий получения ДМЭ. В России с 1992 г., а за рубежом с 1994 г. ведутся работы по использованию ДМЭ в качестве моторного топлива для дизелей [5]. ДМЭ как дизельное топливо превосходит альтернативные виды, включая традиционные. Использование ДМЭ в качестве топлива или добавки к топливу улучшает качество выхлопа дизельных двигателей с уменьшением выброса вредных веществ вследствие высокого содержания кислорода (около 35% по массе) и отсутствия С-С связей в молекулярной структуре.

Большая работа по разработке промышленных процессов конверсии метанола и ДМЭ в олефины ведется в России [5]. Ведущим научным центром в этой области является Институт нефтехимического синтеза им. А.В. Топчиева РАН (ИНХС РАН). Коллективом этого института разработан процесс конверсии синтез-газа в ДМЭ в одну стадию с переработкой последнего в легкие олефины. Кроме того, ученые ИНХС РАН добились существенного снижения теплового эффекта на стадии синтеза олефинов из ДМЭ. Процесс осуществляется с применением высокоэффективного катализатора собственной разработки и позволяет при более низких температурах получить низшие олефины с выходом, сравнимым с коммерческими метанольными процессами, предлагаемыми зарубежными фирмами. Большой интерес проявляется к ДМЭ в странах Азии, прежде всего в Китае, где его используют в качестве бытового баллонного газа, взамен дизельного топлива и как топливо для электростанций [6].

Современные технологии получения ДМЭ основаны на конверсии синтез-газа двумя различными способами: традиционной технологии, состоящей из двух стадий и одностадийной, осуществляемой в одном реакторе [4]. 1.Классический двухстадийный синтез через получение и каталитическую дегидратацию метанола:

$$2CO + 4H_2 \rightarrow 2CH_3OH \quad (1)$$

$$2CH_3OH \rightarrow 2CH_3OCH_3 + H_2O \quad (2)$$

Процесс дегидратации метанола протекает при относительно невысоких температурах (300-4000С), под невысоким давлением 2-3 МПа на гетерогенном катализаторе Al_2O3. При осуществлении процесса в промышленном масштабе применяются два последовательно работающих реактора с получением метанола в первом реакторе и его дегидратацией во втором [1].

Упрощенно схему производства ДМЭ на основе природного газа через синтез и последующую дегидратацию метанола схематически можно представить в виде схемы, приведенной на рис.1 [2].

Рассмотренная схема получения ДМЭ не является полностью оптимальным решением его синтеза.

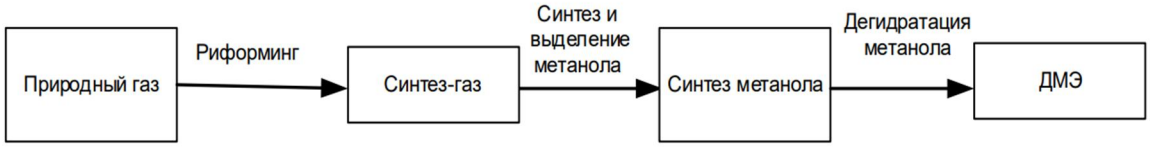


Рисунок 1 – Схема синтеза диметилового эфира из природного газа через стадии синтеза и дегидратации метанола

Прямой синтез, представляющий собой одновременное протекание нескольких реакций. Объединение процессов синтеза метанола и его дегидратации в одном реакторе позволяет обойти термодинамические ограничения [2].

$$CO + 2H_2 \rightarrow CH_3OH \quad (3)$$

$$CO_2 + 3H_2 \rightarrow CH_3OH + H_2O \quad (4)$$

$$CO + H_2O \rightarrow CO_2 + H_2 \quad (5)$$

$$2CH_3OH \rightarrow CH_3OCH_3 + H_2O \quad (6)$$

Процесс осуществляется в едином реакционном пространстве с большим тепловым эффектом с постоянным отводом тепла. Использование гибридных катализаторов позволило объединить две стадии процесса в одном реакторе. Процесс прямого синтеза ДМЭ стал возможен с появлением так называемых «бифункциональных катализаторов». Этот способ имеет главное преимущество – существенно большую степень конверсии синтез-газа. За счет одновременного протекания всех трех реакций, конверсия достигает 90%. Также в процессе отсутствует необходимость организации многократной рециркуляции реакционной смеси через поверхность катализатора [4].

Ключевой реакцией в приведенной совокупности реакций (3-6) является синтез метанола. Образующиеся в реакциях (3 и 4) метанол и вода превращаются в двух последующих реакциях (5 и 6). В противоположность синтезу метанола, равновесие двух последних реакций сдвинуть вправо. Именно поэтому сочетание указанных трех реакций в едином реакционном пространстве оказывается исключительно благоприятным, позволяет на порядок повысить производительность катализатора синтеза метанола. Удаление воды оказывает благоприятное воздействие на процесс, так как вода тормозит процесс. Указанный подход позволяет оптимизировать схему переработки природного газа в диметиловый эфир, включающую прямой синтез ДМЭ из синтез-газа (рис. 2).



Рисунок 2 – Одностадийный синтез диметилового эфира из природного газа

Прямой синтез ДМЭ – одна из самых сложных технологических операций конверсии синтез-газа, поэтому коммерческая реализация проектов с использованием этого способа сопряжена с необходимостью оптимизации процесса с точки зрения термодинамики, энергосбережения и экологии. Тем не менее, проектируемые производства прямого синтеза ДМЭ экономически более выгодны, поскольку требуют меньших эксплуатационных и капитальных затрат.

Конструкции реакторов, применяемых в производстве ДМЭ. При двухстадийном способе для проведения процесса синтеза ДМЭ через метанол в технологической схеме предусматривают последовательную установку двух реакторов – один для стадии синтеза и второй – для дегидратации метанола. Для прямого способа получения ДМЭ используется один реактор, в котором происходят все необходимые превращения [5]. В обоих случаях используются различные типы реакторов. Реакторы с неподвижным слоем катализатора используются для реализации обоих способов получения ДМЭ. Эти реакторы получили распространение благодаря простоте конструкции и относительно низкой стоимости изготовления. Однако, высокие температуры процессов синтеза метанола и ДМЭ приводят к постепенному спеканию и дезактивации поверхности катализатора, что приводит к частной замене последнего.

Широкое распространение в коммерческих технологиях прямого синтеза ДМЭ получили суспензионные реакторы, отличающиеся высоким коэффициентом теплопередачи и малыми капиталовложениями. На сегодняшний день этот тип реакторов рассматривается как наиболее приемлемый при проектировании крупнотоннажных производств ДМЭ. Реактора с псевдоожиженным слоем пока не получили коммерческого применения, однако их несомненные достоинства (равномерное распределение реакционной смеси и катализатора в слое, температурный контроль процесса) обуславливают повышенный интерес со стороны исследовательских групп.

Библиографический список

1. Гимаева А.Р., Фаттахов М.М., Мастобаева Б.Н. Особенности производства диметилового эфира и его использование в качестве перспективного моторного топлива // Нефтегазовое дело. -2015. – Т.13.- №3. – С.55-58.
2. Розовский А.Я. Диметиловый эфир и бензин из природного газа //Рос. Хим. Ж. (Ж.Рос.хим. Об-ва им. Д.И. Менделеева). – 2003. Т. XLVII. – №6. – С.53-61.
3. Мусич П.Г., Курина Л.Н., Восмериков А.В. Катализаторы прямого получения диметилового эфира из синтез-газ // Катализ в промышленности. – 2014. -№6. – С.33-37.
4. Крылов И.Ф., Емельянов В.Е. Альтернативные дизельные топлива //Мир нефтепродуктов. – 2007. – №2. – С.38-39.

5. Чанышев Р.Р., Вильданов Ф.Ш., Латыпова Ф.Н., Мамлиева А.В. Ширияздановр Р.Р. Диметиловый эфир – альтернативный вид нефтегазохимического сырья и топлива// Башкирский химический журнал. – 2014. – Том. 21. – №4. – С. 20-26.
6. Брагинский О.Б. Нефтегазовый комплекс мира. М.: Нефть и газ. – 2006. – 590 с.

Белкина Е.А., обучающаяся, гр. МОТУм-20-1 ИРНИТУ

УДК 621.311

ВЛИЯНИЕ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОЙ ПОДСУШКИ ТОПЛИВА НА ПОКАЗАТЕЛИ РАБОТЫ КОТЛА БКЗ-75-39ФБ

Бочкарев В.А., Васильковская Д.А.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
v_bochkariev@mail.ru, vasilkovskaad8@gmail.ru

На тепловых электрических станциях применяют разомкнутые схемы пылеприготовления для сжигания бурых углей. При разомкнутой схеме пылеприготовления продукты сгорания не балластируются водяными парами, выделяющимися в процессе сушки угля, значительно повышается устойчивость горения, а также снижаются потери тепла от механического недожога. Предварительная подсушка твердого топлива улучшает его размол и повышает производительность мельниц. При снижении влажности угля повышается его теплота сгорания и улучшаются условия хранения и транспорта пыли [1].

Сушка угля происходит за счет прохождения через слой угля горячих дымовых газов в подсушивающей шахте. Дымовые газы после подсушивающей шахты направляются к дымососам. Подсушивающую шахту предполагается установить на тракте после бункера сырого угля перед молотковыми мельницами.

Топливо поступает в подсушивающую шахту (см. рис.) под действием собственного веса. В шахте установлено несколько рядов элементов, чередующихся таким образом, что через один ряд элементов 2 подается сушильный агент, а через другой 1 отсасывается. В качестве сушильного агента используются дымовые газы с температурой 450°С. Так как дымовые газы содержат некоторое количество угольной мелочи, в отсасывающем газоходе предусматривается шнек 6 для отвода выпадающего уноса.

Скорость газов, проходящих через слой угля в подсушивающей шахте 0,5 м/с.

Топливо поступает в подсушивающую шахту (см. рис.) под действием собственного веса. В шахте установлено несколько рядов элементов, чередующихся таким образом, что через один ряд элементов 2 подается сушильный агент, а через другой 1 отсасывается. В качестве сушильного

агента используются дымовые газы с температурой 450°С. Так как дымовые газы содержат некоторое количество угольной мелочи, в отсасывающем газоходе предусматривается шнек 6 для отвода выпадающего уноса. Скорость газов, проходящих через слой угля в подсушивающей шахте 0,5 м/с.

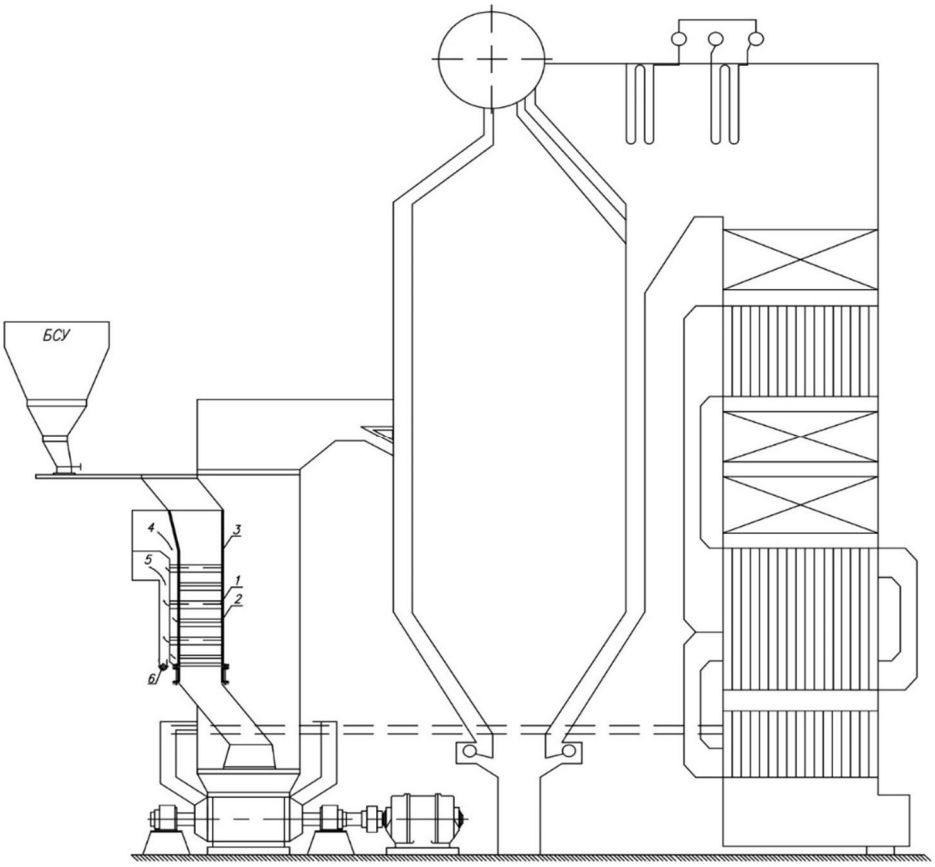


Рисунок – Схема пылеприготовления топлива с подсушивающей шахтой:
1– отсос подсушивающего агента; 2 – подача подсушивающего агента; 3 – металлическая шахта; 4 – вход газа; 5 – выход газа; 6 – шнек для отвода выпадающего уноса

Котельный агрегат блочной конструкции типа БКЗ-75-39ФБ предназначен для работы на каменных и бурых углях, фрезерном торфе, тощих углях и антрацитовом штыбе. Номинальные параметры котла: паропроизводительность 75 т/ч; давление пара на выходе их котла 40 кгс/см^2 (3,92 МПа); температура перегретого пара на выходе их котельного агрегата 440°С; температура питательной воды 145°С.

Котельный агрегат однобарабанный, с естественной циркуляцией, компоновка выполнена по П-образной схеме. Система пылеприготовления прямого вдувания [2].

Расчетные характеристики бурого угля Мугунского месторождения: A^p = 15,6%, W^p = 22%, S^p = 0,9 %, N^p = 0,9 %, N^r = 1,42 %, O^p = 11%, H^p = 3,6%, C^p = 46%, V^{daf} = 46%, $Q^p_н$ = 17,29 МДж/кг [3].

Показатели работы котельного агрегата без предварительной подсушки топлива: КПД котлоагрегата брутто $\eta_{ка}$ = 91,59 %; расчетный расход топлива $B_р$=3,49кг/с; полный расход топлива $B_к$=3,51кг/с=12636кг/ч.

В результате применения подсушивающей шахты было принято, что влажность мугунского угля снижается на 6% и составляет $W^р$ = 16%. При снижении влажности изменяются характеристики топлива. Расчетные характеристики при снижении влажности имеют значения: $A^р$ = 16,8%; $S^р$ = 0,969 %; $N^р$ = 0,969 %; $N^г$ = 1,53 %; $O^р$ = 11,85%; $H^р$ = 3,88%; $C^р$ = 49,54%; $Q^р_н$ = 18,808 МДж/кг.

При влажности 16% мугунского угля объем воздуха и продуктов сгорания имеют значения: V^0 = 5,07 м^3/кг, $V^0_{N_2}$ = 4,01 м^3/кг, V_{RO_2} = 0,93 м^3/кг, $V^0_{H_2O}$ = 0,71 м^3/кг, $V^0_г$ = 5,65 м^3/кг.

Расчеты показывают увеличение теплоты сгорания мугунского угля и увеличение объемов воздуха и продуктов сгорания.

В табл. 1 и 2 приводятся результаты поверочного теплового расчета котла БКЗ-75-39 ФБ при номинальной нагрузке при влажности мугунского угля 22% и 16%.

Таблица 1

Показатели работы котельного агрегата без предварительной подсушки топлива

Наименование величины	Газоходы котла							
	Топка	Фестон	Пароперегреватель		ВЭ II	ВП II	ВЭ I	ВП I
			КПП I	КПП II				
Температура газов на входе в ступень ϑ′, ℃	-	984	938	776	602	485,5	363	248,5
Температура газов на выходе из ступени ϑ″, ℃	984	938	776	602	485,5	363	248,5	155
Температура рабочего тела на входе в ступень t′, ℃	-	-	260	322	186	202	145	80
Температура рабочего тела на выходе из ступени t″, ℃	-	-	322	445	226	358	186	202
Тепловосприятие по балансу $Q_Б$, кДж/кг	10347	495	1670	1760	1110	1165	1100	890

Таблица 2

Показатели работы котельного агрегата при предварительной подсушке топлива

Наименование величины	Газоходы котла							
	Топка	Фестон	Пароперегреватель		ВЭ II	ВП II	ВЭ I	ВП I
			КПП I	КПП II				
Температура газов на входе в ступень ϑ', °С	-	975	924,5	758	652	515,5	378	251
Температура газов на выходе из ступени ϑ'', °С	975	924,5	758	652	515,5	378	251	155
Температура рабочего тела на входе в ступень t', °С	-	-	260	319	188	207	145	80
Температура рабочего тела на выходе из ступени t'', °С	-	-	319	445	232	384	188	207
Тепловосприятие по балансу $Q_Б$, кДж/кг	12140	520	1690	1040	1340	1320	1240	915

Так же рассчитано суммарное количество тепла необходимое на подогрев угля и испарение 6% влаги $Q_\Sigma = 1069579{,}4$ кДж/ч, объемный расход дымовых газов при температуре 450°С, поступающих в подсушивающую шахту $V_\Sigma = 35696{,}7$ м^3/ч и площадью теплообмена в подсушивающей шахте $H = 74$ м^2. Габариты подсушивающей шахты: ширина – 3300 мм; высота – 1600 мм.

Так же рассчитано суммарное количество тепла необходимое на подогрев угля и испарение 6% влаги $Q_\Sigma = 1069579{,}4$ кДж/ч, объемный расход дымовых газов, поступающих в подсушивающую шахту $V_\Sigma = 35696{,}7$ м^3/ч и площадь теплообмена в подсушивающей шахте $H = 74$ м^2.

Показатели работы котельного агрегата при предварительной подсушки топлива: КПД котлоагрегата брутто $\eta_{ка} = 92{,}15\%$; расчетный расход топлива $B_р = 3{,}19$ кг/с; полный расход топлива $B_к = 3{,}21\frac{кг}{с} = 11556$т/ч.

Затраты электроэнергии на разгрузку, складирование и транспортировку топлива с дроблением его на тракте топливоподачи при влажности 22% составляют $W^р = 18{,}954$ кВт · ч/т, при влажности 16% $W^р 17{,}334$ кВт · ч/т.

Расход электроэнергии на пылеприготовление при влажности 22% составляет $W_{пл} = 126{,}36$ кВт · ч/т, при влажности 16% - $W_{пл} = 115{,}56$ кВт · ч/т.

Таким образом, предварительная подсушка топлива снижает затраты электрической энергии на разгрузку, складирование, транспортировку топлива и на пылеприготовление.

С целью оценки влияния предварительной подсушки на массовые выбросы вредных веществ были выполнены сравнительные расчеты при сжигании одной тонны мугунского угля при влажности 22% и 16%. Расчеты выполнялись согласно методикам [4,5]. Результаты расчетов представлены в табл. 3.

Таблица 3

Сравнительная таблица валового выброса вредных веществ в атмосферу

Показатель	Влажность	
	22%	16%
Количество золовых частиц и недожога $M_{тв}$, т/ч	0,07624	0,0751
Количество окислов серы M_{SO_2}, т/ч	0,2006	0,1975
Количество оксидов азота M_{NO_2}, т/ч	0,02397	0,03406
Количество бенз(а)пирена $M_{БП}$, т/ч	$2{,}81 \cdot 10^{-8}$	$3{,}007 \cdot 10^{-8}$

Библиографический список

1. Расчет и проектирование пылеприготовительных установок котельных агрегатов (нормативные материалы). Л.: ЦКТИ, 1971. – 308 с.
2. Федоров А.И. Пособие по эксплуатации барабанных котлов среднего и высокого давления. – М.: ОАО «ВТИ», 2006. – 188 с.
3. Тепловой расчет котлов (Нормативный метод). – СПб.:Изд-во НПО ЦКТИ, 1998. – 256 с.
4. РД 34.02.305-9. Методика определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок ТЭС. – М.: ВТИ, 1998. – 46 с.
5. РД 153-34.1-02.316-99. Методика расчета выбросов бенз(а)пирена в атмосферу паровыми котлами электростанций. –М.: ВТИ,1999. – 8 с.

Бочкарев В.А., к.т.н., доцент кафедры теплоэнергетики ИРНИТУ
Васильковская Д.А., обучающаяся гр. ЭСТ-20-1 ИРНИТУ

УДК 621.181

ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННЫЕ МАТЕРИАЛЫ ТРУБОПРОВОДОВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

Буйнов Н.Е., Захарьева Н.Г., Трофимова М.А.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
zakhareva@list.ru

Одним из наиболее трудоемких процессов при сооружении тепловых сетей, требующих исключительно высокого качества работ и определяющих долговечность и экономичность эксплуатации систем теплоснабжения, является тепловая изоляция труб. С первых дней развития теплофикации (ноябрь 1924 г.) начались поиски наиболее рациональных конструкций теплопроводов и их изоляции, а проблема гидроизоляции подземных теплопроводов по своему значению для эффективности и надежности работы тепловых сетей является особенно актуальной для теплофикации. Традиционный способ защиты теплопроводов – устройство проходных и непроходных каналов, бесканальная прокладка тепловых сетей предизолированных трубопроводов в заводском исполнении. Надземная прокладка в основном для промышленных паропроводов, северных районов с промерзающим грунтом. Опасное для теплоизоляции и самих теплопроводов проникновение кислорода и грунтовой влаги на поверхность трубопровода.

В настоящее время тепловая изоляция имеет широкое применение во всех отраслях промышленности и, в особенности в строительстве тепловых электростанций, а также при сооружении тепловых сетей. Она в значительной степени определяет экономическую эффективность эксплуатации и техническую возможность осуществления заданных технологических процессов. От выбора конструкции и материала зависит не только экономическая эффективность самой системы, но и способность работать без потерь тепла. Сейчас на рынке много видов тепловой изоляции с разными свойствами и конструкциями. В регионах с низкими температурами в осенне-зимний период, где тепло подается большое время года, тепловые сети в основном прокладываются в каналах, обеспечивающих за счет воздушного зазора свободное перемещение изолированных трубопроводов при их термических деформациях.

В Иркутской области основными видами тепловой изоляции являются разные виды минеральной ваты (МВ), пенополиуретан (ППУ), пенополимерминерал (ППМ). Для систем коммунального теплоснабжения ППУ и ППМ. Для промышленного теплоснабжения изоляции паропроводов применяют в основном МВ. Каждая из данных видов обладает своими достоинствами.

В последнее время на рынке рекламируют гелиевые виды тепловой изоляции, которые по своему виду и характеристикам сильно отличаются

от традиционных. В отличие от жидко керамической изоляции (ЖКИ), разрекламированной производителями как один из наилучших материалов, обладающих низким коэффициентов теплопроводности, а значит минимальной толщиной слоя (слоем нанесения на изолируемую поверхность). Проводимое в 2014 г. тепловое обследование ПАО «Иркутскэнерго» участков трубопроводов тепловой сети УТС ТЭЦ-11, изолированные покрытием ЖКИ «Корунд», «Terms», «Antidote at aero term». Исследования показали, что представленные образцы жидких керамических покрытий не соответствуют требованиям нормативно-технической документации. Данные покрытия не могут быть использованы для теплоизоляции технологических трубопроводов и оборудования [1].

Прорывом в промышленности изоляционных материалов – появление нового типа изоляции «Аэрогель». Это вид теплоизоляционного материала, который представляет собой гель, в составе которого жидкая фаза полностью замещена газообразной (98% воздуха), поэтому вещество обладает рекордно низкой плотностью, которая всего в полтора раза превосходит плотность воздуха, и рядом других уникальных качеств: твердостью, прозрачностью, жаропрочностью, чрезвычайно низкой теплопроводностью и отсутствием водопоглащения. В настоящее время существуют аэрогели на основе аморфного диоксида кремния, глинозёмов, а также оксидов хрома и олова. Они относятся к классу мезопористых материалов, в которых полости занимают не менее 50% объёма, плотность составляет 1,9 кг/м^3, теплопроводность примерно 0,017 Вт/м·^{o}С в воздухе при нормальном атмосферном давлении (сравнивая с воздухом – 0,023 Вт/м·^{o}С), при толщине слоя 2,5 см аэрогель выдерживает температуру 650^{o}С. Температура плавления кварцевого аэрогеля составляет 1200^{o}С. Процесс производства такого вида изоляции сложен и трудоемок, одним из этапов является "суперкритическое" высыхание материала от влаги. Оно осуществляется в автоклаве при высоком давлении и температуре, в данном процессе участвует сжиженный углекислый газ.

В России давно успешно применяется вид тепловой изоляции в виде сэндвича состоящих из разных слоев по-своему типов изоляции. В качестве примера нового типа изоляции можно рассмотреть работу тепловых сетей в Санкт-Петербурге. В ведении теплоснабжения ГУП "ТЭК СПб" Северная ТЭЦ, работает совместно с пиковой котельной Парнас (суммарной тепловой мощностью 740 Гкал/ч). На котельной установлены водогрейные и паровые котлы. Совместная тепловая сеть от ТЭЦ до котельной составляет 12,5 км, диаметром 1400 мм. В тепловой зоне котельной функционирует паропровод, который обеспечивает перегретым паром с температурой 230-250^{o}С промышленные предприятия города. В качестве изоляции трубопровода применена комбинированная тепловая изоляция – высокотемпературная теплоизоляция (ВТИ)/(ППУ). Внутренний слой – ВТИ представляет собой нетканое полотно на основе стекловолокна с распределенными частицами аэрогеля диоксида гелия. Плотность теплоизоляцион-

ного материала около 200 кг/м^3. Это инновационная разработка стала результатом совместной работы ГУП "ТЭК СПб" и компании ЗАО "ПЕТЕРПАЙП". Новый тип тепловой изоляции обладает техническими характеристиками: коэффициент теплопроводности слоя ВТИ на основе аэрогеля диоксида кремния 0,022 Вт/м^{o}С при температуре среды 25^{o}С и 0,035 Вт/м^{o}С – при 260^{o}С [2].

Другой вид изоляции – отражающая изоляция (эффект термоса), это тепловая изоляция (материал), созданный на основе вспененного полиэтилена или пропилена путем ламинации поверхности полированной алюминиевой фольгой «Алюфом AL» (отражательный эффект лучистого тепла составляет до 97%), при этом сокращаются теплопотери связанные дополнительно с отражением инфракрасного излучения. Создавая «эффект термоса», такая изоляция позволяет увеличить общую эффективность теплоизоляционной системы. Вызывает сомнение в применении такой тип изоляции из-за электропроводимости алюминиевой фольги [3].

Паропровод перегретого пара тепловых сетей требует особого внимания, так как температура теплоносителя выше допустимой для ППУ и ППМ изоляции. Выполненный тепловой расчет паропровода, перегретого пара по определению толщины тепловой изоляции материалов с разными по своему свойству и техническим характеристикам, наглядно показал – чем плотнее и ниже коэффициент теплопроводности материала, тем меньше толщина изоляции. Для расчета были выбраны материалы, которые по техническим характеристикам подходят для изоляции паропроводов: минеральные прошивные маты марки М-150; базальтовые (каменная) маты типа "Роклайт"; аэрогелевые маты, муллитокремнеземистые маты МВТ-1200.

Исходными данными для теплового расчета паропровода являются: параметры перегретого пара; расход, начальная и конечная температура пара; температура окружающей среды; диаметр и длина изолируемого паропровода. Расчет выполнен с учетом особенностей укладки для вариантов теплоизоляционных материалов. Ниже приведены в табл. 1 исходные данные для расчета. Принята расчетная температура окружающей среды -30^{o}С; на поверхности изоляционной конструкции 20^{o}С.

Таблица 1

Исходные данные для теплового расчета

п/п	Показатели	Значение
1	Расчетный расход пара, Д^p, т/ч	45
2	Начальная температура пара, ^{o}С	200
3	Конечная температура пара, ^{o}С	185
4	Начальное давление пара, МПа	1,3
5	Конечное давление пара, МПа	0,935
6	Наружный диаметр изолируемого паропровода d, мм	273
7	Длина изолируемого участка L, м	1000
8	Расчетная длина изолируемого участка L^p, м	1250

Капитальные затраты на конструкцию тепловой изоляции для паропровода выполнены согласно федеральным единичным расценкам ФЕР-26-01 «Теплоизоляционные работы» с пересчетом на 2020 г. В табл. 2 приведена расчетная толщина теплоизоляционного материала и стоимость затрат с учетом работ по укладке [4].

Таблица 2

Результаты теплового расчета паропровода

Вид изоляции	Толщина изоляционного слоя, м	Капитальные затраты, руб.
Минеральные маты М-150	0,117	351 380,0
Муллитокремнеземистые маты МВТ-1200	0,063	529 786,6
Базальтовые маты типа " Роклайт "	0,054	221 359,5
Аэрогелевые маты	0,022	237 673,9

Исходя из полученных значений можно сделать вывод, что одним из наиболее эффективных вариантов изоляции рассматриваемого паропровода перегретого пара является аэрогелевый мат, так как этот вариант гарантирует небольшую толщину изоляции, не требует защитного оцинкованного слоя, потому что имеет хорошие гидрофобные свойства, вследствие чего исключается возможность утяжеления веса конструкции за счет намокания материала. Также аэрогелевый мат имеет малый вес, что является значительным преимуществом.

Библиографический список

1. Циркуляр Ц-01-2004(Т) «Организация контроля за состояние и ремонтом обмуровки и тепловой изоляции в целях снижения потерь тепла и температур поверхности изоляции до нормативных значений» С.Е.
2. С.Е. Бабушкин, главный инженер ГУП «ТЭК СПб»; А.А. Игнатов, генеральный директор ЗАО «ПЕТЕРПАЙП). Разработка изоляции для паропроводов и тепловых сетей с высокими параметрами теплоносителя. Изд-во "Новости теплоснабжения", №3 (211), г. Санкт-Петербург, 2018.
3. Мельников А. Отражающая изоляция-эффект термоса. Журнал "Стройпрофиль», № 2-1, г. Санкт-Петербург, 2008г.
4. Сборник расценок ФЕР-26-2001 «Теплоизоляционные работы». На основе цен 2014г.

Буйнов Н.Е., к.т.н., доцент кафедры теплоэнергетики ИРНИТУ
Захарьева Н.Г., преподаватель ИЭК
Трофимова М.А., обучающая гр. ЭСТм-21-1 ИРНИТУ

УДК 536.423.1

ОБОБЩЕНИЕ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ДАННЫХ ПО МАКСИМАЛЬНОМУ РАЗМЕРУ ПАРОВОГО ПУЗЫРЯ ПРИ КИПЕНИИ НЕДОГРЕТОЙ ЖИДКОСТИ

Гагарин С.Ю., Левин А.А.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
serezhenka.gagarin@mail.ru

Введение. Переохлажденный кипящий поток относится к явлению изменения потока и фазы в нагретом состоянии. В переохлажденном кипящем потоке вдоль нагретой поверхности жидкость, закрытая нагретой стенкой, достигает своей температуры насыщения, в то время как температура объемного потока все еще остается переохлажденной. Пузырьки начинают образовываться и расти на нагретой стене. Между тем, улучшается среда теплопередачи, а также эффективность теплообмена из-за изменения фазы. Таким образом, ожидается, что это произойдет в активной зоне ядерного реактора. Однако, наряду с увеличением теплового потока, страдает явление кипения от переохлажденного кипящего потока к насыщенному кипящему потоку и достигает кризиса кипения, который также называется критическим тепловым потоком (CHF). CHF представляет собой сложное явление двухфазного потока, характеризующееся изменением механизма теплопередачи, которое быстро снижает эффективность теплопередачи и повышает температуру поверхности нагревателя. В результате возникает потенциальный риск повреждения сборки ядерного топлива и всей активной зоны реактора. Поэтому очень важно исследовать ограничения характеристики потока и поведение пузырьков в переохлажденном кипящем потоке.

Механизм переохлажденного кипящего потока настолько сложен, что не существует достаточно точной модели для его описания. Многие микромасштабные процессы были подробно исследованы, такие как механизм теплопередачи, образование и рост пузырьков, скольжение и выход пузырьков, процесс закалки. С точки зрения динамики пузырьков, характерный размер пузырьков является одним из наиболее важных параметров во время всех этих процессов. В потоке кипения с переохлаждением он включает в себя три различных значения: максимальный диаметр, диаметр вылета и диаметр подъема. Максимальный диаметр пузырька описывает ограниченный размер роста для пузырьков, прилегающих к нагретой поверхности. Этот параметр тесно связан с долей пустот и скоростью теплопередачи. Это показывает большое влияние на рост и динамику пузыря. Однако диаметр выхода пузырька используется для расчета теплопередачи стенки в более точных моделях, он описывает размер, когда пузырь начинает покидать свое зародышевое место. Из-за его большого влияния на

тепловую перегородку нагретой стенки этот характерный размер исследуется с помощью Фриц, Чанг, Толубинский, Кокамустафаогуллари. В широко используемой модели Политехнического института Ренсселера (RPI), диаметр выхода пузырьков и частота выхода также считаются наиболее важными параметрами для разделения теплового потока стенки. Наряду с развитием динамики пузырьков была предложена новая теория, которая различает явление вылета и взлета. Предпочтительно, чтобы отклонение было явлением скольжения пузырька, прилегающего к нагретой поверхности. Диаметр отрыва пузырька используется для описания характерного размера пузырька, когда он покидает нагретую стенку и сливается с объемным потоком. Утверждается, что последний размер более подходит для расчета скорости тепломассопереноса по Клаузнеру, Ситу, Саркер и Йео. Однако диаметр отрыва пузырька считается таким же, как диаметр вылета пузырька, если не возникает явления скольжения. Кроме того, все эти три размера пузырьков имеют меньшую разницу для стационарного пузырька при низком давлении и скорости. В вычислительной гидродинамике (CFD) метод, все эти три характерных размера используются для расчета доли пустот, тепломассопереноса, температуры стенки и процесса закалки в различных граничных условиях.

Было разработано множество подходов к расчету диаметра пузырьков, но до сих пор не было получено ни одной широко используемой модели. Все существующие методы можно разделить на три классификации: эмпирическая корреляция, модель теплового баланса и модель силового анализа. На основе экспериментальной базы данных могут быть разработаны эмпирические корреляции в соответствии с граничными условиями и измерениями, такими как переохлаждение, перегрев стенки, массовый поток и давление. Различные размерные параметры используются в эмпирической корреляции, которая включает число Рейнольдса, число кипения, число Прандтля, число Якоба, температурный градиент, отношение плотности и некоторую определяемую пользователем размерную температуру. Согласно экспериментальным данным при атмосферном давлении, Проданович и др. предложили эмпирическую корреляцию для максимального диаметра пузырька. Результаты показывают хорошее согласие в диапазоне малых пузырьков. Муралидхаран и др. разрабатывают модель роста пузырьков, которая включает бесконечный рост пузырьков, эффект стенки множитель и множитель массового эффекта. Число Якоба является основным параметром эмпирической корреляции. Модель показывает хорошую применимость в широком диапазоне условий. Брукс и др. предложили полуэмпирические модели для диаметра вылета пузырьков и частоты вылета. Безразмерными группами являются число Якоба, число кипения, отношение плотности и число Прандтля. Средняя относительная погрешность для диаметра выхода пузырька находится в пределах 22%. Однако данные Брукса охватывают высокий коэффициент, который составляет почти 50%

в экспериментальной базе данных для проверки. Это снижает уверенность, уровень и общность модели Брукса.

Помимо эмпирической формулировки, как модель теплового баланса, так и модель силового анализа являются теоретическими методами, основанными на теплопередаче и динамике пузырьков. Модель анализа силы разработана Клаузнером и др. и расширена для исследования кипящего потока воды Ситу и др. и Йео и др.. Юн и др. значительно улучшают прогностические возможности модели, учитывая конденсацию пара вокруг пузырька. Оригинальная модель теплового баланса предложена Уналом для расчета максимального диаметра пузырька при широком давлении в диапазоне. Слой перегретой жидкости считается достаточно маленьким, чтобы пропускать тепло, передаваемое от этого слоя. Хоанг и др. предложили модель, которая имеет разные мнения о распределении теплового потока и доле площади. Тепловым потоком от тонкой пленки жидкости пренебрегают, в то время как он является основным источником подводимого тепла в модели Унала. Левин и др. и Ю и др. разработали частично интегрированные модели для диаметров пузырьков. Но у них есть разные предложения относительно доли площади теплового потока и некоторого эмпирического коэффициента. По предложению Левина, часть конденсации занимает большую площадь. Но, согласно экспериментальным данным Ю и др., они считают, что коэффициент переоценил теплопередачу для конденсации.

Хотя оба этих метода используются для расчета диаметра пузырьков и моделирования CFD, суждения об ограничениях определяют, что области их применения различны. В модели силового анализа силы, действующие на пузырь, обсуждаются в параллельном и нормальном направлениях. Два поведения пузырьков, которые включают в себя вылет и взлет, определяются в соответствии с балансом сил в этих двух направлениях. Таким образом, целесообразно использовать модель анализа силы для расчета диаметра вылета пузырька или диаметра отрыва. Критерием модели теплового баланса является остановка роста размера пузырька, которая связана с испарением жидкости и повышением давления, вызванным нагревом. Как следствие, эта модель широко использовалась многими исследователями для расчета максимального диаметра пузырька.

Как мы видим из литературы, для расчета максимального диаметра пузырька целесообразно использовать модель теплового баланса. Но многие параметры все еще не ясны, что ограничивает применение. Итак, в этой статье предлагается подробно обсудить модель теплового баланса. Новые корреляции разрабатываются вокруг необходимой доли площади и влияния скорости. Модели, разработанные Унал, Хоанг и др., Левин и др. и Ю и др. также обсуждаются для исследования максимального диаметра пузырька. Дополнительная информация о числе Рейнольдса анализируется для обсуждения влияния ламинарного потока и турбулентного потока.

Экспериментальная база данных и модели. К сожалению, экспериментальная база данных открытого доступа для определения максимального диаметра пузырьков ограничена. Из литературы доступны четыре экспериментальные базы данных, показанные в табл. 1, используются для проверки и дальнейшего обсуждения. Подробно показаны экспериментальные данные о максимальном диаметре пузырька и диапазонах граничных условий. Три геометрии основаны на кольцевой трубе, а одна – на прямоугольном канале. Граничное условие охватывает диапазон низкого давления и низких скоростей.

Основываясь на теории теплового баланса, для сравнения используются несколько моделей максимального диаметра пузырьков. Разницу между существующими моделями можно рассматривать как разницу в долях площади. Подробная информация приведена в табл. 2. Помимо этих основных различий, в этих моделях есть и другие модификации, которые читатели могут найти в оригинальных ссылках.

Таблица 1

Экспериментальная база данных для проверки

	Проданович и др.	Ситу и др.	Брукс и др.	Ахмади и др.
Жидкость	вода	вода	вода	вода
Нагретый материал	Нержавеющая сталь	Нержавеющая сталь	Нержавеющая сталь	Нержавеющая сталь
Геометрия	кольцо	кольцо	кольцо	прямоугольник
P (КПа)	105, 200, 300	101	150, 300, 450	98~860
D_h (м)	0.0093	0.019	0.019	0.01333
q_w (КВ/м^2)	100~1200	60.7~206	100~492	81~611
V (м/с)	0.08~0.83	0.487~0.939	0.246~1.03	0.175~1.25
ΔT_{sub} (К)	10~60	1.38~19.88	5.4~39.8	4.0~29.7
ΔT_w (К)	–	–	–	3.5~18.4
D_b (мм)	0.37~3.24	0.145~0.605	0.046~0.338	0.02~3.9
Re_L	2554~34355	32019~60618	17608~94353	7884~91985

Таблица 2

Характеристики различных моделей пузырьков с максимальным диаметром

Автор	m	f	n	L
Унал	0	–	0.5	0.25
Хоанг и др.	0.7	0.5	0.3	0
Левин и др.	0.1~0.5	Интегральная операция	0.5~0.9	0
Ю и др.	0.5	0.24	0.5	$\frac{1.22\pi^{0.5}}{Pr^{0.5}\gamma^{0.79}e^{0.204Ja}}$
Новое значение	0.1	0.25	0.8	0.1

Проведены экспериментальные исследования максимального диаметра пузырька на основе теории теплового баланса. Из наблюдения на рис. 1 видно, что модель Унала лучше описывает модель Продановича. Тоже самое можно сказать и о модели Ситу показанной на рис. 2. Но для

данных Ахмади модель Унала показывает плохой прогноз, что можно увидеть на рис. 3.

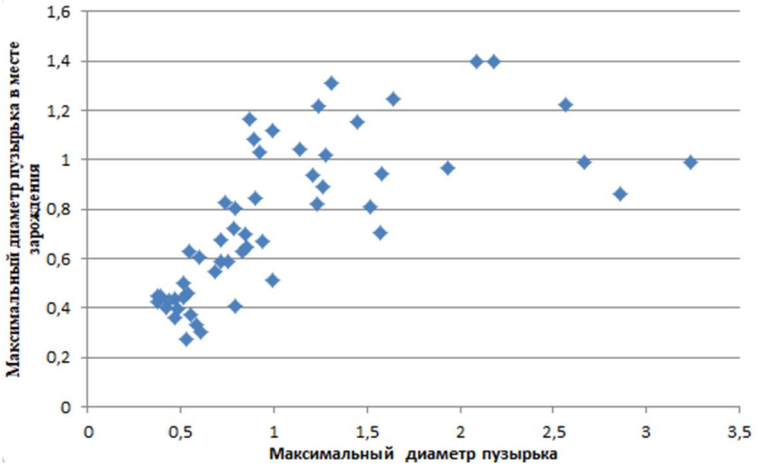


Рисунок 1 – Подтверждение значений Унала в модели Продановича



Рисунок 2 – Анализ значений Унала в модели Ситу

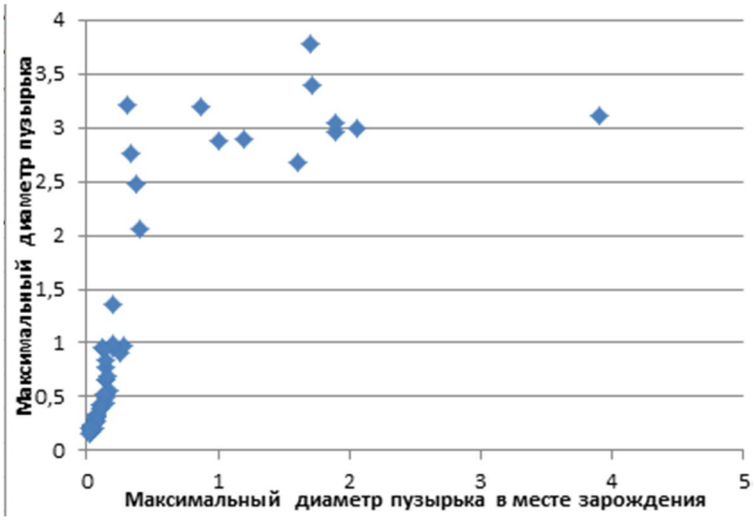


Рисунок 3 – Значения Унала в модели Ахмади

Подводя итог, можно сделать вывод, что модель Унала может быть использована для широкого диапазона условий кипения. Результаты новых корреляций показывают хорошее согласие с экспериментальными данными. Область применения не ограничивается кольцевым проточным каналом. Однако из-за отсутствия экспериментальных баз данных все еще необходимо проверить применимость настоящей модели к другим жидкостям в будущем. Кроме того, проводятся дополнительные эксперименты по визуализации для исследования рациональности допущений и распределения теплового потока.

Библиографический список

1. Международный журнал тепло- и массообмена [Электронный ресурс] URL: *https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0017931020335213?via%3Dihub*
2. Прикладная теплотехника [Электронный ресурс] URL: *https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1359431117369727*
3. Максимальный диаметр пузырька [Электронный ресурс] Международный журнал тепло- и массообмена. URL: *https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/0017931076900478*
4. Вылет пузырьков пара при принудительном конвекционном кипении [Электронный ресурс] Международный журнал тепло- и массообмена. URL: *https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/001793109380041R*
5. Размер подъема пузырьков в потоке принудительного конвективного переохлаждения [Электронный ресурс] Международный журнал тепло- и массообмена. URL: *https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S001793100500459X*
6. Динамика пузырьков при зарождении кипения в переохлажденном восходящем потоке кипения [Электронный ресурс] Международный журнал тепло- и массообмена. URL: *https://www.sciencedirect.com/ science/article/abs/pii/S0017931011005552*

УДК 620.93

ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОЛУЧЕНИЯ ВОДОРОДА И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ИЗ УГЛЯ

Дамбуев В.А., Котов Д.В.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
vladimirdambuev@gmail.com, *denis-0007@mail.ru*

Введение. В условиях возрастающей потребности в сырье для энергетической, химической, металлургической и других отраслей промышленности вследствие уменьшения запасов нефти и природного газа все более актуальным становится комплексное использование твердых горючих

ископаемых с получением из них как электрической и тепловой энергии, так и ценных химических продуктов.

Большой интерес в настоящее время в мире и нашей стране проявляется к технологиям получения водорода на базе твердого топлива. Это обусловлено рядом обстоятельств. Водород является перспективным экологически чистым энергоносителем. Его химическая энергия с высокой эффективностью может преобразовываться в электрическую и механическую. При этом не происходит образования парниковых газов. Кроме того, водород является одним из основных компонентов для производства синтетических жидких топлив (СЖТ).

В работе рассматривается технология получения водорода с использованием палладиевых мембран в энерготехнологических установках (ЭТУ) для комбинированного производства электроэнергии и водорода. В этих установках осуществляются процессы газификации угля, последующего мембранного выделения водорода из продуктов газификации и производства электроэнергии. При этом появляется возможность утилизации высокотемпературного тепла процесса газификации, а также тепла и горючих продуктов газификации для производства электроэнергии в парогазовой установке. За счет сочетания в одной установке процессов газификации, выделения водорода и выработки электроэнергии можно существенно влиять на режим работы установки за счет изменения доли отделяемого водорода от продуктов газификации, поступающих в энергетическую часть установки [1, 2].

Цель работы состоит в построении математической модели энерготехнологической установки производства водорода и электроэнергии в целом, разработке математических моделей новых элементов блока получения водорода и проведении оптимизационных технико-экономических исследований на моделях.

Математическое моделирование ЭТУ. Для выполняемых в данной работе технико-экономических исследований была разработана технологическая схема ЭТУ производства водорода и электроэнергии. Условно ЭТУ получения водорода можно представить состоящей из трех блоков (частей): газификации угля, отделения водорода и энергетического блока (рис.1).

Блок газификации состоит из газогенераторов с кипящим слоем на парокислородном дутье под давлением 2 МПа, выносных и встроенных циклонов, системы топливоподготовки и системы получения кислорода.

Блок получения водорода состоит из системы глубокой очистки продуктов газификации (2) от соединений серы и CO_2, регенеративных подогревателей продуктов газификации (1), поступающих из системы глубокой очистки, реакторов CO-сдвига со встроенными газоводяными теплообменниками для отвода тепла реакций (3), системы конвективных теплообменников для охлаждения продуктов конверсии CO (4–6), компрессора про-

дуктов конверсии (7), установки мембранного разделения продуктов конверсии (8).

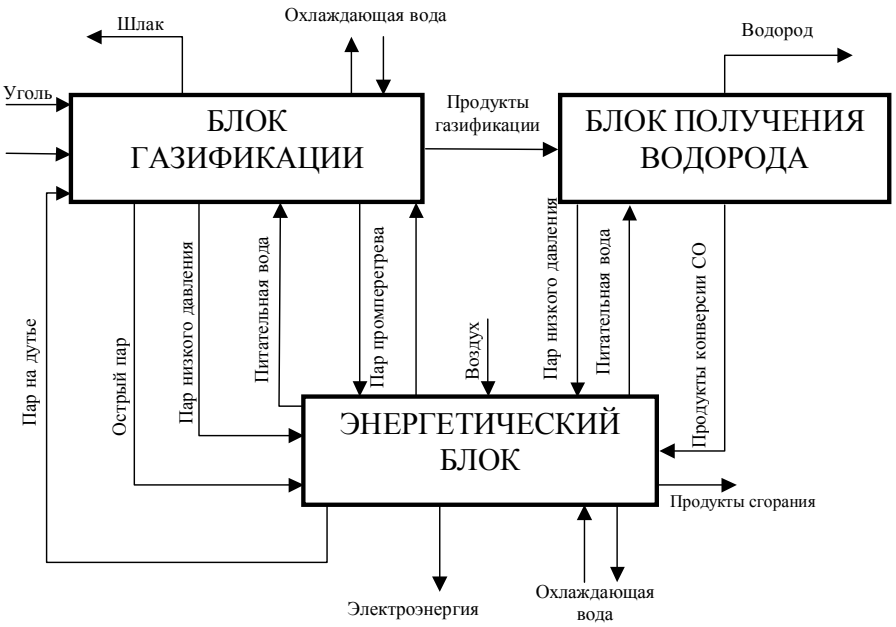


Рисунок 1 – Упрощенная схема материальных потоков

Газ, поступающий из блока газификации угля, идет на очистку от CO_2 (является необходимым условием для обеспечения наибольшего выхода водорода, так как уменьшается использование водорода по реакции $CO_2+H_2O \rightleftarrows CO+H_2O$) и соединений серы в системе глубокой очистки. Очистка от соединений серы осуществляется по требованиям со стороны палладиевых мембран [3]. В реакторе CO-сдвига происходит конверсия продуктов газификации при температуре 600 – 700 ^{0}C [4]. При этом достигается достаточно низкое содержание CO в продуктах конверсии, что является необходимым условием работы палладиевых мембран. Так как CO может образовывать с палладием устойчивые соединения, снижающие скорость диффузии водорода. Предусмотрен отвод тепла реакций во встроенных теплообменниках. Продукты конверсии охлаждаются в системе конвективных газо-водяных и газопаровых теплообменников, при этом получается пар низкого давления, поступающий в отсеки паровой турбины энергетического блока на выработку электроэнергии. Газ после охлаждения поступает в компрессор, где дожимается до давления, применяемого в установке мембранного разделения газовой смеси. После установки мембранного разделения оставшиеся после отделения водорода продукты конверсии идут на сжигание в камеру сгорания энергоблока.

В данной работе технологическая схема блока получения водорода представляет собой одноступенчатую газоразделительную установку с параллельно-последовательным расположением мембранных модулей (рис.2).

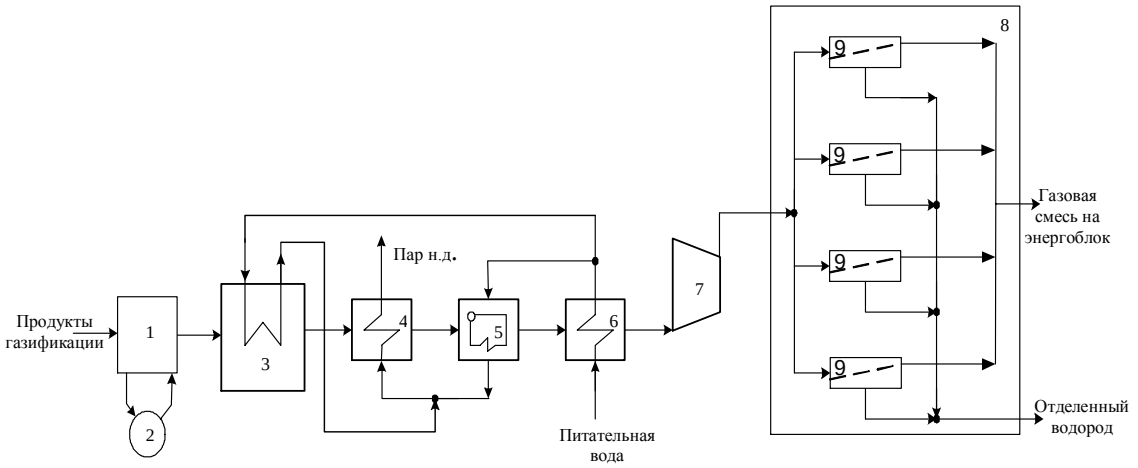


Рисунок 2 – Технологическая схема блока получения водорода

На рис.3 приведена упрощенная схема процесса мембранного разделения [3-5]. Смесь продуктов газификации 2 попадает в надмембранное пространство 1 (напорный канал), падающие на поверхность мембраны 3 молекулы водорода диссоциируют на этой поверхности. Атомы водорода в результате диффузии достигают противоположной границы мембраны, вновь образовывая молекулы H_2, и, таким образом проникают через перегородку. Проникший через мембрану водород 4 отводится из аппарата. Непроникшая газовая смесь 5 выходит из надмембранного пространства (дренажного канала) при давлении близком к давлению исходного газа и поступает в энергоблок.

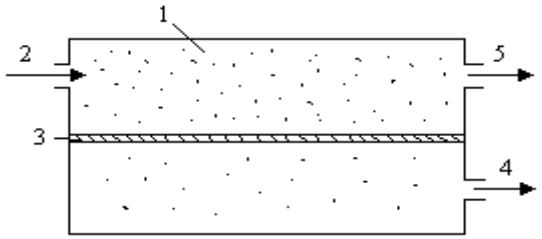


Рисунок 3 – Схема процесса мембранного разделения

Энергетический блок состоит из камеры сгорания продуктов конверсии CO, поступающих из блока получения водорода, расширительной турбины, газовой турбины, расположенной на одной оси с воздушным компрессором, котла-утилизатора, паровой турбины, конденсатора паровой турбины, регенеративного подогревателя низкого давления.

В соответствии с рассматриваемой расчетной схемой ЭТУ разработана математическая модель ЭТУ производства водорода и электроэнергии. Данная модель включает 1105 входных, 1089 выходных и 25 итерационно-уточняемых параметров. Расчет схемы в целом производится итерационным методом Зейделя.

Оптимизационные исследования. Целью оптимизационных исследований, проводимых в работе, является получение оптимальных технико-экономических решений по энерготехнологическим установкам комбини-

рованного производства электроэнергии и водорода в принятом допустимом диапазоне изменения параметров с учетом неопределенности исходной экономической информации.

При этом одной из основных задач, решаемых с помощью математических моделей энерготехнологических установок комбинированного производства электроэнергии и водорода, является определение оптимальной степени выделения водорода из продуктов газификации. Соотношение между производством водорода и выработкой электроэнергии является основным фактором, определяющим стоимость всех блоков установки, ее энергетическую эффективность и технико-экономические показатели. В связи с этим в работе исследуются разные значения данного соотношения и определяются соответствующие им технико-экономические показатели.

Оптимизация проводилась по критерию минимума цены водорода при заданной внутренней норме возврата капиталовложений и цене электроэнергии

$$\min C_{H2}(x, y, k_m). \tag{1}$$

при ограничениях

$$H(x, y) = 0, \tag{2}$$

$$G(x, y) \geq 0, \tag{3}$$

$$x_{\min} \leq x \leq x_{\max}, \tag{4}$$

$$IRR = IRR_z$$

где x – вектор независимых оптимизируемых параметров; y – вектор зависимых вычисляемых параметров; H – вектор ограничений–равенств (уравнения материального, энергетического балансов, теплопередачи и др.); G – вектор ограничений-неравенств; $x_{\min}$, $x_{\max}$ – векторы граничных значений оптимизируемых параметров, C_{H2} – стоимость водорода; k_m – удельная стоимость мембран; IRR, IRR_z – соответственно расчетная и заданная внутренняя норма возврата капиталовложений.

В качестве оптимизируемых параметров в задаче назначены энтальпии, давления и расходы острого пара, пара промперегрева, давления и паропроизводительность в испарительных контурах высокого и низкого давления, параметры дутья в газогенераторы, температура процесса конверсии CO, суммарная площадь палладиевых мембран и др. Всего в задаче оптимизировалось 35 параметров технологических схем. Система ограничений включает условия на не отрицательность концевых температурных напоров теплообменников, перепадов давлений вдоль проточной части паровых и газовых турбин, ограничения на расчетные температуры и механические напряжения труб теплообменников, на минимальную и максимальную температуру газификации и конверсии CO, на предельно-допустимую степень сжатия в отсеках компрессоров и т.д. Всего 235 ограничений. Исходная информация принята на основе ранее проделанных в ИСЭМ СО РАН исследований по технологиям переработки твердого топ-

лива в синтетические жидкие и газообразные топлива [1,2]. Расчеты проводились при заданном расходе угля, равном 4,6 млн.т/год (2,5 млн. т у.т./год). Цена отпускаемой электроэнергии принята равной 4 цента/кВт×ч. Цена потребляемого угля составляет 60 дол./т у.т.

В табл. 1 представлены оптимальные значения оптимизируемых переменных, полученные при удельной стоимости палладиевых мембран 6, 12, 18 тыс.дол/м^2.

Таблица 1

Оптимальные значения оптимизируемых параметров вариантов при внутренней норме возврата 15 %

	Удельные капиталовложения в мембраны, тыс. дол. /м^2		
	6	12	18
Энтальпия, ккал/кг:			
острого пара	780,2	827,44	828,6
пара промперегрева	831,8	801,2	823,1
пара НД	730,7	756,3	778
пара на выходе экономайзера ВД	360,5	418,4	425
пара промперегрева КУ	830,4	804,7	805,8
острого пара КУ	800,3	800,7	811,2
Температура процесса конверсии CO, К	970,7	962,6	945,2
Суммарная площадь поверхности мембран, м^2	8575	6206	5243
Расход продуктов газификации, кг/с:			
водород	9,44	12,2	12,3
окись углерода	110,0	99,2	99,0
двуокись углерода	133,6	136,6	137,0
водяные пары	113,7	120,9	121,0
метан	1,37	1,3	1,2
сероводород	0,58		
азот	0,73		
Расход выделенного водорода, кг/с:	7,3	6,4	5,4
Мощность, МВт:			
паровой турбины	334	346	351
основных газовых турбин	297	328	349
кислородных компрессоров	47,8	47,6	47,5
воздушных компрессоров	371	409	436
полезная	571	615	642
Годовое производство водорода:			
условного, тыс. т у.т.	750	654	554
натурального, тыс. т	188	164	140
Годовой отпуск электроэнергии, млн. кВт×ч	4000	4300	4500
Капиталовложения в установку, млн. дол.	907	964	1096
КПД эксергетический	0,47	0,45	0,43
Цена водорода, дол. /т у.т.	335	394	522

Выводы. По результатам исследований можно сделать следующие основные выводы.

ЭТУ производства электроэнергии и водорода с газогенераторами, использующими газификацию угля в кипящем слое и сухим шлакоудалением, могут иметь высокий эксергетический КПД 50%. При наблюдаемой в настоящее время высокой цене на нефть и имеющейся тенденции к ее росту водород, получаемый на энерготехнологических установках, может иметь цену, конкурентоспособную с ценами на моторные топлива, получаемые из нефти.

Библиографический список

1. Kler A.M., Tyurina E.A., Mednikov A.S. A plant for methanol and electricity production: Technical-economic analysis. Energy. 2018. P. 890–899.
2. Оптимизационные исследования энергетических установок и комплексов / Под редакцией А.М. Клера, Э.А. Тюриной // Академическое изд-во «Гео», 2016. 298 с.
3. Тимашев С.Ф. Физикохимия мембранных процессов. М.: Химия, 1988. 240 с.
4. Производство аммиака/ Под ред. В.П. Семенова. М.: Химия. – 1985с.
5. Дытнерский Ю.И., Брыков В.П., Каграманов Г.Г. Мембранное разделение газов. М.: Химия, 1991. 344 с.

Дамбуев В.А., обучающийся, гр. МОТУм-20-1 ИРНИТУ
Котов Д.В., обучающийся, гр. МОТУм-20-1 ИРНИТУ

УДК 621.165

МОДЕРНИЗАЦИЯ СХЕМЫ ОСНОВНОГО КОНДЕНСАТА ЭНЕРГОБЛОКА №5 ТЭЦ-10 С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ НАСТРОЕННОЙ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

Забуга Ф.В., Алексеюк В.Э.
Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН
xpbellow@rambler.ru, alexeyuk.vitaliy@yandex.ru

Одной из основных проблем современного энергетического производства на российских тепловых электростанциях (ТЭС) является снижение экономичности их работы из-за повышенного потребления энергии на собственные нужды (СН) электростанции. Согласно проведенным исследованиям, для пылеугольного энергоблока мощностью 200 МВт около 71% этих потерь приходятся на двигатели 6 кВ и 0,4 кВ [1]. Учитывая это, исследования, направленные на снижение расходов СН действующих теплоэнергетических установок, являются актуальными.

Технологическая схема основного конденсата энергоблока №5 ТЭЦ-10 ООО «БЭК» была спроектирована в середине 50-х годов прошлого века

и применялась для первой серии энергетических установках данного типа. В ходе многолетней эксплуатации подобных дубль блоков первой серии в СССР был выявлен ряд проблем, снижающих экономичность и надежность работы данного оборудования. К одной из таких проблем относится повышенный расход электроэнергии на собственные нужды конденсатных электронасосов (КЭН) блока. На первых блоках с турбинами К-160-130 устанавливались три насоса типа 12КсВ 9х4 производительностью 320 $м^3$/ч каждый при напоре 1,56 МПа. Хотя номинальная производительность одного насоса почти соответствовала номинальной нагрузке турбины, однако в реальных условиях эксплуатации вследствие повышенного сопротивления сети и наличия значительной постоянной рециркуляции конденсата, в работе, как правило, находились два насоса, нагруженные не более чем на 50-55% каждый. Это обстоятельство приводило к значительному перерасходу электроэнергии на собственные нужды станции.

Замена действующих конденсатных насосов 12КсВ 9х4 на более подходящие по производительности КсВ 500-150 на сегодняшний день требует весомых капиталовложений, так как стоимость только одного такого насоса в настоящее время составляет 900 тысяч рублей [2]. С другой стороны, решение данной проблемы может быть выполнено путем включения в схему основного конденсата дополнительного насоса, который будет выполнять функцию технологически необходимой рециркуляции – подачи холодного конденсата на уплотнение рабочих валов питательных электронасосов (ПЭН) блока в местах выхода вала из корпуса насоса с последующим его сливом в паровое пространство конденсатора.

Для корректного выбора типа и модели нового элемента технологической схемы – насоса, обеспечивающего подачу конденсата на уплотнения ПЭН, необходимо определить его технические характеристики с учетом параметров рабочей среды, а также требуемого расхода и напора. В ходе выполненного инженерного анализа был выбран насос 1Кс-20-110, который полностью удовлетворяет предъявляемым требованиям [3].

Расчеты, представленные в данной работе, были выполнены с применением разработанной авторами подробной математической модели энергоблока №5 ТЭЦ-10 ООО «БЭК» [4,5]. Данная модель была построена с помощью разработанного в ИСЭМ СО РАН программно-вычислительного комплекса «Система машинного построения программ» [6]. На рис. 1 представлена принципиальная расчетная схема исследуемого энергоблока. Жирной линией выделены исследуемые потоки рециркуляции дренажей и предлагаемая модернизация схемы.

Достоверность результатов вычислительных экспериментов подтверждается адекватностью математической модели энергоблока, которая была с достаточной точностью настроена с учетом фактического состояния исследуемой установки по результатам замеров контрольных параметров, выполненных в нескольких режимах работы установки. Для верификации

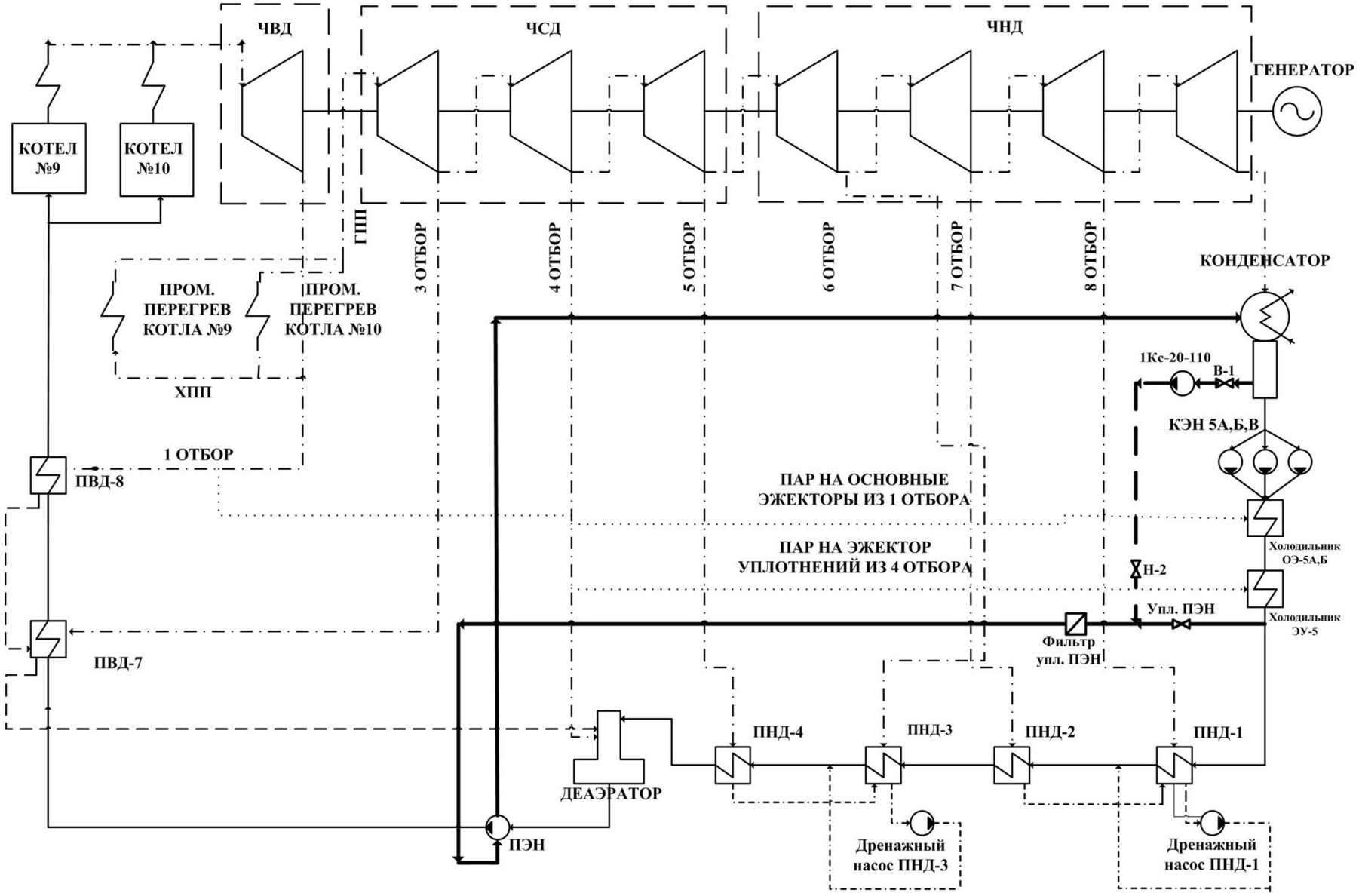


Рисунок 1 – Модернизация тепловой схемы основного конденсата энергоблока №5 ТЭЦ-10

математической модели энергоблока использовалась трехэтапная методика идентификации параметров математических моделей сложных теплоэнергетических установок [7]. Данная методика позволяет эффективно выявлять «плохие» замеры контрольных параметров, погрешности которых выходят далеко за границы заявленного класса точности используемых средств измерения, и добиваться высокой точности настройки коэффициентов математической модели исследуемой установки [8,9].

Для корректного отображения результатов расчетов расхода электроэнергии на СН энергоблока для различных режимов его работы для конденсатных насосов была использована математическая модель, описывающая динамику изменения напора и КПД в зависимости от производительности.

Уравнения, описывающие данные зависимости были получены из заводской технической характеристики данного оборудования. Новый элемент технологической схемы – насос 1Кс20-110 на всех режимах работает с постоянным расходом 6,67 кг/с. Учитывая это обстоятельство, из технической характеристики насоса были взяты соответствующие данному расходу значения напора, мощности и КПД и зафиксированы в его математической модели [10].

Результаты расчетов математической модели для действующей (в работе находится 2 КЭН) и измененной схемы (в работе находится 1 КЭН и насос уплотнений ПЭН) основного конденсата энергоблока представлены в табл. 1. Наблюдается снижение расхода электроэнергии на СН энергоблока в диапазоне нагрузок от 137 до 150 МВт, за счет отсутствия необходимости включения в параллельную работу второго КЭН.

Помимо этого, следует отметить дополнительное снижение удельного расхода топлива за счет подачи холодного конденсата из конденсатосборника на уплотнения ПЭН, а не предварительно нагретого в холодильниках основных эжекторов и эжектора уплотнений турбины. В результате тепло конденсата сохраняется в цикле, а не теряется напрасно с охлаждающей водой в конденсаторе. Расчеты модели наглядно демонстрируют возможность взятия номинальной нагрузки энергоблока с одним работающим КЭН и насосом уплотнений ПЭН 1Кс-20-110.

Согласно проведенным технико-экономическим расчетам, учитывающим продолжительность нахождения энергоблока в диапазоне нагрузок от 137 до 150 МВт (360 часов) и рассчитанную экономию электроэнергии (138 кВт), экономия средств по данным на 2019 год составит 40800 рублей. При этом капиталовложения, необходимые на приобретение насоса 1Кс-20-110, труб соответствующих диаметров и запорной арматуры и выполнения монтажных работ, составляют 288300 рублей. По этим данным срок окупаемости предложенной модернизации схемы энергоблока составит 4 года 5 месяцев.

Таблица 1

Результаты расчетов для действующей и измененной схемы основного конденсата энергоблока при различных режимах работы

Параметр, единица измерения	**114 МВт**	**133 МВт**	**136 МВт**	**140 МВт**	**150 МВт**
Напор КЭН (действующая схема), кг/см^2	17,58	16,58	16,27	19,22	19,13
Напор КЭН (измененная схема; работает 1 КЭН и насос уплотнений ПЭН), кг/см^2	-	-	-	16,53	16,14
Расход основного конденсата на напоре КЭН (действующая схема), кг/с	82,72	95,28	98,83	102,61	107,78
Расход основного конденсата на напоре КЭН (измененная схема), кг/с	-	-	-	96,03	100,25
Расход электроэнергии на перекачку основного конденсата (действующая схема), кВт	175,8	190,3	194.8	290,5	295,2
Расход электроэнергии на перекачку основного конденсата (измененная схема), кВт	-	-	-	203,2	208,4
КПД нетто энергоблока (действующая схема), %	32,852	33,648	33,489	33,014	33,305
КПД нетто энергоблока (измененная схема), %	-	-	-	33,041	33,335
Удельный расход топлива на выработку электроэнергии (действующая схема), г у.т./кВт ч	373,98	365,13	366,86	372,14	368,89
Удельный расход топлива на выработку электроэнергии (измененная схема), г у.т./кВт ч	-	-	-	371,84	368,56

Следует отметить, что в последние два года для генерирующего оборудования ТЭЦ-10 преобладают диспетчерские графики с минимальными электрическими нагрузками. Если в обозримом будущем на рынке мощности произойдут перемены и число часов работы оборудования сместится в зону номинальных нагрузок, то срок окупаемости предложенной модернизации может значительно сократиться. Так по данным за 2015 год продолжительность работы энергоблока №5 с $N_{эл} \geq 137$МВт составила 2173 часа (3 месяца). В этом случае затраты окупились бы за 1 год и 2 месяца, а экономический эффект был бы равен 87%.

Таким образом, представленная авторами модернизация позволяет уменьшить удельный расход электроэнергии на собственные нужды энергоблока и, следовательно, повысить эффективность его работы при сохранении надежности в условиях реальной эксплуатации. Кроме того, данная работа демонстрирует высокую эффективность применения аппарата математического моделирования при исследовании и оптимизации действующих теплоэнергетических установок и электростанций.

Библиографический список

1. Лазарев Г.Б. Управление эффективностью механизмов собственных нужд ТЭС // Энергия единой сети. 2012. №5(5). С. 58-67.
2. Насос КсВ 500-150-1-С, цена в Екатеринбурге // Компания Аквапрофит [Электронный ресурс]. URL: https://akvaprofit.pulscen.ru/goods/15982060 -nasos_xv_500_150_1_s (16.03.2022).
3. Насосы и оборудование. Насосы 1Кс-20-110 конденсатные. [Электронный ресурс]. URL: https://www.hms-livgidromash.ru/catalog/nasosy/1ks/1ks_20_110_model_35737.html (16.03.2022)
4. Забуга Ф.В., Алексеюк В.Э. Исследования на основе математического моделирования энергоблока № 5 ТЭЦ-10 ООО «Байкальская Энергетическая Компания» для оценки эффективности его модернизации. iPolytech Journal. 2021;25(2):183-195. https://doi.org/10.21285/1814-3520-2021-2-183-195
5. Fedor Zabuga and Vitalii Alekseiuk. Research based on mathematical modeling of CHP-10 power unit No 5 “Baikal Energy Company” LLC to assess the efficiency of its modernization // International Conference of Young Scientists “Energy Systems Research 2021”, E3S Web Conf. 2021. Vol. 289. DOI: https://doi.org/10.1051/e3sconf/202128902002.
6. Оптимизационные исследования энергетических установок и комплексов / Под. ред. А.М. Клера, Э.А. Тюриной. Новосибирск: Академическое изд-во «Гео», 2016. 298с.
7. V.E. Alexeyuk. An improved technique for identification of mathematical models of thermal power equipment // Energy Systems Research. 2018. Vol. 1. No. 3. P. 53–60. http://dx.doi.org/10.25729/esr.2018.03.0007.
8. Клер А.М., Алексеюк В.Э. Повышение точности идентификации параметров математических моделей существующего теплоэнергетического оборудования // Научный вестник НГТУ. 2019. №3(76). С. 57–76. DOI: 10.17212/1814-1196-2019-3-57-76.
9. Vitalii Alekseiuk. Improving the Efficiency of the Three-Stage Technique of Mathematical Model Identification of Complex Thermal Power Equipment // ENERGY-21 – Sustainable Development & Smart Management, E3S Web Conf. 2020. Vol. 209. DOI**:** https://doi.org/10.1051/e3sconf/202020903002.
10. Насосы центробежные конденсатные типа 1Кс и агрегаты электронасосные на их основе. Руководство по эксплуатации. Н49.897.00.00.000 РЭ // АО «ГМС ЛИВГИДРОМАШ», 67 с.

Забуга Ф.В., аспирант, ИСЭМ СО РАН
Алексеюк В.Э., к.т.н., м.н.с., ИСЭМ СО РАН, доцент кафедры ТЭ ИРНИТУ

УДК 621.181.7: 662.613.5

СНИЖЕНИЕ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЦЕОЛИТОВ

Картавская В.М., Зинкевич С.А.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
zinkevich00@inbox.ru

В структуре отечественных углей в более 30 % промышленных запасах наблюдается тенденция увеличения содержания в рабочей массе серы и азота до 1 % и выше [1] – одновременная очистка дымовых газов на ТЭС и котельных от оксидов серы и азота актуальна.

Наиболее технологически простым и экономически оправданным является сухой аддитивный метод с использованием адсорбентов, таких как известь, глинозем и кремний содержащих минеральных адсорбентов природных цеолитов. Особенно экономически целесообразно использовать цеолиты на ТЭС и котельных, расположенных недалеко от их природных месторождений. Промышленные испытания показали, что эффективность очистки от оксидов серы и азота при инжекции цеолита в газоход конвективной части котла достигает 70-80 % [2].

Именно цеолиты позволяют адсорбировать также оксид и диоксид углерода, сероводород, сероуглерод и другие газовые компоненты. Более того, природные цеолиты являются дешевым минеральным сырьем на территории Восточной Сибири и Забайкальского края.

Преимущества цеолитного способа очистки по сравнению с другими адсорбентами это небольшие капиталовложения, незначительное удорожание 1 кВт установленной мощности, малые тепловые потери.

Цеолиты – общее название алюмосиликатных минералов, кристаллическая решетка которых пронизана системой полостей и каналов.

Различают цеолиты синтетические и природные, которые в свою очередь делятся по происхождению на осадочные и вулканические.

Малая себестоимость и уникальные свойства природных цеолитов, обусловленные особенностями кристаллической решетки, химического состава, высокой ионообменной емкостью (до 2 мг-экв/г), молекулярно-ситовыми и каталитическими способностями выводят их на первое место в решении большого количества хозяйственных задач в различных областях деятельности человека. Общая химическая формула цеолитов

$$Me_{2/n}O \cdot Al_2O_3 \cdot xSiO_2 \cdot yH_2O.$$

где Me – катион щелочного металла; n – валентность щелочного металла.

В природе в качестве катионов обычно в состав цеолитов входят натрий, калий, кальций, реже барий, стронций и магний. Кристаллическая структура цеолитов образована тетраэдрами SiO_4 и AlO_4 (рис. 1). Катионы

компенсируют избыточный отрицательный заряд анионной части алюмосиликатного скелета цеолита [3].

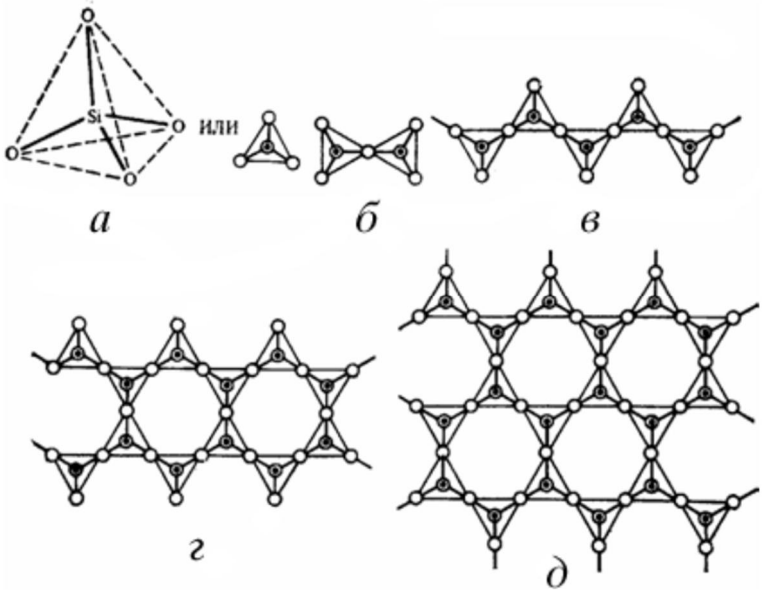


Рисунок 1 – Способы соединения алюмосиликатных тетраэдров:
а – отдельный тетраэдр; б – два тетраэдра с общей вершиной; в – фрагмент простой цепи; г – фрагмент «ленты»; д – фрагмент «листа»

При продолжительном и равномерном нагревании цеолита до 140-390°С молекулы воды вытесняются и сохраняют после себя пустоту в правильно расположенной структуре цеолита, которая остается без изменений. Особенность цеолитов состоит в том, что эти пустоты имеют одинаковый размер. Число молекул, которые адсорбируются дегидротированным цеолитом, определяется за счет пустот, образующих объем свободного внутрикристаллического пространства. После удаления воды из цеолита, поры возможно заполнить снова водой или другим веществом, что и предопределяет их использование в процессах осушки и разделения веществ.

Природные цеолиты имеют способность регенерации, а значит их можно применять в многоцикловом режиме.

Сущность предлагаемого способа заключается в том, что с системой дробеструйной очистки поверхностей нагрева, производится подача природных цеолитов в дымовые газы, которые образовались в после пламенной зоне котла (рис. 2).

При адсорбции доли SO_x и NO_x, содержащихся в уходящих газах, в то же время со снижением концентрации SO_2 в продуктах сгорания происходит снижение температуры точки росы дымовых газов. Наряду с этим появляется возможность работы котлоагрегата с более глубоким охлаждением продуктов сгорания на выходе, что позволяет повысить надежность работы воздухоподогревателей (происходит снижение вероятной скорости низкотемпературной коррозии в зоне температур 80-120^{0}С.

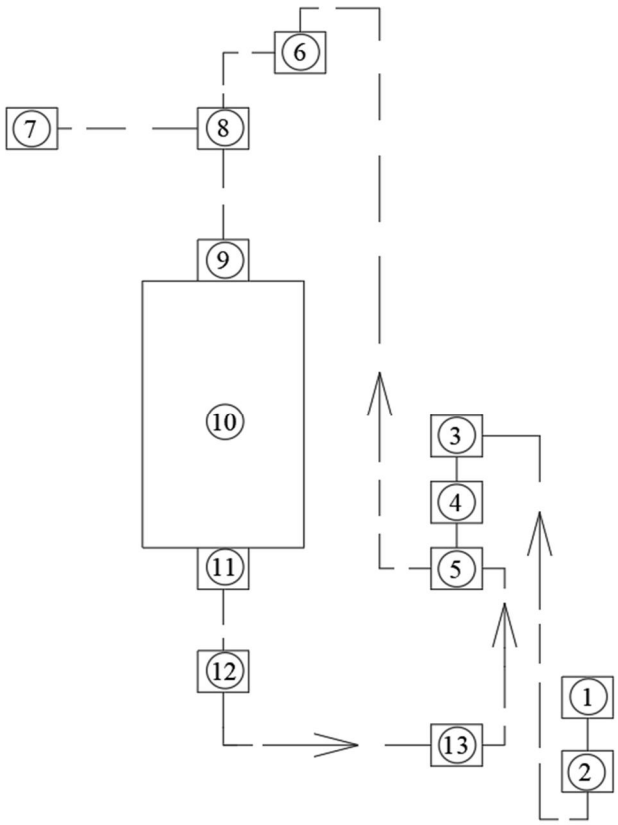


Рисунок 2 – Блок-схема применения системы дробеструйной очистки котла для реализации аддитивного способа газоочистки: 1 – расходный бункер-накопитель с конвейером подачи со склада хранения; 2 – нижний контур подпиточного контура; 3 – дробеуловитель; 4 – разделитель; 5 – бункер рабочего контура; 6 – верхний бункер; 7 – исполнительный механизм; 8 – питатель-распределитель; 9 – сферические разбрасыватели; 10 – конвективная шахта котла; 11 – сепаратор; 12 – бункер дроби; 13 – инжектор

Описанный способ применения цеолитов в котлоагрегате создает оптимальные термохимические условия для адсорбента по поглощению вредных выбросов, а также делает более продолжительным контакт адсорбента с продуктами сгорания.

При адсорбции доли SO_x и NO_x, содержащихся в уходящих газах, в то же время со снижением концентрации SO_2 в продуктах сгорания происходит снижение температуры точки росы дымовых газов. Наряду с этим появляется возможность работы котлоагрегата с более глубоким охлаждением продуктов сгорания на выходе, что позволяет повысить надежность работы воздухоподогревателей (происходит снижение вероятной скорости низкотемпературной коррозии в зоне температур 80-120^{0}С.

Описанный способ применения цеолитов в котлоагрегате создает оптимальные термохимические условия для адсорбента по поглощению вредных выбросов, а также делает более продолжительным контакт адсорбента с продуктами сгорания.

Таким образом, снижение выбросов с помощью просыпки цеолита в конвективной шахте котлоагрегата, работающего на угле является эконо-

мически эффективным. Такое мероприятие поможет не только бороться с повышенным содержанием серы в углях, но и повысит эффективность котлоагрегатов. Однако, при применения их на действующих энергетических предприятиях необходимо изучение и анализ термической стабильности, сорбционной емкости и технологических особенностей [4]. Так как сокращение газообразных выбросов, как и все сухие методы очистки, резко увеличивает количество твердых частиц в уходящих газах – потребуется повышение КПД системы золоулавливания, то есть проведения соответствующих дополнительных мероприятий.

Библиографический список

1. Дроздов В.Д. О содержании общей серы в углях различных месторождений и воздействии на окружающую среду. – Режим доступа: https://www.elibrary.ru/download/elibrary_44276947_68063790.pdf (08.02.2022).
2. Легостаев С.М. Опыт внедрения цеолитового метода сокращения выбросов оксидов серы и азота на городской ТЭЦ // Энергетик. – 1999. – №8. – С. 13-14.
3. Малгаждаров, А.Н., Повышение эффективности очистки дымовых газов ТЭЦ с помощью цеолитов. – Режим доступа: https://www.elibrary.ru/download/elibrary_35353800_76395547.pdf (06.03.2022).
4. Пинигин В.В. Проблемы обеспечения надежности и экологичности котельного оборудования ТЭС, связанные с применением цеолитов для снижения вредных выбросов при сжигании твердого топлива. – Режим доступа: https://elar.urfu.ru/bitstream/10995/89579/1/eir_2010_120.pdf (07.03.2022).

Картавская В.М., к.т.н., доцент кафедры ТЭ ИРНИТУ
Зинкевич С.А., обучающийся, гр. ЭСТм 21-1 ИРНИТУ

УДК 621.181.7: 662.613.5

ОЧИСТКА ДЫМОВЫХ ГАЗОВ ОТ ДИОКСИДА УГЛЕРОДА

Картавская В.М., Коневина В.А., Картавская А.В.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
vika_petrova2019@mail.ru

На протяжении многих лет человечество активно использует в качестве энергоносителя ископаемое органическое топливо (уголь, нефть, природный газ), сжигание которых приводит к образованию значительных количеств диоксида углерода (CO_2). При сгорании 1 т. твёрдого, жидкого или газообразного топлива в атмосферу попадает в среднем 2,76, 2,28 или 1,62 т CO_2 соответственно [2].

Химически устойчивая молекула диоксида углерода может сохраняться в неизменном виде в атмосфере Земли в течение около 120 лет, вследствие чего углекислый газ, выбрасываемый тепловыми электростанциями, постепенно накапливается в атмосфере планеты. Это способствует возникновению «парникового эффекта», который оказывает негативное влияние на климат Земли. Чрезмерная концентрация CO_2 в атмосфере может привести к нарушению её теплового баланса и перегреву поверхности планеты, разрушению вечной мерзлоты, таянию льдов на полюсах и повышению уровня воды в океанах. Подобные изменения чреваты необратимыми последствиями для общества и экосистем.

Концентрация CO_2 в дымовых газах зависит от топлива, для такого как уголь составляет 12–15 %, природного газа – 3-4 %.

На нефтяных и других промышленных предприятиях концентрация CO_2 в потоке выхлопных газов зависит от таких процессов, как переработка нефти (8-9%), производство цемента (14-33%), чугуна и стали (20-44%) [3].

В настоящее время мировое сообщество обеспокоено ростом содержания CO_2 в атмосфере, за последнее столетие его концентрация выросла на 30 %. Для предотвращения глобального изменения климата Земли, согласно данным Международного совещания экспертов 1995 г., необходимо к 2050 г. обеспечить во всем мире сокращение выбросов CO_2 в атмосферу примерно на 60 %.

Согласно мировому опыту, возможны следующие пути снижения эмиссии диоксида углерода тепловыми электростанциями, работающими на органическом ископаемом топливе [2, 3]:

переход на топливо с малым содержанием углерода (природный газ) – снижение выбросов углекислого газа до 30-40 %. Но из-за дороговизны и ограниченности запасов природного газа в недрах Земли значимость этого направления по сравнению с перспективой развития водородной энергетики снижается;

снижение расходов сжигаемого топлива благодаря реализации технических решений, повышающих КПД энергоблоков, и внедрению на ТЭС передовых, менее энергоёмких технологий – уменьшение эмиссии CO_2 относительно современного уровня только на 20-30 %;

энергосбережение, в том числе использование альтернативных и возобновляемых источников энергии – критерий оценки возможной экономии энергии составляет до 50 % и выше;

извлечение – улавливание – очистка дымовых газов ТЭС и котельных от CO_2 с его последующим захоронении или использовании в различных технологических процессах. При этом сократится выброс диоксида углерода в атмосферу энергоустановками на 80-99 %, и рассматривается энергетиками как наиболее эффективный способ защиты окружающей среды.

Рассмотрим основные современные методы улавливания (извлечения) диоксида углерода [5]:

Улавливание перед сжиганием включает реакцию топлива с кислородом или воздухом, а в некоторых случаях с паром с образованием газа, в основном состоящего из монооксида углерода и водорода, который известен как синтез-газ или топливный газ.

Полученный монооксид углерода реагирует с паром в каталитическом реакторе, называемом конвертером сдвига, с образованием CO_2 и большого количества водорода.

Затем CO_2 отделяется, обычно с помощью процесса криогенной дистилляции или химической абсорбции, в результате чего образуется топливо, богатое водородом, которое может использоваться во многих областях, таких как печи, газовые турбины, двигатели и топливные элементы.

Основным преимуществом улавливания перед сжиганием является более высокая концентрация CO_2 и более высокое давление в выходном потоке.

Основным недостатком улавливания перед сжиганием является необходимость долгосрочного развития системы в ряде технических областей для достижения намеченной эффективности в отношении экономии водорода. Этот недостаток ограничивает применение такого подхода и увеличивает инвестиционные затраты на улавливание перед сжиганием.

Кислородное сжигание, для данного вида сжигания используется почти чистый кислород вместо окружающего воздуха, в результате чего дымовой газ состоит в основном из CO_2 и H_2O, которые разделяются конденсирующейся водой.

Основные преимущества этого метода:

высокая концентрация CO_2 в выходном потоке (более 80 %);

высокая температура пламени и лёгкое отделение выхлопных газов.

Основными недостатками газокислородного сжигания являются высокие капитальные затраты и большая потребность в электроэнергии для отделения кислорода от воздуха.

Улавливание после сжигания заключается в отделении CO_2 от дымового газа после сжигания топлива. Диоксид углерода в дымовых газах разбавляется (до концентрации 8-15 %) инертными газами, такими как азот, аргон и вода, в дополнение к кислороду. Дымовые газы обычно находятся при атмосферном давлении и высоких температурах (от 320 К до 400 К).

Улавливание после сжигания не требует дорогостоящих технологий, таких как разделение синтез-газа, водородная турбина, топливный элемент.

Улавливание после сжигания является наиболее простым для предотвращения выбросов CO_2, поскольку оно обеспечивает гибкость и не требует изменения цикла сгорания. Если завод по улавливанию остановит-

ся, электростанция или котельная сможет работать. Основным недостатком метода является неблагоприятное состояние дымовых газов.

Исходя из экономических и экологических соображений, необходимо применять эффективную и подходящую технологию извлечения CO_2 с низкими эксплуатационными расходами и потреблением энергии.

На данный момент существует несколько технологий разделения газа, которые исследуются для улавливания после сжигания, а именно: абсорбция, адсорбция и абсорбционно-десорбционный метод, криогенная дистилляция и мембранное разделение.

Новейшие разрабатываемые методы включают электрохимические насосы и химические петлевые подходы к разделению диоксида углерода. Оксид никеля является одним из основных кандидатов для химического петлевого горения метана при температуре до 673 К (400°С).

Расплавленные карбонатные и водные щелочные топливные элементы были изучены для использования при отделении диоксида углерода как от воздуха, так и от дымовых газов.

Обсуждаемые электрохимические насосы включают карбонатные и протонные проводники.

Расплавленный карбонат почти на 100% селективен для отделения диоксида углерода, но основным недостатком применения электрохимических ячеек с расплавленным карбонатом для его отделения является то, что этот процесс не повторяется.

Другими недостатками этих технологий являются: коррозия, тяжёлые условия эксплуатации и чувствительность к наличию оксидов серы [3].

Особо можно выделить улавливание диоксида углерода из уходящих газов, фактически их очистку на ТЭС и котельных, без нарушения основных производственных процессов производства тепловой и электрической энергии – щелочным раствором, в качестве которого выступает оборотная вода системы гидравлического золоудаления [4].

Перед использованием оборотной воды золоудаления повышают её щёлочность перемешиванием с золой с последующим разделением раствора и зольного остатка отстаиванием и фильтрацией. При этом щёлочь экстрагируется из золы в воду.

Использование принудительного перемешивания золы с водой с последующим отделением зольной части и очисткой раствора отстаиванием и фильтрацией обеспечивает полноту извлечения щелочей и улучшение экологических характеристик процессов, как выброса газовых продуктов сгорания, так и образования золоотвалов.

Взаимодействие диоксида углерода со щёлочью осуществляется в турбулентном газовом потоке при идеальных условиях контакта газовой фазы с капельками и парами щелочи.

Благодаря этому обеспечивается предельно возможная полнота их взаимодействия и степень очистки потока от CO_2. Поток не подвергается каким-либо изменениям и движется со своими естественными скоростями (порядка нескольких десятков метров в секунду).

Если кислые оксиды углерода, серы и азота удаляются в атмосферу, то щелочные оксиды щелочных и щёлочноземельных металлов (Na_2O, K_2O, CaO, MgO, и др.) остаются в золе и придают оборотной воде, используемой для золоудаления, щелочной характер.

При контакте капелек щелочного раствора с дымовыми газами диоксид углерода связывается в карбонаты:

$$2NaOH+CO_2=Na_2CO_3+H_2O;$$
$$2KOH+CO_2=K_2CO_3+H_2O.$$

Продукты взаимодействия, представляющие собой капельки солевого раствора, выносятся из дымовой трубы мощными потоками газа и поскольку карбонаты хорошо растворимы в воде и нетоксичны, то далее они выпадают с дождями (снегами) и уходят в грунты.

Слабощелочные облака, то есть продукты, вынесенные в атмосферу дымовыми газами, при встрече со слабокислыми приводят к нейтрализации последних:

$$Na_2CO_3+H_2SO_4=Na_2SO_4+H_2CO_3;$$
$$K_2CO_3+2HNO_3=2KNO_3+H_2CO_3.$$

Результатом происходящей нейтрализации является образование разбавленных растворов солей (сульфатов, нитратов и др.) и слабой угольной кислоты, также выпадающих с дождём из атмосферы.

Разбавленные дождевые растворы карбонатов, сульфатов, нитратов и хлоридов, а также угольной кислоты экологической опасности не представляют.

Диспергирование, направленное на увеличение поверхности контакта фаз, широко используется в многочисленных процессах химической, металлургической, фармацевтической и других технологий.

Использование щелочных растворов для связывания диоксида углерода известно и протекает по классическому принципу, но сочетание использования диспергированного раствора щелочи, полученной из оборотной воды тепловых электростанций и котельных, и связывания диоксида углерода непосредственно в газовом потоке, движущемся в своём не нарушаемом режиме, позволяет значительно упростить, а использование зольных остатков удешевить процесс очистки, утилизируя отходы производства.

При 20 % объёмной концентрации щелочного раствора в газовоздушной смеси и 20 % концентрации щелочи ($NaOH$) в рабочем растворе по стехиометрическому соотношению из потока дымовых газов, движущихся со скоростью 25 м/с, извлекается (улавливается) до 25 $нм^3$/с диоксида углерода [4].

Для осуществления рассматриваемого способа очистки дымовых газов ТЭС и котельных от диоксида углерода необходимо расположить форсунки для разбрызгивания щелочного раствора диспергированием его до капель в 1-2 мм на газоходной трубе от котла, обеспечить прокладку труб для щелочного раствора, установить ёмкость для отстаивания, насосы и фильтровальное приспособление. Рассматриваемый способ решения экологической проблемы – снижение выбросов диоксида углерода при сжигании ископаемых природных топлив требует дополнительных исследований.

Однако, одновременно с процессом очистки газов от диоксида углерода возможны производство и реализация товарного продукта – газообразного, жидкого или твёрдого диоксида углерода, обеспечивающего потребности различных отраслей промышленности (нефтедобывающая, пищевая, сельское хозяйство и др.) России [1, 3].

Библиографический список

1. Ахметова В.Р., Смирнов О.В. Улавливание и хранение диоксида углерода – проблемы и перспективы//Башкирский химический журнал. – 2020. – Т.27, №3. – С. 103-115.
2. Повышение экологической безопасности ТЭС: учеб. пособие для вузов / А.И. Абрамов, Д.П. Елизаров, А.Н Ремезов и др. / под ред. А.С. Седлова. – М.: Издательство МЭИ, 2002.
3. Carbon Dioxide Separation from Flue Gases: A Technological Review Emphasizing Reduction in Greenhouse Gas Emissions [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.hindawi.com/journals/tswj/2014/828131/ (13.02.2022).
4. Способ очистки отходящих газов тепловых электрических станций от диоксида углерода [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.fips.ru/iiss/document.xhtml?facesredirect=true&id=b5d9c4fb4c28d67916e66e7b51853ce9. (17.02.2022).
5. Череповицын А.Е. Целесообразность применения технологий секвестрации CO_2 в России [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors (15.02.2022).

Картавская В.М., к.т.н., доцент кафедры ТЭ ИРНИТУ
Коневина В.А., обучающаяся, гр. ЭСТм 21-1 ИРНИТУ
Картавская А.В., обучающаяся, гр. ЭСб-20-1 ИРНИТУ

УДК 621.311:662.87:662.6

АНАЛИЗ СПОСОБОВ СУШКИ УГЛЯ ПРИ ПОДГОТОВКЕ ЕГО К СЖИГАНИЮ

Катянин М.С., Бочкарев В.А.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
mihailkatyanin@gmail.com

Твердые горючие ископаемые – каменные и бурые угли, горючие сланцы, торф – составляют более 90% всех горючих ископаемых мира [1].

По данным Минприроды всего в России запасы угля по состоянию на начало года 2021 оценены в 275,4 млрд. тонн. Они сосредоточены в границах 22 угольных бассейнов и 146 отдельных месторождений.

Более половины от общего количества запасов приходится на бурые угли – 146,0 млрд. тонн, – Каменные угли составляют 120,4 млрд. тонн, из них 50,1 млрд. тонн пригодны для использования в коксовании. Запасы антрацитов учитываются в количестве 9,0 млрд. тонн. Для условий открытой отработки пригодно 63% (174,6 млрд. тонн) запасов углей.

На территории Российской Федерации расположено 22 угольных бассейна и 129 отдельных месторождений, а распределение угольных запасов является неравномерным. Наибольшая часть запасов (более 80 %) сосредоточена в Сибири, в частности в Кемеровской области.

Уголь является важнейшим элементом функционирования электроэнергетики и теплоснабжения. Его доля в выработке электроэнергии составляет около 40% [1]. Для получения максимальной эффективности сжигания этого топлива очень большое значение имеет правильный процесс его пылеприготовления, который состоит из первичной обработки (удаление металлических предметов и щепы, процесс грохочения и дробления), сушки, размола и сепарации.

В данной статье будут рассматриваться возможные варианты сушки топлива и влияние их на процесс горения.

Сушкой называется термический процесс удаления из твердых материалов содержащейся в них влаги. Сушка – сложный технологический процесс, зависящий от большого числа факторов. К ним относятся его внутренняя структура, теплофизические свойства, форма, размер. Наиболее сильное влияние оказывает внутренняя структура материала. По способу подвода тепла различают следующие типы сушилок [2]:

а) конвективные, когда тепло, необходимое для испарения влаги передается от воздуха, топочных газов или перегретого пара сушимому материалу путем непосредственного соприкосновения (конвекции).

б) кондуктивные, в данном процессе тепло передается к сушимому материалу через стенку.

в) радиационная сушка – влага удаляется путем воздействия электромагнитных волн.

г) сушка в поле токов высокой частоты – благодаря повышению температуры внутри материала влага испаряется.

Выбор сушильного агента имеет большое значение, так как стоимость расходуемого тепла значительно сказывается на экономичности сушильных установок. По конструктивному исполнению различают сушилки барабанные, трубы-сушилки, сушилки кипящего слоя, распылительные и другие.

Чаще всего при сушке различного минерального сырья используют барабанные сушилки.

Различают барабанные сушилки с прямым, косвенным и комбинированным теплообменом. В сушилках с прямым теплообменом обеспечивается непосредственный контакт влажного материала с нагретыми газами. Сушилки работают по прямоточной и противоточной схемам движения материала и нагретых газов. В сушилках с косвенным теплообменом тепло передается сушимому продукту через нагретую металлическую поверхность, а в сушилках с комбинированным теплообменом – при контакте с нагретыми газами и через нагретую металлическую поверхность [3].

Барабанная сушилка (рис. 1) состоит из сварного барабана 1 с укрепленными на его внешней поверхности двумя бандажами 2 и венцовой шестерни 3. Барабан устанавливают бандажами на опорные ролики 5 под углом 1-5° в сторону разгрузки. Для устранения продольного перемещения барабана предусмотрены упорные ролики. Вращение барабану передается от привода 6, состоящего из электродвигателя, редуктора и приводной шестерни, находящейся в зацеплении с венцовой шестерней. К верхнему торцу барабана примыкают топка 7 со смесительной камерой и загрузочное устройство 8, а к нижнему – разгрузочная камера 4 для выгрузки высушенного материала и отвода дымовых газов.

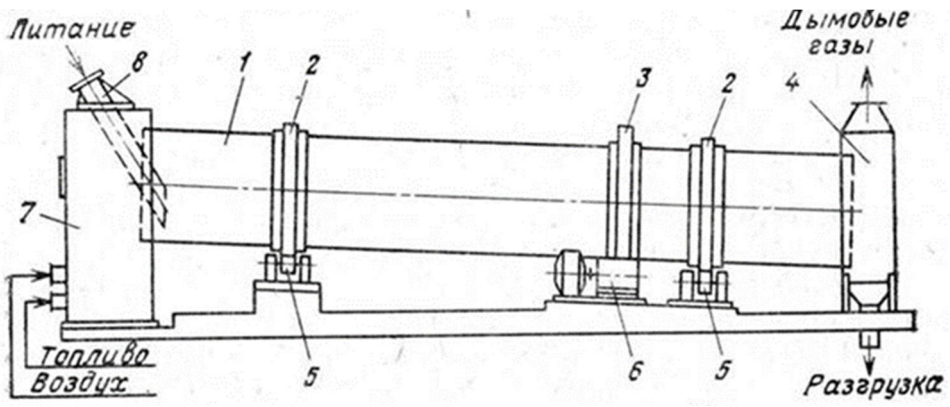


Рисунок 1 – Барабанная газовая сушилка:
1 – сварной барабан; 2 – бандаж; 3 – венцовая шестерня; 4 – разгрузочная камера; 5 – опорные ролики; 6 – привод вращения барабана; 7 – топка со смесительной камерой; 8 – загрузочное устройство

Труба-сушилка (рис. 2) предназначена для сушки топлива во взвешенном состоянии. Их применяют также для сушки мелких продуктов в цветной металлургии и химической промышленности.

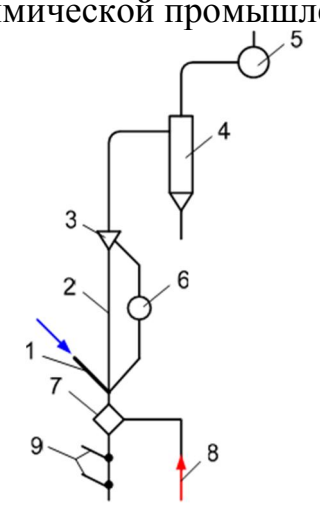


Рисунок 2 – Схема трубы-сушилки с восходящим потоком:
1 – поступление топлива; 2 – труба-сушилка; 3 – сепаратор; 4 – циклон; 5 – вентилятор; 6 – дробилка; 7 – колчеданный мешок; 8 – поступление горячего воздуха (газа); 9 – мигалки

Труба-сушилка состоит из устройства подачи горячих газов, компенсатора, загрузочного устройства, прямолинейного участка трубы постоянного сечения и разгрузочных аппаратов. Внутренняя часть трубы-сушилки от загрузочного устройства до провальной части футеруется огнеупорным кирпичом, чтобы температура металлического кожуха не превышала 45°С. Для восприятия температурных перепадов по длине сушилки предусмотрены компенсаторы [3].

Длина рабочего участка трубы-сушилки колеблется в пределах 15-25 м. Для увеличения срока службы этот участок трубы обычно изготовляют из нержавеющей стали с толщиной стенки 6-8 мм.

Горячие дымовые газы из топки подают в трубу-сушилку вентилятором дымососом. На расстояние h от точки подачи газов в трубу-сушилку подают сырой материал, который подхватывается восходящим потоком дымовых газов и перемещается по трубе вверх. При движении материала по трубе с его поверхности испаряется влага. Высушенный материал поступает в циклон или гравитационный аппарат, в котором твердая фаза отделяется от газообразной. Отработанные газы из циклона или гравитационного аппарата поступают на вторую стадию их очистки.

Обычно сушку в кипящем слое используют для мелкозернистого материала. Сущность этого способа заключается в том, что материал, подлежащий сушке, подается на распределительную решетку и приводится в псевдо-ожиженное состояние потоками газа, подаваемого под решетку. Скорость потока газов через решетку подбирают такой, чтобы материал находился на решетке во взвешенном «кипящем» состоянии. По своим

свойствам псевдо-ожиженный слой напоминает маловязкую жидкость. Частицы, перемещаемые в таком слое, почти не встречают сопротивления [3].

Печь сушилки кипящего слоя (рис. 3) состоит из двух камер: нижней топливосмесительной 1 и верхней сушильной 4. Камеры разделены между собой решеткой 2. Отверстия в решетке выполнены таким образом, чтобы обеспечить равномерное распределение воздуха по всей ее площади. В нижней камере осуществляется сжигание жидкого или газообразного топлива, поэтому она оборудована топливо- и воздухоподачей и средствами контроля работы топки. Верхняя камера снабжена загрузочным 3 и разгрузочным 5 устройствами и приборами контроля температуры. Материал подается питателем в сушильную камеру в надрешетное пространство.

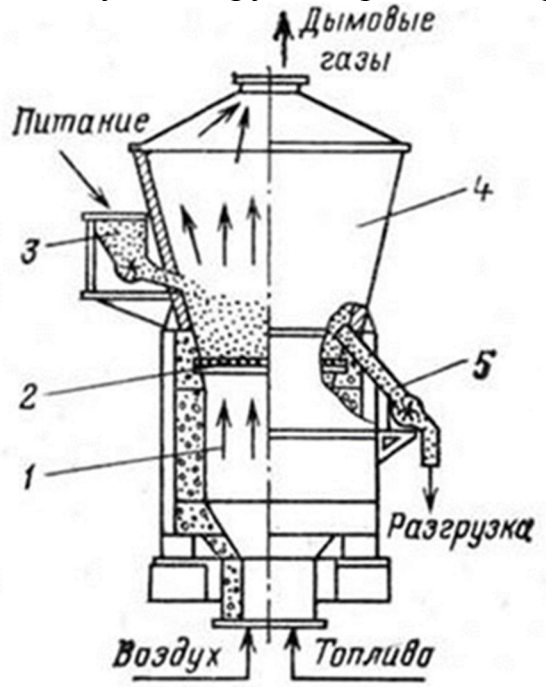


Рисунок 3 – Сушилка кипящего слоя:
1 – нижняя топливосмесительная камера; 2 – разделительная решетка; 3 – загрузочное устройство; 4 – верхная сушильная камера; 5 – разгрузочная камера

Благодаря подаче воздуха через решетку, на ней образуется кипящий слой высотой 0,3-0,45 м. При прохождении нагретого воздуха или дымовых газов через кипящий слой с поверхности частиц испаряется влага. Высушенный продукт разгружается через патрубок, расположенный над решеткой, высота которого может регулироваться. Отработанный сушильный агент вместе с испаренной влагой после прохождения через пылеулавливающие устройства выбрасывается в атмосферу.

Анализируя вышеизложенное можно сделать выводы о том, что выбор и применение сушилок должно опираться на характеристики используемого угля, учитывая при этом достоинства и недостатки сушильных аппаратов, так, например, в барабанных сушилках сушка продуктов осуществляется при высоких температурах нагретых газов (700-1000 °С) и

значительной крупности исходного материала до 250 мм, но при этом сушилка имеет значительную массу и габариты, а также процессе сушки происходит налипание влажного материала на внутреннюю поверхность и насадки барабана.

Трубы сушилки же выделяются простотой конструкции и сравнительно невысокими капитальными затратами, в сочетании с высокой скоростью сушки. Однако, основным недостатком является сравнительно большой расход энергии на нагрев и перемещение сушильного агента со скоростью, обеспечивающей устойчивое вертикальное движение всех фракций высушиваемого дисперсного материала.

Сушилки с кипящим (псевдоожиженным) слоем являются одними из прогрессивных. Процесс в кипящем слое обеспечивает эффективное контактирование материала с нагретым воздушным потоком и имеет большую удельную производительность. При этом, данным аппаратам свойственны и некоторые недостатки: большой унос мелких фракций; большие размеры и высокая стоимость пылеулавливающих устройств; необходимость в некоторых случаях дополнительного измельчения и подготовки кусковых материалов.

Библиографический список

1. Равич М.Б. Эффективность использования топлива. –М.: Наука, 1977. – 344 с.
2. Михайлов Н.М. Вопросы сушки топлива на электростанциях. М.,Л., 1957 – 153 с.
3. Лыков А.В. Теория сушки. М.: Энергия, 1968 – 472 с.

Катянин М.С, обучающийся, гр. ЭСТм 21-1 ИРНИТУ
Бочкарев В.А., к.т.н., доцент кафедры ТЭ ИРНИТУ

УДК 621.182.1

АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ПОДХОДОВ К ПРОЕКТИРОВАНИЮ ЭФФЕКТИВНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СХЕМ ПОДГОТОВКИ ВОДЫ НА ТЭС

Кныш М.В., Глумов Ю.М.
Иркутский национальный исследовательский технический университет

Оборудование предприятий энергетического комплекса эксплуатируется при высоких тепловых нагрузках, что диктует необходимость жесткого ограничения толщины отложений на поверхностях нагрева, которые образуются, в том числе, из примесей, поступающих в циклы электростанций с исходной водой водоисточника и добавочной водой. Именно поэтому вопрос обеспечения высокого качества водных теплоносителей является важнейшей задачей на тепловых электрических станциях (ТЭС) Иркут-

ской области. Кроме этого, получение чистого пара позволит также минимизировать скорость коррозии конструкционных материалов основного оборудования конденсатно-питательного тракта станции, что повысит надежность его работы в целом.

Учитывая, что большинство ТЭС, работающих на территории Иркутской области, введены в эксплуатацию 40-50 лет назад, соответственно, водоподготовительные установки также спроектированы несколько десятков лет назад и не всегда соответствуют современным экологическим и экономическим требованиям.

Традиционно схемы подготовки добавочной воды для подпитки котлов обычно включают три основных технологии: осветление на осветлителях, фильтрование на напорных фильтрах и обессоливание на ионообменных смолах. Однако, данные технологии имеют недостатки, которые можно условно разделить на устранимые и неустранимые.

Неустранимые недостатки связаны, прежде всего, с сутью технологии. Например, для ионного обмена такими недостатками являются потребление реагентов на регенерацию отработанных ионитов, образование высокоминерализованных сточных вод, а для осветлителей - возможность выноса взвесей и необходимость обработки шламов.

Типовые отечественные решения по обработке воды из поверхностного водоисточника основаны на осветлении воды на механических фильтрах с однослойной загрузкой на стадии предварительной очистки в сочетании со схемой многоступенчатого ионирования с прямоточной регенерацией ионообменной загрузки. Эта схема характеризуется множеством единиц установленного основного и вспомогательного оборудования, занимающего значительные производственные площади, существенными затратами реагентов и потреблением воды на собственные нужды, большими объёмами образующихся высокоминерализованными стоками и, соответственно, высокими эксплуатационными затратами. В результате себестоимость обессоленной воды с остаточной электропроводностью не более 2 мкСм/см колеблется в интервале до 70 руб./м^3.

Современные модификации традиционных методов водоподготовки не могут быть полностью освобождены от недостатков. Это касается и ионного обмена, в результате использования которого образуется большое количество высокоминерализованных стоков по причине использования большого количества единиц оборудования, что влечет за собой значительные затраты на капитальные ремонты данного оборудования. При этом вероятности выноса взвесей в фильтрах также достаточно высока.

Для оценки мероприятий по техническому перевооружению химводоочистки и связанного с этим улучшения качества исходной питательной воды необходимо учитывать следующие положительные изменения:

- снижение пережога топлива от возникновения накипи в поверхностях нагрева котлов;

- снижение коррозионных явлений в пароводяном тракте;

- снижение образования шлама (который, в свою очередь, вызывает в том числе образование вторичной накипи);

- уменьшение интенсивности проведения всех мероприятий, связанных с поддержанием необходимого водно-химического режима рабочего тела на станции (уменьшение постоянной продувки и числа периодических продувок, снижение интенсивности коррекционной обработки воды, в частности, фосфатирования, проведения эксплуатационной химической очистки поверхностей нагрева и др.).

Примером одной из наиболее совершенных технологий ионного обмена считается технология Апкоре, в которой наилучшим образом организованы сервисные потоки, что позволяет минимизировать потребление реагентов и воды на собственные нужды при регенерации ионообменных материалов и при этом добиться высокого качества подготавливаемой воды. Однако, при этой технологии, идет большое потребление ионообменной смолы.

Другим примером может служить технология осветления воды в отстойниках. Для этой технологии требуются достаточно большие производственные площади для размещения оборудования и весомые капиталовложения для возведения осветлителей.

Поэтому при техническом перевооружении традиционных схем появилась потребность в разработке иных подходов. Примером изменения подхода к решению возникающих проблем является применение интегрированных мембранных технологий.

Центральным звеном интегрированных мембранных технологий является применение обратного осмоса (ОО), когда происходит обессоливание воды. Для осуществления обессоливания методом обратного осмоса уже не требуются значительное количество реагентов для регенерации, кроме периодических обработок мембран, которые проводят по мере загрязнения поверхности мембраны.

Соответственно при таком подходе происходит снижение образующихся сточных вод, как следствие, снижение водопотребления из поверхностных водоисточников в целом. При этом периодические обработки проводят разбавленными растворами комплексонов, попеременно в кислой и щелочной среде. Установки обратного осмоса (УОО) позволяют получить необходимое количество пермеата, не привнося при этом в сточные воды и в окружающую среду дополнительных загрязнителей в виде кислот, щелочей, солей, кроме тех, которые содержались в исходной воде.

Особенно важно подчеркнуть, что использование технологии обратного осмоса для обессоливания исходной воды позволяет резко сократить расходы на содержание кислотно - щелочного хозяйства, уйти от действия Федерального Закона № 116 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» и Федеральных норм и правил в области

промышленной безопасности «Правила безопасности химически опасных производственных объектов». Внедрение технологии обратного осмоса позволяет реализовать второе важное назначение необходимости реконструкции ВПУ в энергетической отрасли - значительное снижение нагрузки на окружающую среду и поверхностные водоисточники.

Однако, данный метод подготовки воды имеет свои недостатки:

- сравнительно низкий гидравлический КПД 66-80%,
- большие расходы на собственные нужды,
- высокие требования к качеству исходной воды,
- сильная зависимость производительности УОО от температуры,
- относительно короткий срок эксплуатации мембраны при её высокой стоимости.

Для достижения длительного срока службы полупроницаемых мембран или ионообменного материала необходима предварительная очистка воды от коллоидных и грубодисперсных примесей. Требуемое качество исходной воды перед обессоливанием можно обеспечить при помощи мембранных технологий, а именно ультрафильтрацией. Основная задача установок ультрафильтрации (УУФ) состоит в получении воды с интегральным показателем - коллоидным индексом воды (КИ15) – не более 3-х единиц. Обработка воды методом ультрафильтрации совместно с каогулянтом позволяет снизить содержание железа (менее 0,1 мг/дм^3), взвешенных веществ (менее 0,1 мг/дм^3), органических веществ на 40-60 %.

Основное отличие технологии ультрафильтрации от осветления состоит в фильтровании потока обрабатываемой воды через пористую перегородку (мембрану) с диаметром пор 0,03 мкм. В осветлителях подобный барьер отсутствует. Вследствие развитой поверхности мембраны УУФ отличаются от осветлителей компактностью. Так, мембранный модуль с активной площадью фильтрования 50-60 м^2 имеет геометрический размер – 250 мм в диаметре, 1140 мм – в длину. По уровню потребления УУФ и осветлителя различий нет, но затраты на сооружение осветлителей гораздо выше, чем на установку УУФ.

Первым этапом модернизации ВПУ для снижения эксплуатационных затрат возможно внедрение после осветлительного механического фильтрования технологий противоточной регенерации ионитов, в которых используется принципы работы с зажатым слоем: Швеббебед и Апкоре (в частности, одноступенчатое Н-ОН ионирование Апкоре). Этот метод предпочтителен в случаях, когда потребитель намерен ограничиться реконструкцией, существующей параллельноточной ионообменной установки в противоточную, или когда значение солесодержания воды стабильно ниже 100 мг/дм^3, а содержание неполярной органики и коллоидной кремневой кислоты пренебрежительно мало.

Необходимо отметить, что применение технических решений, основанных на использовании ионного обмена в качестве основной стадии об-

работки воды для деминерализации, во всех случаях приводит к образованию агрессивных и высокоминерализованных стоков, требующих дополнительной обработки (нейтрализации или разбавления) перед сбросом в окружающую среду. Кроме того, задача сокращения эксплуатационных расходов на водоподготовку осложняется из-за роста тарифов за водопользование, непрерывного ухудшения качества показателей воды в источниках, пригодных для промышленного использования, ужесточения нормативов по количественным и качественным показателям сбрасываемых стоков, повышения требований к качеству обработанной воды, используемой в технологическом цикле.

В работе выполнен анализ изменений показателей качества воды в реке Ангара по отдельным годам по сравнению с 1963 годом (табл.1).

Таблица 1

Анализ изменения показателей качества воды р. Ангара

Наименование показателя качества	По проекту 1963 г.	Среднегодовые значения за 2011-2016 г.	2002 г. (8-20 июля)	2003 г. (август-сентябрь)	2016 г. (4-16 июня)	2018 г. (10-16 июня)	2020 г. (14-18 июля)
Окисляемость, мгO_2/дм^3	1,0	1,5	3,7-3,9	1,68-2,88	1,36-7,4	3,18	7,78
Ж общ, мкг-экв/дм^3	1200	1263	1060-1220	1600-1740	1490-1200	1220-1320	1550
Кремнекислота общ, мкг/дм^3	5300	-	10100	-	9980	11300	-
Кремнекислота раств., мкг/дм^3	4200	2498	3900	5400-6100	5000	4620	10600
УЭП, мкСм/см	-	139	104-138	81-158	106-143	142	160
pH, ед.	7,8	8,0	7,8-7,9	7,9-8	7,5-7,9	7,9-8,2	8,1
Fe, мкг/дм^3	68	80,5	175-274	330-738	123-610	151	86
Cl, мкг/дм^3	2500	970,33	890	580-1240	980-1560	1460	1030
SO4, мкг/дм^3	6500	6970	8000	12450-16500	6530-11290	660	11200
Na, мкг/дм^3	-	3574	2000	2700-3100	2000-4200	3300	3100
Цветность, град.	3	-	-	-	-	-	155
Мутность, мг/дм^3	-	-	-	-	-	-	33,5

Выполненные исследования позволяют понять необходимость фундаментальных сдвигов в сознании производственников для изменения подходов к вопросам подготовки воды на предприятиях теплоэнергетики и необходимости внедрения современных процессов водоподготовки, основанных, в частности, на использовании мембранных методов разделения в сочетании с технологиями противоточного ионирования или электродиализации.

Внедрение мембранных технологий в практику водоподготовки вызвало бурный рост числа их сторонников среди специалистов служб эксплуатации отечественных водоподготовительных установок. В немалой степени тому способствовали опережающие темпы развития самих мембранных методов разделения: рост показателей селективности и производительности мембран, снижение цен на них, а также сокращение эксплуатационных расходов при их применении. Именно на основе перечисленных процессов возможна реализация так называемых интегрированных мембранных технологий предочистки методом ультрафильтрации совместно с противоточным ионным обменом, применение которых позволяет снижать эксплуатационные затраты на водоподготовку, при этом улучшая качество деминерализованной воды до 0,2 мкСм/см.

Рассмотрим вариант технического перевооружения установки обессоливания с использованием противоточной технологии, как наиболее экономичного способа подготовки обессоленной воды высокого качества из исходной воды поверхностного источника водоснабжения, характеризующегося низким солесодержанием.

Предлагаемая технологическая схема обессоливания: предварительная подготовка воды с применением технологии ультрафильтрации – противоточное катионирование в двукамерном фильтре с применением слабокислотного и сильнокислотного катионита - дегазация в существующих декарбонизаторах – противоточное анионирование в однокамерном фильтре с применением сильноосновного анионитов – доочистка воды на фильтрах смешанного действия с внутренней регенерацией.

Исходная вода из реки, подогретая до температуры 20–30^{o}С в турбинном цехе, по коллекторам сырой воды №1 или №2 подается в химический цех на механические, дисковые, самопромывные фильтры с рейтингом фильтрации 300 мкм. Фильтры необходимы для удаления речной гальки, фрагментов ржавчины и прочих механических примесей, способных забить ультрафильтрационное волокно. Дисковые фильтры потребляют на собственные нужды не более 2% от фильтруемого потока. Ожидаемый объем стоков с дисковых фильтров не более 13 м^3/час при пиковой производительности ХВО.

После грубой механической фильтрации вода изливается в 6 баков, образованных корпусами существующих двухэтажных механических фильтров ФОВ-3.0-0.6. Предварительно в воду дозируется коагулянт. Баки необходимы для обеспечения времени коагуляции не менее 15 минут и деаэрации воды после теплообменников. Для подачи коагулянта предусмотрена станция дозирования и приготовления раствора коагулянта из жидкого полиоксихлорида алюминия.

Далее вода забирается из баков контактной коагуляции насосной станцией и подается на установку ультрафильтрации. Забор организован не из нижней точки фильтра, а из цилиндрической обечайки на высоте

около полуметра. Насосная станция укомплектована блоком частотного регулирования производительности.

Установка ультрафильтрации образована 5-тю блоками (4 в работе, 1 в резерве) производительностью до 170 м^3/час. Каждый блок включает 46 мембран. Ультрафильтрация необходима для удаления основного количества высокомолекулярной органики, коллоидного кремния и взвешенных частиц. Разделение достигается за счет пропускания коагулированной воды через ультрафильтрационную мембрану с рейтингом фильтрации 0,020 мкм. Для восстановления свойств ультрафильтрационных мембран предусмотрена станция обратной промывки, станция химически усиленной обратной промывки и станция химической мойки. Собственные нужды ультрафильтрации составляют не более 15% от фильтруемого потока. Ожидаемый объем стоков с ультрафильтрации не более 99 м^3/час при пиковой производительности ХВО. Ультрафильтрат со среднечасовым потоком до 561 м^3/час поступает в два бака осветленной воды (БОВ) объемом 300 м^3 каждый. Один бак существующий, другой возводится для обеспечения резерва. Из баков БОВ вода насосной станцией подается на узел обессоливания, стоящий из четырех противоточных цепочек, работающих по технологии Puroback. Три цепочки загружены смолой, одна оставлена пустой для перегрузки. Из трех загруженных цепочек две находятся в работе одна на регенерации. Ступень катионирования образована двухкамерным фильтром, загруженным слабокислотным катионитом Purolite C-104 объемом 8.3 м^3. Другая часть камеры загружена сильнокислотным катионитом Purolite C-100 объемом 9.2 м^3. Диаметр фильтра 3000 мм. После катионирования вода подается на существующие декарбонизаторы и насосной станцией подается на ступень анионирования, образованную однокамерным фильтром, загруженным сильноосновным анионитом Purolite PPA-870. Объем загрузки анионита 9,5 м^3. Диаметр фильтра 3000 мм. Фильтроцикл одной нитки обессоливания составляет 16523 м^3. Объемы смол подобраны таким образом, чтобы обменные емкости катионитов и анионита истощались приблизительно в одно время. В объеме поставки предусмотрена насосная станция рециркуляции, предназначенная для поддержания слоя ионообменной смолы во взвешенном состоянии. Станция рециркуляции содержит 2 насоса по 60 м^3/час.

Регенерация цепочек может производиться существующей станцией собственных нужд ионного обмена при использовании имеющихся станций дозирования кислоты и щелочи. Сточные воды в пиковом объеме 274 м^3 подается в баки нейтрализаторы. Домывка смолы происходит посредством рециркуляции воды через катионит и анионит.

Для доведения качества обессоленной воды до требуемых норм СТО 70238424.27.100.013-2009 возможно предусмотреть 4 фильтра смешанного действия с внутренней регенерацией, диаметром 2000 мм, номинальной производительностью 280 м^3/ч. Предполагается, что два фильтра находятся

в работе, третий – на регенерации, четвертый не загружен в резерве. Объем загрузки ионитов в одном фильтре 4,4 м^3. Применяемым материалом загрузки может быть сильнокислотный катионит марки Purolite SGC 550 и сильноосновный анионит марки Purolite SGA 650.

Для регенерации узла глубокого обессоливания необходимо предусмотреть насосную станцию собственных нужд и станции дозирования кислоты и щелочи. Глубоко обессоленная вода собирается в существующих баках обессоленной воды, откуда насосной станцией подается в главный корпус.

В объеме подобной реконструкции появляется необходимость строительства узла нейтрализации, состоящего из двух баков нейтрализаторов объемом не менее 300 м^3 каждый. В составе узла нейтрализации также предусматривается станция рециркуляции/откачки, производительность до 300 м^3/час и станции дозирования кислоты и щелочи. Себестоимость обессоленной воды в этом случае составит 18-28 руб./м^3, что значительнее ниже стоимости воды при использовании традиционных схем подготовки воды.

Выводы. Таким образом, следуя принципам реализации «зеленой экономики» при выборе того или иного технологического решения на энергетических предприятиях, в частности при реконструкции систем подготовки воды, следует учитывать ряд параметров. Начиная от качества исходной воды и заканчивая финансовыми возможностями предприятия. В любом случае, обе технологии, как стандартные, которые применяется традиционно на большинстве тепловых электрических станций, так и современные, которые в условиях новых трендов наиболее предпочтительны, при грамотном подборе и обосновании технологической схемы, позволяют вывести процессы подготовки воды на тепловых электрических станциях Иркутской области на принципиально новый уровень качества. Подобный подход позволит не только улучшить качество воды, но и значительно снизить себестоимость подготавливаемой воды, повысить надежность и эффективность работы тепловых электрических станций в целом, а также минимизировать экологическую нагрузку на окружающую среду.

Библиографический список

1. Громов С.Л., Пантелев А.А., Сидоров А. Современные технологии водоподготовки и промышленности в энергетике. АКВА-Magazine. 2007. №1
2. Громов С.Л., Пантелеев А.А. Технологии противоточной регенерации ионитов для водоподготовки. Часть 1,2 теплоэнергетика. 2006. № 8,11.
3. СО 153-34.20.501-2003, Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. р. 4.8
4. Карелин Ф.Н. Обессоливание обратным осмосом. М.: Стройиздат, 1988.

5. Свитцов А.А. Введение в мембранные технологии. -М.: ДеЛи притнт, 2007.
6. СО 70238424.27.100.013-2009 Водоподготовительные установки и водно-химический режим ТЭС. Условия создания. Нормы и требования.
7. Пресс служба ООО «Грундфос» Водоподготовка в энергетике: Традиционные и современные решения. Водоочистка. № 5-6/ 2015.

Кныш М.В., обучающаяся, гр. ЭСТм-20-1 ИРНИТУ
Глумов Ю.М., обучающийся, гр. ЭСТм-20-1 ИРНИТУ

УДК 621.311

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СИСТЕМ ОТОПЛЕНИЯ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ НА ПРОМПЛОЩАДКЕ ТЭЦ

Коржаневская Ек.В., Сушко С.Н.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
korzhanevskaya@mail.ru , svetas1509@mail.ru

Для тепловых электростанций актуальными являются не только вопросы повышения эффективности производства электрической и тепловой энергии, но и разнообразные способы снижения расхода электрической и тепловой энергии на собственные нужды производственных, административных и бытовых зданий, расположенных на промплощадке.

Поддержание внутриплощадочной системы централизованного теплоснабжения (СЦТ) в налаженном и отрегулированном состоянии представляет собой довольно сложную инженерно-техническую задачу.

Эта сложность определяется следующими причинами:

- появляются новые и реконструируются существующие здания, прокладываются новые участки тепловых сетей, изменяется гидравлическое сопротивление трубопроводов из-за увеличения абсолютной шероховатости внутренней поверхности стальных труб;

- гидравлические и температурные испытания тепловых сетей и местных отопительных систем проводятся редко, а на некоторых ТЭЦ практически не проводятся;

- тепловые сети и тепловые пункты потребителей не оснащены полным проектным комплексом контрольно-измерительных приборов для измерения давления, температуры и расхода сетевой воды во всех основных элементах СЦТ.

Основные цели настоящей работы заключаются в подготовке и обосновании технических предложений по перечню мероприятий, направленных на снижение затрат на отопление производственных и административных зданий (потребителей тепла) территории ТЭЦ и на обеспечение гигиенических требований к температуре воздуха внутри этих зданий.

Задачи настоящей работы включают в себя:

- определение расчетных расходов сетевой воды на системы отопления и вентиляции зданий, присоединенных к СЦТ промплощадки ТЭЦ;

- подготовку расчетных схем водяных тепловых сетей;

- гидравлические расчеты тепловых сетей с целью определения потерь давления на участках сети и проверки пропускной способности существующих трубопроводов;

- построение пьезометрических графиков тепловых сетей и определение располагаемых напоров сетевой воды на местных тепловых пунктах (МТП) отдельных зданий;

- расчет диаметров отверстий дроссельных шайб на МТП отдельных зданий с целью обеспечения расчетного распределения сетевой воды по отдельным потребителям.

Если доля нагрузки горячего водоснабжения (ГВС) в суммарной нагрузке всех зданий не превышает 0,2 (для тепловых сетей жилых районов при открытом водоразборе), и наладочным режимом в неавтоматизированных тепловых сетях выбрать режим без водоразбора, и для этого режима рассчитать диаметры отверстий дросселирующих устройств, то колебания расходов сетевой воды в системах отопления при всех других режимах горячего водоснабжения будут наименьшими, влияние водоразбора на работу отопительных приборов будет незначительным. Такое заключение подтверждается практикой эксплуатации.

В случае открытого водоразбора вода для ГВС отбирается из обратного и прямого трубопроводов и подается в узел смешения, после чего – к водоразборным кранам потребителей. Как правило, регуляторов температуры нет. Осенью и весной, при относительно высоких температурах наружного воздуха, включается линия из прямого трубопровода. Когда открывают краны ГВС, расход воды в отопительных приборах, соответственно, уменьшается. Но, благодаря тепловой инерции здания и сравнительно высокой температуре наружного воздуха (к тому же в нашем регионе дневная температура наружного воздуха значительно выше среднесуточной) потребитель ухудшения обогрева здания просто не замечает. В зимний период, при низких температурах наружного воздуха, линию ГВС переключают на обратный трубопровод, чтобы избежать несчастных случаев. При открытии кранов горячего водоразбора общее сопротивление системы отопления здания снижается, расход сетевой воды через отопительные приборы увеличивается – обогрев здания улучшается.

Учет расхода ГВС в расчете дроссельной шайбы приведет к увеличению расчетной величины диаметра отверстия, увеличенному расходу сетевой воды в период отсутствия водоразбора и, следовательно, к постоянному увеличению температуры обратной сетевой воды против графика, то есть к перегреву.

Поэтому наладочным режимом, по которому определяются потери давления в трубопроводах, располагаемые напоры в МТП, узлах присо-

единения, а также характеристики дросселирующих устройств, принят режим без водоразбора на ГВС (на расход сетевой воды, соответствующий сумме расходов тепла на отопление и вентиляцию), поскольку доля расчетной нагрузки ГВС в суммарной нагрузке всех зданий незначительна.

Гидравлические расчеты выполнены для расходов, соответствующих графикам 130/70ºС, 100/70ºС и 105/70ºС.

Сопротивление участка трубопровода – это сумма линейных потерь (на трение) и потерь в местных сопротивлениях. Средняя величина доли потерь давления в местных сопротивлениях составила 0,3 (30%). Расчет сопротивлений трубопроводов выполнен на основе величин расходов сетевой воды согласно расчетной схеме, составленной по данным ТЭЦ. Высоты местных отопительных систем зданий так же приняты по данным ТЭЦ. Величина давления в исходной точке обратной магистрали соответствует эксплуатационной величине 30 м вод.ст., а давление в прямой магистрали соответствует 60 м вод.ст.

Суммарный расчетный расход сетевой воды в подающих трубопроводах СЦТ промплощадки для графика 130/70ºС составил 123,5 т/ч, для графика 100/70 ºС – 247,0 т/ч и для графика 105/70ºС – 211,5 т/ч.

Переход на графики 100/70ºС и 105/70ºС позволит:

- организовать устройство единого теплового пункта для всех внутриплощадочных сетей станции, установка элеваторов не требуется;
- снизить потери в окружающую среду от внешних трубопроводов;
- обеспечить безопасность без использования элеваторов; при работе системы отопления внутри объекта по графику 105…95/70ºС с учетом неизбежных тепловых потерь температура воды в отопительных приборах не превышает 100ºС, что исключает возможность появления перегретой воды.

Анализ пьезометрических графиков при графиках 130/70ºС и 105/70ºС показывает, что для всех присоединенных зданий обеспечивается заполнение водой всех верхних точек местных отопительных систем, давление – в допустимых пределах. Условие невскипания выполняется. При графиках 130/70ºС и 105/70ºС в прямой магистрали достаточно 60 м вод.ст.

При переходе к температурному графику 100/70ºС для обеспечения движущего напора у некоторых потребителей необходимо увеличить диаметры труб или увеличить давление в прямой магистрали. При использовании температурного графика 105/70ºС несколько уменьшаются расходы сетевой воды (по сравнению с графиком 100/70ºС), благодаря чему все потребители обеспечены движущим напором.

Минимально-допустимая величина диаметра отверстия шайбы составляет 2,5 мм. В случае невозможности погасить напор одной шайбой, необходимо установить дополнительные шайбы (последовательно на расстоянии не менее 10 диаметров трубопровода).

Для перехода внутриплощадочных тепловых сетей к температурному

графику 105/70ºС необходимо организовать узел смешения прямой сетевой воды (идущей на промплощадку) и обратной сетевой воды (из напорной линии сетевых насосов перед бойлерами) установкой регулятора давления. При этом понадобится установка дроссельной шайбы на потоке обратной воды для снижения давления до 60 м вод.ст. для обеспечения смешения.

Коржаневская Ек.В., обучающаяся, гр. ЭСТм-20-1 ИРНИТУ
Сушко С.Н., к.т.н., доцент кафедры ТЭ ИРНИТУ

УДК 621.311

МОДЕЛЬ ТЕПЛООБМЕНА В ТОПОЧНОЙ КАМЕРЕ КОТЛА

Коржаневская Ел.В., Сушко С.Н.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
korzhanevskaya@mail.ru, svetas1509@mail.ru

Актуальность исследований в области математического моделирования сложных технических систем, к которым относятся теплоэнергетические установки, растет. Одним из побудительных мотивов к этому является возросшая производительность вычислительной техники, позволяющая моделировать сложные нестационарные теплогидравлические процессы, протекающие не только в отдельных элементах энергоустановок, но и в энергетических блоках в целом. В последнее время, в связи с актуализацией задач регулирования в широком диапазоне изменения нагрузок и автоматизации пусковых процессов, значительное внимание стало уделяться разработке нелинейных динамических моделей. Полная математическая модель энергоустановки объединяет в себе описания нестационарных процессов тепломассообмена и гидродинамики на участках пароводяного и газовоздушного трактов, топливоподачи, действия системы автоматического управления, технологической арматуры, электропривода и других элементов энергоустановки на основе нелинейных алгебро-дифференциальных систем. Успешно применяемые в настоящее время принципы декомпозиции общей модели динамики энергоустановки на модели отдельных конструктивных элементов и трактов, а также раздельного описания медленных тепломассообменных и быстрых гидродинамических процессов располагает к построению и реализации универсальных математических моделей. Такой подход хорошо сочетается с современными тенденциями разработки и сопровождения компьютерных программ, направленных на минимизацию специализированного технического сопровождения готовых разработок.

Целью настоящей работы является развитие модели теплообмена в топочной камере парового котла путем учета неоднородного распределения лучевого тепла между топочными экранами.

Для разработки модели теплообмена в котле ПК-24 была использована методика позонного расчета топочной камеры и программа «Maple 12».

Позонный тепловой расчет топочной камеры производится после выполнения расчета топочной камеры в целом и определения ее тепловосприятия поверхности нагрева и температуры газов на выходе по нормам теплового расчета котельных агрегатов. Данный расчет применяется для определения локальных тепловых нагрузок по высоте топки. Он позволяет также установить характер изменения температуры газов в топке. Результаты расчета используются при определении температуры металла экранных поверхностей нагрева.

Для расчета тепловых нагрузок топка котла ПК-24 была условно разбита по высоте на семь зон (см. рис.1).

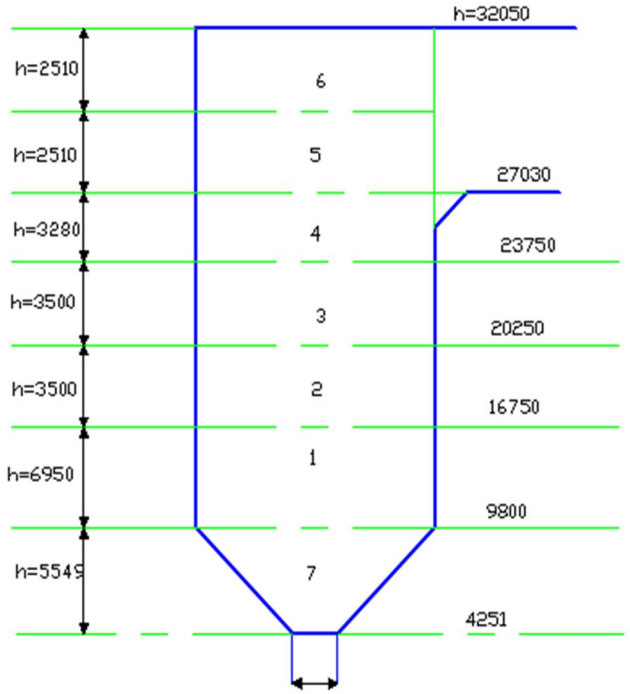


Рисунок 1 – Схематичное разделение топки на зоны:
1 – зона максимального тепловыделения; 2 – 6 – зоны, расположенные выше зоны максимального тепловыделения; 7 – зона холодной воронки

Зона расположения горелок является зоной максимального тепловыделения. Для топочной камеры котла с твердым шлакоудалением нижней

границей зоны максимального тепловыделения является плоскость начала холодной воронки (если она начинается не более, чем на два метра ниже нижней кромки амбразур горелок), а верхней – сечение, находящееся на 1,5 метра выше амбразур верхнего ряда горелок. Холодная воронка (воронка и часть стен топки, если горелки расположены выше начала воронки более чем на два метра) образует вторую зону, находящуюся ниже зоны максимального тепловыделения. Остальная часть топочной камеры была разделена на 5 приблизительно равных по высоте зон, каждая высотой

около 4 метров. Так как на выходе из топки имеются вертикальные ширмы высотой более четырех метров, то объем верхней части зоны был разделен на две зоны. Граница между этими зонами принята по середине высоты ширм.

Тепловой расчет состоит в определении температур газов на выходе из каждой зоны. Расчет температур производится методом последовательных приближений путем сравнения предварительно принятой и расчетной величины. Установленная расчетом температура на выходе из зоны должна отличаться от принятой не более чем на 30°С. Верхней зоной, по которой определяется температура газов на выходе из топки, считается последняя зона перед выходом газов в ширмы.

Тепловой расчет зоны максимального тепловыделения сводится к определению температур газов на ее верхней и нижней границах. Для этой зоны температура на обеих ее границах считается одинаковой и называется температурой на выходе из зоны, и определяется методом последовательных приближений. Расчет температуры газов на выходе из зон, расположенных выше и ниже максимального тепловыделения, производится также методом последовательных приближений. Также определяется средняя тепловая нагрузка радиационных поверхностей в каждой зоне.

В результате проведенных расчетов при номинальном расходе топлива были получены температуры газов и средние тепловые нагрузки в каждой зоне. Зависимости температуры и средней тепловой нагрузки от высоты топки показаны на рис.2–3.

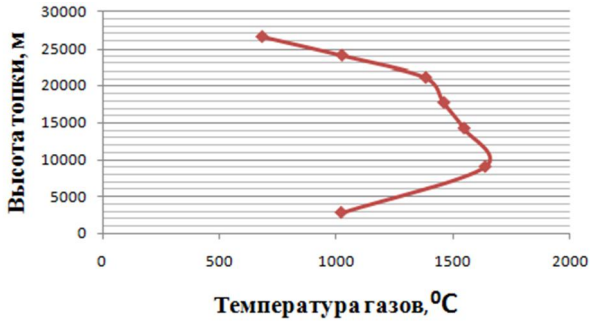


Рисунок 2 – Изменение температуры газов по высоте топочной камеры

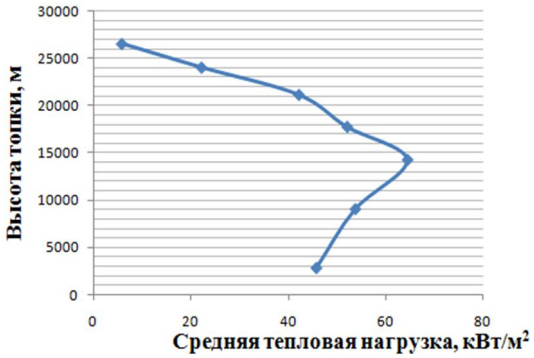


Рисунок 3 – Изменение тепловой нагрузки по высоте топочной камеры

Разработанная модель теплообмена позволяет проводить расчеты при различных расходах топлива, тем самым, отслеживая изменения температуры и тепловой нагрузки. Был проведен ряд расчетов при расходах топлива, отличных от расхода, соответствующего номинальной нагрузке.

На рис. 4 представлено изменение температуры в зависимости от изменения расхода топлива для зоны максимального тепловыделения. На рис. 5 показано изменение средней тепловой нагрузки в зависимости от расхода топлива в зоне № 3.

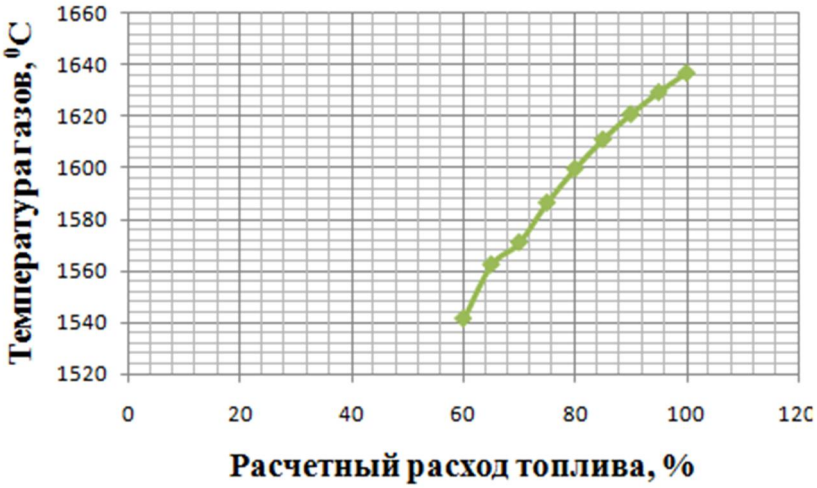


Рисунок 4 – Зависимость температуры газов в топке от расхода топлива

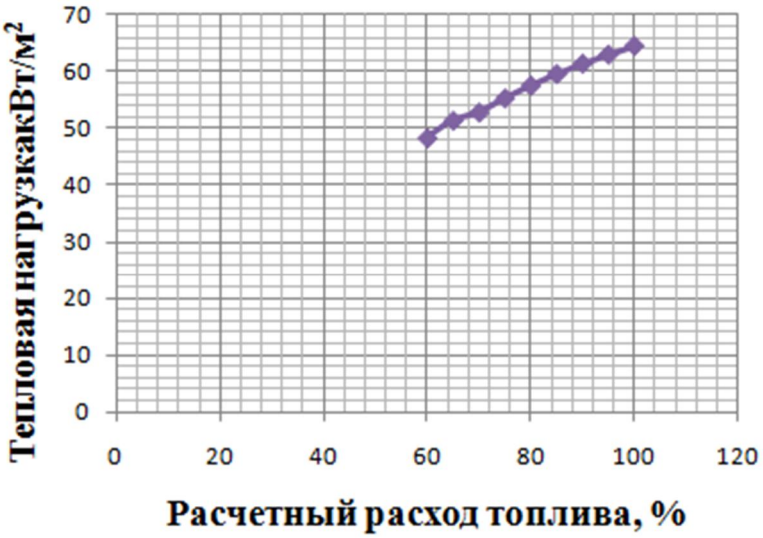


Рисунок 5 – Зависимость средней тепловой нагрузки от расхода топлива

Результаты проведенных расчетов и их анализ позволяют предположить, что данная методика может быть использована в практических расчетах.

Коржаневская Ел.В., обучающаяся, гр. ЭСТм-20-1 ИРНИТУ
Сушко С.Н., к.т.н., доцент кафедры ТЭ ИРНИТУ

УДК 620.9

АЛЬТЕРНАТИВНЫЙ ВАРИАНТ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ С ПОМОЩЬЮ ТОПЛИВА РАСТИТЕЛЬНОГО ПРОИСХОЖДЕНИЯ

Корнилов Д. А., Поспелова М.Я.
ФГБУН Институт систем энергетики им. Мелентьева СО РАН
Иркутский национальный исследовательский технический университет
universitete@rambler.ru

Введение. В современных энергетических сетях Восточной Сибири намечается тенденция перехода традиционного централизованного теплоснабжения от центральной или местной котельной на системы 4GDH (4 Generation District Heating – системы теплоснабжения 4го поколения) с дополнительными источниками топлива. Это означает то, что можно позволить в котельной существенную экономию угольного топлива путем сжигания лиственных брикетов, которые в достаточно количестве находятся в природе в весенне-осенний период. Это даёт существенную экономию угольного топлива в период, когда традиционные котельные не перешли на полную нагрузку. В осеннее время в котельных проходит окончание всех летних ремонтов и начинается с 15 сентября осеннее отопление всех жилых и социальных объектов, дающее широкую возможность для экономии угольного топлива методом привлечения лиственного и кородревесного топлива. Большой выгодой осенью является то, что все тепловые нагрузки очень небольшие и допускают возможность широкого использования низкокалорийных топлив и всевозможных растительных топлив. В случае существования каких-либо систем альтернативного энергоснабжения, оно играет намного большую роль, чем в зимний период и значительно большую роль, чем в пик зимнего периода, то есть в период наиболее холодной пятидневки.

Расчетные исследования. Проведенные ранее Исследования показали [1], что переход от нынешних систем централизованного теплоснабжения 3-го поколения (3GDH) к системам централизованного теплоснабжения 4-го поколения (4GDH) позволяет образовывать связи с лучшей интеграцией между энергетическими секторами, а также несколько увеличивать (на 0,5%) коэффициент полезного цикла тепловой сети за счет увеличения качества подачи теплоносителя в сети. Такого рода переходы позволяют снижать потери в сетях и помогать распределять энергию между различными энергетическими секторами, снижать нагрузку на электрические, тепловые и другие сети. Также это дает возможность включения в сеть и полноценной интеграции возобновляемых источников энергии.

Системы 4GDH будут играть значительную роль в обеспечении работой будущего населения стран мира и обеспечения теплоснабжения возможно без использования ископаемого топлива и без импорта ископаемого

топлива. Концепция умных тепловых сетей-сетей 4GDH теплоснабжения стран будущего позволит существенно экономить на закупках ископаемого топлива.

При анализе влияния изменений избыточных тепловых потенциалов, изменений потерь в сетях и изменений эффективности преобразовательных установок в системе централизованного теплоснабжения можно говорить об эффективности перехода от традиционных систем к предлагаемым системам нового поколения [3-9].

Поскольку сеть 4 GDH подразумевает подключение к энергетической системе локального теплоисточника, то предлагается локальное использование очень распространённого топлива – древесного топлива или листвы.

Сравним теплотворную способность угля и очень распространённого древесного топлива в виде пнёво-корневой системы и листвы. Теплотворная способность корневищ и пней сопоставима с теплотворной способностью самых высокосортных российских углей, лишь немногим уступая их теплотворной способности. Для сравнения российские высокосортные угли имеют теплотворную способность 22-24 МДж/кг. Кроме того, такие высококачественные угли очень редко встречаются в месторождениях угля и количество месторождений такого угля всегда очень небольшое на огромную страну. Дополнительным риском при заказе высокосортных углей возникает опасность срыва контракта по причине высокого покупательного спроса на высокосортные сорта углей при ограниченной производительности месторождений угля в масштабах всей большой страны, где присутствует большое количество объектов энергетики и индустриальных предприятий – потребителей угля. Также стоимость высокосортных сортов угля существенно повышается из-за высокого тарифа на железнодорожные и автотранспортные перевозки, вызванного трудностями доставки угля из небольшого количества месторождений в очень удаленные части большой страны.

В табл. 1 приведены параметры теплотворная способности некоторых наиболее распространённых видов древесного сырья.

Таблица 1

Теплотворная способность древесного сырья

Вид древесного сырья	Теплотворная способность, МДж/кг
Щепа из лесосечных отходов	17,26
Щепа из тонкомерных деревьев	18,93
Щепа из пнево-корневой древесины	20,44

Сделаем небольшой расчет, доказывающий эффективность использования листвы и возможность замещения угля листвой.

Теплотворная способность древесного сырья, а в частности теплотворная способность листвы, согласно источнику [2] и таблице 1.

Также следует учитывать, что объем кородревесного сырья в плотных метрах кубических в час определяется с учетом переводного коэффициента насыпной плотности (для щепы из лесосечных отходов 250-400 кг/м^3; в среднем 320 кг/м^3).

Количество тепла, получаемое при сжигании удельного количества топлива:

$Q_{листвы}$=2300 ккал/кг·3=6900 ккал/кг. Практический предел теплотворной способности подавляющего большинства российских углей менее $Q_{уг\ сред}$ =6800ккал/кг.

Таким образом, мы можем определить низшую границу соответствия самой малотеплотворной листвы и средней (т. е. медианы) теплотворной способности российских углей как 1:3. То есть самая малотеплотворная листва, собранная вовремя и почти без потерь на увядание какой-либо части теплотворной способности, всё равно будет минимум давать одну третью долю такого же весового количества угля по средним российским значениям теплообразующей способности российских углей.

Более того, известен явный рекордсмен по теплообразующей способности среди листвы – это листва тополя, дающая существенное превышение тепловой выгодности относительно средней (т. е. медианы) по листьям разных пород. Листва тополя считается эталоном среди всех листьев всех пород и дает при правильно организованном сжигании очень большое количества тепла $Q_{листвы\ тополя}$ = 2900 ккал/кг.

Соответственно можно проверить упрощенный усредняющий коэффициент 1:3, как м видим ещё несколько занижающий теплотворную способность одного килограмма листвы.

$$Q_{листвы\ тополя} = 2900 \text{ ккал/кг} \cdot 3 = 8700 \text{ ккал/кг} \quad (1)$$

Удельная теплота сгорания антрацита $Q_{антрацита}$= 8100-8350 ккал/кг. Следовательно:

$$3Q_{листвы\ тополя} > Q_{антрацита}, \text{ то есть } 8700 \text{ккал/кг} > 8350 \text{ ккал/кг} \quad (2)$$

Коэффициент энергетической эффективности может быть представлен в следующем виде:

$$R = \frac{е}{Э}, \quad (3)$$

где е – энергосодержание (низшая теплота сгорания), МДж/кг (МДж/м^3);
Э – полная энергоёмкость производства.

Наибольшей теплообразующей способностью обладает тополиная листва -2900 ккал/кг. Листья яблони дают теплообразующую способность 2580 ккал/кг, у каштана теплообразующая способность 2300 ккал/кг.

Экономика листвоперерабатывающих предприятий также очень выгодна. Из 1м^3 листвы мы получаем весовое значение 300 кг листвы. Соответственно 300 кг листвы способны заменить более 100 кг высокосортного угля в случае замены высококалорийными листьями высококалорийных

пород деревьев (например тополя) и заменить более 100 кг низкосортного угля в случае использования низкокалорийными листьями низкокалорийных пород деревьев (например каштана).

Вывод. Экономика использования листвы также очень выгодна, как и тепловая часть использования листвы.

Использование листвы также требует закрытых площадок с лиственными брикетами (во избежание их биоразложения). Также площадки для хранения будут играть более важную роль, чем в угольной экономике т. к. будут пополняться преимущественно осенью, т. е. пополняться всего 1 раз в год и при их опустении площади могут использоваться ещё чем-то. Площадки не подвержены самовозгоранию и не будут существенно вредить экологии населенного пункта.

Вывод: использование листвы очень перспективно с целью замены угля. Использование листвы позволяет заменять в 3 раза меньшее количество угля.

Библиографический список

1. Peter Sorknaes, Poul Alberg Ostergaard, Jakob Zinck Thellufsen, Henrik Lund, Steffen Nielsen, Soren Djorup, Karl Sperling. The benefits of 4th generation district heating in a 100% renewable energy system. Energy, 213, [119030]. https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.119030
2. Савельев Александр, Арико Сергей Евгеньевич, Протас Павел Александрович, Петерсонс Янис, Зимелис Агрис Структурный баланс лесных энергоресурсов для энергетики Беларуси и Латвии // Труды БГТУ. Серия 1: Лесное хозяйство, природопользование и переработка возобновляемых ресурсов. 2019. №2 (222). URL: https://cyberleninka.ru/article/n/strukturnyy-balans-lesnyh-energoresursov-dlya-energetiki-belarusi-i-latvii
3. Поспелова И.Ю., Поспелова М.Я. Система комбинированного солнечного энергоснабжения. Научный журнал "Энергосбережение и водоподготовка". № 6(86), 2013, с.44-46.
4. I. Pospelova. Determination of Optimal Heat-Storage Thickness of Layer for "Smart Wall" by Methods of Nonlinear Heat Conduction Equations for Phase-transition Materials. IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. International Conference on Construction, Architecture and Technosphere Safety (ICCATS 2017) 21–22 September 2017, Chelyabinsk, Russian Federation. http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1757-899X/262/1/012031
5. Поспелова И.Ю., Филатов В.А. Расчёт работы тепловой трубы. Конкурентоспособность в глобальном мире: экономика, наука, технологии. 2017. №6-5(53). С. 89-90
6. Поспелова И.Ю., Бондаренко А.С., Корнилов Д.А., Поспелова М.Я. Теплоизоляционное энергопокрытие для выработки электроэнергии. SMARTENERGYCOATING. В сборнике: Авиамашиностроение и транс-

порт Сибири. Сборник статей X международной научно-технической конференции. 2018. С. 154-162.
7. Pospelova I.Y., Pospelova M.Y., Bondarenko A.S., Kornilov D.A. Results of thermal modeling of smart energy coating with phase-transition material for independent electricity generation. Journal of Physics: Conference Series (см. в книгах). 2018. Т. 1015. С. 032108.
8. Поспелова И.Ю., Корнилов Д.А., Поспелова М.Я. Бесплотинная гидроустановка на малых стоках. В сборнике: Яковлевские чтения. XIII Международная научно-техническая конференция, посвященная памяти академика РАН С.В. Яковлева. М-во образования и науки Рос. Федерации, Московский государственный строительный университет. 2018. С. 83-85.
9. Малинович Р.Д., Поспелова И.Ю. Анализ систем инженерного обеспечения в рамках реализации муниципальных программ в городе Иркутске. В сборнике: Градостроительство: теория, практика, образование. 2019. С. 43-49.

Корнилов Д. А., аспирант ИСЭМ СО РАН
Поспелова М.Я., старший преподаватель кафедры ИК и СЖ ИРНИТУ

УДК 004.94:621.311

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЦИФРОВОГО ДВОЙНИКА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Крысанова А.И., Ломов М.Ю., Петрова А.Н., Самаркина Е.В.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
ekatsamar@yandex.ru

В настоящее время достаточно интенсивно развиваются возможности информационных технологий (наблюдается рост вычислительных мощностей, появляются новые средства визуализации данных и моделирования), достаточно активно проходит процесс цифровизации различных отраслей промышленности. Все большее количество бизнес-процессов промышленного предприятия управляется с использованием цифровых технологий. Это связано, в том числе, с повышением сложности различных технологических процессов, растут и объемы собираемых данных. Энергетика не является исключением. Все это ставит вопрос о выборе цифровых решений для внедрения в энергетическую отрасль, чтобы обеспечить повышение эффективности, надежности и экологической безопасности.

Одним из актуальных и эффективных направлений в развитии информационных технологий управления производством может стать создание цифровых двойников. Цифровые двойники являются частью четвертой промышленной революции. Они обеспечивают связь между физическим и цифровым объектами, что позволяет проводить разные типы наблюдения и

анализа, виртуальную проверку характеристик изделия. Цифровые двойники позволяют интерактивно «увидеть» физический объект и получить о нем полную информацию, отразить любые изменения, происходящие в рассматриваемом объекте, показать, каким образом изделия функционируют в реальном мире. Цифровой двойник помогает решать производственно-экономические задачи на всех этапах жизненного цикла объекта: от предпроектных расчетов до технического обслуживания и модернизации. По результатам такого анализа виртуальную модель можно подкорректировать и довести до соответствующих параметров, чтобы созданное физическое изделие полностью соответствовало требуемым характеристикам.

Из-за особенностей восприятия, человеку ближе такая реализация цифрового двойника, в которой можно получить визуальное представление объекта-прообраза и только потом переходить к другим его «физическим» свойствам, таким как: реакция на внешние воздействия, условия эксплуатации, естественные процессы старения и т. п. [1]. Для объединения в двойнике всех этих свойств возможно использовать:

- решения для создания графической цифровой 3D-модели объекта, разработанной с применением систем инженерного проектирования (рис. 1);
- решения, обеспечивающие получение реальных данных от прообраза;
- интегрированные математические модели - инструменты, позволяющие сопоставить «поведение» цифрового двойника в соответствии с поведением его прообраза;
- различные технологии визуализации.

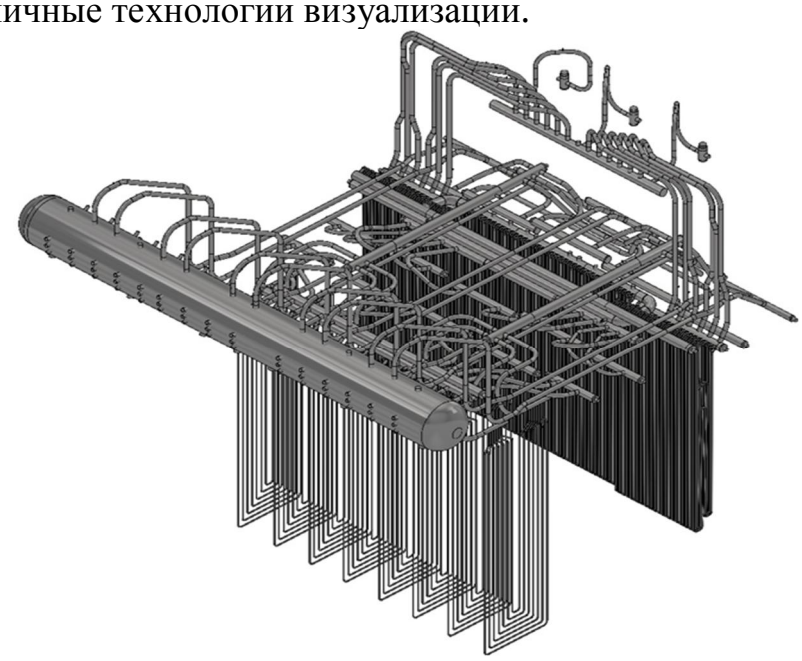


Рисунок 1 – 3Д модель элемента котлоагрегата

Технологии использования цифровых двойников имеют различные преимущества, которые позволяют повысить эффективность ведения производственных процессов в целом. Потому что точно отражают то, как работает объект. Это позволяет заметить и вовремя устранить неисправности или обратить внимание на слабые места. С помощью цифровой копии можно увидеть ошибки еще до того, как продукт будет запущен в производство. Благодаря этому предприятие экономит ресурсы и увеличивает эффективность производственных процессов. Различие между результатами физических и виртуальных, осуществляемых посредством цифрового двойника испытаний, составляет, как правило, около 5%. С помощью электронной копии можно удаленно управлять объектом, дистанционно менять его свойства.

Кроме этого, использование цифровых двойников позволяет получить следующие преимущества на энергетических предприятиях:

· наглядность – возможность проследить за всем производством и понять, что и где отклоняется от требуемых параметров.

· возможность проведения экспериментов над объектом: разрушение, воспроизведение неограниченное количество раз, нахождение оптимального решения в определенной ситуации.

· оптимизация технологических процессов посредством возможности построения производство внутри компьютерного пространства, которая позволит оценить изменения процессов в различных условиях.

Исследование показали, что существует ряд разнообразных подходов к использованию цифровых двойников.

Цифровые компоненты или визуальные компоненты (Visual Components) – это цифровые двойники отдельных объектов, применяемых в производстве, визуализирующие реализуемые ими производственно-технологические процессы. Компоненты – это своего рода «заготовки», из которых собирают двойники производственных систем. Можно создавать наборы тех компонентов, которые необходимы к использованию для формирования так называемых библиотек визуальных компонентов (Visual Components Libraries). Преимуществом некоторых программных продуктов цифрового инжиниринга является то, что они поставляются совместно с обширными библиотеками визуальных компонентов.

Цифровой прототип (Digital Prototype) – это упрощенная реализация цифрового двойника, симулирующая лишь некоторые динамические функции реального объекта, в зависимости от целей моделирования. Цифровое прототипирование применяется чаще всего на ранних стадиях создания цифрового двойника и/или когда необходимо проверить различные, в том числе альтернативные гипотезы или оценить сценарии работы объекта [2]. Упрощённая реализация двойника позволяет сделать симуляции и произвести расчеты, необходимые на соответствующем этапе работ, при минимальных затратах на создание двойника.

Цифровые демонстраторы – производители оборудования и роботов, создающие новые или модернизирующие действующие производства, используют цифровые двойники для визуальной демонстрации клиентам своих решений и эффекта от их внедрения. Иногда такие двойники называют цифровыми информаторами. На их основе, к примеру, могут создаваться 3D-цифровые туры по производству, с предоставлением пользователям всех необходимых цифровых данных в нужное время демонстрации, электронные динамические инструкции и руководства пользователей. Важным преимуществом таких цифровых двойников перед различными мультимедийными программами является реалистичность отображения информации в двойнике по отношению к тому, как реализуются процессы в реальном производстве, вплоть до полной идентичности. Современным трендом использования данного типа двойников является их применение в среде виртуальной/дополненной реальности (Virtual Reality/Augmented Reality – VR/AR), что позволяет погрузиться непосредственно внутрь цифрового двойника, что создаёт комплекс дополнительных эффектов и возможностей, связанных с 3D-визуализацией и эффектом присутствия/ погружённости.

Цифровые двойники для симуляции и оптимизации процессов. Наиболее значимая функциональная задача, для решения которой применяются цифровые двойники это 3D-имитационное моделирование производственно-логистических процессов, с целью их проектирования, отладки и оптимизации. Эта задача может решаться как на стадии создания новых производств или модернизации действующих, так и на стадии их непосредственной эксплуатации. Для целей процессной оптимизации в двойнике, так же как и в реальном производстве, по результатам симуляции собираются необходимые параметры, проводится их статистический, прогностический и прочий анализ, используются принципы и методы их оптимизации. Также могут быть смоделированы и минимизированы различные промышленные риски.

Цифровые двойники для офлайн-программирования. С использованием цифрового двойника программирование и отладка индустриальных роботов и промышленного оборудования с цифровым интеллектуальным управлением может быть перенесена из реального производства в офлайн-режим [3]. Это позволяет, например, вместо того чтобы оператор в цехе программировал робота с его пульта и там же отлаживал работу программы, выводя оборудование на это время из полезного использования, реализовать их в офисе цифрового инжиниринга в режиме офлайн – то есть выполнить офлайн программирование (Offline programming – OLP), а затем загрузить готовую программу непосредственно в систему управления роботом. При этом, реальное оборудование в течение времени, которое занимает офлайн-программирование и отладка, работает в штатном режиме. Нет никаких отходов тех заготовок, которые, используются для про-

цесса натурных испытаний и отладки программы, а затем идут в брак или отходы – все испытания проводятся в цифровом двойнике, а необходимость натурных испытаний отпадает. Цифровые двойники данного назначения должны обладать самой высокой степенью идентичности реальным объектам, так как с их помощью создаются технологические программы работы оборудования. Поэтому, перед переводом программирования интеллектуально управляемого оборудования в офлайн-режим, выполняется так называемая калибровка цифрового двойника (Digital twin calibration). Калибровка – это комплекс испытаний и отладки цифрового двойника по обеспечению его идентичности реальному производственному объекту, с требуемой в соответствии с целями моделирования точностью совпадения организационно-технологических параметров, снимаемых как с двойника, так и с реального объекта.

Цифровые тени. Цифровые тени (Digital Shadows) – это цифровые двойники, которые имеют возможность в режиме онлайн принимать цифровую информацию от соответствующих систем цифрового управления оборудованием и пр [4]. АСУТП, собирая эти данные посредством промышленной сети или Интернета вещей. Как правило, выгрузка данных из оборудования в двойник осуществляется с использованием аналогичного постпроцессора, что и для загрузки данных. Сравнение данных цифрового двойника – оптимизатора и его цифровой тени выявляет расхождения между производственными процессами «как должно быть» и процессами «как есть», что позволяет проводить дальнейшую оптимизацию и непрерывное совершенствование процессов. Кроме того, по данным цифровой тени можно производить оперативное управление производством, в том числе и в режиме онлайн. Для этой задачи используются цифровые менеджеры.

Цифровые менеджеры. Цифровые менеджеры – это цифровые двойники, которые имеют возможность в режиме онлайн принимать цифровую информацию от цифровых двойников других типов (симуляторы, программаторы тени и пр.), оперативно ее интегрировать, анализировать и осуществлять управление, выбирая оптимальные производственные решения и выполняя их путём загрузки необходимых офлайн-программ непосредственно в системы цифрового управления соответствующим оборудованием. Именно к такому подходу, собственно, и стремится современная парадигма Индустрии 4.0, вплоть до создания полностью безлюдных производств. В настоящее время наиболее часто использование этого типа двойников реализуется для частных задач управления производственными процессами, контроль которыми невозможен кроме как посредством получения данных с цифровых систем управления оборудованием или датчиков при невозможности доступа менеджеров к такому оборудованию. Это тип двойников, которые анализируют информацию, полученную с использованием цифрового симулятора, а также полученную из цифровой тени, и

осуществляют поиск оптимального решения текущей ситуации, предлагая его менеджерам производства.

Таким образом, использование цифровых двойников в энергетической отрасли позволит обеспечить следующие эффекты:

· сокращение издержек производственно-технологических и логистических процессов;

· сокращение доли ручного труда в производстве;

· сокращение простоев и повышение степени полезного использования оборудования;

· значительное сокращение времени на переналадку оборудования с цифровым управлением;

· повышение качества процессов и производимой продукции;

· повышение безопасности и эргономики труда в производстве

· сокращение трудоёмкости и повышение качества процесса управления производством;

· повышение эффективности решений промышленной автоматизации, системной интеграции, промышленного инжиниринга и т. п.

· ускорение и увеличение объёма возврата инвестиций (ROI) при реализации проектов создания новых и модернизации действующих производств и некоторые другие.

Важно, что цифровая копия энергетических предприятий может прогнозировать будущее поведение объектов, а значит, даст возможность быть на шаг впереди предприятию, которое ставит себе цель развиваться и совершенствоваться.

Библиографический список

1. Куприяновский В.П. Оптимизация ресурсов в цифровой экономике // International Journal of Open Information Technologies. 2016. Том 4, № 12. С. 53-68.
2. Кузнецова С.В. Преимущества применения технологии «цифровых двойников» в зарубежном и отечественном производстве // Сборник научных трудов вузов России «проблемы экономики, финансов и управления производством». 2019. №45. С.49-57.
3. Korablev A.V. Key functionality and benefits of using digital counterparts in industry // Digital Economy. 2019. № 2 (6). С. 5-11.
4. Боровков А. И. Цифровые двойники и цифровые тени в высокотехнологичной промышленности // 4science. 2019. 62 с.

Самаркина Е.В., к.т.н., доцент кафедры ТЭ ИРНИТУ
Крысанова А.И., обучающаяся, гр. ЭСТб-20 -2
Ломов М.Ю., обучающийся, гр. ЭСТм-20-1
Петрова А.Н., аспирант, гр. аЭСК-21-1, ассистент кафедры ТЭ ИРНИТУ

УДК 621.311

ВНЕДРЕНИЕ ВЫСОКОГЕРМЕТИЧНЫХ УПЛОТНЕНИЙ ШТОКОВ РЕГУЛИРУЮЩИХ И СТОПОРНЫХ КЛАПАНОВ ПРИМЕНИТЕЛЬНО К ТУРБОАГРЕГАТУ Т-100/120-130

Лопухов А.С., Фролов А.Г.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
alexanderlopuchov@mail.ru, frolov@istu.edu

Введение. Политика по энергосбережению и эффективному использованию энергетических ресурсов ведётся как в России, так и во всём мире, путём внедрения новых технологий в различные отрасли промышленности, в том числе энергетическую.

Попытки ликвидации отсосов пара из регулирующих и стопорных клапанов наблюдаются, по существу, с момента появления самой запорно-регулирующей арматуры на паровых турбинах. И лишь в последние десятилетия наметился заметный прогресс в создании материалов, которые могут быть применены в непроточных герметичных соединениях (НГС) «шток-букса».

В России широко используются высокогерметичные уплотнения (ВГУ) с жидкометаллической вставкой, которые хорошо себя зарекомендовали на протяжении длительного времени их использования [1,2].

В зарубежных странах применение получили уплотнения, в основу материала которых вошёл терморасширенный графит (ТРГ) [3]..

Применение данных технологий позволит увеличить эффективность технологического процесса, за счёт минимизации потерь с протечками пара через заводские уплотнения регулирующих и стопорных клапанов и использования энергии сохранённого пара, для совершения полезной работы турбинной ступени.

На Иркутской ТЭЦ-11 модернизация данной технологией коснулась трёх турбоагрегатов станции: Р-50-130, ПТ-65-130, Т-100-130. В данной статье будет рассмотрено внедрение ВГУ применительно к турбоагрегату Т-100/120-130 ст. №8.

Схема заводских уплотнений штоков стопорных и регулирующих клапанов турбоагрегата Т-100/120-130. Между штоком и буксой клапана оставляют значительный радиальный зазор, достигающий 0,2-0,4 мм при относительно небольшом диаметре штока 40-60 мм. Это определяется, во-первых, тем, что при большой длине штока (до 1 м) его трудно выполнить идеально прямым; во-вторых, в зазоре происходит утечка пара вдоль штока. Для утилизации ее теплоты лабиринтовое уплотнение штока трубопроводом 16 соединяют с Деаэратором 6 ата и сальниковым подогревателем. На рис. 1 представлена система паровпуска ЦВД турбины Т-100/120-130.

Высокогерметичные уплотнения (ВГУ) штоков регулирующих и стопорных клапанов турбоагрегата Т-100\120-130. В настоящее время регулирующие и стопорные клапаны ЦВД турбоагрегата Т-100\120-130 ст.№8 были модернизированы, в том числе были заменены заводские лабиринтовые уплотнения штока на высокогерметичные уплотнения с жидкометаллической вставкой, что позволило избавиться от протечек пара в зазорах между штоком и буксой.

(ВГУ) относится к типу сальниковых. Уплотнение в виде стальной несущей втулки, выполняющей роль самоуплотнения сальника, охватывающего шток, состоит из двух сальников, выполненных из графита, разделённых жидкометаллическим кольцом, имеющим в своей структуре графит с легкоплавким металлом. Назначение ВГУ – герметизировать зазор шток-букса.

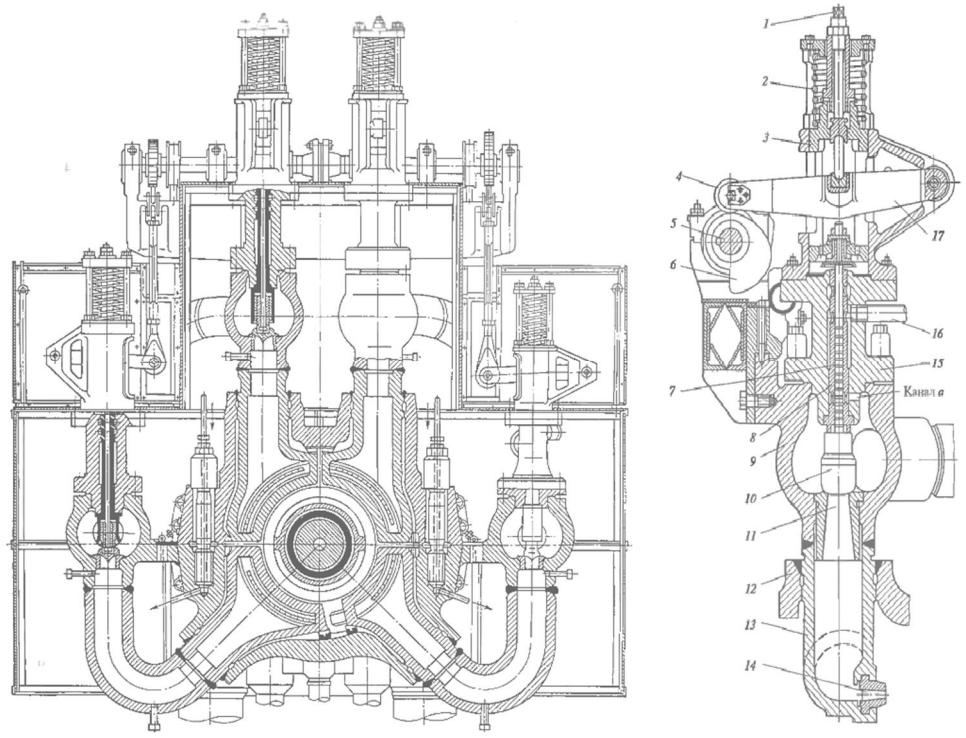


Рисунок 1 – Система паровпуска ЦВД турбины Т-100\120-130

1 – нажимной винт; 2 – пружина; 3 – рамка; 4 – ролик; 5 – кулачковый вал; 6 – кулачные шайбы; 7 – шток; 8 – букса; 9 – паровая коробка; 10 – клапан; 11 – диффузор; 12 – корпус турбины; 13 – сопловая коробка; 14 – сопло; 15 – крышка; 16 – трубопровод отсосов пара; 17 – приводной рычаг

Материалы (ВГУ) имеют уникальные свойства и характеристики. Основным материалом ВГУ является чешуйчатый графит высокой очистки. Этот сорт графита имеет очень низкий коэффициент трения по стали до 0,02-0,025. Поэтому сальниковые уплотнения создают на штоках клапанов малые силы трения. Графит не самовозгорается в атмосферном воздухе при рабочих температурах пара; имеет свойства сжимаемости и релаксации напряжений; в условиях трения по стали не образует задиров; не вызывает коррозию.

На рис.2 представлено (ВГУ) с жидкометаллическим уплотнителем.

На рис. 3 представлены места внедрения ВГУ в стопорных и регулирующих клапанах.

Положительные эффекты внедрения ВГУ вместо устаревших лабиринтовых уплотнений штоков регулирующих и стопорных клапанов:

· повышение КПД турбины;

· турбина вырабатывает дополнительную электрическую мощность или экономит эквивалентное количество топлива;

· демонтаж трубопроводов отсосов пара от клапанов, а это значит сокращение трудоёмкости обслуживания турбины.

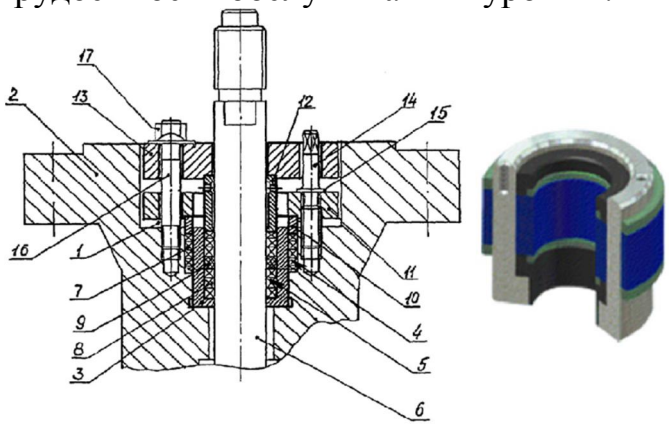


Рисунок 2 – ВГУ с жидкометаллическим уплотнителем:
1 – расточка; 2 – крышка клапана; 3 – опорная втулка; 4 – кольцевые полости; 5 – крышка клапана; 6 – шток; 7 – графит; 8 – уплотнительный элемент; 9 – жидкометаллическое кольцо; 10 – нажимное кольцо; 11 – кольцевой диск; 12 – нажимное кольцо; 13 – фланцевая крышка; 14 – шпильки; 15 – бурт; 16 – шпилька; 17 – гайка

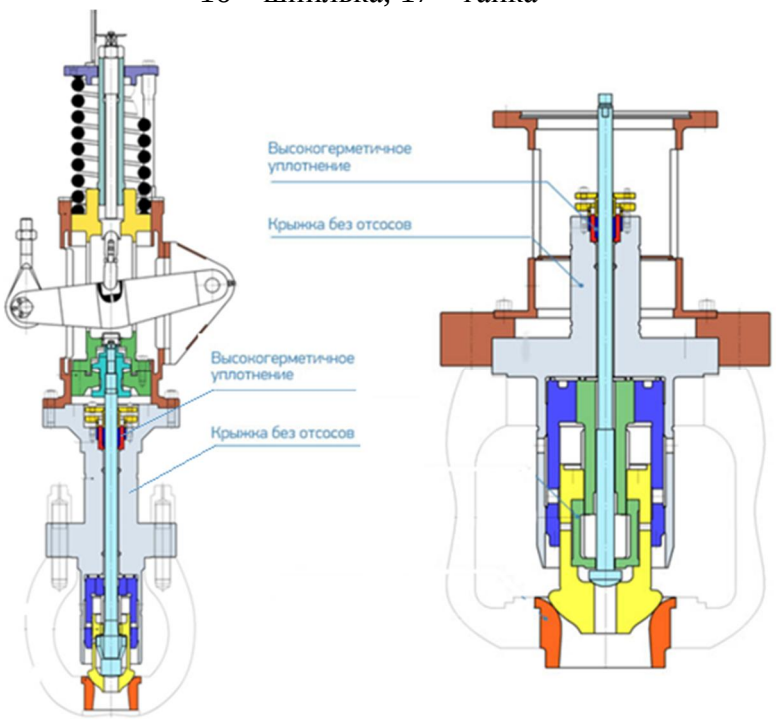


Рисунок 3 – Места внедрения ВГУ в стопорных и регулирующих клапанах

Расчёт экономической эффективности внедрения ВГУ для штоков регулирующих и стопорных клапанов турбоагрегата Т-100\120-130 ст.№8. Уплотнение штока рассматриваемых клапанов состоит из трёх участков рис. 4. За первым участком уплотнения штока производится отсос основной массы протечек пара в деаэратор 6 ата. При этом пар протечек на первом участке дросселируется с давления 130 кгс/см^2 до давления 6 кгс/см^2.

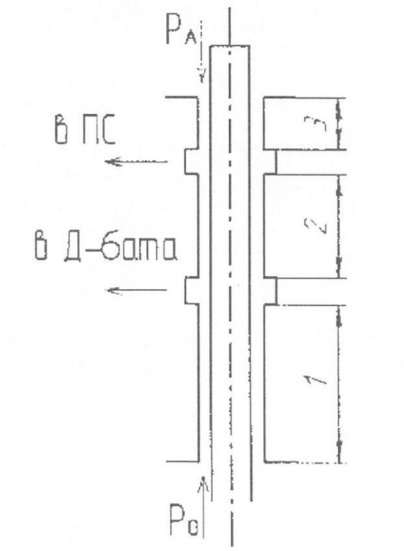


Рисунок 4 – Шток клапана с лабиринтовыми уплотнениями

Небольшая величина протечек проходит через второй участок уплотнения, где смешивается с воздухом, присос которого происходит через третий участок уплотнения. Получившаяся паровоздушная смесь отсасывается в подогреватель сальниковый. Протечками через второй участок уплотнения можно пренебречь, поскольку их величина на существенна.

На рис. 4 представлен шток клапана с лабиринтовыми уплотнениями.

Согласно уточнённому расчёту, протечки пара через лабиринтовое уплотнение штока клапана рассчитываются по формуле [2]:

$$G = 75{,}2 \cdot \sigma \cdot f \cdot \sqrt{\frac{P_0}{v_0}} = 75{,}2 \cdot 0{,}211 \cdot 0{,}501 \cdot \sqrt{\frac{130}{0{,}0271}} = 551{,}6 \text{ кг/ч};$$

где G – величина протечки пара через уплотнение штока клапана, кг/ч; 75,2– переводной коэффициент; σ – коэффициент расхода, принимается 0,211; f – площадь сечения зазора, принимается 0,501 см^2; P_0 – давление пара перед турбиной, 130 кгс/см^2; v_0 – удельный объём пара, по давлению и температуре принят 0,0271 м$^{3/}$кг.

Турбина Т-100-130 оборудована четырьмя регулирующими (РК) и одним стопорным клапаном (СК). Суммарная величина протечек пара через РК и СК составит:

$$G = 2758 \text{ кг/ч (или) } 0{,}766 \text{ кг/с}.$$

Так как в результате установки ВГУ производится ликвидация отсосов пара от штоков РК ЦВД, то для сохранения теплового баланса необходимое количество пара, компенсирующее величину протечек пара через шток с лабиринтовыми уплотнениями клапанов, перераспределится на отбор турбины с соответствующими параметрами.

Пар на деаэратор 6 ата поступает из 3 отбора турбины, с параметрами пара в отборе $P_д = 11$ кгс/см^2 и $t_д = 250$℃. Таким образом, пар проте-

чек, при установке ВГУ, пройдёт через проточную часть турбины и совершит
работу, эквивалентную мощности:

$$N = G \cdot (i_0 - i_д) = 0{,}766 \cdot (3487{,}5 - 2937{,}6) = 421{,}22 \text{ кВт.}$$

где i_0 – энтальпия пара перед турбиной при $P_0 = 130$ кгс/см^2, t_0= 555^{0}С, i_0 – энтальпия в отборе на Д-6 ата при $P_д$=11 кгс/см^2, $t_д$ = 250^{0}С.

По предоставленной станцией информации:

Удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии – 376,74 г у.т./кВт.

Цена условного топлива на 2021 год – 1900,9 руб./т у.т. без учёта НДС.

Таким образом, приняв число часов работы турбины в год равное 8000 часов, получаем экономию топлива в количестве 1269,5 т у.т./год. В денежном эквиваленте экономия составит примерно 2415000 руб./год.

Внедрение ВГУ на турбоагрегате Т-100\120-130, дало прирост электрической мощности в размере 421,22 кВт при неизменном количестве теплоты, расходуемом на турбину. Следовательно, получаем снижение удельного расхода топлива на выработку электроэнергии, а значит снижение затрат на топливо.

Библиографический список

7. Об уплотнениях штоков паровых турбин [Электронный ресурс]. URL: http://www.valve-industry.ru/pdf_site/76/76_Agafonov.pdf
8. Трухний А. Д. Стационарные паровые турбины. – 2-е изд. перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 640 с.
9. Сальниковое уплотнение штока аппарата с высокими параметрами среды [Электронный ресурс] URL: http://bd.patent.su/2194000-2194999/pat/servl/servlet3eb8.html.

Лопухов А.С., обучающийся, гр. ЭСТм-20-1 ИРНИТУ
Фролов А.Г., к.т.н., доцент кафедры теплоэнергетики ИРНИТУ

УДК 621.311

АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ МКР. ЗЕЛЕНЫЙ Г. ИРКУТСКА

Лучникова Ю.С., Сушко С.Н.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
yluchnikova.98@mail.ru, *svetas1509@mail.ru*

Источником теплоснабжения мкр. Зеленый г. Иркутска является Котельная 225/226, эксплуатируемая МУП «ТЭСИ». Котельная осуществляет отпуск тепловой энергии в тепловую сеть для отопления и горячего водоснабжения. Котельная работает по температурному графику 95/70°С. Теп-

ловая сеть представляет собой четырехтрубную систему надземного (около 53%) и подземного расположения (около 47%, в непроходных каналах).

Состояние изоляции теплосети, в основном, неудовлетворительное. Основной тип применяемой здесь изоляции – минераловатные плиты с покрывным слоем из стального листа или стеклоткани. Неудовлетворительное техническое состояние теплоизоляционной конструкции трубопроводов подземной прокладки связано, в основном, с длительным сроком эксплуатации. Неудовлетворительное техническое состояние теплоизоляционной конструкции трубопроводов надземной прокладки связано с длительным сроком эксплуатации, погодными разрушениями и вандальными действиями 3-х лиц.

Тепловые сети, находящиеся в эксплуатации, должны подвергаться следующим испытаниям:

1) гидравлическим – для проверки прочности и плотности трубопроводов, их элементов и арматуры;

2) испытаниям на максимальную температуру теплоносителя (температурным испытаниям) – для выявления дефектов трубопроводов и оборудования тепловой сети, контроля за их состоянием, проверки компенсирующей способности тепловой сети;

3) испытаниям на тепловые потери – для определения фактических тепловых потерь теплопроводами в зависимости от типа строительно-изоляционных конструкций, срока службы, состояния и условий эксплуатации;

4) испытаниям на гидравлические потери – для получения гидравлических характеристик трубопроводов;

5) испытаниям на потенциалы блуждающих токов – для определения коррозионной агрессивности грунтов и опасного действия блуждающих токов на трубопроводы подземных тепловых сетей).

В данной работе были поставлены следующие цели:

1) определение тепловых потерь различными типами прокладки и конструкциями изоляции трубопроводов, характерными для данной тепловой сети;

2) оценка по результатам испытаний состояния изоляции испытываемых трубопроводов в конкретных эксплуатационных условиях работы прокладок;

3) определение тепловых потерь от утечки теплоносителя;

4) анализ полученных результатов.

Испытания тепловых сетей мкр. Зеленый проводились на основании договора между ООО «ИТСК» и ООО «Высота».

Перед испытаниями были выполнены подготовительные работы, как на оборудовании котельной, так и на тепловых сетях:

1) установка гильз под термометры (в контрольных точках проведения испытания);

2) проверка наличия необходимого количества термометров, исправность и сроки поверки приборов учета;

3) восстановление нарушенной тепловой изоляции на испытываемых участках;

4) осушение камер тепловой сети;

5) приведение в порядок воздушников и дренажей;

6) организация стока поверхностных вод;

7) другие мероприятия, обеспечивающие безопасные условия проведения испытаний (ограждения, освещение и пр.);

8) необходимые переключения на котельной и в тепловых сетях (подготовка общей схемы);

9) отключение всех потребительских ответвлений на испытываемых участках на период испытаний.

Замеры расхода теплоносителя на входе и выходе из котельной, а также подпитки осуществлялись штатными приборами учета котельной.

Снятие показаний на тепловых сетях, фиксирование их в журнале наблюдений осуществлял персонал, выставленный на контрольных точках тепловой сети. Замеры производились с интервалом 15-20 минут, необходимо было произвести 20-25 замеров.

Испытания проводились поэтапно по рабочей программе. В программе испытаний указаны:

1) режим работы испытаний;

2) круг лиц, допущенных к проведению переключения на тепловых сетях и на оборудовании котельной;

3) дата, сроки и этапы проведения испытаний;

4) маршруты передвижения транспорта и персонала;

5) порядок проведения замеров;

6) места установки гильз под термометры.

Для проведения испытания участков тепловых сетей мкр. Зеленый г. Иркутска на эксплуатационные тепловые потери через тепловую изоляцию трубопроводов были определены следующие параметры:

1) расход воды на горячее водоснабжение – 25,1 т/ч, на отопление – 26,5 т/ч;

2) температура воды в подающем трубопроводе (на выходе из теплоподготовительной установки) для отопления – 65,5°С, температура горячего водоснабжения – 69,7°С;

3) температура воды в обратном трубопроводе (на входе в теплоподготовительную установку) для отопления – 57,5°С, температура горячего водоснабжения 61,7°С.

По результатам испытаний рассчитаны фактические тепловые потери и выполнено сравнение с нормой для различного типа прокладки тепловых сетей.

Результаты расчета показали, что фактические тепловые потери превышают нормативные для подземной прокладки, а это значит, что в конкретных условиях эксплуатации теплоизоляционные свойства испытанных конструкций тепловой изоляции на характерных участках ухудшились по сравнению с принятыми при проектировании.

Еще одна причина тепловых потерь – утечки теплоносителя. В ходе проведения испытаний было отмечено неудовлетворительное состояние трубопроводов тепловой сети. На некоторых участках наблюдаются признаки появления усталости металла за счет длительной эксплуатации, интенсивной коррозии из-за погодных условий (надземная прокладка) или подтопления (подземная прокладка). Утечки устраняются непосредственно ремонтом тепловых сетей.

Текущий ремонт тепловых сетей представляет собой комплекс профилактических мероприятий, который осуществляется в процессе эксплуатации тепловых сетей для гарантированного обеспечения их работоспособности, предупреждения износа отдельных элементов системы теплоснабжения и устранения мелких дефектов на период до следующего капитального ремонта. Капитальный ремонт тепловых сетей предназначен для полного восстановления изношенных тепловых сетей или их частей, а также их модернизации с применением более экономичного и современного оборудования.

В работе выполнен расчет потерь тепловой энергии. Тепловые потери от утечек составили 3223,45 Гкал/год, от износа изоляции 6486,67 Гкал/год. Таким образом, после проведения капитального ремонта суммарная экономия тепловой энергии составит 9710,12 Гкал/год.

Результаты испытаний и расчетов позволяют сделать вывод, что тепловые сети микрорайона Зеленый г. Иркутска нуждаются в полной замене трубопроводов или замене наиболее изношенных участков. Кроме этого, необходимо выполнить демонтаж старой и монтаж новой теплоизоляции.

Лучникова Ю.С., обучающаяся, гр. ЭСТм-20-1 ИРНИТУ
Сушко С.Н., к.т.н., доцент кафедры ТЭ ИРНИТУ

УДК 620.9:697.34

АНАЛИЗ РАЗЛИЧНЫХ ВИДОВ ПРОКЛАДКИ ТРУБОПРОВОДОВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

Мансуров А.Р., Коваль Т.В.
Иркутский национальный исследовательский технический университет

Одной из основных задач теплоснабжения является задача по транспортировке тепла потребителю, которая осуществляется за счет протяженных и разветвленных систем трубопроводов тепловых сетей.

Как правило при выборе наиболее надежного и экономичного способа прокладки тепловых сетей учитывают ряд факторов:

тепловое взаимодействие трубопроводов тепловых сетей с окружающей средой;

возможность и удобство производства строительно-монтажных работ;

доступность инженерных коммуникаций в период эксплуатации;

архитектурно-планировочные решения;

технико-экономические показатели.

Выбор типа прокладки тепловых сетей зависит от характера застройки, вида залегающих грунтов, а также рельефа местности.

Существует несколько типов прокладки тепловых сетей. На рис.1 представлена схема с основными типами прокладки трубопроводов тепловой сети [1].

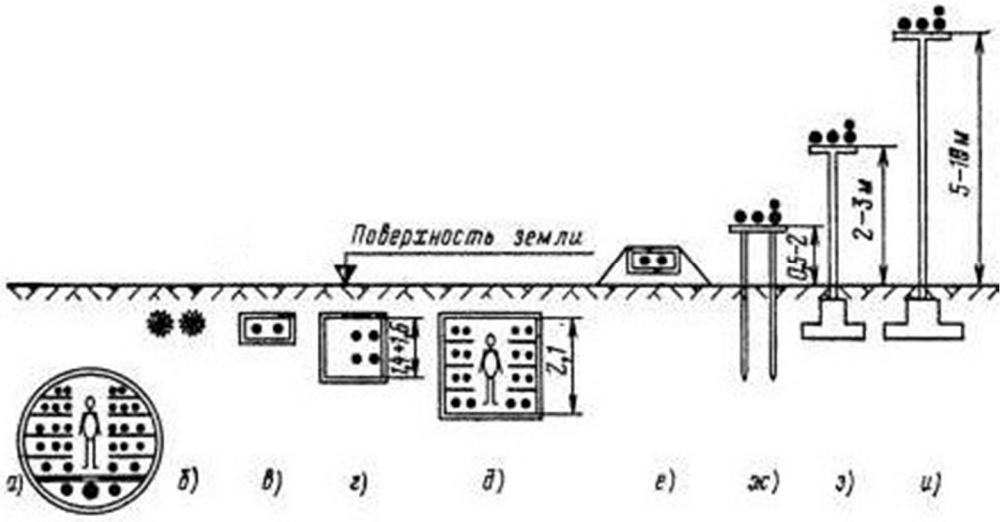


Рисунок 1 – Схема с основными типами прокладки трубопроводов тепловой сети:
а) – прокладка тепловых сетей в проходных туннелях; б) – бесканальная прокладка; в) – прокладка в подземных непроходных каналах; г) – в полупроходных каналах; д) – в проходных каналах; е) – в обваловании; ж) – на низких опорах; з) – на опорах средней высоты; и) – на высоких опорах

Надземная прокладка тепловых сетей на высоких опорах используется в основном на промышленных площадках, на переходах через железнодорожные и автомобильные дороги, ручьи и небольшие реки. Надземная прокладка трубопроводов тепловых сетей на высоких опорах представлена на рис.2,3.

Следует отметить основные преимущества надземной прокладки трубопроводов тепловых сетей на высоких опорах:

отсутствие теплового воздействия на грунт;

отсутствие препятствия пешеходному и транспортному движению;

сравнительно низкая стоимость строительства;

удобство в эксплуатации, заключающееся в возможности своевременного обнаружения повреждений и их устранения.

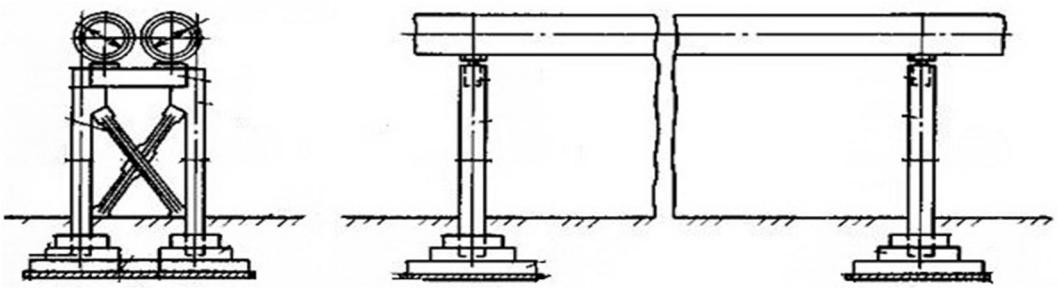


Рисунок 2 – Прокладка тепловой сети на высоких опорах

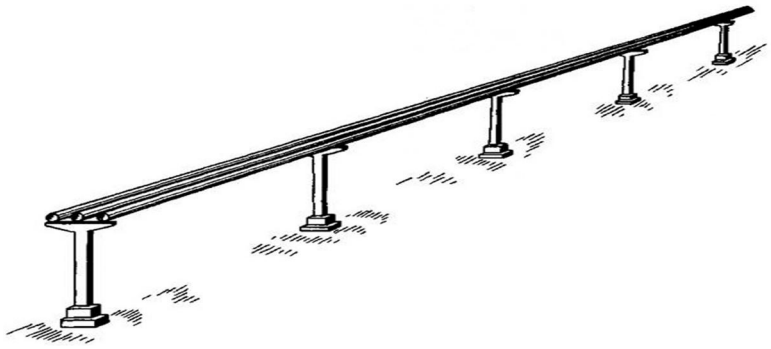


Рисунок 3 – Прокладка тепловой сети на высоких опорах

К недостаткам надземной прокладки трубопроводов тепловых сетей на высоких опорах можно отнести:

сложность увязки с архитектурно-планировочными решениями;

необходимость защиты трубопроводов от атмосферного воздействия;

необходимость защиты трубопроводов от механических повреждений;

высокие тепловые потери.

Надземная прокладка тепловых сетей на низких опорах выполняется непосредственно по поверхности земли на низких опорах различных конструкций (рис.4). Наземный способ прокладки тепловых сетей чаще всего применяется на незастроенных территориях. Кроме того, наземный способ прокладки тепловой сети применяется на промышленных площадках и в жилой зоне, если это допускается планировкой [1].

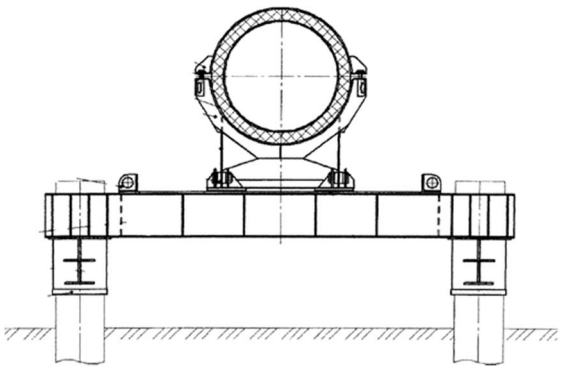


Рисунок 4 – Прокладка тепловой сети на низких опорах

К преимуществам надземной прокладки трубопроводов тепловых сетей на низких опорах относятся:

· незначительное воздействие на грунт;
· повышенная надежность системы теплоснабжения;
· удобство в обслуживании тепловой сети;
· простота устройства.

Также надземная прокладка может выполняться в каналах на песчано-гравийной подсыпке. Такой способ имеет несколько преимуществ:

· отсутствие теплового влияния на грунт;
· отсутствие необходимости заглубления конструкций в грунт, а значит возможность прокладки на вечно мерзлых грунтах;
· повышенный срок эксплуатации тепловой изоляции.

Однако надземная прокладка в каналах на песчано-гравийной подсыпке имеет и недостатки в виде:

· препятствия пешеходному и транспортному движению;
· затруднения удалению поверхностных вод с трассы тепловой сети.

Кроме того, надземную прокладку тепловых сетей в районах с пучинистыми грунтами выполняют на «пульсирующих опорах». Пульсирующие опоры представляют собой железобетонные подушки, укладываемые на подсыпку в виде усеченных пирамид из крупноскелетного грунта.

Способ ***прокладки тепловых сетей в технических коридорах и подвалах зданий*** имеет следующие преимущества:

· экономичность благодаря резкому сокращению протяженности инженерных сетей, количества колодцев и тепловых камер, снижению затрат на земляные работы;
· удобство в эксплуатации тепловых сетей.

Однако существуют следующие недостатки:

· затрудненный сброс и выпуск аварийных вод;
· возникновение трудностей при размещении трубных компенсаторов.

Следует отметить, что на территории города Иркутска, прокладка транзитных трубопроводов в подвалах зданий запрещена, так как в районе наблюдается повышенная сейсмичность [2].

Одним из видов подземной прокладки трубопроводов тепловой сети является ***полуподземная прокладка*** в непроходных каналах.

Полуподземная прокладка обладает следующими преимуществами:

· малый объем земляных и строительных работ;
· тепловые сети, проложенные данным способом, не препятствуют движению пешеходов и транспорту;
· легкость обнаружения повреждений трубопровода;
· повышенный срок эксплуатации трубопровода и тепловой изоляции;
· легкость ликвидации повреждений.

Однако полуподземная прокладка имеет и недостатки:

· высокие тепловые потери;

· необходимость усиления плит перекрытия в местах проезда автотранспорта;

· большой объем тепловой изоляции.

Наиболее распространенным способом прокладки тепловых сетей ***является подземная прокладка***, выполняемая ***в непроходных*** сборных железобетонных ***каналах*** (рис. 5). Глубина заложения канала от поверхности земли до верха плиты канала составляет от 0,5 до 0,7 м, а в некоторых случаях от 1,0 до 1,4 м.

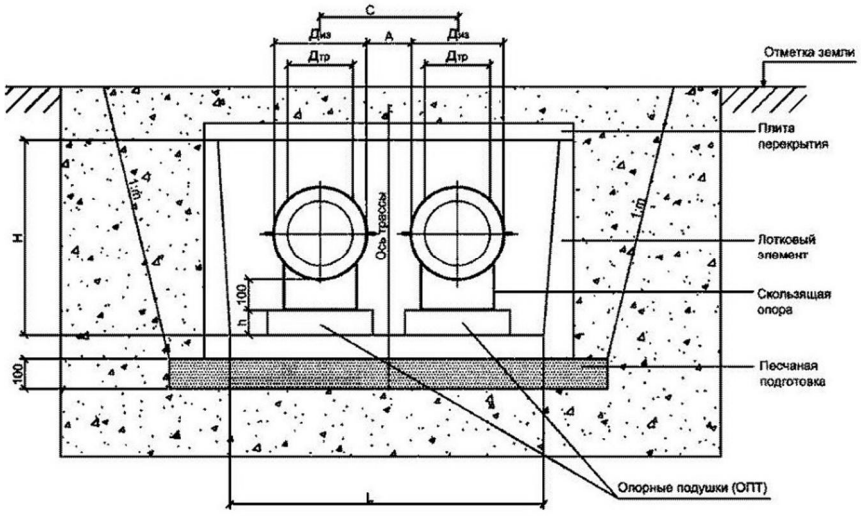


Рисунок 5 – Подземная прокладка тепловой сети в непроходном канале

Глубина заложения канала от 0,5 м обеспечивает целостность канала при механическом воздействии от веса транспорта.

Для размещения запорной и регулирующей арматуры на ответвлениях предусматривают устройство тепловых камер. Стенки тепловых камер, а также днища, как правило выполняются из бетона. Плиты перекрытий тепловых камер выполняются из железобетона.

Подземная прокладка тепловых сетей является одной из основных для застраиваемых территорий.

Отметим ее основные преимущества:

· минимальные тепловые потери;

· подземная прокладка не препятствует проходу пешеходов и проезду транспорта;

· минимальное количество тепловой изоляции;

· застрахованность от механических повреждений. К минусам стоит отнести:

· повышенное тепловое воздействие на грунт;

· производство земляных работ большого объема;

· длительное и трудоемкое обнаружение повреждений трубопровода тепловой сети.

В настоящее время широкое применение нашла ***бесканальная прокладка тепловых сетей***, представленная на рис. 6. При этом для бесканальной прокладки применяются трубы в предварительно нанесенной в заводских условиях теплоизоляцией из пенополиуретана с защитной оболочной из полиэтилена (ППУ/ПЭ), а также из пенополимерминеральной изоляции (ППМ) [2].

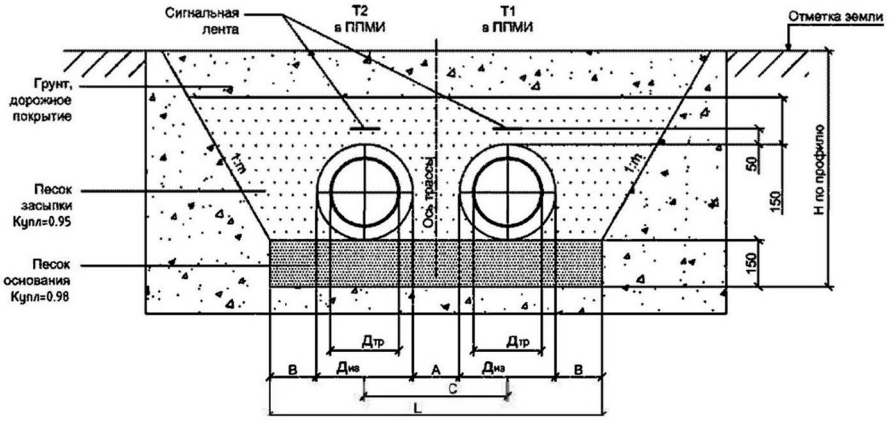


Рисунок 6 – Подземная бесканальная прокладка тепловой сети

К преимуществам бесканальной прокладке относятся:

· наименьшая стоимость строительства тепловой сети;

· минимальный объем земляных работ;

· минимальная материалоемкость строительства вследствие отсутствия ограждающих конструкций;

· быстрота и простота монтажа.

К минусам же можно отнести:

· возможное повышенное влияние на грунт;

· прямая возможность механических повреждений тепловой изоляции и трубы;

· повышенная коррозия в случае нарушения целостности защитного гидроизоляционного слоя.

Анализируя вышеизложенное, необходимо отметить, что наиболее распространенным способом прокладки тепловых сетей в г. Иркутске является подземная прокладка, выполняемая в непроходных сборных железобетонных каналах.

Библиографический список

1. Способы прокладки тепловых сетей – студенческий форум [Электронный ресурс]. URL: https://scienceforum.ru/2021/article/2018024200.

2. Тепловые сети, схемы и способы прокладки [Электронный ресурс]. URL: https://studref.com/394576/stroitelstvo/teplovye_seti.

Мансуров А.Р., обучающийся, гр.ЭСТм-20-1 ИРНИТУ
Коваль Т.В., к.т.н., доцент кафедры ТЭ ИРНИТУ

УДК 620.9: 621.643.8

АНАЛИЗ ТИПОВ КОМПЕНСАТОРОВ, ПРИМЕНЯЕМЫХ НА ТЕПЛОВЫХ СЕТЯХ

Мансуров А.Р., Хилажева Д.Е., Коваль Т.В.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
mansurov85@mail.ru, dasha-ermolaeva-98@mail.ru

Компенсатор – устройство, позволяющее воспринимать и компенсировать перемещения, температурные деформации, вибрации, смещения.

Применение компенсаторов на различных типах устройств обусловлено необходимостью избежать, стабилизировать, либо свести к минимуму возникновение нежелательных факторов, возникающих в результате воздействия окружающей или проводимой среды, а также в результате работы самого устройства. Такими факторами могут быть напряжения в металле, опорах трубопровода и пр.

Вопрос безаварийной и эффективной работы тепловых сетей напрямую связан с технологиями и материалами, применяемыми при капитальном строительстве и ремонте тепловых сетей. На передний план выходят технические решения, которые по своему замыслу несут высокий безаварийный и долгосрочный потенциал. На сегодняшний день сильфонные компенсаторы и сильфонные компенсационные устройства уже не являются «технической экзотикой», а применяются постоянно. В России во многих регионах запущены программы по замене сальниковых и П-образных компенсаторов на сильфонные.

В данной статье рассмотри типы компенсаций и определим возможность замены сальниковых компенсаторов на сильфонные без дополнительного укрепления концевых неподвижных опор.

Способы компенсации температурных деформаций и напряжений трубопроводов тепловых сетей.

П-образный компенсатор – это устройство, состоящее из отводов и прямых участков труб, соединенных между собой с помощью электродуговой сварки (рис. 1).

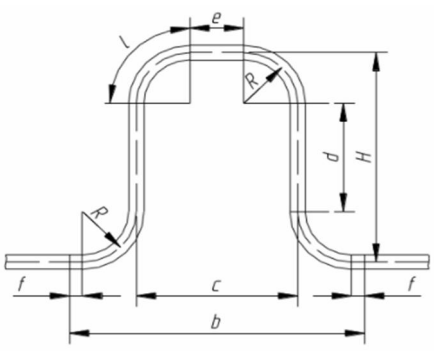


Рисунок 1 – П-образный компенсатор

П-образные компенсаторы – это гибкие компенсаторы, которые при температурной деформации трубопровода перемещаются, тем самым демпфируя осевые нагрузки при его движении. Геометрия П-образного компенсатора, а именно длина вылета и спинки компенсатора, должна создавать такую осевую компенсацию, которая соот-

ветствует по длине температурной деформации трубопровода. Марка стали труб, толщина стенки, для П-образных компенсаторов должны быть такие же, как и для основного трубопровода тепловой сети [1].

При установке в трубопровод тепловой сети П-образных компенсатор, располагается на прямолинейном участке трубопровода между двумя неподвижными опорами (рис. 2).

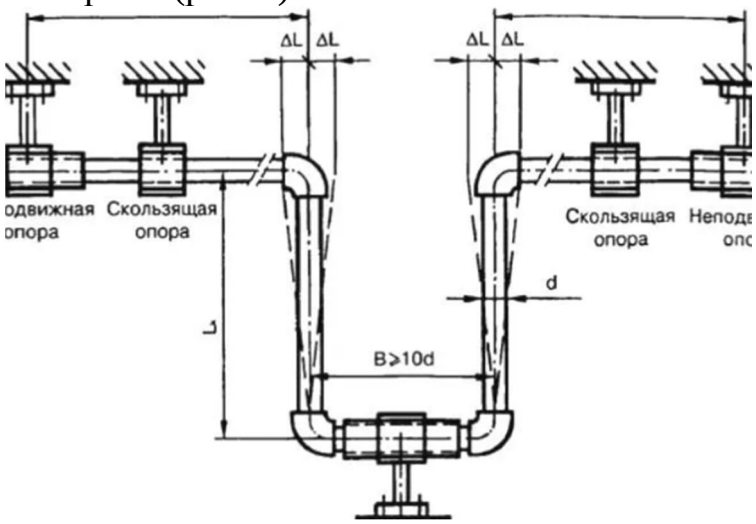


Рисунок 2 – Схема расположения П-образного компенсатора на трубопроводе тепловой сети

Недостатки П-образных компенсаторов:

высокое гидравлическое сопротивление, что при большой протяженности трубопровода тепловой сети требует дополнительной постройки подкачивающей насосной станции (ПНС);

в связи с большими размерами П-образного компенсатора, требуется отчуждение земли, что в условиях городской застройки сделать очень сложно в связи с сопутствующими коммуникациями;

большой объём земляных работ, при строительстве П-образных компенсатора;

необходимость строительства компенсаторных ниш, что влечет за собой большие материальные затраты.

Сальниковый компенсатор применяется для компенсации температурных деформаций на магистральных трубопроводах тепловых сетей и сетей водоснабжения.

Сальниковые компенсаторы (рис. 3) – представляют собой сочетание трубы и фасонного патрубка, которые вставлены один в другой. В зазоре между патрубком размещается сальниковое уплотнение и затем затягивается грандбуксой.

Установка сальниковых компенсаторов требует строго осевого расположения трубопровода, не допускается при этом никаких перекосов, которые могут стать причиной «заедания» подвижных деталей или повреждения «набивки» сальникового компенсатора.

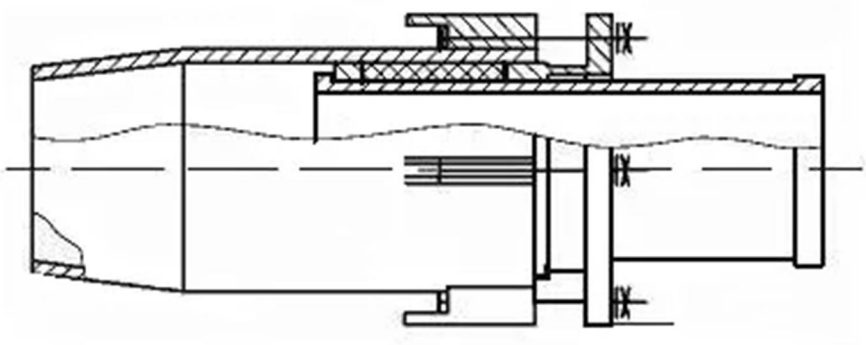


Рисунок 3 – Сальниковый компенсатор

Для устранения дополнительного напряжения при возможном температурном расширении трубопровода монтаж сальниковых компенсаторов сопровождают их предварительной растяжкой. Предварительная растяжка сальникового компенсатора выполняется предварительно до установки компенсатора на трубопровод тепловой сети. Предварительная растяжка осуществляется на величину в 50-100% в зависимости от теплового удлинения трубопровода.

Недостатки сальниковых компенсаторов:

· необходимость постоянного контроля за герметичностью изделия;

· большие потери теплоносителя из-за отсутствия герметичности, что приводит к увеличению потребностей в подпиточной воде;

· увеличение энергозатрат на перекачку подпиточной воды.

Сильфонный компенсатор (СК) – устройство, состоящее из сильфона, представляющего из себя осесимметричную оболочку и присоединительную арматуру (патрубок) которое способно демпфировать и уравновешивать относительные температурные деформации и нагрузки определенной величины и частоты, возникающие в герметично соединяемых конструкциях и проводить в этих условиях пар, жидкости и газы.

Как и сальниковый компенсатор, сильфонный компенсатор устанавливают на прямолинейном участке трубопровода, ограниченного двумя неподвижными опорами.

На рис. 4 представлен простейший осевой сильфонный компенсатор, который является базой для производства на основе своей конструкции, более сложных так называемых сильфонных компенсационных устройств.

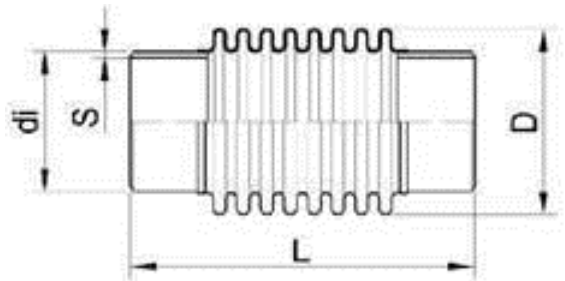


Рисунок 4 – Простейший осевой сильфонный компенсатор

На рис. 5 представлено сильфонное компенсационное устройство, которое производится на базе простейшего сильфонного компенсатора и включает в себя: сильфон; присоединительные патрубки; внутренние направляющие опоры; защитный кожух; гидроизоляционная защита.

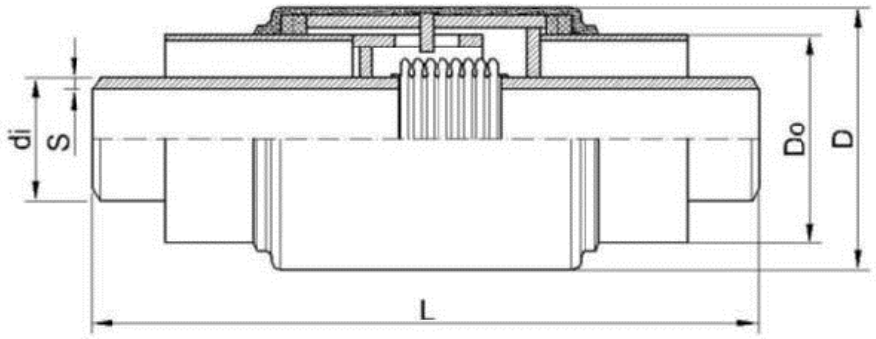


Рисунок 5 – Сильфонное компенсационное устройство

Применение данных конструкций сильфонных компенсационных устройств, позволяет осуществлять компенсацию температурных деформаций трубопровода без установки первой пары направляющих опор на расстоянии 2-4$Д_у$, так как конструкция уже имеет в своем составе внутренние направляющие опоры. Наличие узла гидроизоляции позволяет не попадать на тело сильфона и подкожухное пространство талых, ливневых вод что обеспечивает эффективное и безаварийную работу устройства на протяжении всего назначенного срока службы.

Схема установки сильфонных компенсаторов на трубопроводе тепловой сети представлена на рис.6,7.

Сильфонное компенсационное устройство можно устанавливать в середине прямолинейного участка между двумя неподвижными опорами (рис.6), либо на расстоянии 2-4$Д_у$ от любой неподвижной опоры (рис.7).

Важным и категоричным условием, является условие, что на прямолинейном участке между двумя неподвижными опорами, можно устанавливать только один сильфонный компенсатор. В противном случае, может произойти авария на данном участке трубопровода.

Таким образом, подбор компенсаторов производится по температуре и свойствам рабочей среды, давлению, агрегатному состоянию перемещаемой среды, назначению трубопровода, на который они будут устанавливаться и т.п.



Рисунок 6 – Установка сильфонного компенсатора в середине прямолинейного участка трубопровода тепловой сети



Рисунок 7 – Установка сильфонного компенсатора на расстоянии 2-4 $Д_у$ от неподвижной поры

Применение сильфонных компенсаторов позволяет решить проблемы при обслуживании, а также вопросы с проведением ремонтов, связанных с компенсаторами.

Библиографический список

1. Магалиф В.Я. Теоретические основы конструирования трубопроводов тепловых сетей. – Москва, 2005.
2. Магалиф В.Я., Ковылянский В.Я. Теоретические основы конструирования трубопроводов тепловых сетей. – Москва, 2011.

Мансуров А.Р., обучающийся, гр.ЭСТм-20-1 ИРНИТУ
Хилажева Д.Е., обучающаяся, гр.ЭСТм-20-1 ИРНИТУ
Коваль Т.В., к.т.н., доцент кафедры ТЭ ИРНИТУ

УДК 620.92

ПЕРСПЕКТИВЫ СТАНОВЛЕНИЯ ВОДОРОДНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Миниханова А.Р., Зацаринная Ю.Н.
Казанский государственный энергетический университет
minihanova2002@gmail.com, waysubbota@gmail.com

На сегодняшний день проблема защиты окружающей среды является одной из наиболее актуальных и распространённых в современном обществе. Одной из основных потребностей человечества является электричество и ежедневно масштабы энергопотребления увеличиваются. А вместе с ними возрастает интерес к избеганию негативного влияния на окружающую среду человека для дальнейшего его благоприятного существования на Земле.

Исчерпаемость органических ископаемых и растущие глобальные экологические проблемы обусловили повышенное внимание к возобновляемым источникам энергии. Различают следующие виды генерации электроэнергии: тепловая, гидро, атомная, солнечная, ветровая, геотермальная и другие альтернативные виды [1]. Но уже в этом столетии традиционные горючие виды топлива может заменить водородная энергетика, развитие которой способствует улучшению экологии на планете.

В настоящее время работы в области водородной энергетики активно стимулируются. Эта тенденция характерна для многих стран мира. Много специалистов из разных областей заинтересованы в решении большого числа частых проблем энергетики и экологии целом.

Здесь мы рассмотрим краткий анализ о том, как производится, хранится, транспортируется и распределяется водород, его потенциал для технологического процесса и экологического равновесия. Что вообще означает разработка водорода в качестве энергоносителя.

Водород является эффективным и экологически чистым топливом. Его теплота сгорания (1,17 ГДж/кг) почти в три раза больше, чем у нефти, и в четыре раза больше, чем у угля или природного газа [2]. Сжигание водорода в чистом кислороде приводит к образованию воды и тепла.

Водород вдобавок является самым распространенным элементом в мире. При нормальных условиях водород представляет собой бесцветный газ без запаха, который почти в 15 раз легче воздуха. В большинстве случаев он встречается в основном в связанной форме, поскольку чрезвычайно химически активен. Обладает высокой теплопроводностью, сравнимой с металлом. Это связано с легкостью молекул водорода и высокой скоростью их движения. Водород обладает низкой динамической вязкостью, благодаря которой, например, его используют для уменьшения трения и охлаждения в движущихся частях установок.

Кроме того, одним из существенных преимуществ этого элемента является то, что водород можно получать из самых разных видов сырья и с использованием различных процессов. К ним относятся: паровая конверсия метана и природного газа, газификация угля, электролиз воды, пиролиз, парциальное окисление, биотехнология. Производство водорода можно разделить на два метода. Следовательно, в лабораторных условиях водород можно получить при реакции активных металлов с кислотами и взаимодействии алюминия (или цинка) с водными растворами щелочей. В промышленности получение водорода осуществляется за счета электролиз воды и водных растворов щелочей и солей, а также пропускания водяного пара при высокой температуре в 1000 ^{0}C (газификации угля).

Решение активно внедрять водород в энергетику не ново. В 1980-х годах был разработан водородный двигатель. Как видно на рис. 1, водород широко потребляется и производится в мире. Он используется в нефтехимии, металлургии и производстве минеральных удобрений. В настоящее время мировое производство водорода оценивается в 55-70 млн. тонн со среднегодовым темпом роста 1,6%. Существенной особенностью использования водорода является то, что при его соединении с кислородом в электрохимическом генераторе (ЭХГ) энергия химических реакций может быть преобразована непосредственно в электричество, что обеспечивает высокий КПД.

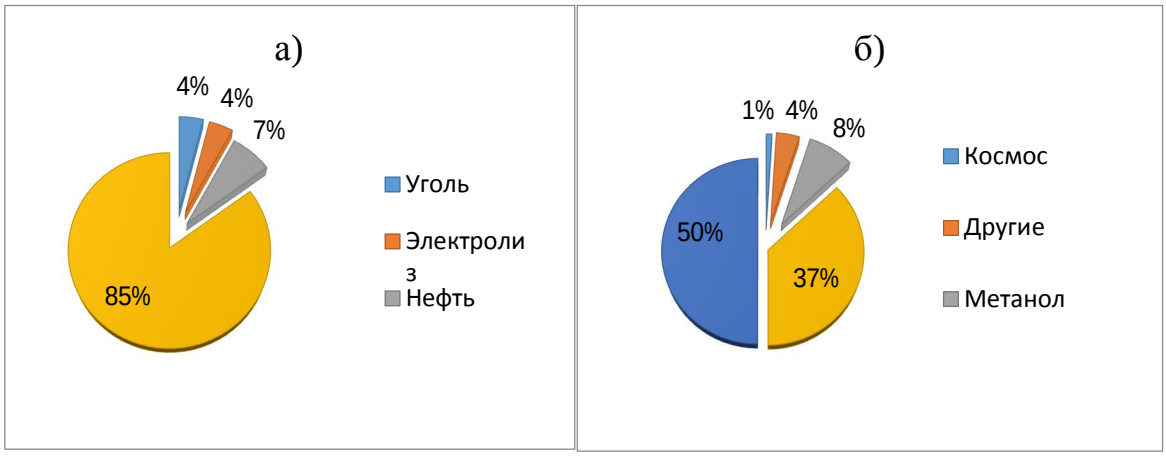


Рисунок 1 – Структура мирового производства а) и потребления б) водорода

Первый водородный топливный элемент был разработан британским ученым Уильямом Гроувом в 30-е годы прошлого века. Сегодня водородные топливные элементы аналогичны обычным гальваническим элементам с одним отличием: вещества, используемые для реакции, не хранятся в элементе, а постоянно поступают извне. Протекая через пористый анод, водород теряет электроны, которые попадают в цепь, а катионы водорода проходят через мембрану. Кроме того, на катоде кислород захватывает протоны и внешние электроны, образуя воду. В этом случае, пока доступно топливо (например, водород), топливный элемент, в свою очередь, будет генерировать электричество.

С точки зрения «зеленой» энергетики водородные топливные элементы очень эффективны на уровне 60%, что значительно превышает КПД солнечных и ветряных электростанций [3]. Как говорилось выше, результатом сгорания водорода является пар, то есть вода. Ни один другой «зеленый» источник энергии не предлагает такой возможности. Биогаз, коксовый газ, аммиак - все они при сжигании выбрасывает в атмосферу тонны парниковых газов. Поэтому при использовании водорода происходит снижение выбросов углекислого газа в атмосферу, и процесс считается благоприятным для окружающей среды.

Человечество давно осознало преимущества водородной энергетики. Водород рассматривается как один из ключевых элементов потенциального энергетического решения для двадцать первого века, способного помочь в решении проблем выбросов в биосферу, устойчивости и энергетической безопасности. Водород может обеспечить энергию для транспорта, распределенного производства тепла и электроэнергии и систем хранения энергии с минимальным воздействием на окружающую среду или вообще без него, как на местном, так и на глобальном уровне. Однако любой переход от углеродной, то есть ископаемого топлива энергетической системы к водородной экономике связан со значительными научными, технологическими и социально-экономическими барьерами. И весь процесс с масштабным промышленным применением затормаживается.

Как было сказано выше, существует множество видов производства водорода, и единого механизма получения еще не сформировалось.

Для получения используются природные ресурсы (такие как нефть и газ), которые не вечны и имеют свойство заканчиваться. Поэтому ученые считают, что использовать невозобновляемые ископаемые для производства водорода нецелесообразно [4]. Лучшее использование природных ресурсов для развития в другой области.

Во время добычи существует вероятность взрыва из-за повышенного риска взрыва элемента. Летучесть и высокая воспламеняемость водорода затрудняют его транспортировку к конечным пользователям. В заданном объеме его помещается значительно меньше, чем других видов топлива. Существующие бензобаки слишком малы, чтобы вместить необходимое количество водорода на большие расстояния. Для решения этой проблемы модернизируются современные методы перевода водорода в жидкое или газообразное состояние [5]. Его необходимо либо охладить до -253°C для сжижения, либо сжать до давления, в 700 раз превышающего атмосферное, чтобы доставить его в виде сжатого газа. Этот процесс часто приводит к утечкам водорода.

Также, получение небольшого количества природных элементов стоит больших денег, поэтому добыча такого элемента считается неоправданно дорогой.

Таким образом, в энергетическом плане водороду присуще универсальные свойства: он является восстановителем, энергоносителем и топливом. Внедрение водородной энергетики требует крупного освоения производственных технологий получения водорода. Преимущества примерно равны недостаткам, поэтому скорость распространения, развития и использования данного способа электроэнергии неоднозначно, однако точно можно сказать, что водородная энергетика – это наш запас на будущее, ведь очень важно сохранение богатства природных ресурсов, уменьшение негативного влияния человеческих факторов на экологию и предотвращение загрязнения воздуха, воды и почвы.

Библиографический список

1. Василенко А.Б. Современная энергетика и энергетика будущего. Технология производства. Нетрадиционные источники. Экологическая безопасность / А.Б. Василенко, В.В. Тетельмин. – М.: ЛЕОНАНД, 2018. – 240 с.
2. Радченко, Р.В. Водород в энергетике: учеб. пособие / Р.В. Радченко, А.С. Мокрушин, В.В. Тюльпа. – Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2014. – 229с.
3. Фортов В.Е. Энергетика в современном мире / В.Е. Фортов, О.С. Попель. – Долгопрудный : Интеллект, 2011. – 167 с.

4. В.Г. Лабейш. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии: Учеб. пособие. - СПб.: СЗТУ, 2003.-79 с.
5. М.М. Безубцева, В.С. Волков. Будущее энергетики человечества: учебное пособие. – СПб.: СПБГАУ, 2014.-133 с.

Миниханова А.Р., обучающаяся, гр. ЭЖКХ-1-20 КГЭУ
Зацаринная Ю.Н., к.т.н., доцент кафедры ЭС КГЭУ

УДК 621.311

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ЛОКАЛЬНЫХ КОТЕЛЬНЫХ С ПРИМЕНЕНИЕМ ВЕТРОГЕНЕРАТОРНЫХ ЭНЕРГОУСТАНОВОК С АККУМУЛЯТОРНЫМИ БАТАРЕЯМИ

Мицай Д.В., Чемезов А.Ф.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
mitcaidmitriy@gmail.com, atchemezov@mail.ru

Введение. В настоящее время, во многих регионах России, существуют с качеством и количеством электроэнергии проблемы, доходящей до конечного потребителя. Это и плановые отключения, и перебои в централизованном электроснабжении промышленных объектов и жилищно-коммунального хозяйства, вызванные как изношенностью электрооборудования, так и разного рода авариями, бурное строительство дач и коттеджей, сложность в их электрификации заставляют вновь и вновь обращать внимание на нетрадиционные источники энергии (НИЭ). Особый интерес среди них представляют ветроэнергетические установки (ВЭУ).

ВЭУ при грамотном использовании её возможностей и свойств, может и должна найти свое применение.

Для России НИЭ имеют особое значение, поскольку, они решают энергетические проблемы потребителей, находящихся в зоне децентрализованного энергоснабжения (удаленные и северные районы, а также строящиеся дачные поселки, садовые участки, гаражи и т.п.), обеспечивая при этом значительную экономию завозимого топлива.

Ресурсы для возобновляемых источников энергии имеются практически во всех регионах страны. Одним из самых развитых НИЭ, позволяющим получить энергию в зоне устойчивых ветров являются ВЭУ. Наличие надежных, малогабаритных и дешевых ВЭУ позволило бы снять бытовые и социальные проблемы во многих регионах РФ.

Для каких же целей необходима, в первую очередь, энергия? Прежде всего, для освещения; отопления; электропитания радиоаппаратуры, холодильника, телевизора, электробритвы, стиральной машины, электродрели и других электробытовых приборов, обеспечивающих комфортные условия жизни человека и, конечно, для водоснабжения.

Теплоснабжение с участием ВЭУ. Ветер как энергетический источник обладает большой изменчивостью и его режимы заранее предсказать невозможно. Поэтому с экономической и технической точек зрения целесообразно применение комбинированных ветро-аккумулирующих систем + котельных. Рассмотрим комплекс ВЭУ в соединении с котельной для локального, независимого теплоснабжения. ВЭУ служат основным источником энергии, котельная – вспомогательным. В этом случае теплоснабжение осуществляется для потребителей, которые удалены от централизованных теплосетей. При разумном экономичном подключении нагрузки, включая котельную всего несколько часов в день, а то и вовсе не включая ее, объект обеспечивается круглосуточным теплом.

Как правило, традиционно задача теплоснабжения в таких случаях решается путем применения автономных котельных, следовательно, требующих больших затрат на топливо, его доставку и хранение. Применение ВЭУ позволяет существенно сэкономить топливо, поскольку при достаточном ветре котельная останавливается полностью и теплоснабжение осуществляется с помощью ВЭУ.

Преимущества комплекса ВЭУ + котельная:

- Экономия топлива в местах с хорошим ветроресурсом.
- Возможность увеличения нагрузки.
- Возможность продажи энергии другим потребителям.

Для систем "ветро-дизель" европейские компании разработали компьютеризированное устройство, распределяющее нагрузку между ВЭУ и дизелем. Уже есть оборудование, позволяющее всего за две секунды отключить дизель или вновь включить его в работу. Благодаря этому увеличивается ресурс дизелей и экономится до 67 % топлива в год [1]. В России к 2015 году прогнозируется построить ВЭУ суммарной мощностью от 10 МВт (минимальный вариант) до 100 МВт (максимальный вариант) с соответствующей годовой экономией топлива (мазута, газа) от 10 до 105 тыс. т у.т. [2].

Рассмотрим совместную работу ВЭУ и котельной в теплоснабжении потребителя (ветроэнергетический полигон Института физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН на побережье Баренцева моря в пос. Дальние Зеленцы (рис. 1).

Рисунок изображен для случая, когда мощность ВЭУ и котельной равны. Здесь часть отопительной нагрузки будет покрываться от ВЭУ, а остальная от котельной. На деле редко, чтобы выдаваемая мощность со стороны ВЭУ точно совпадала с потребностью со стороны потребителя. Обычно происходит так. В периоды с сильным ветром ВЭУ может в значительной мере или полностью обеспечить потребителя теплом, а иногда даже создать избыток энергии. На рисунке это характеризуется площадью фигур 1 и 2 соответственно. Зато в периоды холодной маловетреной пого-

ды почти вся нагрузка ложится на котельную. Этот случай характеризуется площадью фигуры 3.



Рисунок 1 – График покрытия отопительной нагрузки:
1 – полезно используемая энергия ВЭУ; 2 – избыточная энергия ВЭУ, которая может запасаться в аккумулирующих устройствах; 3 – энергия, вырабатываемая котельной

Применение ВЭУ (площадь фигуры 1) позволяет существенно снизить затраты на котельную и обеспечивает эффективное использование энергии как с точки зрения энергосбережения, так и с экономической стороны. Экономия энергии для удаленных или изолированных потребителей оправдана с учетом сложившихся условий (труднодоступные районы, плохие транспортные связи и др.). В конечном счете это способствует снижению суммарных затрат и стоимости вырабатываемой энергии.

Для выбора необходимой мощности как ВЭУ, так и котельной необходимо определить потребляемую электроприборами мощность и потребность в тепловой энергии для отопления конкретных объектов, зданий. Каждый электроприбор потребляет определенную мощность (табл. 1), суммировав мощности нетрудно посчитать необходимую энергию для бытовых нужд.

Таблица 1

Мощность, потребляемая электроприборами

Электроприборы	Потребляемая мощность, разброс потребляемой мощности зависит от модели (Вт)
Обогреватель	500-2000
Люминесцентная лампа	20
Электрочайник	2000
Холодильник	100-200
Компьютер	100-200
Телевизор	80-150
Пылесос	400-1500

Окончание табл. 1

Электроприборы	Потребляемая мощность, разброс потребляемой мощности зависит от модели (Вт)
Дрель	200-800
Болгарка	800-2000
Перфоратор	600-1400
Цепная пила	1300-1700
Электрорубанок	400-1000
Шлифмашинка	600-2200
Триммер (травокос)	400-1000
Бетономешалка	350-1000
Компрессор	750-2500
Насос	250-1500

Потребность здания в тепловой энергии определяется выражением [3]:

$$Q=q\cdot k_v\cdot(t_в - t_н), \quad (1)$$

где q – удельная тепловая характеристика здания, Вт/м^3·град; k_v – коэффициент, учитывающий рост теплопотерь от ветра; $t_в$ и $t_н$ – внутренняя и наружная температура воздуха, ˚С.

Далее, используя формулу (1), определим расход топлива (для 1 м^3 жилого здания) на обеспечение тепловой нагрузки. Удельные тепловые потери составляют: q = 0,5 Вт/м³·град; коэффициент, учитывающий увеличение теплопотерь здания от скорости ветра: k_v = 1,45; перепад внутренней и наружной температур: $\Delta t = t_в - t_н$.

С учетом перепада внутренней и наружной температур, получим график потребляемой энергии (рис. 2).

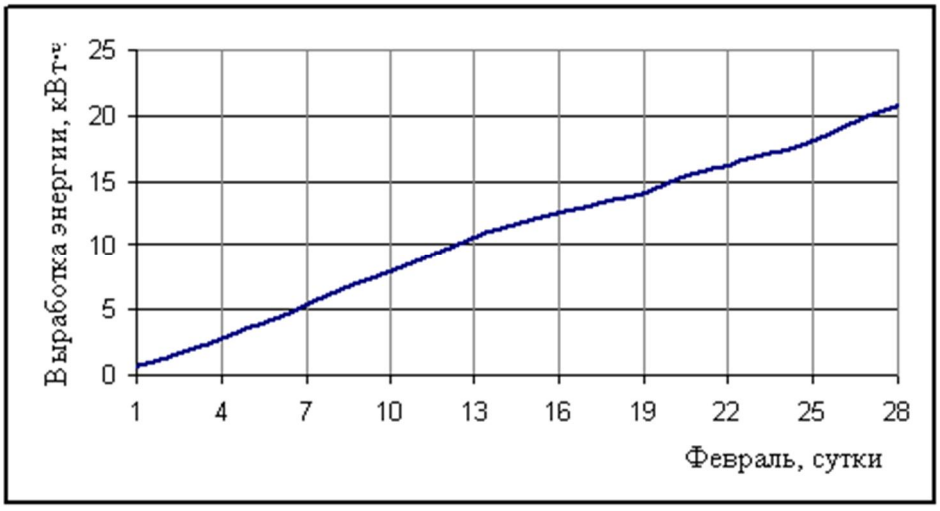


Рисунок 2 – График выработки энергии, необходимой для поддержания постоянного уровня температуры воздуха в помещении

Котельные могут работать на разных видах топлива (природный газ, каменный уголь, мазут), а теплотворная способность их различна. Поэтому в зависимости от того, какое топливо используется, и будет определяться, на сколько экономично использование ВЭУ. Наглядно это продемонстрировано на рис. 3, кривые 1, 2, 3.

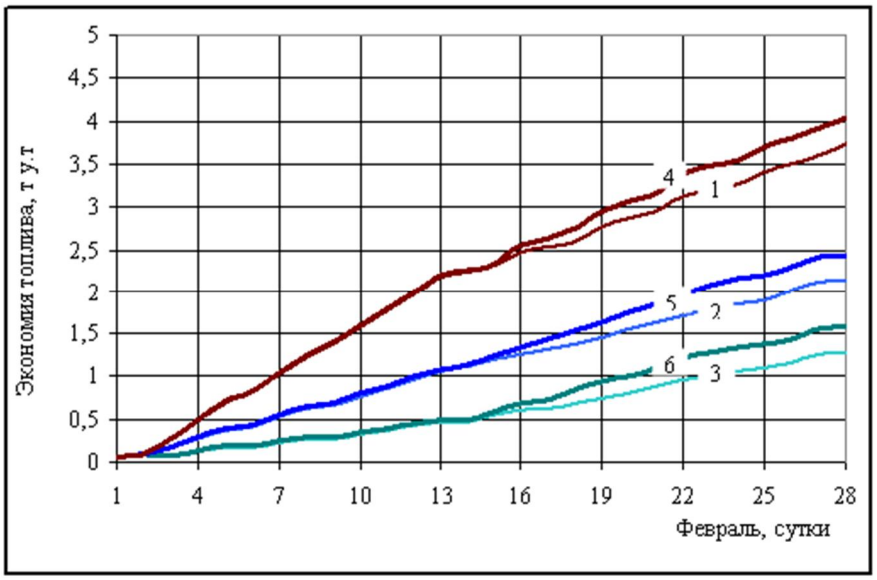


Рисунок 3 – Экономия топлива за счет использования ВЭУ (графики 1,2,3) и системы ВЭУ + аккумулятор (графики 4,5,6):
1,4 – уголь; 2,5 – природный газ; 3,6 – мазут

Применение аккумуляторов в системах теплоснабжения с участием ВЭУ. Эффект от использования энергии ветра на нужды отопления может быть повышен за счет применения аккумулирующих устройств, которые позволяют не сбрасывать вхолостую появляющиеся периодически избытки ветровой энергии (на рис. 1 – это фигура 2), а запасать их и в нужное время полезно использовать. При применении аккумулирующих устройств повышается экономичность использования систем ВЭУ + аккумулятор за счет более эффективного и разумного расходования энергии. На рис. 3 – это кривые 4,5,6.

Для выравнивания непостоянной во времени энергии ветра можно использовать тепловое, пневматическое, гидравлическое, электромеханическое и другие виды аккумулирования.

С помощью аккумулирующих устройств могут решаться различные задачи:

1. Выравнивание пульсирующей мощности, которую вырабатывает ВЭУ в условиях постоянно изменяющейся скорости ветра.

2. Питание потребителя энергией в периоды, когда ВЭУ не работает или его мощности не хватает для обеспечения всей присоединенной нагрузки.

3. Полезное использование всей выработки ВЭУ.

Таким образом, применение аккумуляторов позволяет более полно использовать ветровую энергию, значительно сократить время работы резервной котельной и обеспечить тем самым большую экономию топлива. Благодаря аккумулированию участие ВЭУ в покрытии графика отопительной нагрузки возрастают на 5-12 % в зимние месяцы и на 23-29 % - в летние. Это позволяет снизить материальные затраты на обеспечение потребителя тепловой энергии.

Библиографический список

1. Солоницын А. Второе пришествие ветроэнергетики // Наука и жизнь. – 2004. – № 3.
2. Голицын М.В., Голицын А.М., Пронина Н.В.; Отв. ред. Голицын Г.С. Альтернативные энергоносители. – М.: Наука, 2004. – 159 с.
3. Энергия ветра – перспективный возобновляемый энергоресурс Мурманской области. Препринт / Минин В.А., Дмитриев Г.С., Иванова Е.А., Морошкина Т.Н., Никифорова Г.В., Бежан А.В. – Апатиты: Изд. Кольского научного центра РАН, 2006. – 73 с.
4. Занятнов Д., Жаров А. Электричество без перебоев всегда и везде // Обустройство и ремонт – 2003. – № 16.
5. Оценка ресурсов и эффективности использования энергии ветра, малых рек и других возобновляемых источников энергии в районах европейского Севера / Перспективы энергоснабжения изолированных потребителей севера с использованием энергии ветра и малых рек: Отчет о НИР / ИФТПЭС КНЦ РАН; Руководитель В.А. Минин. – Апатиты, 1993. – 107 с.

Мицай Д.В., обучающийся ПРЭм-20-1
Чемезов А.Ф., к.т.н., доцент кафедры ЭиЭ ИРНИТУ

УДК 621.311

СОВРЕМЕННЫЕ МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ ЗАЩИТЫ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ ОТ КОРРОЗИИ

Мицай Д.В. Чемезов А.Ф.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
mitcaidmitriy@gmail.com, atchemezov@mail.ru

Введение. На сегодняшний день защита трубопроводов тепловых сетей, является самой актуальной задачей, решив которую можно кардинально продлить срок службы тепловой сети и значительно снизить материальные затраты на содержание трубопроводов как магистральных, так и трубопроводов находящихся на балансе ЖКХ, повысить энергоэффективность процесса транспорта тепловой энергии потребителям.

Современные требования, предъявляемые к тепловым сетям, устанавливают назначенный срок службы – 30 лет, гарантийный срок службы –

10 лет (1). Выполнение мероприятий по антикоррозионной защите трубопровода, железобетонных конструкций, трубопроводов внутри тепловых камер, позволят выйти на срок службы тепловой сети, указанный в ФЗ-190 «О теплоснабжении».

Современный рынок антикоррозионных материалов представлен большими классами:

1. Антикоррозионные составы на битумной основе.
2. Антикоррозионные составы на эпоксидной основе
3. Антикоррозионные материалы холодного отверждения на основе синтетических смол.
4. Стеклоэмалевые покрытия.
5. Металлизационные покрытия.

Проведем анализ данных материалов с целью определения их преимуществ и недостатков, а также определения максимально эффективных областей их применения в тепловых сетях.

Подробный анализ антикоррозионных мастик данных классов приведен в табл. 1.

Рассматривая класс антикоррозионных мастик на битумной основе, например, грунтовку ГФ-021, она выдерживает температуру не более +60 С, что делает невозможным ее применение в действующих тепловых сетях. Однако, применение ее в качестве консервационного покрытия, позволит продлить срок службы трубы при ее нахождении на складах.

Применение лакокрасочных составов, например, эмали КО-8101, требуют очень качественной подготовки защищаемой поверхности трубопровода. Трубопровод должен быть зачищен до «металлического блеска» с помощью пескоструйной или дробеструйной очистки (2). Такую степень подготовки, можно осуществить только на специальных производственных площадках, или заводах, что делает применение таких составов довольно затратным мероприятием с точки зрения нанесения их на трубопровод.

Применение органосиликатных составов сопряжено с теми же сложностями, что и эмали КО. Органосиликатные эмали так же очень привередливы к подготовке поверхности трубопровода и требуют пескоструйной и дробеструйной очистки (2).

Применение алюминиевых металлизационных покрытий обладают массой преимуществ, как например высокой коррозионной стойкостью на всем диапазоне pH, однако высокая технологическая сложность изготовления труб с данным металлизационным покрытием делает не целесообразном применением в тепловых сетях таких трубопроводов (3).

Таблица 1

Анализ антикоррозионных мастик, применяемых для защиты трубопроводов

Применяемые материалы	Типы покрытий				
	Битумные антикоррозионные материалы	Лакокрасочные антикоррозионные материалы		Антикоррозионные материалы холодного отверждения на основе синтетических смол	Металлизационные антикоррозионные материалы
	Рулонные, с изольными мастиками	Кремнийорганические эмали	Органосиликатные эмали	Мастики «Вектор»	Алюминий
1	2	3	4	5	6
Необходимые условия при производстве работ по нанесению покрытий для обеспечения качества защиты.	Заводские, возможно нанесение в трассовых условиях при использовании в качестве праймера холодных изольных мастик.	Заводские, возможно нанесение в трассовых условиях при соблюдении качественной подготовки поверхности (пескоструйная или дробеструйная установки) до второй степени очистки по ГОСТ 9.402-80 [4]	Заводские (с возможностью термообработки), допускается нанесение в трассовых условиях при тщательной подготовке поверхности и применение отвердителя естественной сушки	Трассовые условия	Только заводские
Ограничения по диаметрам защищаемых трубопроводов, м	Любой	Любой	Любой	Любые	300
Требуемая толщина покрытия	2-6 мм	150 мкм	250 мкм	300-400 мкм	300 мкм
Преимущества	Нетребовательны к качеству подготовки поверхности. Доступность материалов	Высокая термостойкость. Доступность материалов. Высокое объемное удельное электрическое сопротивление. Поставляются в готовом виде	Высокая термостойкость (до 400°С).	Долговечны. Термоизносостойки. Возможно применение в качестве внутреннего защитного покрытия труб	Термостойкие. Малочувствительны к механическим воздействиям. Возможно применение в качестве внутреннего защитного покрытия труб

Окончание табл. 1

Применяемые материалы	Типы покрытий				
	Битумные антикоррозионные материалы	Лакокрасочные антикоррозионные материалы		Антикоррозионные материалы холодного отверждения на основе синтетических смол	Металлизационные антикоррозионные материалы
	Рулонные, с изольными мастиками	Кремнийорганические эмали	Органосиликатные эмали	Мастики «Вектор»	Алюминий
1	2	3	4	5	6
Недостатки	Низкая адгезия. Быстрое старение и охрупчивание при высоких температурах. Неудобство работы с рулонными материалами при производстве ремонтно-восстановительных работ. Пожароопасны	Повышенные требования к подготовке поверхности. Низкий сухой остаток (содержание растворителя до 60%). Высокая токсичность. Возможность оседания пигментов на дно тары (необходимость частого перемешивания). Недопустимость попадания влаги на само покрытие в процессе производства	Повышенные требования к подготовке поверхности. Длительный процесс подготовки материала перед нанесением при применении в трассовых условиях (5-6 часов). Высокая токсичность применяемых растворителей	Покрытия чувствительны к ударам (повышенные требования при хранении, транспортировке и монтаже труб с покрытием)	Повышенные требования к подготовке поверхности. Пористость. Для защиты стыков в трассовых условиях требуется применение органосиликатных эмалей.
Примечания	Низкая стоимость материалов		Высокая стоимость		Высокая стоимость

Антикоррозионные мастики холодного отверждения «Вектор», на основе синтетических смол обладают основными преимуществами, которые позволяют применять их как основной элемент в системе активной антикоррозионной защиты:

1. Минимальные требования к подготовке поверхностей (2).
2. Термостойкость до 180ºС.
3. Высокий сухой остаток до 95%.
4. Материалы сохраняют свои свойства на протяжении 20 лет.

Подводя итог, можно сказать, что при выборе антикоррозионных составов для защиты трубопроводов тепловой сети необходимо руководствоваться не только дешевизной состава, но и техническими показателями антикоррозионных мастик, такими как:

1. Технологичность нанесения.
2. Мастики должны быть не требовательны к подготовке поверхности трубы.
3. Величина «сухого остатка».
4. Термостойкость не менее 180ºС.

Качественный анализ данных параметров, при выборе антикоррозионных составов, позволит надежно и долгосрочно защитить тепловую сеть, а также предотвратит необоснованное затраты на проведение аварийных ремонтов на трубопроводах тепловых сетей.

Библиографический список

1. СНиП 2.04.14 88*. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. – М.: Госстрой России, 1998.
2. «Типовая инструкция по защите тепловых сетей от наружной коррозии: РД 34.20.518-95.» – М.: СПО ОРГРЭС, 1997.
3. «Защита подземных теплопроводов от коррозии» И.В. Стрижевский, М.А. Сурис. – М.: Энергоатомиздат,1983.

Мицай Д.В., обучающийся ПРЭм-20-1
Чемезов А.Ф., к.т.н., доцент кафедры ЭиЭ ИРНИТУ

УДК 621.311

СПОСОБЫ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ТЕПЛООБМЕНА ПОВЕРХНОСТЕЙ НАГРЕВА

Моисеев Р.И., Кудряшов А.Н.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
kan@istu.edu

Эффективность работы тепломеханического оборудования паротурбинной установки зависит от многих показателей, одним из которых является повышение передачи теплоты в теплообменниках. Интенсификация

теплообмена необходима для увеличения КПД и, следовательно, снижения массогабаритных показателей, а также для повышения надежности работы.

Улучшение конструкции аппаратов при высокой надежности должно обеспечивать интенсификацию в них теплообмена, что может быть достигнуто применением интенсифицированных поверхностей теплообмена, таких, например, как оребренные и различно профилированные трубки, а также использования других методов интенсификации теплообмена. Повышению тепловой эффективности аппаратов способствует и совершенствование аэродинамики трубных пучков, когда создаются условия для равномерного омывания теплоносителем поверхности теплообмена аппарата без застойных зон или труднодоступных участков, а также устранение или учет влияния протечек теплоносителя в зазорах промежуточных перегородок и помимо трубного пучка.

Устройство, в котором передача теплоты происходит от одной среды к другой, называется теплообменным аппаратом. Теплоносителями называются среды, участвующие в процессе передачи теплоты. Самыми часто используемыми методами по улучшению теплообмена являются: оребрение контактной поверхности, профилирование контактной поверхности для образования турбулентного потока, увеличение скоростей движения рабочих сред. Однако эти методы часто оказываются нерациональными, поскольку сопряжены с повышением гидродинамического сопротивления.

Наиболее перспективным направлением увеличения интенсивности теплообмена является использование в серийных теплообменных аппаратах трубок с искусственной шероховатостью [1]. Название такие поверхности получили дискретно-шероховатые. Обычно к ним относят трубки и каналы с различного рода выступами на внешней и внутренней поверхности: с кольцевой или продольной накаткой (ППТ, рис. 1) и со спиральной накаткой (профильные витые трубки ПВТ, рис. 2). При движении воздуха или пара по контактной поверхности ППТ, которая имеет искусственные неровности происходит турбулизация пограничного слоя, что, в свою очередь, вызывает увеличение коэффициента теплоотдачи. Внутренняя поверхность трубок с накаткой представляет собой дискретное чередование выступов и впадин и при толщине стенки до 1,5 мм равна наружной.

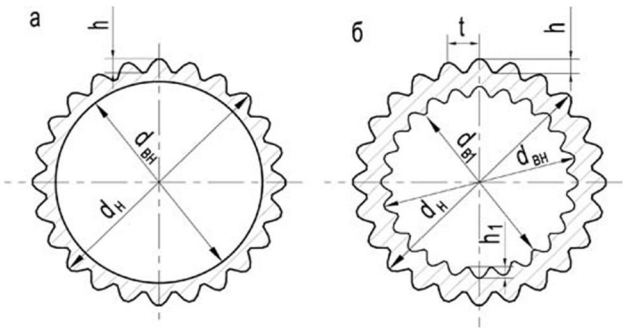


Рисунок 1 – Продольно-профилированные трубки:
а – профилирование на гладкой оправке; б – профилирование на профильной оправке

Поверхность ПВТ (рис. 2) представляет собой дискретное чередование выступов и впадин, выполненных по винтовой линии путём обкатки простых гладких трубок на специальных прокатных станках методом планетарной обкатки. Поверхность ПВТ (рис. 2) представляет собой дискретное чередование выступов и впадин, выполненных по винтовой линии. При таком способе профилирования внутренней поверхности трубы достигается эквидистантность наружной и внутренней поверхностей трубок.

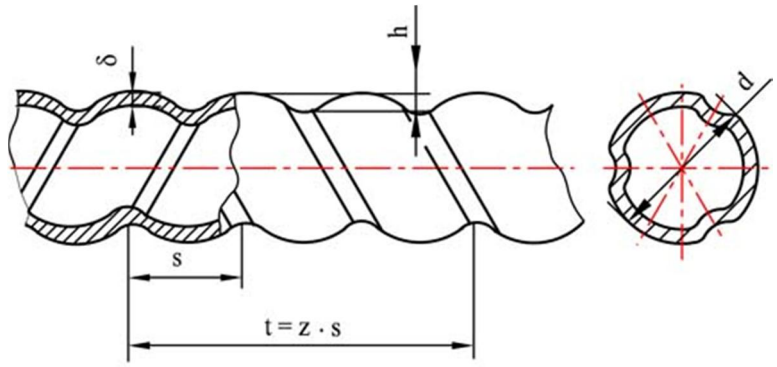


Рисунок 2 – Внешний вид и поперечное сечение профильных витых трубок

Применение дискретно-шероховатых поверхностей теплообмена имеет ряд преимуществ:

– интенсификация теплообмена как с наружной, так и с внутренней стороны поверхности;

– достаточно простая технология накатки;

– использование профилированных трубок возможно на действующем оборудовании ТЭС без изменения существующей технологии сборки кожухотрубных теплообменников.

Эффективность использования ПВТ определена возможностью интенсификации теплообмена как со стороны в нагреваемой среды, так и со стороны греющего пара. Интенсификация теплообмена с паровой стороны обусловлена изменением гидродинамики конденсата на профилированной поверхности трубки – уменьшением за счет поверхностного натяжения средней толщины пленки конденсата, турбулизацией и изменением траектории ее движения. С водяной стороны интенсификация также определяется гидродинамикой потока – турбулизацией и закруткой, то есть нарушением упорядоченного течения жидкости в вязком подслое.

Дополнительно требуется увеличение мощности на перекачку теплоносителя через ПВТ, так как гидравлическое сопротивление ПВТ выше, чем у гладких трубок. Также существенными показателями целесообразности применения ПВТ являются: эксплуатационные характеристики трубок (загрязняемость, возможность очистки известными методами, которые, возможно, в последствии необходимо будет пересмотреть), а также показатели надежности (коррозионная стойкость, прочностные и вибрационные характеристики и т.д.).

Согласно результатам исследований при рационально выбранной геометрии трубок гарантированный эффект увеличения коэффициента теплопередачи на номинальном режиме работы в сетевых подогревателях с ПВТ составляет 20-40 %. Однако негативным обстоятельством является увеличение гидравлического сопротивления аппаратов 40-70 % [1].

Перспективные направления совершенствования сетевых подогревателей предусматривают устранение основных недостатков их конструкции, выявленных при эксплуатации аппаратов.

Большое значение для эффективной и надежной работы подогревателей сетевой воды вертикального типа, в том числе и для подогревателей низкого давления, играет рациональная организация обтекания трубного пучка греющим паром и удаление из парового пространства неконденсирующихся газов. Сравнительными испытаниями установлено, что правильное выполнение внешней схемы отвода неконденсирующихся газов при модернизации трубных пучков вертикальных сетевых подогревателей дает положительный эффект.

Один из вариантов реконструкции системы отвода неконденсирующихся газов из парового пространства сетевых подогревателей вертикального типа предложен ЦКТИ и приводится на рис. 3.

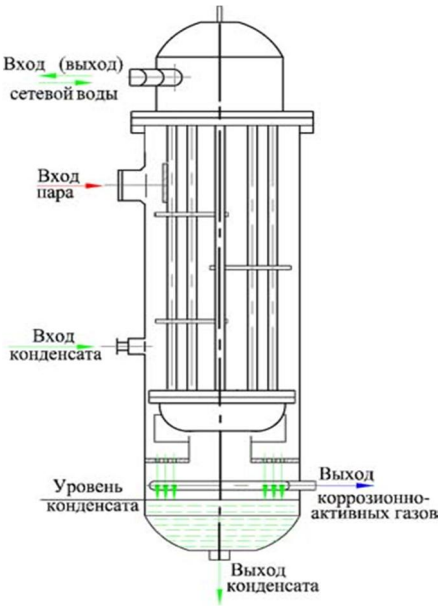


Рисунок 3 – Схема реконструкции системы отвода коррозионно-агрессивных газов из корпуса подогревателей сетевой воды типа ПСВ

Зона максимальной концентрации коррозионно-агрессивных газов располагается в зоне струйного каскада конденсата греющего пара, откуда и производится отвод неконденсирующихся газов через кольцевой коллектор. Это обуславливает эффективный отвод коррозионных газов из корпуса подогревателя.

Повышение надежности и эффективности работы подогревателей типа ПСВ путем совершенствования их конструкции предполагает исполь-

зование новых технических разработок и методов интенсификации как при реконструкции существующих, так и при проектировании новых аппаратов. Разработанный ЦКТИ головной образец ПСВ вертикального типа, спроектированный применительно к параметрам серийных аппаратов типа ПСВ-200-3-23 и ПСВ-200-14-23, получил маркировку ПСВ-300-14-23.

При применении новой конструкции образца ЦКТИ удалось наряду с увеличением в 1,5 раза площади поверхности теплообмена, обеспечить снижение величины недогрева до 4-5 °С, в то время как серийно выпускаемые подогреватели работают с повышенными величинами недогрева (т.е. примерно в 4 раза). Также удалось обеспечить и глубокую деаэрацию конденсата греющего пара. В конструкцию подогревателя встроен смешивающий охладитель воздуха, рационализированы движение потока пара в пучке и скорости этого потока, а также величина гидравлического сопротивления.

Трубная система подогревателя размещена в плотно охватывающем ее кожухе. Аппарат имеет окно по всей высоте трубного пучка для входа пара непосредственно в межтрубное пространство. Все трубки поверхности теплообмена проходят через горизонтальные направляющие перегородки. Зоны, образованные двумя смежными горизонтальными перегородками или перегородкой и трубной доской, называются отсеками трубной системы. Греющий пар сначала поступает на трубки четвертого хода, а затем последовательно омывает трубки, образующие поверхность третьего, второго и первого ходов воды в аппарате. В пространстве между всеми горизонтальными перегородками установлены вертикальные перегородки. Они расположены под углом друг к другу и необходимы для поддержания оптимальной величины скорости пара в отсеке. В вершине этого угла, вблизи вертикальной оси подогревателя, установлена центральная перфорированная труба для отвода воздуха, одновременно эта труба служит элементом каркаса пучка. Кожух, вертикальные и горизонтальные перегородки создают для потока пара в межтрубном пространстве канал переменного сечения, в котором по мере уменьшения расхода пара за счет конденсации уменьшается и сечение для его прохода, что позволяет поддерживать скорость пара на уровне, близком к оптимальному.

Конденсат пара, стекая с трубок поверхностей теплообмена, которые расположены между горизонтальными перегородками и, благодаря установке бортиков, накапливается на нижней горизонтальной перегородке для каждого отсека. У каждой такой перегородки между трубным пучком первого хода и центральной перфорированной трубой есть перфорация, сквозь которую вытекает струями переохлажденный конденсат греющего пара. Пучки струй выполняют функцию смешивающего воздухоохладителя.

Струи каждого отсека поступают в лотки и с их помощью отводятся в центральные отверстия, которые расположены в каждой горизонтальной перегородке перед трубой отвода воздуха. Сквозь эти отверстия конденсат,

поступающий на нижнюю трубную доску, далее через гидрозатвор отводится в нижнюю часть корпуса аппарата. Следовательно, перед поступлением в центральную трубу отвода воздуха паровоздушная смесь проходит сквозь смешивающий воздухоохладитель, у которого за счет интенсивной конденсации пара значительно повышается концентрация воздуха в отсасываемой паровоздушной смеси. Благодаря этому и достигается высокоэффективный отвод воздуха из корпуса аппарата.

Помимо отвода воздуха в каждом отсеке также происходит деаэрация конденсата греющего пара, за исключением верхнего, для чего по краям горизонтальных перегородок со стороны входа пара имеются отверстия, сквозь которые струями вытекает накапливающийся на перегородках конденсат. Далее поток пара, который прошел трубки поверхности теплообмена четвертого, третьего, второго и частично первого ходов сетевой воды в аппарате нагревает струи конденсата, сливающиеся с перегородок по периферии. Через вертикальную перфорированную трубу, отсеченную от трубок поверхности теплообмена вертикальными листами, которые плотно соединены с горизонтальными перегородками пучка и с этой трубой отводится выпар сквозь отверстия верхней трубной доски.

Деаэрированный и нагретый конденсат во всех отсеках направляется на лотки, а затем в периферийные отверстия горизонтальных перегородок и далее на нижнюю трубную доску. На нижней трубной доске имеется гидрозавтвор, через который конденсат поступает в нижнюю часть корпуса. Под нижней водяной камерой имеется дополнительное деаэрирующее устройство. Конденсат греющего пара поступает на это устройство, проходя через зазор между корпусом и нижней водяной камерой, а также через канал, образованный стаканом в полукамере и внутренней стенкой корпуса. Полукамера имеет перфорированную часть днища, в центральной части которого предусмотрено отверстие для прохода греющего пара, который деаэрирует конденсат, вытекающий из отверстий днища полукамеры. Под неперфорированной частью днища полукамеры установелена кольцевая перфорированная труба для отвода воздуха (выпара). У верхней водяной камеры на крышке установлен дополнительный (кроме патрубков подвода и отвода сетевой воды) третий патрубок, благодаря чему обеспечивается возможность изменения расхода и числа ходов сетевой воды.

Библиографический список

1. Теплообменники энергетических установок // https://proteplo.org/ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://openedu.urfu.ru/files/book/index.html 13.12.2020.

Моисеев Р.И., обучающийся гр. ЭСТм-20-1 ИРНИТУ
Кудряшов А.Н., доцент кафедры ТЭ ИРНИТУ

УДК 665.66

РАЗРАБОТКА УСТАНОВКИ МАСЛООЧИСТКИ КОМБИНИРОВАННОГО ТИПА

Набиуллина М.Ф.
Казанский государственный энергетический университет
madinanabiullina@yandex.ru

При длительной эксплуатации энергетические масла накапливают продукты окисления, механические примеси и другие загрязнения, снижающие их качество.

Для надежной и безопасной работы элементов и в целом турбоустановки необходимо контролировать требуемые показатели качества масла. На производстве активно используются различные методы и технологии очистки и регенерации отработанного масла. Наиболее широкое распространение получили маслоочистительные установки комбинированного типа, включающие предварительную очистку от механических примесей и воды (отстаивание, центрифугирование и фильтрация) и вторичную переработку (сернокислотная, адсорбционная, гидроочистка, селективная (экстракционная), тонкопленочное испарение) [1].

Актуальность разработки установок для очистки отработанных смазочных масел с использованием в них многофункционального оборудования является очевидной.

Расширения функциональных возможностей можно достичь варьированием следующими конструктивно-режимными параметрами:

– наличием в оборудовании устройств для плавного изменения расходов подводящих и отводящих фаз и достижения требуемого времени пребывания их в аппарате;

– наличием в конструкции дополнительных мест подвода и отвода фаз для реализации возможности оперативного переключения между ними;

– возможность производить регулировку некоторых геометрических характеристик аппарата для выхода на требуемый режим работы;

– возможность периодического отключения и подключения элементов для отвода фаз;

– возможностью регулировкой режимными параметрами достигать акцентирования работы аппарата в том или другом функциональном качестве.

Анализ оборудования, применяемого при регенерации отработанных масел, позволяет подобрать варианты исполнения установки регенерации наиболее качественно и выделить ряд его отличительных особенностей.

В данной работе представлена схема установки маслоочистки комбинированного типа (см. рис.), работающая следующим образом.

Отработанное масло заливается в емкость 1. После запуска аппарата для очистки масло из ёмкости 1 направляется в центробежный аппарат для очистки. При необходимости подогрева масла, в рубашку аппарата подается нагревающий агент. Если используется экстрагирующий агент для извлечения ненужных примесей, он подается в зону смешивания совместно с маслом. Последовательно проходя зоны смешивания, коагуляции, сепарации твердых частиц и центробежного отстаивания масло очищается от вредных примесей. Тяжелая фракция, содержащая воду и растворенные примеси, отводится в отдельную емкость. Очищенное масло направляется из аппарата очистки в ёмкость 2. Твердая фракция и сгущенные осадки сливаются в ёмкость сбора твердых осадков для дальнейшей утилизации. Для получения необходимого класса чистоты масло многократно пропускается через аппарат очистки. При этом каждый раз по окончании цикла регенерации отвод очищаемого масла из аппарата перенаправляют поочередно из ёмкости 1 в ёмкость 2 и наоборот [2].

При разработке устройства очистки был использован аппарат, основным элементом которого является центрифуга. Еще одним важным элементом устройства является гидроциклон, позволяющий произвести предварительную или же повторную очистку отработанного масла от механических примесей.

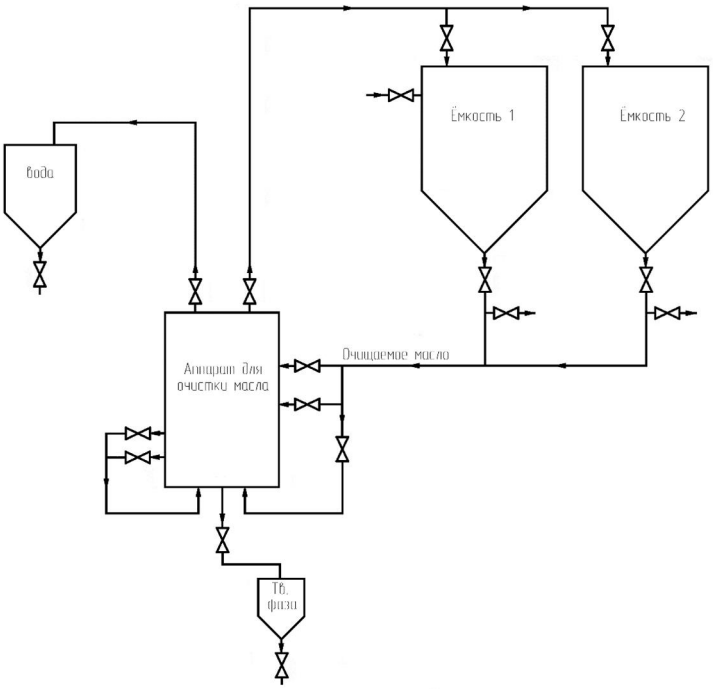


Рисунок – Технологическая схема установки маслоочистки

Центробежный аппарат для очистки приводится в действие одним электродвигателем через механические повышающие передачи.

Подводящие и отводящие патрубки в аппарате, установленные на разных уровнях и снабженные регулирующими элементами, позволяют комбинировать селективностью очистки в процессе одного или нескольких

циклов регенерации. Регулировка расходов подводящих и отводящих фаз позволяет также варьировать время пребывания их в аппарате.

Устройство центробежной очистки отработанного энергетического масла содержит цилиндрический корпус с крышкой и коническим основанием. Кожух центрифуги представляет собой полую область, в которой можно производить подогрев и смешивание отработанного масла с экстрактивными растворителями, коагулировать взвешенные частицы и осадок. Ротор центрифуги представляет собой полую цилиндрически-коническую поверхность, в которой под действием центробежных сил происходит сепарация твердой фазы, центробежное отстаивание. Также в роторе имеется перегородка, осуществляющая разделение очищенного масла от рабочей жидкости.

Непрерывно-периодическая схема отвода очищаемой фазы попеременно в две накопительные ёмкости позволяет существенно уменьшить время и количество циклов для достижения требуемого качества очистки [3]. Дальнейшая обработка масла присадками позволяет восстановить его первоначальные свойства.

Библиографический список

1. Зачиняев Я.В., Иванюк С.В., Титова Т.С. Критерии оценки воздействия отработанных масел на окружающую природную среду. Обзор технологий регенерации отработанных масел // NovaInfo.Ru – 2011 г. – № 3.
2. Набиуллина М.Ф., Лаптев С.А. Разработка рациональной компоновочной схемы установки регенерации отработанного масла // Международная молодежная научная конференция «Тинчуринские чтения – 2020 «Энергетика и цифровая трансформация». Казань. Том 2 С. 205-208.
3. Ахметов С.А. Технология глубокой переработки нефти и газа. Учебное пособие для вузов. – Уфа, Гилем, 2002 – 672 с.

Набиуллина М.Ф., инженер УНИР ФГБОУ ВО КГЭУ

УДК 621.1

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ НЕОБРАТИМЫХ ПОТЕРЬ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ ЦИКЛА РЕНКИНА МЕТОДОМ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО БАЛАНСА

Низовцев Д.А., Герасимова Н.П.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
trololo.bonnie@gmail.com, gerasimova@istu.edu

Введение. Исследования в области развития российской электроэнергетики, рассматривая перспективы применения тех или иных технологий для угольных электростанций в качестве одной из основных, прогно-

зируют применение паротурбинных энергоблоков с критическими и сверхкритическими параметрами пара [1].

Период с 2000 по 2015 г. был периодом активного развития и освоения энергоблоков со сверхкритическими параметрами пара, то на данный момент эту технологию можно считать уже освоенной.

В России находятся в эксплуатации 116 угольных ТЭС [2]. Поэтому задача создания высокоэкономичного угольного энергоблока с критическими и сверхкритическими параметрами пара является актуальной для российской энергетической и энергомашиностроительной отраслей.

Переход на повышенные параметры пара приводит к удорожанию энергетической установки в результате применения дорогостоящих жаропрочных материалов. В связи с этим совершенствование основного и вспомогательного оборудования энергоблока в целях обеспечения максимального КПД каждого из агрегатов и, как следствие, КПД блока является одной из важнейших задач [3].

В реальных циклах теплосиловых установок происходят необратимые потери:

- вызванные наличием трения при течении рабочего тела в элементах установки;

- обусловленные наличием конечной разности температур в процессах передачи теплоты между рабочим телом и источниками теплоты.

В связи с этим в рамках направления в энергетике, связанном с внедрением угольных энергоблоков с критическими и сверхкритическими параметрами пара представляет интерес оценка влияния необратимых потерь на эффективность работы термодинамического цикла паротурбинных установок (ПТУ).

Метод. Для выполнения термодинамического анализа цикла Ренкина применен метод энергетического баланса паротурбинной установки конденсационного типа с целью установления зависимости доли необратимых потерь теплоты в элементах ПТУ от величины параметров пара перед турбиной, включая их сверхкритические величины. Метод энергетического баланса широко применяется в теплотехнических расчетах, т.к. внешняя необратимость не влияет на количественные результаты анализа. Внутренняя необратимость цикла приводит к тому, что часть теплоты, сообщенной рабочему телу, уходит из цикла в виде потерь, а внешняя необратимость не приводит к потерям теплоты; одно и то же количество теплоты передаётся от горячего источника к рабочему телу вне зависимости от того, какова разность температур между ними.

Основным термодинамическим циклом, характеризующим работу современных паротурбинных установок, является цикл Ренкина (рис. 1).

При исследовании эффективности работы действительного цикла были учтены необратимые потери теплоты во всех элементах ПТУ: механическим КПД учтены потери в подшипниках и на привод масляного

насоса турбоагрегата $\eta_м$ = 0,96; электрические и механические потери в электрогенераторе учтены КПД электрогенератора $\eta_г$= 0,97; тепловые потери при сжигании топлива в камере сгорания учтены КПД котлоагрегата $\eta_{п.к.}$= 0,92, тепловые потери трубопроводах учтены КПД трубопровода $\eta_{тр}$=0,99.

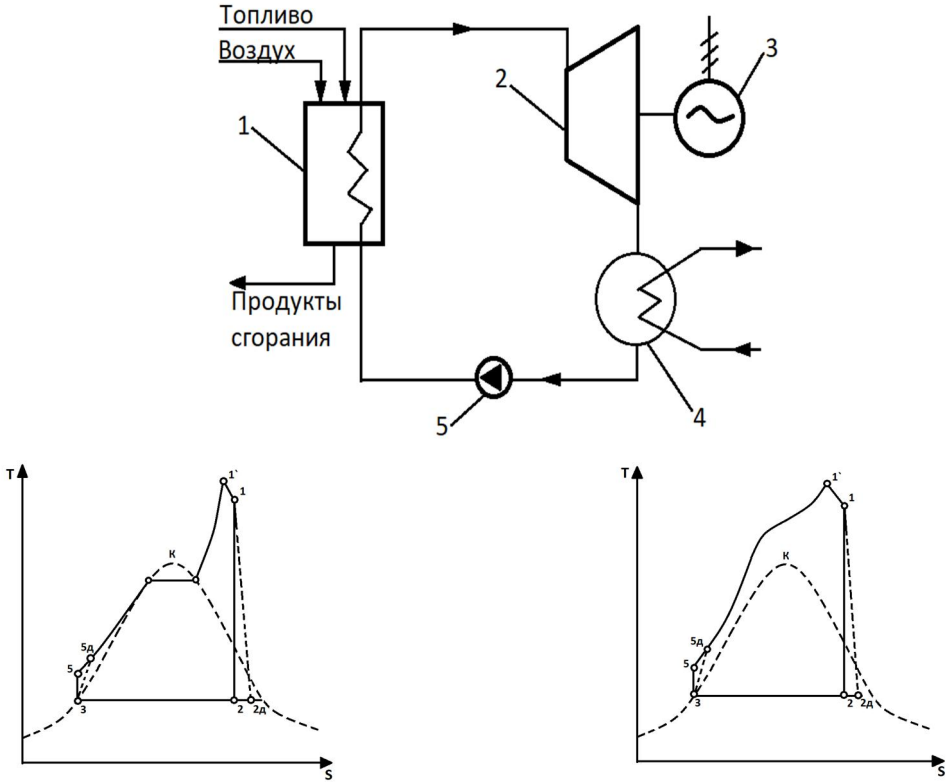


Рисунок 1 – Принципиальная схема простой паротурбинной установки:
1 – парогенератор; 2 – паровая турбина; 3 – электрогенератор; 4 – конденсатор;
5 – водяной насос и Ts – диаграмма с докритическим и сверхкритическим давлением пара перед турбиной

Образующийся в парогенераторе 1 пар поступает в паровую турбину 2. Там он совершает работу расширения, и кинетическая энергия пара превращается в механическую энергию движения вала турбины, которая в свою очередь превращается в электрическую энергию в электрогенераторе 3. Отработавший пар конденсируется в конденсаторе 4, отдавая теплоту охлаждающей воде, и насосом 5 конденсат обратно подается в парогенератор 1 [4]. На этом термодинамический цикл замыкается.

Потери теплоты в элементах ПТУ отражены при изображении процессов в цикле с характерными точками термодинамического цикла:

1' –1 – потери теплоты перегретым паром при транспортировке от парогенератора к турбине;

1 – 2д – действительный процесс расширения пара в турбине;

2д - 3 – действительный процесс отвода теплоты в конденсаторе;

3 - 5д – действительный процесс сжатия воды в насосе.

Параметры состояния рабочего тела, изменяющиеся в результате необратимых процессов, находят, предварительно определив внутренний относительный КПД данного цикла.

Для вычисления абсолютного эффективного КПД $\eta_{эфф}^{уст}$

$$\eta_{эфф}^{уст} = \eta_t \cdot \eta_{oi}^{ц} \cdot \eta_м \cdot \eta_г \cdot \eta_{тр} \cdot \eta_{п.к.} \quad (1)$$

предварительно определен термический КПД цикла

$$\eta_t = \frac{q_1 - q_2}{q_1} = \frac{(h_1 - h_5) - (h_2 - h_3)}{h_1 - h_5} \quad (2)$$

и относительный внутренний КПД цикла:

$$\eta_{oi}^{ц} = \frac{l_ц^д}{l_ц^т} = \frac{(h_1 - h_{5д}) - (h_{2д} - h_3)}{(h_1 - h_5) - (h_2 - h_3)}. \quad (3)$$

Зная величину термического КПД η_t и КПД каждого из основных элементов ПТУ, можно определить потери теплоты в каждом из этих элементов. Теплота $q_{внес}$, выделяющаяся при сгорании топлива, составляет 100 %.

Энергетический баланс позволяет выявить потери теплоты в соответствующих элементах паротурбинной установки:

$$q_{внес} = l_э + q_2^д + \Delta q_{тр} + \Delta q_{п.к} + \Delta q_м + \Delta q_г, \quad (4)$$

где $l_э = \eta_{эфф}^{уст} \cdot q_{1\,внес}$ - работа на клеммах электрогенератора;

$q_{1\,внес} = \frac{q_1}{\eta_{п.к.}}$ – теплота, выделившаяся при сгорании топлива;

$\Delta q_{п.к} = (1 - \eta_{п.к}) \cdot q_{1внес}$ – потери теплоты в паровом котле;

$\Delta q_{тр.}$ - потери теплоты в паропроводе;

$\Delta q_м = (1 - \eta_м) \cdot l_т^д$ - потери теплоты на механическую работу в турбине;

$\Delta q_г = (1 - \eta_г) \cdot l_{м.п.}^т$ – тепловые потери в электрогенераторе;

$l_{м.п.}^т = \eta_м \cdot l_т^д$ – работа механических потерь в турбине.

Результаты термодинамического анализа. Выполнен термодинамический анализ действительного цикла паротурбинной установки (конденсационная схема) с параметрами пара перед турбиной P_1=12 МПа, t_1, =430 °С и P_1=23,5МПа, t_1, =565°С при давлении в конденсаторе 0,004 МПа. Определены параметры воды и водяного пара в характерных точках цикла с использованием справочных данных (табл.1) [4,5,6].

По результатам расчетов эффективный КПД паротурбинного цикла закономерно увеличивается с ростом параметров пара перед турбиной.

Таблица 1

Параметры рабочего тела в характерных точках цикла

Точки цикла	P, МПа	t, °С	h, кДж/кг	s, кДж/кг·К	x	Состояние рабочего тела
1’	13	440	3162,1	6,2046	-	Перегретый пар
	24,5	575	3443,5	6,3222	-	

Окончание табл.1

Точки цикла	P, МПа	t, °C	h, кДж/кг	s, кДж/кг·К	x	Состояние рабочего тела
1	12	430	3149,6	6,2182	-	Перегретый пар
	23,5	565	3423,6	6,3158	-	
2	0,004	28,96	1872,7	6,2182	0,72	Влажный насыщенный пар
	0,004	28,96	1897	6,3158	0,73	
2д	0,004	28,96	2064,2	6,8632	0,8	Влажный насыщенный пар
	0,004	28,96	2126	7,0242	0,82	
3	0,004	28,96	121,4	0,4224	0	Насыщенная жидкость
	0,004	28,96	121,4	0,4224	0	
5	12	30	136,6	0,4224	-	Ненасыщенная жидкость
	23,5	30	146,6	0,4224	-	
5д	13	30	138,3	0,4328	-	Ненасыщенная жидкость
	23,5	30	149,4	0,4296	-	

Таблица 2

Сравнение потерь теплоты в элементах ПТУ с разными параметрами пара на входе в турбину

Наименование элемента ПТУ	Потери теплоты кДж/кг (P_1=12МПа, t_1, =430°C)	Потери теплоты, кДж/кг (P_1=23,5 МПа, t_1,=565°C)
Паровой котел	262,9	286,4
Паропровод	30,3	33
Турбогенераторная установка	74,4	89,3
Конденсатор	1942,8	2004,6
Насос	-	-
Работа на клеммах электрогенератора	989,3	1178
Внесенная теплота	3299,7	3591,3

Из энергетического баланса ПТУ видно, что основная часть теплоты теряется в конденсаторе. Но это не столько потери теплоты, сколько обязательное выполнение второго закона термодинамики. Уменьшение количества теплоты, отдаваемой охлаждающей воде осуществляется таким методом как применение регенеративного цикла паротурбинной установки.

На рис. 2 и 3 изображены диаграммы тепловых потоков рассматриваемой теплосиловой установки, построенных в соответствии с результатами проведенного термодинамического анализа. Эти диаграммы, показывают источники основных тепловых потерь в цикле для докритического и сверхкритического давления пара перед турбиной:

1) для докритического давления пара перед турбиной потери в котлоагрегате, в турбогенераторной установке, трубопроводах и теплота, отданная холодному источнику, составляют в сумме 70% от теплоты, вы-

делившейся в топке котла, а остальные 30 % теплоты превращаются в работу в турбине;

2) для сверхкритического давления пара перед турбиной потери в котлоагрегате, в турбогенераторной установке, трубопроводах и теплота, отданная холодному источнику, составляют в сумме 67% от теплоты, выделившейся в топке котла, а остальные 33 % теплоты превращаются в работу в турбине;

На текущий момент времени мировая теплоэнергетика уже сделала реальные шаги к массовому переходу на сверхкритические параметры пара и активно продолжает исследования и разработки в области создания энергоустановок с сверхкритическими параметрами [2]. При стремлении повысить эффективность работы турбоустановки в проведенных нами вычислениях обращает на себя внимание уменьшение потерь теплоты в конденсаторе с повышением параметров пара перед турбиной.

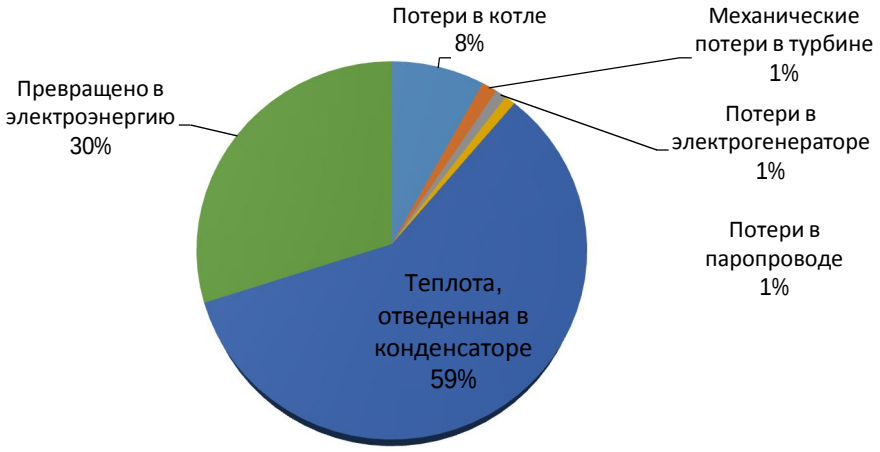


Рисунок 2 – Диаграмма потерь теплоты в паротурбинной установке конденсационного типа с параметрами пара: P_1 = 12 МПа; t_1 = 430°С

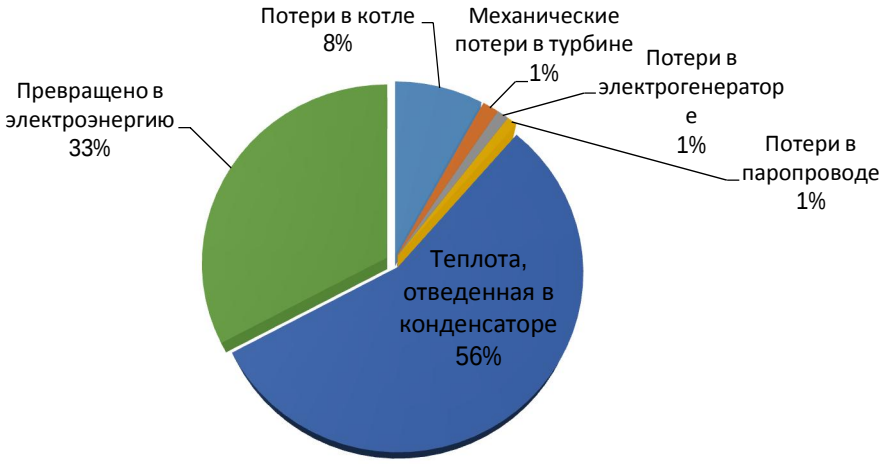


Рисунок 3 – Диаграмма потерь теплоты в паротурбинной установке конденсационного типа с параметрами пара: P_1 = 23,5 МПа; t_1 = 565 °С

С точки зрения термодинамического совершенства следует стремиться к повышению абсолютного эффективного КПД установки, а значит стремлением к экономии топлива (как источника теплоты, подводимой в цикле).

При этом осуществление мероприятий, направленных на увеличение абсолютного эффективного КПД установки, сопряжено со значительным усложнением, а значит, удорожанием установки.

Это означает, что экономия средств, обусловленная экономией топлива, связана с увеличением расходов на создание установки. Поэтому ответ на вопрос о целесообразности сооружения установки, имеющей более высокий КПД, но требующей вместе с тем больших капитальных затрат, может быть получен только в результате общего технико-экономического анализа.

Выводы. В результате проведенных расчетов было получено: энергетический анализ паротурбинного цикла на водяном паре показал, что доли тепловых потерь в элементах ПТУ уменьшаются с увеличением эффективного КПД установки (30% для докритического и 33% для сверхкритического давления пара перед турбиной), что доказывает перспективность применения термодинамических циклов на сверхкритических параметрах.

Библиографический список

1. Энергетическая стратегия России на период до 2030. Утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009г. № 1715-р. [Электронный ресурс]. URL: https://minenergo.gov.ru/node/1026
2. Артемов, В.Н. Сравнительный анализ эффективности теплоэнергетики России и стран мира / В.Н. Артемов, А.В. Клименко, В.В. Клименко, А.Г. Терешин // Вестник Московского энергетического института. – 2013. – № 1. – С. 9-15.
3. Нгуен Д.Т., Фам Д.Н., Мингалеева Г.Р. Оценка показателей эффективности паротурбинных мини-ТЭС, работающих на угле. Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2019, том21, №3-4.С. 89-100.
4. Кириллин В.А., Сычев В.В., Шейндлин А.Е. Техническая термодинамика // М.: Изд-во МЭИ, 2008 г. 496 с.
5. Александров А.А., Григорьев Б.А. Таблицы теплофизических свойств воды и водяного пара. М.: Издательский дом МЭИ, 2006. 164 с.
6. Электронные таблицы и онлайн-калькулятор свойств воды и водяного пара - https://www.steamtablesonline.com

---

Низовцев Д.А., обучающийся, гр. ЭСТб-20-2 ИРНИТУ
Герасимова Н.П., к.х.н., доцент кафедры ТЭ ИРНИТУ

УДК 621.311

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТРЕБЛЯЕМОЙ МОЩНОСТИ И ЭНЕРГИИ ДЛЯ ОТОПЛЕНИЯ И ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ ЖИЛОГО ДОМА В ИРКУТСКОМ РАЙОНЕ

Пеньковский А.В., Соколов П.А.
ФГБУН Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН
penkoffsky@isem.irk.ru

Основной целью данной работы является расчет нагрузок для одноэтажного одноквартирного жилого здания на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение с целью определения как максимальной суммарной потребляемой мощности водяного водонагревателя и (или) электрических конвекторов, так и в течение года по месяцам для различных вариантов исполнения несущих и ограждающих конструкций (деревянный брус, кирпичная кладка, газобетон).

В работе для расчета тепловых нагрузок принято одноквартирное одноэтажное жилое здание. Жилое одноэтажное здание имеет прямоугольный вид с размерами по внешнему обмеру 10х10 метров и состоит из восьми помещений (кухня, с/у, коридор, прихожая, гостиная, спальня, детская). Высота помещений здания от пола до потолка 2,6 метра. Расчетное количество жителей – 3 человека. Заполнение оконных проемов 1200х1400 мм. – 6 шт., выполнено двух камерными стеклопакетами в ПВХ профиле, приведенное сопротивление теплопередаче, не менее 0,65°С/Вт·м2. Заполнение входного проёма 900х2100 мм. – 1 шт., выполнено утепленной стальной дверью, не ниже группы 2 класса А, приведенное сопротивление теплопередаче, не менее 0,6°С/Вт·м2. Ориентация заполнений проёмов по сторонам света: запад – 2 окна, юг – 2 окна, входная дверь, восток – 2 окна.

Расчеты выполнены для трех вариантов выполнения несущих и ограждающих конструкций.

Вариант 1. Несущие и ограждающие стены толщиной 0,18 метра, выполненные из хвойных пород, толщина внутренних перегородок 0,10 метра. Перекрытия над неотапливаемым подпольем по лагам толщиной 0,238 метра (черновой пол – хвойная доска 2,5 см., пароизоляция, утеплитель – каменная вата 15 см., пароизоляция, чистовой пол – хвойная доска 4 см., фанера – 1,8 см, линолеум 0,5 см). Чердачное перекрытие с утепленной кровлей. Перекрытие по лагам толщиной 0,195 метра (декоративная обшивочная доска – 2 см., черновой потолок – хвойная доска 2,5 см., пароизоляция, каменная вата 15 см).

Вариант 2. Несущие и ограждающие стены толщиной 0,55 метра из пустотелого рядового кирпича, оштукатуренного с обеих сторон. Толщина внутренних перегородок 0,15 метра, оштукатуренных с обеих сторон. Полы совмещены с монолитной железобетонной плитой по грунту

толщиной 0,513 метра (монолитная ж.б. плита 30 см., экструдированный пенополистирол 10 см., цементно-песчаная стяжка 10 см., подложка пенополистерола 0,5 см., ламинат 0,8 см.). Чердачное перекрытие с утепленной кровлей, толщиной 0,37 метра (плита железобетонная многопустотная – 22 см., вермикулит вспученный – 15 см.).

Вариант 3. Несущие и ограждающие стены толщиной 0,45 метра из автоклавного газобетона марки D600 толщиной 400 см., оштукатуренного с обеих сторон, толщина внутренних перегородок 0,15 метра, оштукатуренных с обеих сторон. Полы совмещены с монолитной железобетонной плитой по грунту и состоят из: монолитной ж.б. плиты 30 см., экструдированного пенополистирола 10 см., цементно-песчаной стяжки 10 см., подложка из пенополистерола 0,5 см., ламината 0,8 см. Чердачное перекрытие по лагам состоит из: декоративной обшивочной доски – 2 см., чернового потолка – хвойная доска 2,5 см, пароизоляции, каменной ваты 15 см., пароизоляции.

Климатические данные приняты для условий г. Иркутска в соответствии с СП- 131.13330.2012 «Строительная климатология» [1]: Были выполнены следующие расчеты по:

- сопротивлению теплопередаче для каждого слоя конкретного элемента ограждающей конструкции жилого дома (стены, пол, чердачные перекрытия, окна, входная дверь) в соответствии с СП 23-101-2004 [2], ($м^2 \cdot °С$)/Вт.

- расходу тепловой энергии на отопление и вентиляцию жилого здания в течение отопительного периода при непрерывном режиме отопления.

- требуемой мощности системы отопления и вентиляцию жилого здания.

- средне суточному расходу горячей воды в отопительный период на одного жителя в жилом здании, который определяется согласно СТО НОП 2.1-2014 [3].

Для выявления соответствия полученных результатов нормативным, выполнен анализ полученного значения коэффициента сопротивления теплопередачи ограждающих конструкций с нормативным согласно СП 50.1333 [4]. Сравнение полученных значений коэффициентов сопротивления теплопередачи ограждающих конструкций здания с требуемым представлено в табл. 1-3.

Таблица 1

Коэффициенты сопротивления теплопередачи ограждающих конструкций здания расчетный и требуемый (дерево)

Ограждающие конструкции	Коэффициент сопротивления теплопередачи, ($м^2 \cdot °С$)/Вт		
	Расчетный R	Требуемый R^{mp}	Разница R^0
Стены	1,16	**3,87**	2,71
Чердак	4,16	**5,08**	0,92
Пол	4,38	**5,08**	0,70

Таблица 2

Коэффициенты сопротивления теплопередачи ограждающих конструкций здания расчетный и требуемый (кирпич)

Ограждающие конструкции	Коэффициент сопротивления теплопередачи, (м^2·°С)/Вт		
	Расчетный R^p	Требуемый R^{mp}	Разница R^0
Стены	1,11	**3,87**	2,76
Чердак	2,62	**5,08**	2,46
Пол	4,29	**5,08**	0,79

Таблица 3

Коэффициенты сопротивления теплопередачи ограждающих конструкций здания расчетный и требуемый (газобетон)

Ограждающие конструкции	Коэффициент сопротивления теплопередачи, (м^2·°С)/Вт		
	Расчетный R^p	Требуемый R^{mp}	Разница R^0
Стены	2,45	**3,87**	1,42
Чердак	4,29	**5,08**	0,79
Пол	4,38	**5,08**	0,70

Из табл. 1-3 видно, что полученные расчетные коэффициенты сопротивления теплопередачи ограждающих конструкций здания не соответствуют требуемым. Для достижения требуемых значений коэффициентов сопротивления теплопередачи ограждающих конструкций здания требуется их утепление. Результаты расчета представлены в табл. 4-6.

Таблица 4

Коэффициенты сопротивления теплопередачи ограждающих конструкций здания с учетом теплоизоляции и требуемый

Ограждающие конструкции	Коэффициент сопротивления теплопередачи, (м^2·°С)/Вт		
	Расчетный R^p	Требуемый R^{mp}	Разница R^0
Стены	3,80	**3,87**	– 0,07
Чердак	5,41	**5,08**	+ 0,33
Пол	5,63	**5,08**	+ 0,55

Таблица 5

Коэффициенты сопротивления теплопередачи ограждающих конструкций здания с учетом теплоизоляции и требуемый

Ограждающие конструкции	Коэффициент сопротивления теплопередачи, (м^2·°С)/Вт		
	Расчетный R^p	Требуемый R^{mp}	Разница R^0
Стены	3,88	**3,87**	+ 0,01
Чердак	5,12	**5,08**	+ 0,04
Пол	5,54	**5,08**	+ 0,46

Таблица 6

Коэффициенты сопротивления теплопередачи ограждающих конструкций здания с учетом теплоизоляции и требуемый

Ограждающие конструкции	Коэффициент сопротивления теплопередачи, ($м^2 \cdot °С$)/Вт		
	Расчетный R^p	Требуемый R^{mp}	Разница R^0
Стены	3,92	**3,87**	+ 0,05
Чердак	5,54	**5,08**	+ 0,46
Пол	5,46	**5,08**	+ 0,38

Из табл.4–6 видно, что мероприятия по теплоизоляции ограждающих конструкций здания позволяют достигнуть требуемых значений коэффициентов сопротивления теплопередачи, при этом расчетная мощность системы отопления и вентиляции здания снизится: вариант 1–42% и составит 6,53 кВт, вариант 2–47% и составит 6,59 кВт и вариант 3–21% и составит 6,50 кВт.

Итоговые количественные показатели по вариантам представлены в табл.7.

Таблица 7

Расчетные количественные показатели по вариантам исполнения ограждающих конструкций жилого здания

Наименование показателей	Вариант 1 (деревянный брус)	Вариант 2 (кирпич)	Вариант 3 (газобетон)
Нагрузка отопления (с утеплением здания), кВт	6,53	6,59	6,50
Нагрузка горячего водоснабжения, кВт	3,20		
Потребляемая электрическая мощность для покрытия нагрузок отопления и горячего водоснабжения для утепленного здания (максимальная), кВт	11,41	11,48	11,38
Суммарная расчетная нагрузка на отопление и горячее водоснабжение для утепленного здания, кВт	9,73	9,79	9,70

Выводы. Расчеты показали, что при различных вариантах исполнения несущих и ограждающих конструкций, нагрузка на отопление значительно разница. При этом по всем вариантам рассчитанный коэффициент сопротивления теплопередачи не соответствует требуемому для территории г. Иркутска. Для достижения нормативных значений коэффициента сопротивления теплопередачи предложены мероприятия по утеплению стен, пола и чердачных перекрытий с помощью каменной ваты. Были рассчитаны оптимальные толщины выбранного теплоизолирующего материала и выполнен перерасчет нагрузок на отопление и вентиляцию. Выполненные расчеты показали, что применение данных мероприятий существенно (более 40 %) снижает расчетную нагрузку на отопление, а суммарная нагрузка по всем вариантам не превышает 10 кВт. При этом мак-

симальная суммарная потребляемая мощность водяного водонагревателя и (или) электрических конвекторов для покрытия данных нагрузок с учетом резерва их мощности в размере 15 % для всех вариантов не превышает 11,5 кВт.

Библиографический список

1. СП 131.13330.2012 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99*[Текст]. – Введ. 01.01.2013. – М.: Минрегион России, 2013. – 113 с.
2. СП 23-101-2004. Проектирование тепловой защиты зданий. - М.: ГУП ЦПП Госстрой России, 2004. - 166 с.
3. СТО НОП 2.1-2014. Требования по составу и содержанию энергетического паспорта проекта жилого и общественного здания. – М.: АльянсИздат, 2014. – 188 с.
4. СП 50.13330.2012. Тепловая защита. – М.: Минрегион России, 2012. - 96 с.

Исследования выполнены в Институте систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН в рамках проектов государственного задания № FWEU-2021-0002 (регистрационный номер: АААА-А21-121012090012-1) фундаментальных исследований СО РАН.

Пеньковский А.В., с.н.с., к.т.н. ИСЭМ СО РАН
Соколов П.А., ведущий инженер ИСЭМ СО РАН

УДК 621.311.243

АНАЛИЗ ОДНОЭЛЕМЕНТНЫХ МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ СОЛНЕЧНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Петрова А.Н., Самаркина Е.В.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
nastya-s.09@mail.ru

Солнечный коллектор является основным элементом установки, в которой энергия излучения Солнца преобразуется в другую форму полезной энергии. В отличие от обычных теплообменников, в которых происходит интенсивная передача тепла от одной жидкости к другой, а излучение несущественно, в солнечном коллекторе перенос энергии к жидкости осуществляется от удаленного источника лучистой энергии. Солнечные коллекторы широко используются для горячего водоснабжения и отопления помещений. На рис. 1 представлена схема теплоснабжения с применением солнечного коллектора.

Математические модели солнечного теплового коллектора используются для моделирования и оптимизации системы. Многие исследователи используют различные базовые уравнения для расчета производительности коллекторов. На основании выполненного литературного обзора методы тепловых испытаний солнечных коллекторов и солнечных водонагревательных установок можно разделить на динамические и стационарные.

Динамические, в свою очередь, подразделяются на одноэлементные и многоэлементные. Многоэлементные модели учитывают параметры каждого элемента коллектора, а одноэлементная модель использует среднюю температуру и теплоёмкость всего коллектора. Именно они и будут рассмотрены далее.

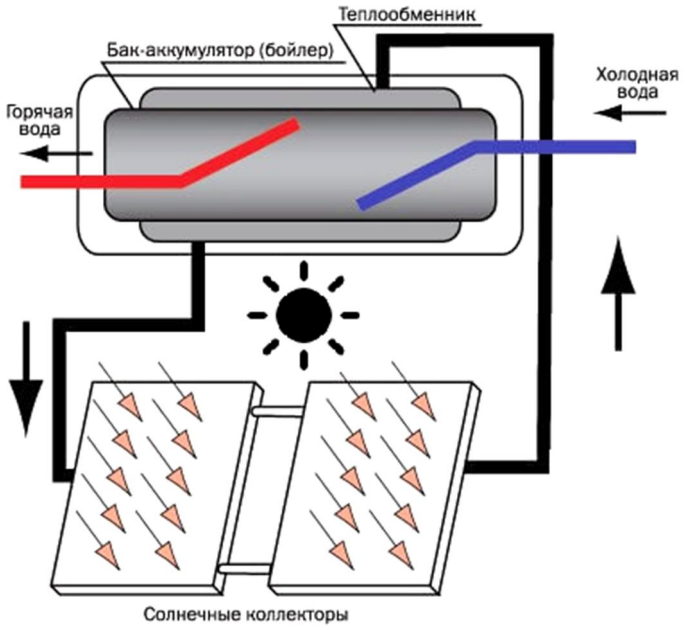


Рисунок 1 – Схема теплоснабжения с применением солнечного коллектора

Если учесть хаотичность изменения мгновенных значений прихода солнечного излучения и температуры окружающей среды в течение дня и года, определение значения удельной теплопроизводительности солнечного коллектора q_{us} в зависимости от температуры на выходе из солнечного коллектора на основе натурных экспериментов очень трудоёмко и требует два-три года из-за разновременности и отличающихся условий их проведения. Таким образом, для того чтобы определить значение q_{us} в плоском солнечном коллекторе (ПСК), моделируются режимы их работы на основе усредненных долгосрочных актинометрических и метеорологических данных местностей по заданным значениям оптических параметров их элементов, определенных в лабораторных условиях.

Простейшими одноэлементными тепловыми моделями ПСК для определения мгновенного значения удельной теплопроизводительности, являются следующие модели:

1) Одноэлементная модель, предложенная В.Б. Вейнбергом и Б.В. Петуховым [1]. Их модель ПСК определяет мгновенное значение удельной теплопроизводительности (q_{us}), пренебрегая их теплоемкостью (нулевая теплоемкость):

$$q_{us} = q_{abs_p}^{\Sigma} - K_{br_{p-a}} \cdot (\overline{t_p} - t_a),$$

где $q^{\Sigma}_{abs_p}$ – поверхностная плотность потока, поглощенного зачерненной поверхностью теплообменной панели рассматриваемого коллектора; $K_{br_{p-a}}$ – коэффициент суммарных тепловых потерь теплообменной панели в окружающую среду, приведенный к единице площади фронтальной поверхности корпуса коллектора (F_{fr}); $\overline{t_p}$ - средняя рабочая температура коллектора; t_a – температура окружающей среды. Значение $K_{br_{p-a}}$ при прочих равных условиях (скорость ветра и температура небосвода t_{sd}) зависит от $\overline{t_p}$, t_a, а $\overline{t_p}$ – в свою очередь от $q^{\Sigma}_{abs_p}$, $K_{br_{p-a}}$, а t_a , среднемассовой температуры воды в теплоотводящем канале теплообменной панели ($\overline{t_w}$) и ее удельного расхода через данный коллектор ($\dot{m}_w$) Значение $\overline{t_w}$ при прочих равных условиях зависит от мгновенных значений t_{cw}, t_{hw} , $\dot{m}_w$, $q^{\Sigma}_{abs_p}$, $K_{br_{p-a}}$, $\overline{t_p}$ u t_a [2].

Из всего этого можно сделать вывод о сложной взаимосвязи между различными параметрами. Данная тепловая модель без соответствующего учета внутренних функциональных зависимостей между параметрами не может быть использована для определения значения удельной теплопроизводительности в зависимости от температуры на выходе и солнечного коллектора, это является ее главным недостатком.

2) Одноэлементная модель Г.К. Хоттеля, А. Уиллера и Р.У. Блисса [3,4]. В такой модели за счет введения в балансовые уравнения коэффициента тепловой эффективности (η_{hp}), характеризирующего эффективность передачи тепла от ее элементов к нагреваемой воде [5], выражение для определения удельной теплопроизводительности выглядит следующим образом:

$$q_{us} = \eta_{hp}\,[q^{\Sigma}_{abs_p} - K_{br_{p-a}} \cdot (\overline{t_p} - t_a)]$$

При условии, что лучепоглощающие теплообменные панели имеют одинаковую конструкцию, геометрические размеры и равные теплофизические свойства материалов, следовательно, коэффициент тепловой эффективности η_{hp} зависит от удельного массового расхода теплоносителя, коэффициента суммарных тепловых потерь теплообменной панели в окружающую среду и среднемассовой температуры воды в теплоотводящем канале теплообменной панели. В рамках тепловой модели Хоттеля – Уиллера – Блисса значение η_{hp} предполагается определять по результатам теплового тестирования рассматриваемого коллектора в натурных условиях. Однако в данном случае можно лишь определить значение произведения $\eta_{hp} * K_{br_{p-a}}$, а не значения η_{hp} и $K_{br_{p-a}}$ отдельно. Значение $K_{br_{p-a}}$ зависит от скорости ветра, температуры небосвода и температуры окружающей среды.

Данная модель достаточно простая и чаще всего используется для моделирования систем солнечного теплоснабжения и при испытаниях сол-

нечных коллекторов. В рамках этой модели предполагается, что процессы теплообмена в солнечном коллекторе являются стационарными. При этом, динамическое поведение коллектора представляется в виде последовательности стационарных состояний, а аккумулированием тепла в различных элементах конструкции коллектора пренебрегают. Таким образом, влияние переходных процессов при нагреве и охлаждении коллектора на его производительность в рамках этой модели не учитывается, поэтому она и называется квазистационарной или моделью с нулевой теплоемкостью.

Согласно данной общепризнанной математической модели солнечного коллектора его КПД и мгновенное значение удельной теплопроизводительности (q_{us}) рассчитывается по формулам:

$$q_{us} = G_{c_p}\,(T_{fo} - T_{fi}),$$

где G_{c_p} - массовый расход теплоносителя в расчете на 1 м площади коллектора, Cp - удельная теплоемкость теплоносителя, T_{fi}, T_{fo} - температуры теплоносителя на входе в коллектор и выходе из него, $\overline{t_a}$ - температура наружного воздуха. В данной формуле используется также среднемассовая температура теплоносителя в коллекторе $\overline{t_{ж}}$, вместо которой обычно берут среднее арифметическое между входной и выходной температурами теплоносителя.

При расчете установок солнечного теплоснабжения модель позволяет с достаточной точностью описывать производительность солнечного коллектора в различных условиях работы.

3) Одноэлементная математическая модель Р.Р. Авезова, Н.Р. Авезвой и Э.Ю. Рахимова [6]. Они учли влияние частичного поглощения и преобразования в тепло солнечного излучения, проходящего через покрытие корпуса на величину, равную удельной теплопроизводительности.

Данная модель состоит из системы уравнений двух предыдущих моделей:

$$q_{us} = q^{\Sigma}_{abs_p} - K^{eff}_{br_{p-a}} \cdot (\overline{t_{p_{eff}}} - t_a),$$

$$q_{us} = \eta_{hp}\,[q^{\Sigma}_{abs_p} - K^{eff}_{br_{p-a}} \cdot (\overline{t_{w_l}} - t_a)\,].$$

Рассмотренная тепловая модель позволяет определить мгновенные значения удельной теплопроизводительности в зависимости от заранее заданного значения температуры получаемой горячей воды и может быть использована для определения технико-экономических и экологических показателей коллектора в зависимости от режима эксплуатации в ГВС.

Таким образом, проанализировав и сравнив одноэлементные модели плоского солнечного коллектора: 1) В.Б. Вейнберга и Б.В. Петухова, 2) К. Хоттеля, А. Уиллера и Р.У. Блисса, 3) Р.Р. Авезова, Н.Р. Авезвой и Э.Ю. Рахимова, можно сделать вывод, что самой удобной для расчетов является модель Р.Р. Авезова, Н.Р. Авезвой и Э.Ю. Рахимова, так как именно она позволяет определить мгновенные значения удельной теплопроизводи-

тельности в зависимости от заранее заданного значения температуры получаемой горячей воды. Общим недостатком тепловых моделей ПСК Вейнберга - Петухова и Хоттеля – Уиллера – Блисса является пренебрежение частичным поглощением и преобразованием в тепло солнечного излучения, проходящего через светопрозрачное покрытие корпуса рассматриваемого коллектора, приводящее к существенным погрешностям расчетов по определению значения удельной теплопроизводительности.

Библиографический список

1. Вейнберг В.Б. Оптика в установках для использования солнечной энергии // Москва. 1959. С. 224.
2. Петухов Б.В. Расчет солнечных водонагревателей // Использование солнечной энергии. Москва. 1957. С. 177–201.
3. Bliss R.W. The Derivation of Several «Plate Eficiency Factor Useful in the Design of Flat-Plate Solar Heat Collectors» // Solar energy. 1959. С. 55-60.
4. Hottel H.S., Whillier A. Evolution of the FlatPlate Collector Performance. Transaction of the Conference on the Use of Solar Energy // University of Arizona Press. 1958. С. 74–78.
5. Даффи Д. Основы солнечной теплоэнергетики. // Долгопрудный: Интеллект. 2013. 888 с.
6. Авезов Р.Р., Авезова Н.Р., Рахимов Э.Ю. Тепловая модель плоского солнечного водонагревательного коллектора // Альтернативная энергетика и экология. 2016. С.12-20

Петрова А.Н., аспирант, гр. аЭСК-21-1, ассистент кафедры ТЭ ИРНИТУ
Самаркина Е.В., к.т.н., доцент кафедры ТЭ ИРНИТУ

УДК 620.92

ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПАРОГАЗОВЫХ УСТАНОВОК (ПГУ) С ГАЗИФИКАЦИЕЙ УГЛЯ

Попырин А.В., Уваров П.Н.
Иркутский национальный исследовательский технический университет

Введение. В современном мире энергетика является основой развития базовых отраслей промышленности, под энергетикой при этом понимается любая область человеческой деятельности, связанная с производством и потреблением энергии. В свою очередь, потребление энергии – обязательное условие существования человечества. Наличие доступной для потребления энергии необходимо для удовлетворения потребностей человека, увеличения продолжительности и улучшения условий его жизни.

Но, как и в любой другой области деятельности человека, в энергетике существует ряд проблем в наибольшей мере влияющих на все стороны жизни человека.

Первая проблема, связанная с исчерпаемостью (невозобновляемостью) основных на сегодня энергетических ресурсов (нефть, уголь, природный газ), из них сегодня вырабатывается более 80 % электроэнергии.

Вторая проблема – экологическая – нарастает по мере роста масштабов энергетики, угроза благополучию окружающей среды вследствие техногенного воздействия объектов энергетики (так называемая угроза «экологического инфаркта»).

Решением этих проблем может стать использование ПГУ с газификацией угля.

Парогазовые установки (ПГУ). Парогазовая установка – электрогенерирующая станция, служащая для производства электроэнергии. Отличается от паросиловых и газотурбинных установок повышенным КПД.

Парогазовая установка состоит из двух отдельных установок: паросиловой и газотурбинной. В газотурбинной установке турбину вращают газообразные продукты сгорания топлива. Топливом может служить как природный газ, так и продукты нефтяной промышленности. На одном валу с турбиной находится первый генератор, который за счет вращения ротора вырабатывает электрический ток. Проходя через газовую турбину, продукты сгорания отдают ей лишь часть своей энергии и на выходе из газотурбины все ещё имеют высокую температуру. С выхода из газотурбины продукты сгорания попадают в паросиловую установку, где нагревают воду и образующийся водяной пар. Температура продуктов сгорания достаточна для того, чтобы довести пар до состояния, необходимого для использования в паровой турбине (температура дымовых газов около 500 градусов по Цельсию позволяет получать перегретый пар при давлении около 100 атмосфер). Паровая турбина приводит в действие второй электрогенератор.

Соединение в одном теплофикационном энергоблоке газотурбинных и паротурбинных установок, работающих по высоко- и низкотемпературным циклам, позволяет повысить эффективность использования топлива и обеспечить рост КПД при работе ПГУ до 60%, а теплофикационных ПГУ в конденсационном режиме до 45–50%, т е до уровня, недостижимого для других тепловых двигателей. Парогазовый энергоблок улучшает и экологические характеристики, т. К. снижение удельных выбросов оксидов азота и серы по сравнению с традиционной ТЭС может достигать 50%.

Преимущества ПГУ:

Ø парогазовые установки позволяют достичь электрического КПД более 60 %. Для сравнения, у работающих отдельно паросиловых установок КПД обычно находится в пределах 33-45 %, для газотурбинных установок – в диапазоне 28-42 %;

Ø низкая стоимость единицы установленной мощности;

Ø парогазовые установки потребляют существенно меньше воды на единицу вырабатываемой электроэнергии по сравнению с паросиловыми установками;

Ø короткие сроки возведения (9-12 мес.);

Ø компактные размеры позволяют возводить непосредственно у потребителя (завода или внутри города), что сокращает затраты на ЛЭП и транспортировку электрической энергии;

Ø более экологически чистые в сравнении с паротурбинными установками.

Недостатки ПГУ:

Ø необходимость осуществлять фильтрацию воздуха, используемого для сжигания топлива;

Ø низкая единичная мощность оборудования (160–972,1 МВт на 1 блок), в то время как современные ТЭС имеют мощность блока до 1200 МВт, а АЭС 1200-1600МВт;

Ø ограничения на типы используемого топлива. Как правило в качестве основного топлива используется природный газ, а резервного – мазут. Применения угля в твердом состоянии в качестве топлива абсолютно исключено.

Газификация угля. Уголь – самый насыщенный углеродом вид ископаемого топлива. Газификации угля позволяет его использовать в переходный период декарбонизации и снижать выбросы в атмосферу.

Реакция газификации угля является высокотемпературным процессом взаимодействия углерода из топлива с окислителями. Этот процесс необходим для того, чтобы получить горючие газы (H_2, CO, CH_4).

Окислители:

· кислород (или обогащенный им воздух);

· водяной пар;

· диоксид углерода;

· комбинации перечисленных веществ.

Скорость реакции газификации – соответствует техническим целям. Температура – высокая, при которой образование высших углеводородов практически исключается. Угольная сера – нежелательная примесь, переводится в сероводород и сероуглерод.

Состав и теплота сгорания полученного в результате газификации газа различны и зависят от его использования:

· горючий газ (для технологического и энергетического сжигания) – наличие большого объема метана и отсутствие нежелательных продуктов полукоксования угля: масла, смолы, фенолы;

· синтез-газ (химсырье для производства метанола, аммиака, использование в процессе Фишера-Тропша ждя производства жидкого топлива) – определенное соотношение CO:H_2 и $2H_2$, что достигается подбором условий техпроцесса и выбором состава газифицирующего агента (состав: кислород и водяной пар);

· восстановительный газ (в металлургической промышленности).

Классификация способов газификации:

По состоянию топлива в газогенераторе: газификация в неподвижном слое, в медленно опускающемся слое твердого топлива, в кипящем слое, в потоке пылевидного топлива.

На различии способов подвода тепла к реактору газификации - эндотермический процесс:

· автотермический, необходимое для газификации тепло получают путем сжигания части введенного топлива в присутствие кислородосодержащих газифицирующих агентов;

· аллотермический, тепло подводится извне с помощью твердого или газообразного теплоносителя.

По принципу организации потока. Мелкозернистый или пылевидный уголь газифицируют при подаче в одном направлении угля и газообразного газифицирующего агента. Это техническое решение имеет ряд преимуществ по сравнению с процессами газификации в неподвижном слое:

· более низкую стоимость мелкозернистого топлива по сравнению с кусковым;

· возможность применения сырья любой степени газификации, прежде всего любой спекаемости;

· отсутствие побочных продуктов - смолы, масла, фенолов и др.;

· если газификацию проводят при повышенном давлении, значение этих факторов еще более возрастает, так как производительность генератора увеличивается пропорционально давлению.

ПГУ с внутрицикловой газификацией угля. Парогазовая установка с внутрицикловой газификацией – технология ПГУ использующая газогенератор для превращения угля и других видов топлива в газ – синтез-газ. С последующей очисткой этого газа от примесей перед сжиганием и с дальнейшей превращением таких загрязнителей как сера в полезную продукцию. В результате этого уменьшаются выброс диоксида серы, сажи и др. Тепло от первичного сжигания и тепло отработавших газов используются, аналогично ПГУ, для получения пара используемого паровой турбиной. Это позволяет добиться высокого КПД для станции, работающей на твёрдом топливе, аналогичного КПД парогазовой установки ~45-55 %, а при когенерации и более 90 %.

Весь процесс состоит из четырёх отдельных подпроцессов:

· разделение кислорода и азота из воздуха;

· газификация топлива (например, угля или биомассы) (с воздухом или кислородом при мощности свыше 100 МВт);

· очистка синтез-газа;

· сгорание синтез-газа в газовой турбине.

Использование газообразных топлив с теплотой сгорания ниже, чем у природного газа, существенно повлияет на показатели эксплуатации ГТУ. В этом случае необходимо учитывать следующие обстоятельства:

· увеличение массового расхода газов в ГТ ГТУ приводит к увеличению степени повышения давления воздуха в компрессоре, что может вызвать явление помпажа;

· повышение внутренней мощности ГТ может привести к превышению предельных крутящих моментов и в ряде случаев к необходимости использовать более мощный генератор ГТУ;

· со снижением теплоты сгорания топлива возрастает потребность в воздухе для его сжигания. В ГТУ с высокой начальной температурой газов может оказаться невозможным сжигать топливный (синтетический) газ с очень низкой $Q_i^г$.

Продукты сгорания синтетического газа в ГТУ практически не содержат золы, соединений серы и оксидов азота, что обеспечивается оптимизацией процессов сжигания в КС ГТУ

Примерно 7% вырабатываемой на ПГУ электроэнергии расходуется дополнительно на системы газификации, очистки синтетического газа и др. Это снижает их экономичность по сравнению с ПГУ на природном газе

В России в 2005 году доля угля в энергобалансе страны составляла около 18 процентов (в среднем по миру 39 %). По оценкам на 2010-2013 годы запасов угля при текущем потреблении хватит на 100-150 лет, в то время как нефти и газа лишь на 30-50 лет. Также стоимость 1 тонны условного топлива на угле в большинстве случаев является самой низкой по сравнению с мазутом и газом. На 2006 год среднемировой КПД тепловых электростанций равнялся 31 %.

Применение парогазовых установок с газификацией угля позволит увеличить эффективность генерации до двух раз и снизить при этом выбросы загрязняющих веществ.

Попырин А.В., обучающийся гр. МОТУм-20-1
Уваров П.Н., обучающийся гр.МОТУм-20-1

УДК 621.3.019.3 : 330.133.7 : 697.331 : 697.341

МОДЕЛИРОВАНИЕ УЗЛОВЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ СТОИМОСТИ И НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Постников И.В., Пеньковский А.В.
Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН
postnikov@isem.irk.ru

Методы и модели. Исходная задача формулируется как поиск оптимальных режимов функционирования теплоснабжающей системы (ТСС) по экономическому критерию, которому соответствуют минимальные суммарные затраты на производство и транспортировку тепловой энергии, определяемые в единицу или за период времени. Целевая функция рассматриваемой задачи может быть выражена следующим образом:

$$z = \sum_{j \in J\text{Ц}} z_j(q_j) + z_{\text{HN}}, \quad (1)$$

где j – номер узла ТСС; $J\text{Ц}$ – подмножество узлов-источников, функционирующих в исследуемой системе (J – полное множество узлов, состоящее из источников и потребителей); $z_j(q_j)$ – затраты на производство тепловой энергии на j-м источнике тепловой энергии (ИТ), руб./ч; q_j – производительность j-го ИТ (в случае, если $j \in J\text{Ц}$), ГДж/ч; z_{HN} – затраты на транспортировку тепловой энергии в тепловой сети (ТС), руб./ч.

Весьма точное соответствие фактическим данным достигается при моделировании аналитической функции эксплуатационных затрат ИТ в виде полинома второго порядка следующего вида [1]:

$$z_j(q_j) = \text{a}_j q_j^2 + \text{b}_j q_j + \text{g}_j, \; j \in J\text{Ц} \quad (2)$$

где a_j (руб.ч/(ГДж)^2), b_j, (руб./ГДж), g_j (руб./ч) – коэффициенты аппроксимации функции затрат j-го ИТ. В силу положительности этих коэффициентов функция затрат является выпуклой и монотонно возрастающей.

Эксплуатационные затраты ТС связаны, в основном, с расходом электроэнергии на перекачку теплоносителя (переменная составляющая затрат), и определяются по известной зависимости [2]:

$$z_{\text{HN}} = \sum_{i \in I} z_i = (c_{\text{e}} / 363\text{h}_{\text{p}}) \sum_{i \in I} x_i h_i, \quad (3)$$

где i – номер участка сети; I – множество участков сети; c_{e} – цена электроэнергии, руб./кВтч; x_i – расход теплоносителя на i-м участке сети, т/ч; h_i – величина потерь давления на i-м участке сети, м в.ст.; h_{p} – коэффициент полезного действия насосной установки, %. Величины x_i и h_i определяются из решения системы уравнений, описывающей оптимальное потокораспределение в сети [3]:

$$\mathbf{Ax} = \mathbf{g}, \quad (4)$$

$$\mathbf{SXx} = \mathbf{h}, \quad (5)$$

где $\mathbf{A}$ – матрица инциденций линейно независимых узлов и участков сети; $\mathbf{x} = (x_1,...,x_i)$ – вектор расходов теплоносителя на участках сети, т/ч; $\mathbf{g} = (g_1,..., g_j)$ – вектор расходов теплоносителя в узлах сети, т/ч; $\mathbf{h} = (h_1,...,h_i)$ – вектор потерь напоров на участках, м в.ст.; $\mathbf{S} = diag(s_1,...,s_i)$ – диагональная матрица гидравлических сопротивлений участков, мч^2/т^2; $\mathbf{X} = diag\,(|x_1|,..., |x_i|)$ – диагональная матрица модулей расходов теплоносителя на участках, т/ч.

Для интерпретации недоотпуска тепловой энергии в рамках рассматриваемой задачи используется понятие экономического ущерба [4], определяемого как количественная оценка последствий отказа в денежном выражении. Сформулированная задача поиска оптимального режима для ава-

рийного состояния системы (далее – состояния) n может быть формализована следующим образом:

$$z_n = \sum_{j \in J_Г} (a_j q_{jn}^2 + b_j q_{jn} + g_j) + \frac{c_e}{363 h_p} \sum_{i \in I} x_{in}^2 |x_{in}| s_i + \\ + \sum_{j \in J_Г} c_{jn}(q_j - q_{jn}) \to \min, \quad (6)$$

$$\mathbf{A}\mathbf{x}_n = w\mathbf{q}_n, \quad (7)$$

где z_n – затраты с учетом экономического ущерба от недоотпуска для состояния n, руб./ч; $J_Г$ – подмножество узлов-потребителей; q_{jn} (при $j \in J_Г$) – производительность j-го источника в состоянии n, ГДж/ч; q_{jn} (при $j \in J_Г$) – подача тепловой энергии потребителю j в состоянии n, ГДж/ч; $\mathbf{x}_n = (x_{1n},...,x_{in})$ – вектор расходов теплоносителя на участках сети (x_{in}) в состоянии n, т/ч; $\mathbf{q}_n = (q_{1n},..., q_{jn})$ – вектор расходов тепловой энергии в узлах сети в состоянии n (q_{jn}), ГДж/ч; c_{jn} – цена тепловой энергии в j-м узле в состоянии n, руб./ГДж; $w = (c_w \Delta t)^{-1}$ – коэффициент перехода от массового расхода к расходам тепловой энергии, где c_w – теплоемкость теплоносителя, ГДж/(т°С); Δt – температурный напор в сети, °С.

Для решения задачи (6)–(7) применяется метод множителей Лагранжа, которые интерпретируются как узловые (маржинальные) цены на тепловую энергию. Более подробно данный метод решения применительно к ТСС рассматривается в работе [6].

Вычислительный эксперимент. Рассматривается тестовая схема ТСС, состоящая из 12-ти узлов: два узла являются источниками (ИТ1 и ИТ2), 8 узлов – потребителями (узлы 2–5, 7–10). Расчетная нагрузка потребителей составляет 583 ГДж/ч, мощность ИТ1 – 302 ГДж/ч, ИТ2 – 282 ГДж/ч. Суммарная протяженность сетевой части системы равна 4800 м. Для всех участков ТС заданы диаметры, длины, гидравлические сопротивления и параметры надежности.

Для каждого из моделируемых аварийных состояний, соответствующих отказам участков сети, определены узловые цены на тепловую энергию и экономические ущербы от возможного недоотпуска тепловой энергии. На рис. 1 представлена исследуемая схема ТСС с результатами решения задачи (6)–(7) для аварийного режима, соответствующего отказу участка сети, соединяющего узлы 2 и 3. На схеме показаны изменения искомых показателей для потребителей с нарушением теплоснабжения в заданном аварийном режиме. Значения суммарных эксплуатационных затрат, определенных по каждому аварийному режиму, показаны на рис. 2. Гистограмма представляет собой значения часовых значений, а график – величин, определенных за год.

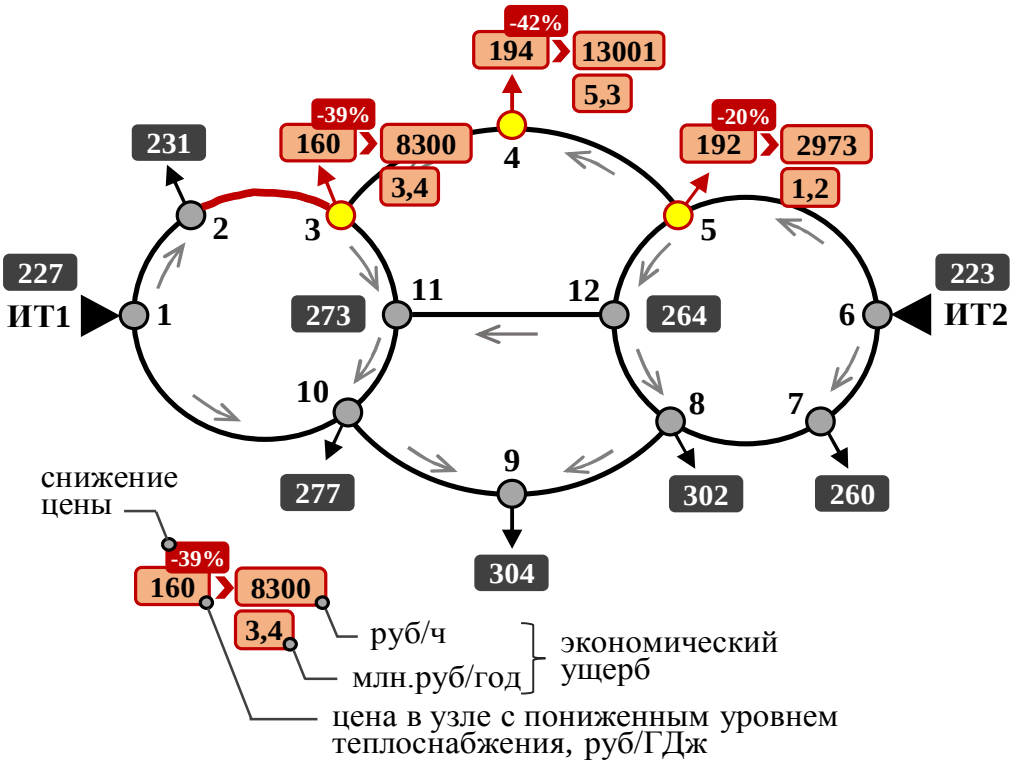


Рисунок – 1 Распределение узловых цен и экономического ущерба при отказе одного из участков сети (между узлами 2 и 3)



Рисунок – 2 Изменение эксплуатационных затрат в различных аварийных состояниях исследуемой схемы ТСС

Например, суммарные эксплуатационные затраты для аварийного режима, приведенного на рис. 1 (элемент 2), составляют 404 тыс.руб./ч, что на 6,4% больше, чем в безаварийном режиме. При этом величина суммарных годовых затрат составит 503,6 млн.руб./год против 493,7 млн.руб./год в безаварийном режиме (прирост 2%).

Предмет дальнейших исследований связан с применением разработанного методического аппарата для решения задач оптимального синтеза надежности ТСС.

Библиографический список

1. Penkovskii A., Stennikov V., Khamisov O. Optimum load distribution between heat sources based on the Cournot model. Thermal Engineering, Vol. 62, 2015, p. 598–606.

2. Сеннова Е.В., Сидлер В.Г. Математическое моделирование и оптимизация развивающихся теплоснабжающих систем. Новосибирск:, 1987.

3. Меренков А.П., Хасилев В.Я. Теория гидравлических цепей. М.: Наука, 1985.

4. Надежность систем энергетики. Сборник рекомендуемых терминов. Отв. ред. Н.И. Воропай. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2005, 185 с.

5. Васьковская Т.А. Вопросы формирования равновесных узловых цен оптового рынка электроэнергии. Электрические станции, №1, 2017, с.25–32.

6. Penkovskii A., Khamisov O., Kravets A. Calculation of Nodal Prices for Heat Energy in Heat Supply Systems. E3S Web of Conferences “ENERGY-21 – Sustainable Development & Sma

---

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 20-08-00488 А.

Постников И.В., с.н.с., к.т.н. ИСЭМ СО РАН
Пеньковский А.В., с.н.с., к.т.н. ИСЭМ СО РАН

УДК 621.311: 621.643.006.8 : 697.34

МЕТОДОЛОГИЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ЦЕНТРАЛИЗОВАННО-РАСПРЕДЕЛЕННЫХ ТСС

Постников И.В., Медникова Е.Е.
Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН
postnikov@isem.irk.ru

Введение. Теплоснабжающие системы (ТСС) на современном этапе развития трансформируются в системы централизованно-распределенного типа, сочетающие преимущества централизованной и распределенной генерации тепловой энергии. Сектор распределенной генерации в этих системах связан, прежде всего, с реализацией технологий активного потребителя или *просьюмера* (от англ. prosumer). Некоторые методические исследования по внедрению просьюмеров в системы теплоснабжения рассмотрены в работах [1–4]. Так, например, в статье [1] рассмотрена задача определения оптимального временного резерва просьюмера с учетом свойств восстанавливаемости элементов системы, в которой он функционирует. Оригинальный метод управления функционированием ТСС с просьюмерами предложены Пеньковским А. и соавторами в работе [2]. Предлагаемый подход, основанный на двухуровневом программировании, позволяет определять оптимальную загрузку централизованных и распределенных источников тепловой энергии (ИТ) просьюмеров. L. Brand (Brange)

и соавторы в работах [3] рассматривают технологии подключения просьюмеров к действующим ТСС и предлагают методологию оценки эффективности таких систем. Исследование [4] посвящено разработке модели локальной распределенной системы теплоснабжения с просьюмерами и ее приложению. В рассмотренных работах показано, что собственная генерация просьюмера позволяет снизить нагрузку на централизованные ИТ и тепловые сети (ТС) за счет покрытия части собственной нагрузки (главным образом, пиковой), а также обеспечивает дополнительный резерв по мощности и времени в локальных зонах своего действия.

Настоящее исследование является развитием предыдущих работ авторов по тематике обеспечения надежности теплоснабжения с использованием резервных функций просьюмеров. Разработана комплексная методология решения основных задач надежности (анализа и синтеза) *централизованно-распределенных ТСС* (ЦР-ТСС), объединяющая модели вероятностного и физического моделирования исследуемых систем с учетом ряда значимых системно-технологических факторов.

Методология. Методологическая схема обеспечения (оптимального управления) надежности ЦР-ТСС с учетом функций просьюмеров приведена на рис. 1. На схеме представлена взаимосвязь различных этапов представленной методологии, которые сгруппированы в 2 основные группы задач, соответствующих анализу и оптимизации (синтезу) надежности.

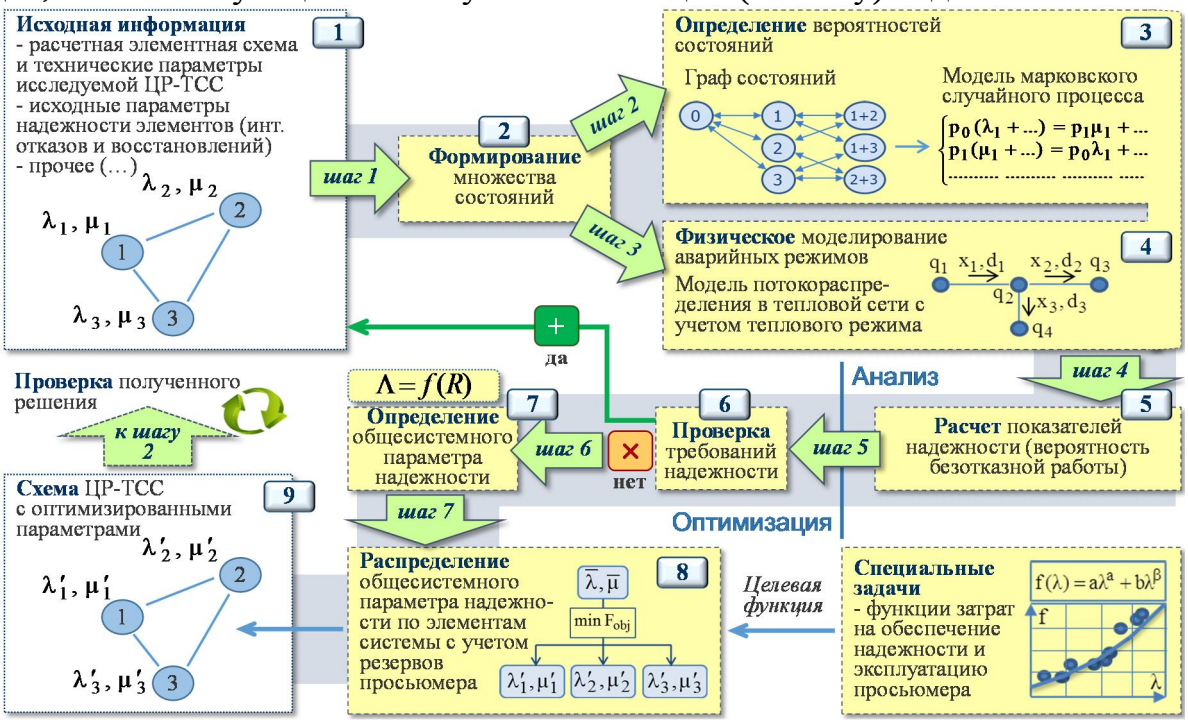


Рисунок – 1 – Методологическая схема обеспечения надежности ЦР-ТСС

Всего схема состоит из 9-ти расчетных этапов. Группа задач анализа надежности включает 5 следующих этапов. На этапе 1 формируются исходные данные: расчетные технические параметры и схемы исследуемой системы (технологическую, надежностную), параметры надежности эле-

ментов системы (интенсивности отказов и восстановлений), параметры просьюмера (при наличии), графики тепловых нагрузок, и прочие данные (климатические, экономические и др.). Далее, на 2 этапе формируется множество моделируемых состояний системы, соответствующих отказам элементов. На основе сформированного множества состояний производится расчет их вероятностей на основе марковской модели с использованием заданных параметров надежности (интенсивностей отказов и восстановлений) [5]. Параллельно осуществляется физическое моделирование аварийных режимов на основе моделей потокораспределения в системе [6]. Вероятности аварийных состояний и соответствующие им уровни подачи тепловой энергии используются совместно на этапе 5 для расчета узловых показателей надежности (вероятность безотказной работы, коэффициент готовности, недоотпуск тепловой энергии и др.).

Оптимизационная часть методологии включает 4 следующих этапа. Этап 6 соответствует процедуре проверки полученных значений показателей надежности их требуемому (нормативному) уровню. При нарушении этих требований переходим к этапу 7, которому соответствует определение *общесистемного параметра надежности*, который представляет собой усредненное по всем рассматриваемым элементам системы значение интенсивности отказов или восстановлений, при которых обеспечивается заданный уровень надежности, определяемый некоторым используемым показателем надежности [7]. На данном этапе учитываются возможные дополнительные резервы просьюмера, которые обеспечиваются аккумуляторами тепловой энергии и/или собственными ИТ. Далее, на этапе 8 производится оптимальное распределение полученного системного потенциала обеспечения надежности по элементам системы. При этом используются функции затрат на обеспечение надежности элементов и эксплуатацию ИТ просьюмеров. Получение этих функций относится к отдельной специальной задаче и подробно рассматриваются в работах [7, 8]. В результате определяются оптимизированные значения параметров надежности элементов при выполнении требуемого уровня надежности системы (этап 9). Для верификации полученного решения необходимо повторно определить показатели надежности с учетом рассчитанных параметров надежности элементов и просьюмера. При выполнении условия по допустимой погрешности, решение считается достоверным, в противном случае осуществляется его корректировка до требуемой точности.

Вычислительный эксперимент. Разработанная методология апробирована на тестовых схемах систем теплоснабжения. Графическая интерпретация одного из полученных в ходе практических исследования результата представлена на рис. 2.

Представленная диаграмма построена на основе расчета укрупненной схемы ЦР-ТСС с просьюмером и представляет собой зависимость суммарных затрат на обеспечение надежности от двух показателей: соот-

ношений математических ожиданий параметров надежности элементов системы (интенсивностей отказов и восстановлений) и степени загрузки ИТ просьюмера, заданной в процентах от максимальной его мощности. Оптимальное решение соответствует точке B(opt) в пересечении двух линий, находящихся на поверхности затрат.

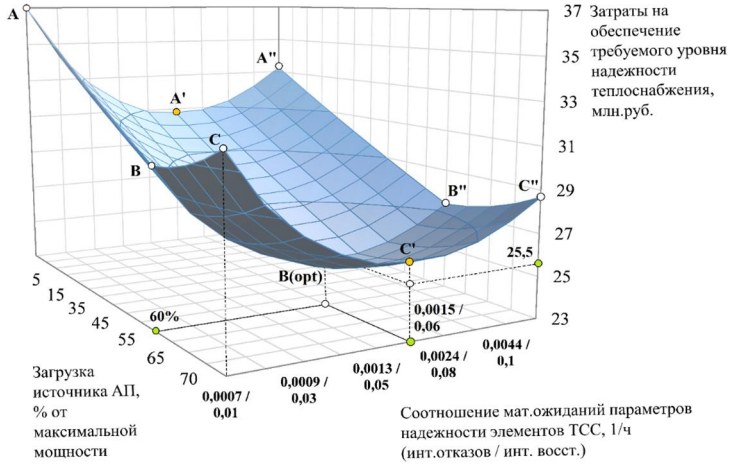


Рисунок – 2 Соотношение показателей при поиске оптимального решения по обеспечению надежного функционирования ЦР-ТСС с просьюмером

Первая линия A'-B(opt)-C' соответствует минимальному по затратам решению для соотношения параметров надежности элементов, т.е. имеет единственную координату по этой оси. Вторая линия B-B(opt)-B'' соответствует минимальному по затратам решению относительно загрузки ИТ просьюмера и, следовательно, имеет единственную координату по оси загрузки (60%). Снижение суммарного функционала затрат происходит до того уровня загрузки ИТ просьюмера, пока его эксплуатационные затраты не превысят экономию средств на обеспечение (повышение) надежности элементов системы, достигаемую за счет резервных функций собственного ИТ. После перехода этой границы, соответствующей линии B-B(opt)-B'', затраты начинают возрастать и использование собственного ИТ становится экономически невыгодным.

Библиографический список

1. Postnikov I. Methods for optimization of time redundancy of prosumer in district heating systems. Energy Reports, 2020, vol. 6(2), p. 214–220.
2. Penkovskii A., Stennikov V., Kravets A. Bi-level modeling of district heating systems with prosumers. Energy Reports, 2020, vol. 6(2), p. 89–95.
3. Brange L., Englund J., Lauenburg P. Prosumers in district heating networks – A Swedish case study. Applied Energy, 2016, vol. 164, p. 492–500.
4. Kauko H., Kvalsvik K., Rohde D., et al. Dynamic modeling of local district heating grids with prosumers: A case study for Norway. Energy, 2018, vol. 151, p. 261–271.
5. Сеннова Е.В., Смирнов А.В., Ионин А.А. и др. Надежность систем теплоснабжения. Новосибирск: Наука, 2000, 351 с.

6. Меренков А.П., Хасилев В.Я. Теория гидравлических цепей. Москва: Наука, 1985, 272 с.
7. Postnikov I., Stennikov V., Mednikova E., and Penkovskii A. Methodology for optimization of component reliability of heat supply systems. Applied Energy, 2018, vol. 227, pp. 365–374.
8. Penkovskii A., Stennikov V., Mednikova E., Postnikov I. Search for a market equilibrium of Cournot-Nash in the competitive heat market. Energy, 2018, vol. 161, pp. 193–201.

Исследование выполнено в Институте систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН (ИСЭМ СО РАН) при поддержке гранта РНФ № 22-29-01252, https://rscf.ru/project/22-29-01252/.

Постников И.В., к.т.н., с.н.с. ИСЭМ СО РАН
Медникова Е.Е., научный сотрудник ИСЭМ СО РАН

УДК 628.316

ПРОБЛЕМЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЦЕНТРАЛИЗОВАННЫХ СИСТЕМ ВОДООТВЕДЕНИЯ МАЛЫХ ГОРОДОВ

Потапов В.В., Судникович В.Г.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
pv7@rambler.ru

Для начала описание проблематики по эксплуатации централизованных систем водоотведения малых городов дадим определение малого города – это город с численностью населения до 50 тысяч человек [1].

Эксплуатацией централизованной системы водоотведения (ЦСВ) в малых городах Российской федерации в основном занимаются муниципальные предприятия. За последние десятилетие во всех населённых пунктах отмечается устойчивая тенденция снижения водопотребления. Объемы потребления воды в городах зависят от множества факторов, а так же показывают уровень благосостояния населения. В период развития отрасли мы отмечали значительный рост потребления, связанный с подключением новых потребителей, улучшение уровня жизни населения, в последующем с внедрением новых технологий, мероприятий по энергосбережению во всем мире отмечается снижение водопотребления. В последние годы с малых городов мы отмечаем снижение водопотребления, связанное в основном с двумя факторами:

1. Установкой индивидуальных приборов учета.
2. Замена бытовых приборов на более энергоэффективные.

Так же в городах с промышленными предприятиями водопотребление зависит от работы данных предприятий – динамики по объему выпуска товарной продукции, внедрения технологий по снижению потребления воды на предприятии. На рисунке 1 представлена информация об объемах очищенных стоков в период с 2012 по 2021 год на очистные города Саяногорска.

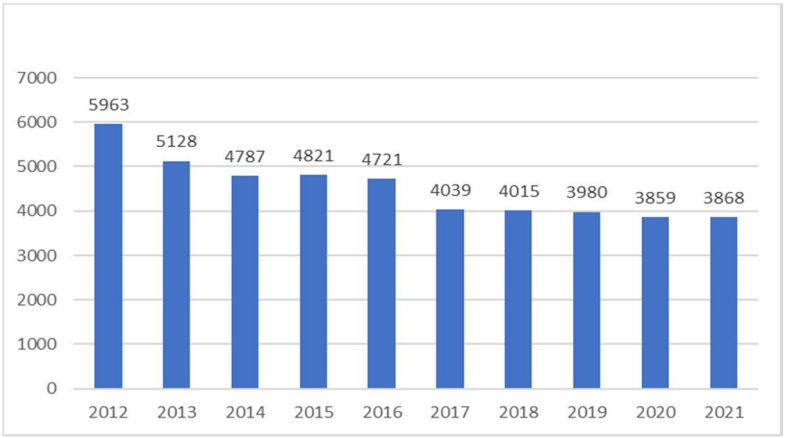


Рисунок – 1 Объем очищенных стоков на городских очистных сооружениях, тыс. куб. м в городе Саяногорске

Из представленного графика видно, что в некоторые годы работы водоканала снижение объемов поступивших стоков на очистные сооружения составляли до 17 %, в последние годы снижение замедлилось. При этом общее снижение водопотребления за 10 лет составило 54 %.

На рис. 2 представлена аналогичная информация по объему поступивших сточных водах на городские очистные сооружения в городе Железногорск-Илимский Иркутская область. Оба графика имеют общую зависимость – в период после 2017 года динамика по снижению водопотребления замедлилась и фактически объем потребления стабилизировался.

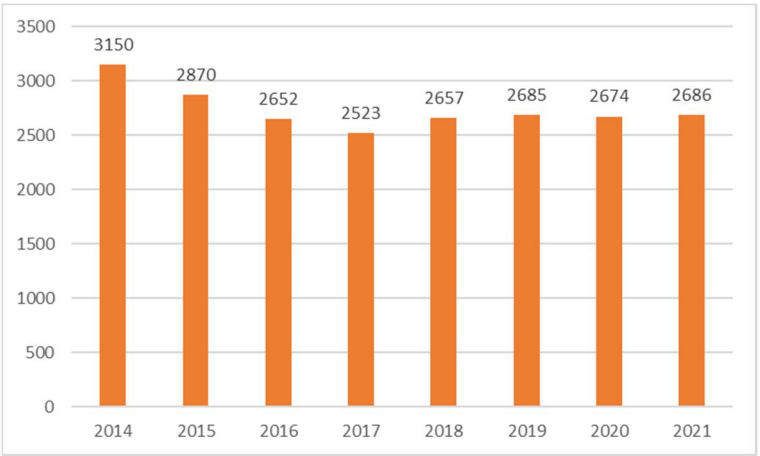


Рисунок – 2 Объем очищенных стоков на городских очистных сооружениях, тыс. куб. м в городе Железногорск-Илимский Иркутская область

Динамика снижения потребления водных ресурсов в России так же характеризуется падением потребления [2]. На рис.3 представлена динамика объемов потребления услуг ВКХ и численности обслуживаемого населения.

С одной стороны, полезные мероприятия по снижению водопотребления населением приводят к другой проблеме для предприятий, эксплуатирующих ЦСВ - недополучение выручки в отчетном периоде. По правилам регулирования тарифов данные недополученные доходы должны быть

включены в тариф в следующем периоде регулирования. На практике с целью недопущения роста тарифа выше предельного индекса, регулирующие органы включая недополученные доходы вынуждено сокращали расходы предприятия, связанные с ремонтом, выплатой заработной платы, технологическими услугами и др. Таким образом водоканалы сталкиваются с проблемой работы в период недополучения доходов и вынуждено сокращают затраты исключают полностью инвестиции в восстановление основных фондов, не осуществляют ремонтные работы, а в последующие годы тарифные источники не позволяют вернуть требуемый уровень затрат. Данные тенденции в отрасли, конечно, накладывают отпечаток на кадровую политику предприятий. Квалифицированные специалисты уходят в другие отрасли, выпускники профильных ВУЗов не стремятся приехать работать в малые города для работы на предприятиях ВКХ. В текущих условиях успех эксплуатации оборудования ЦСВ зависит от наличия конкретных специалистов на местах в основном пенсионного или предпенсионного возраста, при полном отсутствии кадрового резерва.



Рисунок – 3 Динамика объемов потребления услуг ВКХ и численности обслуживаемого населения в России

В результате сдерживания темпов роста тарифов на услуги предприятий ВКХ привело к убыточности особенно в малых городах. Данная негативная динамика развития отрасли носит системный характер [2]. На рис.4 представлена результаты деятельности предприятий ВКХ в России.



Рисунок – 4 Финансовые результаты деятельности предприятий ВКХ в России

Деятельность водоканалов в малых городах усугубляется отсутствием возможности развития прочей деятельности, для покрытия текущих убытков. Представленные данные включают все водоканалы страны, в том числе крупные и прибыльные, при этом на топ-10 водоканалов страны приходится более 30% оборота отрасли, соответственно ситуация в малых городах гораздо хуже – затраты по основной деятельности могут на 30 % превышать выручку предприятия. В результате падения выручки с 2010 года более 80 % водоканалов стали убыточными.

В настоящее время в основном существует две формы управления водоканалами: муниципальные предприятия и передача имущество по концессионному соглашению. По данным Минстроя РФ на 2017 год при плановых инвестициях в отрасль по концессионным соглашениям 2,79 млрд. рублей факт составил 1,54 млрд. рублей или 55 %. Причины неисполнения обязательств по концессионным соглашениям в основном связаны с описанными выше проблемами. При этом потенциал развития имеют только крупные водоканалы, у водоканалов малых городов отсутствуют ресурсы и компетенции для управления. Данные водоканалы не привлекательны для инвесторов.

Законодательством утвержден четкий алгоритм планирования отрасли ВКХ через иерархию документов:

- программа комплексного развития коммунальной инфраструктуры;
- схема водоснабжения и водоотведения;
- инвестиционные программы.

На практике данный алгоритм в малых городах не работают. Существует несогласованность схем водоснабжения и водоотведения, ценообразования и требований, предъявляемых к водоканалам по качеству водоснабжения и водоотведения. С каждым годом положение водоканалов в малых городах усугубляется.

Особенно остро стоит вопрос по очистке сточных вод. Статистика по очистке сточных вод в России приведена на рис. 5.

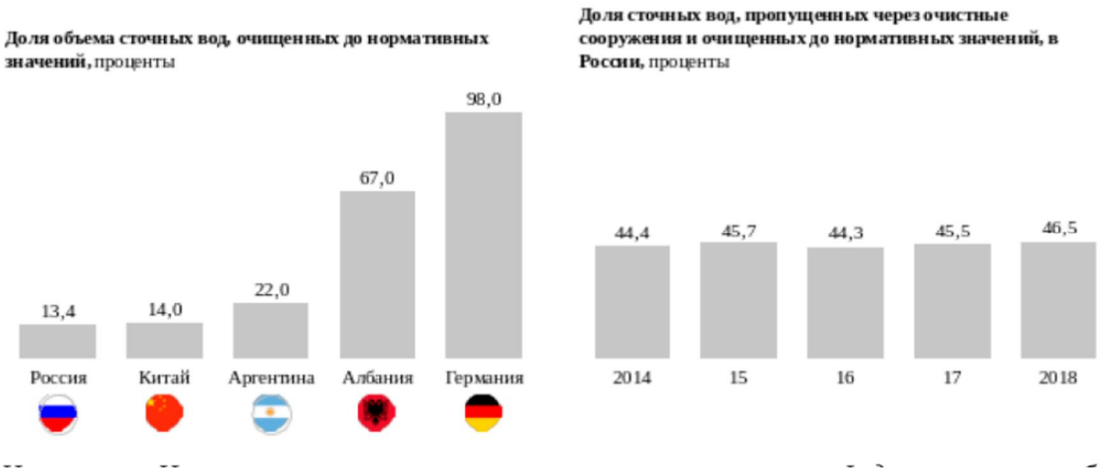


Рисунок – 5 Анализ практики очистки сточных вод до нормативных значений

На предприятиях ВКХ малых городов России кадровый и финансовый потенциал не позволяет разработать необходимые программы реконструкции централизованной системы водоотведения. Ремонт и реконструкция осуществляется по остаточному принципу. Ежегодно качество очистки стоков ухудшатся.

Реформа начатая Правительством по экологическому нормированию с принятием Федерального закона № 219 ФЗ от 21 июля 2014 года «О внесении изменений в Федеральный закон «Об охране окружающей среды» и отдельные законодательные акты Российской Федерации» предусматривает переход от государственного регулирования воздействия на водные объекты в зависимости от нормативов качества воды водных объектов рыбохозяйственного назначения, к нормированию на основе наилучших доступных технологий [3]. При этом при невозможности соблюдения технологических нормативов организация водоканал может разработать план мероприятий по охране окружающей среды, с учетом поэтапного достижения нормативов допустимых сбросов (НДС). В плане мероприятий указываются мероприятия выполняемые водоканалом и сроки достижения нормативов достижения сбросов по каждому веществу. На период реализации данных планов вместо повышающего коэффициента 100 (сверх установленных лимитов), будет применяться коэффициент 1.

При этом у большинства водоканалов малых городов на текущий момент сбросы превышают НДС. Предприятия разработкой планов мероприятий по охране окружающей среды не занимаются в связи с отсутствием источников финансирования и кадрового потенциала. При проверках природоохранных органов выписываются крупные штрафы на предприятия, что может привести к банкротству.

Для исправления текущей ситуации Правительством РФ планируются меры бюджетной поддержки водоканалов, планируется выделение фи-

нансирования по бюджетным программам, выделение займов с льготной процентной ставкой как предприятиям ВКХ, так и регионам. Можно отметить, что в ближайшее десятилетие планируется значительное увеличение объема работ по реконструкции и строительству очистных сооружений.

Описанный выше анализ текущей ситуации по состоянию отрасли в малых городах приводит к выводу, что без осуществления целевой поддержки этих предприятий в разработке направлений реконструкции, выработки технических решений, разработке необходимых документов ситуация не изменится. Предприятия самостоятельно не подготовят заявки на финансирование. По многим Программам требуется наличие разработанной проектно-сметной документации с положительной экспертизой. Между регионами идет жесткая конкуренция в получении Федерального финансирования, поэтому необходимо на региональном и муниципальном уровне определить рейтинг предприятий ВКХ, кадровый потенциал, провести финансовый анализ, технический аудит и определить меры поддержки.

По каждому предприятию разработать дорожную карту с вариантами финансирования работ по реконструкции очистных сооружений и системы коммунальной инфраструктуры.

Библиографический список

1. СП 42.13330.2016 «СВОД ПРАВИЛ ГРАДОСТРОИТЕЛЬСТВО Планировка и застройка городских и сельских поселений».
2. https://www.minstroyrf.gov.ru/docs/18723/
3. Информационно-технический справочник по наилучшим доступным технологиям ИТС10-2019 Очистка сточных вод с использованием централизованных систем водоотведения поселений, городских округов.

Потапов В.В., обучающийся, гр.ВВМ-20-1
Судникович В.Г., к.т.н., доцент кафедры ИК и СЖ ИРНИТУ

УДК 621.18:504.06

СНИЖЕНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ НАГРУЗКИ НА МКР. ЗЕЛЕНЫЙ В РЕЗУЛЬТАТЕ РЕКОНСТРУКЦИИ МАЗУТНОЙ КОТЕЛЬНОЙ

Ремнев А.А., Коваль Т.В.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
andrey_remnev@mail.ru, kovaltv@istu.edu

В настоящее время существует экологическая проблема в мкр. Зеленый в связи с тем, что котельная работает на жидком топливе, а оборудование котельной морально изношено и обеспечивает высокую экологическую нагрузку из-за отсутствия очистки дымовых газов.

Данный объект теплоснабжения является локальной котельной. Установленная тепловая мощность котельной составляет 97,3 Гкал/ч. Основным топливом является топочный мазут марки М100.

Характеристики оборудования основного источника централизованного теплоснабжения приведены в таблице 1 [1].

Таблица 1

Оборудования основного источника централизованного теплоснабжения

Наименование источника теплоснабжения	Марка котла	Расход топлива, т.н.т./год	Дымовая труба	
			Высота , м	Диаметр устья, м
Котельная №225/226, мкр. Зеленый	ДЕ-25-14	18500	43,0	2,2
	ДЕ-25-14			
	ДЕ-25-14			
	ДЕ-16-14		45,0	2,2
	ДЕ-16-14			
	ДЕ-16-14			
	ДЕ-16-14			

В таблице 2 приведен суммарный выброс загрязняющих веществ в атмосферу от котельной мкр. Зеленый за 2021 год [1].

Таблица 2

Суммарный выброс загрязняющих веществ в атмосферу от котельной мкр. Зеленый

Наименование вещества	Выбросы, тонн
Сера диоксид	613,75
Углерода оксид (углерод окись; углерод моноокись; угарный газ)	459,35
Азот (II) оксид (азот монооксид)	151,08
Азот диоксид (двуокись азота; пероксид азота)	24,54
Зола	0,00
Бенз(а)пирен	0,001
Всего	1248,73

В связи с высокой экологической нагрузкой, приходящейся на мкр. Зеленый предлагается выполнить реконструкцию котельной с переводом на газообразное топливо с целью сокращения вредных выбросов, а в качестве топлива использовать свалочный газ [2].

Краткая характеристика котлов ДЕ-16-14 и ДЕ-25-14. Паровые котлы ДЕ предназначены для выработки насыщенного или перегретого пара, используемого для технологических нужд промышленных предприятий, а также систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения.

Котлы двухбарабанные вертикально-водотрубные выполнены по конструктивной схеме «Д», характерной особенностью которой является боковое расположение топочной камеры относительно конвективной части котла.

Основными составными частями котлов являются верхний и нижний барабаны, конвективный пучок и образующие топочную камеру левый топочный экран (газоплотная перегородка), правый и задний топочные экраны, а также трубы экранирования фронтовой стенки топки.

Трубы газоплотной перегородки, правого бокового экрана, образующего также под и потолок топочной камеры, и трубы экранирования фронтовой стенки вводятся непосредственно в верхний и нижний барабаны.

Пароперегреватель одноступенчатый, устанавливается за первой частью конвективного пучка в месте поворота конвективного газохода. Насыщенный пар из верхнего барабана одной перепускной трубой направляется во входной верхний коллектор пароперегревателя Ø159´ 6 мм. Выход перегретого пара осуществляется из нижнего коллектора.

Для сжигания топочного мазута на котлах устанавливаются газомазутные горелки.

Топливо в полном количестве подается в горелку, установленную с фронта камеры сгорания двухступенчатого сжигания топлива. Туда же, че рез кольцевую щель, образованную наружным корпусом и внутренней обечайкой камеры сгорания, подается первичный воздух (70% от общего количества воздуха, необходимого для полного сгорания топлива), вторичный воздух (30% от общего количества) поступает через кольцевую щель и тангенциальный завихритель камеры. Направления вращения первичного и вторичного воздуха совпадают.

Для очистки наружной поверхности труб конвективного пучка от отложений котлы оборудуются стационарными аппаратами обдувки.

Выход дымовых газов из котлов осуществляется через окно в левой боковой стенке котла в конце (по ходу газов) конвективного пучка.

Обмуровка фронтовой стенки выполняется из огнеупорного шамотного кирпича класса А или Б диатомового кирпича, изоляционных плит, обмуровка задней стенки – из огнеупорного шамотного кирпича и изоляционных плит.

Для уменьшения присосов воздуха изоляция снаружи покрывается металлической листовой обшивкой толщиной 2 мм, которая приваривается к каркасу [3].

Мероприятия необходимые для перевода на газ. При переводе котельной на газ в части тепломеханического оборудования потребуется реконструировать все котлы, а также, при необходимости, их вспомогательное оборудование.

Перевод котлов ДЕ-16-14 и ДЕ-25-14 на сжигание природного газа влечет за собой ряд конструктивных и технологических изменений по котельной, таких как:

реконструкция топочно-горелочных устройств с установкой новых газомазутных горелок вместо существующих;

применение низкоэмиссионных горелок;

организация рециркуляции дымовых газов в топку котла для получения номинальных параметров пара при работе на газе (и дополнительного снижения выбросов NO_x);

реконструкция газовоздухопроводов.

Эффекты от реконструкции котельной. В результате реконструкции ожидается значительное уменьшение экологической нагрузки и сокращения вредных выбросов за счет использования альтернативного топлива вместо мазута, благодаря чему пропадает проблема очистки поверхностей нагрева и, как следствие, затрат на ремонт обдувочных аппаратов, ввиду того, что в альтернативном топливе отсутствуют твердые вещества.

Библиографический список

1. Проект актуализированной схемы теплоснабжения г. Иркутска до 2033 года (актуализация на 2022 год) [Электронный ресурс] Администрация г. Иркутска. URL: https://admirk.ru/authority/documents/element/106847/?sphrase_id=39044.

2. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии для получения теплоты в системах теплоснабжения (свалочный газ) [Электронный ресурс] URL: https://bibl.nngasu.ru/electronicresources/uch-metod/energetika/851231.pdf.

3. Газомазутные паровые котлы типа ДЕ [Электронный ресурс] URL: https://www.zinref.ru/000_uchebniki/02550_kotli/000_Gazomazutnye_parovye_kotly_tipa_DE_umensheno/000.htm.

Ремнев А.А., обучающийся, гр.ЭСТм-20-1 ИРНИТУ
Коваль Т.В., к.т.н., доцент кафедры ТЭ ИРНИТУ

УДК 620.9

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ АКТИВНОГО ПОТРЕБИТЕЛЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

Стенников В.А., Хамисов О.В., Пеньковский А.В, Кравец А.А.
ФГБУН Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН
kravets@isem.irk.ru

Переход к интеллектуальной энергетике, основой которой является клиентоориентированность, обусловил необходимость изучения теоретических и методологических подходов к смене роли потребителя на рынке тепловой энергии и формированию методов реализации его активного поведения.

С точки зрения развития активизации потребителя в электроэнергетике, в работах таких как [1-4], демонстрируется значимость появления потребителей способных формировать новую отраслевую структуру, направленную на клиентоориентированность.

Под активным потребителем здесь понимается участник потребительского рынка тепловой энергии, который имеет техническую возможность, исходя из потребностей, оптимизировать график загрузки своих энергопотребляющих и энергогенерирующих установок как с целью минимизации затрат на потребляемую тепловую энергию, так и с целью получения дохода от продажи этой тепловой энергии. [5].

Появление такого потребителя открывает новые основные функции в задачах функционирования и развития централизованно распределёнными теплоснабжающими системами:

1. Управление собственным энергопотреблением с целью производства необходимого количества тепловой энергии для обеспечения собственных нужд или оптимизации своих затрат на покупку тепловой энергии от внешних источников тепла.

2. Определение количества генерации собственной тепловой энергии для продажи/покупки.

3. Анализ собственного участия в предоставлении тепла на рынок тепловой энергии.

Зарубежный опыт в энергетике показывает, что от 5 до 10 % пиковой нагрузки потребителей позволяет привлечь к своим целям на основе системы управления спросом [6]. Таким образом, активный потребитель имеет возможность подстраивать свои технологии под определенные режимы энергопотребления. Обеспечивается контроль перетоков и многозонный учет теплопотребления, благодаря такой системе. При этом система обладает возможностью экономического поощрения потребителей за работу в «активном» режиме через многозонные тарифы на тепловую энергию, а также накладывает штрафы за невыполнение своих обязательств.

Говоря о российском опыте, в настоящее время механизмы и мотивационные инструменты «активизации» потребителя к оптимизации функционирования теплоснабжающих систем развиты недостаточно: существует ряд ограничений, вызванных отсутствием прозрачности механизма осуществления конкурентного отбор, а также нерешенностью вопросов технологического управления такими системами; низкая информированность конечного потребителя; отсутствие его участия в формировании цены.

В работе представлена модель активного потребителя тепловой энергии, на основе которой, определяются условия загрузки собственной генерации и возможности продажи излишек в теплоснабжающую систему.

Моделируется следующих объектов в одном узле: активного потребителя, узловых потребителей, системного генератора. Активный потребитель генерирует мощность $Q^{\text{ИТ.АП}}$ в заданных пределах: $0 \le Q^{\text{ИТ.АП}} \le Q^{\text{- ИТ.АП}}$. Часть этой мощности, $Q^{\text{ИТ.АП}}_{\text{АП}}$, идет на закрытие собственной нагрузки d, оставшаяся часть $Q^{\text{ИТ.АП}}_{\text{СЦТ}}$ поставляется в узел.

Генерация мощности активным потребителем характеризуется функцией издержек $F_{АП}$:

$$F_{АП}(Q^{ИТ.АП}) = \alpha^{ИТ.АП} \times (Q^{ИТ.АП})^2 + \beta^{ИТ.АП} \times Q^{ИТ.АП} + \gamma^{ИТ.АП}, a^{ИТ.АП} > 0, \gamma^{ИТ.АП} > 0. \quad (4)$$

где $\alpha^{ИТ.АП}$, $\beta^{ИТ.АП}$, $\gamma^{ИТ.АП}$ – коэффициенты аппроксимации.

Кроме того, активный потребитель может покупать часть мощности, поступившей в узел, в объеме $Q_{АП}^{СГ}$.

Системный генератор поставляет в узел мощность $Q^{СГ}$ $0 \le Q^{СГ} \le Q^{-СГ}$.

Функция издержек генератора:

$$F_{СГ}(Q^{СГ}) = \alpha^{СГ} \times (Q^{СГ})^2 + \beta^{СГ} \times Q^{СГ} + \gamma^{СГ}, \qquad \alpha^{СГ} > 0, \beta^{СГ} > 0, \gamma^{СГ} > 0. \quad (5)$$

где $\alpha^{СГ}$, $\beta^{СГ}$, $\gamma^{СГ}$ – коэффициенты аппроксимации.

В итоге, суммарное предложение в узле $Q^{П} = Q^{СГ} + Q_{СЦТ}^{ИТ.АП}$. Спрос остальных узловых потребителей задается величиной $Q^{С.п.}$, $0 \le Q^{С.п.} \le Q^{-С.п.}$.

Суммарный спрос в узле $Q^{С} = Q^{С.п.} + Q_{АП}^{СГ}$. Предполагается, что спрос равен предложению, $Q^{П} = Q^{С} = Q$. Цена w на мощность в узле определяется в соответствии с обратной функцией спроса,

$$w = a - b \times Q. \quad (6)$$

Тогда, поведение генератора определяется в соответствии с максимизацией прибыли:

$$w \times Q^{СГ} - F_{СГ}(Q^{СГ}) \to \max, \quad (7)$$

$$0 \le Q^{СГ} \le Q^{-СГ}. \quad (8)$$

Поведение активного потребителя тепловой энергии находится из решения следующей задачи:

$$w \times Q_{СЦТ}^{ИТ.АП} - w \times Q_{АП}^{СГ} - F_{АП}(Q^{ИТ.АП}) \to \max, \quad (9)$$

$$Q^{СЦТ} + Q_{СЦТ}^{ИТ.АП} = Q, \quad (10)$$

$$Q^{С.п} + Q_{АП}^{СГ} = Q, \quad (11)$$

$$Q^{ИТ.АП} = Q_{АП}^{ИТ.АП} + Q_{СЦТ}^{ИТ.АП}, \quad (12)$$

$$Q_{АП}^{ИТ.АП} + Q_{АП}^{СЦТ} = d, \quad (13)$$

$$0 \le Q^{ИТ.АП} \le Q^{-ИТ.АП}. \quad (14)$$

Все переменные неотрицательные. Поведение всех участников характеризуется системой (6)-(14).

Практическая реализация разработанной методики. В качестве примера, на рис.1, представлены система централизованного теплоснабжения, ак-

тивный потребитель с собственным источником теплоснабжения, а также потребители.

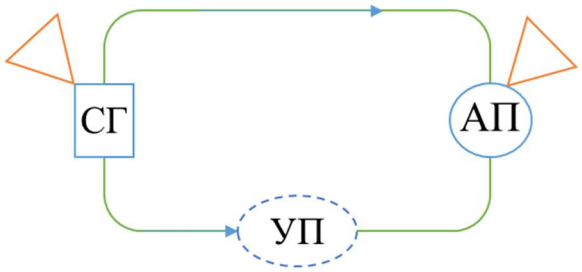
Исходные данные для решения поставленной задачи.

1. Функция затрат для активного потребителя:

$$F_{\text{АП}}(Q^{\text{ИТ.АП}}) = 0{,}15 \times (Q^{\text{ИТ.АП}})^2 + 200 \times (Q^{\text{ИТ.АП}}) + 5000$$

2. Нагрузка активного потребителя:

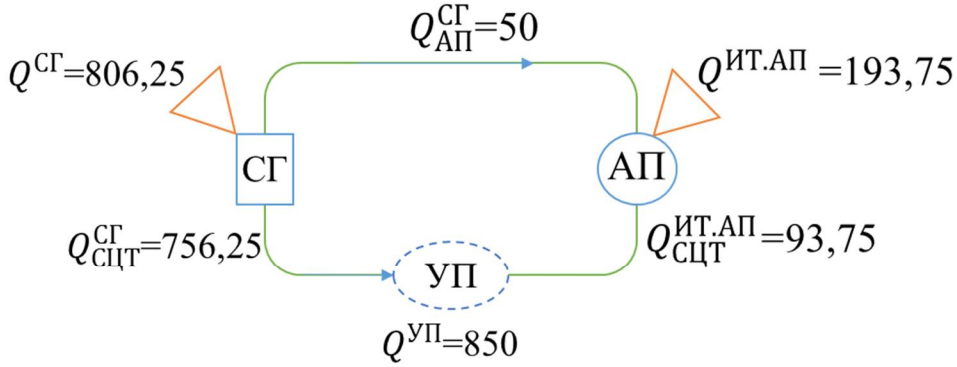
$$d = 150 \text{ Гкал/ч.}$$



СГ- системный генератор
АП с ИТ – активный потребитель
с собственным источником тепла
УП – остальные узловые потребители

Рисунок 1 - Расчетная схема теплоснабжающей системы

Моделирование теплоснабжающей системы, изображенной на рис.1 осуществлялось в вычислительной среде GAMS (General Algebraic Modeling System). Данные, полученные в результате расчета представлены на рис.2.



СГ- системный генератор
АП с ИТ – активный потребитель
с собственным источником тепла
УП – остальные узловые потребители

Рисунок 2 – Схема теплоснабжающей системы, с учетом полученных результатов

Из рис.2 видно, что производство тепловой энергии от источника активного потребителя составило 193,75 Гкал/час, при этом на покрытие собственной нагрузки ушло 100 Гкал/час. Оставшиеся 93,75 Гкал/час АП продал в сеть. Нагрузки узловых потребителей составили 850 Гкал/час, при этом системный генератор выработал 806,25 Гкал/час, из которых 50 Гкал/час продал АП.

Таблица 1

Экономические показатели

Цена тепловой энергии, руб./Гкал	1460
Затраты на производство ТЭ АП, руб.	49380
Прибыль от реализации ТЭ в СЦТ АП, руб.	14494

Цена на тепловую энергию составила 1460 руб./Гкал, как показано в табл.1. Прибыль от реализации тепловой энергии в систему централизованного теплоснабжения активным потребителем составила 14494 руб., при это затраты на производство ТЭ составили 49380,9.

Заключение. Сама концепция активного потребителя естественно является интеллектуальным технологическим процессом, необходимым поддержкой со стороны государства. Прежде всего, нацеленной на реализацию активной стратегии потребителя и стимулируя его к участию в регулировании нагрузки. В новой концепции, потребитель становится равнозначным партнёром энергосистемы и помогает ей в обеспечении надёжной работы.

Предложенный подход позволяет потребителю формировать стратегию собственного потребления тепловой энергии, оценить экономическую целесообразность участия в управлении спросом, благодаря оптимизации затрат на теплоснабжение от внешних и собственных источников, а также оптимизировать доход от предложения собственных генерирующих мощностей и предложения системных услуг с учетом текущей цены.

Разработанная концепция будет способствовать повышению функционирования теплоэнергетического комплекса и росту энергетической эффективности.

Библиографический список

1. Бушуев В.В. Электроэнергетика требует «умного» управления // ЭКО. 2011. № 4. С. 4-26.
2. Веселов Ф.В., Федосова А.В. Smart Grid – умный ответ на вызовы «умной» экономики// ЭнергоРынок. №5. 2011. С. 52 – 58.
3. Волкова И.О., Сальникова Е.А., Шувалова Д.Г. Активный потребитель в интеллектуальной энергетике // Академия энергетики. – 2011. – № 2. С. 50-57.
4. Кобец Б.Б., Волкова И.О. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции SMART GRID – М.: ИАЦ Энергия, 2010. С. 208.

5. Архитектура и строительство // Теплоснабжение городов в контексте развития активных потребителей интеллектуальных энергетических систем. 2018. №1. С. 78-87. DOI: 10.22337/2077-9038-2018-1-78-87.
6. Опадчий Ф., Холкин Д., Сидоров В. и др. Управление спросом в электроэнергетике России: открывающиеся возможности, М.: Energinet, 2019, С. 100.

Исследования выполнены в Институте систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН в рамках проектов государственного задания № FWEU-2021-0002 (регистрационный номер АААА-А21-121012090012-1) и FWEU-2021-0006 (регистрационный номер АААА-А21-121012090034-3) фундаментальных исследований СО РАН.

Стенников В.А., чл.-корр. РАН, директор ИСЭМ СО РАН
Хамисов О.В., д.ф-м.н., заведующий отделом прикладной математики ИСЭМ СО РАН
Пеньковский А.В, к.т.н., с.н.с. ИСЭМ СО РАН
Кравец А.А., аспирант ИСЭМ СО РАН

УДК 621.1

АНАЛИЗ РАБОТОСПОСОБНОСТИ ЭЛЕМЕНТОВ ПРОСТОЙ ПАРОТУРБИННОЙ УСТАНОВКИ

Филиппова Н.В., Герасимова Н.П.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
nadezhda_filippova_2000@mail.ru, gerasimova@istu.edu

Введение. На паротурбинных электростанциях осуществляется выработка порядка 50 % всей электрической энергии в мире, что и определяет актуальность повышения энергетической эффективности паротурбинных энергоустановок. В настоящее время оборудование, используемое в установках рассматриваемого типа, достигло высокого уровня совершенства [1]. При этом существует прямая связь между уровнем анализа экономичности и достигнутыми технико-экономическими показателями тепловых электростанций.

Исследование совершенства различных теплоиспользующих установок до настоящего времени проводилось, как правило, посредством составления тепловых балансов, основанных на первом законе термодинамики – законе сохранения и превращения энергии, включающем в себя принцип эквивалентности различных видов энергии [2]. Развитие теплоэнергетики привело к такому усложнению тепловых схем, что их анализ с использованием только энергетических балансов стал недостаточным. Налагаемое вторым законом термодинамики ограничение на превращение теплоты в работу позволяет во всех теплоэнергетических установках дополнительно составить баланс работоспособной энергии (эксергетический баланс) [3,4]. Поскольку энергетические процессы в любой термодинамической системе протекают в окружающей среде, параметры которой практически остаются неизменными, то, используя второе начало термодинами-

ки, всегда можно определить максимальное количество работы, которое может быть полезно при данных условиях любым энергетическим потоком, и тем самым оценить его работоспособную часть – эксергию [5,6].

Метод. Эксергетический метод позволяет выявить потери работоспособности (эксергии) в соответствующих элементах паротурбинной установки. Цикл простой паротурбинной установки осуществляется по принципиальной схеме, показанной на рис. 1. Здесь же представлен цикл ПТУ в Ts- диаграмме с учетом необратимых потерь при сверхкритическом давлении пара перед турбиной.

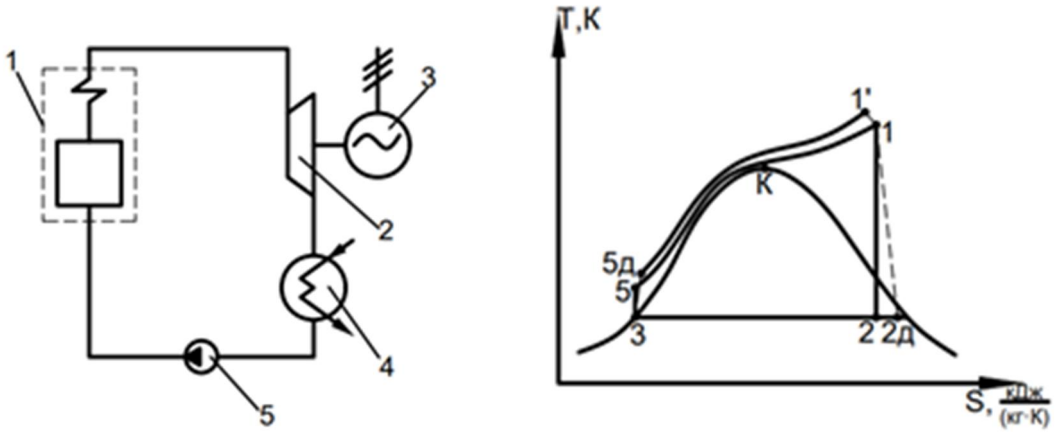


Рисунок 1 – Принципиальная схема паротурбинной установки конденсационного типа, работающей по циклу Ренкина:
1 – парогенератор; 2 – турбина; 3 – электрогенератор; 4 – конденсатор; 5 – водяной насос и термодинамический цикл Ренкина в Ts – диаграмме при сверхкритических параметрах пара с учетом необратимых потерь

Образующийся в парогенераторе 1 пар поступает в паровую турбину 2. Там он совершает работу расширения и кинетическая энергия пара превращается в механическую энергию движения вала турбины, которая в свою очередь превращается в электрическую энергию в электрогенераторе 3. Отработанный пар конденсируется в конденсаторе 4, отдавая теплоту охлаждающей воде, и насосом 5 конденсат обратно подается в парогенератор 1 [4]. На этом термодинамический цикл замыкается.

Потери теплоты в элементах ПТУ отражены при изображении процессов в цикле с характерными точками термодинамического цикла:

1' – 1 – потери теплоты перегретым паром при транспортировке от парогенератора к турбине;

1 – 2д – действительный процесс расширения пара в турбине;

2д – 3 – действительный процесс отвода теплоты в конденсаторе;

3 – 5д – действительный процесс сжатия воды в насосе

При исследовании эффективности работы действительного цикла были учтены необратимые потери теплоты во всех элементах ПТУ: механическим КПД учтены потери в подшипниках и на привод масляного

насоса турбоагрегата $\eta_{\text{м}} = 0{,}96$; электрические и механические потери в электрогенераторе учтены КПД электрогенератора $\eta_{\text{г}} = 0{,}97$; тепловые потери при сжигании топлива в камере сгорания учтены КПД котлоагрегата $\eta_{\text{п.к.}} = 0{,}92$; тепловые потери вследствие трения в трубопроводах учтены КПД трубопровода $\eta_{\text{тр}} = 0{,}99$.

Эксергетический метод оценки необратимых потерь включал следующие уравнения:

– потери эксергии в парогенераторе $d_{\text{пк}}$:

$$d_{\text{пк}} = q_{1\text{внес}} - \Delta e_{\text{пк}} ,$$

где изменение эксергии рабочего тела в котлоагрегате:

$$\Delta e_{\text{пк}} = \left(h_{1'} - h_{5\text{д}}\right) - T_0\left(s_{1'} - s_{5\text{д}}\right) ;$$

– потери эксергии в паропроводе $d_{\text{пп}}$:

$$d_{\text{пп}} = e_{1'} - e_1 ,$$

где эксергия пара на выходе из парогенератора

$$e_{1'} = (h_{1'} - h_0) - T_0(s_{1'} - s_0) ,$$

– потери эксергии в турбогенераторной установке $d_{\text{расш}}$:

$$d_{\text{расш}} = d_{\text{т}} - d_{\text{м}} - d_{\text{г}} ,$$

$$d_{\text{т}} = \left(e_1 - e_{2\text{д}}\right) - l_{\text{э}} ,$$

$$d_{\text{м}} = \left(h_1 - h_{2\text{д}}\right)(1 - \eta_{\text{м}}) ,$$

$$d_{\text{г}} = \left(h_1 - h_{2\text{д}}\right)\eta_{\text{м}}(1 - \eta_{\text{г}}) ,$$

где эксергия пара на входе в турбину e_1:

$$e_1 = (h_1 - h_0) - T_0(s_1 - s_0) ,$$

$d_{\text{м}}$ – потери эксергии, обусловленные механическими потерями в турбине и $d_{\text{г}}$ – потери, обусловленные механическими и электрическими потерями в электрогенераторе;

– потери эксергии в насосе:

$$d_{\text{н}} = \left(e_3 - e_{5\text{д}}\right) + l_{\text{н}}^{\text{д}} ,$$

где эксергия конденсата на выходе из насоса:

$$e_{5\text{д}} = \left(h_{5\text{д}} - h_0\right) - T_0\left(s_{5\text{д}} - s_0\right) ;$$

– потери эксергии рабочего тела в конденсаторе:

$$d_{\text{конд}} = e_{2\text{д}} - e_3 ,$$

где эксергия потока пара на входе в конденсатор:

$$e_{2\text{д}} = \left(h_{2\text{д}} - h_0\right) - T_0\left(s_{2\text{д}} - s_0\right)$$

– и эксергия потока конденсата на выходе из конденсатора:

$$e_3 = (h_3 - h_0) - T_0(s_3 - s_0) .$$

Здесь энтальпия и энтропия H_2O $h_0 = 70{,}8 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$; $s_0 = 0{,}250699 \frac{\text{кДж}}{\text{кг·К}}$ определены при $T_0 = 290$ К, $P_0 = 100$ кПа окружающей среды [7].

В исследуемом цикле при сверхкритических параметрах водяного пара на входе в турбину определены необратимые потери работоспособности всех элементов паротурбинной установки конденсационного типа.

В реальном цикле все процессы неизбежно сопровождаются некоторыми потерями. Из них прежде всего следует учесть потери вследствие трения при течении потока пара в соплах и на лопатках турбины, а также при сжатии воды в насосе. При наличии трения эти процессы являются необратимыми и, следовательно, весь цикл становится необратимым. По второму закону термодинамики для необратимых процессов справедливо соотношение ds > dq/T [5,6]. Поэтому действительный процесс расширения пара в турбине сопровождается ростом энтропии и в T,s –диаграмме (рис. 1) он изображается линией 1 – 2д. Действительный процесс сжатия воды в насосе также сопровождается ростом энтропии и в T,s –диаграмме (рис. 1) он изображается линией 2 – 5д.

Теплофизические свойства воды-водяного пара представлены в табл.1 [7].

Таблица 1

Параметры в характерных точках цикла с разными начальными параметрами пара на входе в турбину

Точки цикла	P, МПа	t, °C	h, кДж/кг	s, кДж/(кг·К)	x	Состояние рабочего тела
1’	15	460	3198,4	6,2121	–	Перегретый пар
	30	650	3599,7	6,4077		
1	14	450	3175,6	6,1945	–	Перегретый пар
	29	640	3577,9	6,3978		
2	0,004	28,96	1872,7	6,2182	0,72	Влажный насыщенный пар
	0,004	28,96	1617,02	6,3978	0,742	
2д	0,004	28,96	2064,2	6,8632	0,8	Влажный насыщенный пар
	0,004	28,96	2174,31	7,2177	0,844	
3	0,004	28,96	121,4	0,4224	0	Насыщенная жидкость
	0,004	28,96	121,4	0,4224		
5	14	29	136,6	0,4224	–	Ненасыщенная жидкость
	29	30	151,9	0,4224		
5д	15	31	137,989	0,428	–	Ненасыщенная жидкость
	30	32	155,29	0,4322		

Параметры состояния рабочего тела, изменяющиеся в результате необратимых процессов, находили, предварительно определив внутренний относительный КПД данного цикла $\eta_{oi}^{\text{ц}}$.

$$\eta_{oi}^{\text{ц}} = \frac{l_{\text{ц}}^{\text{д}}}{l_{\text{ц}}^{\text{т}}} = \frac{(h_1 - h_{5\text{д}}) - (\text{h}_{2\text{д}} - h_3)}{(h_1 - h_5) - (\text{h}_2 - h_3)} .$$

Для вычисления абсолютного эффективного КПД $\eta_{\text{эфф}}^{\text{уст}}$ –

$$\eta_{\text{эфф}}^{\text{уст}} = \eta_t \cdot \eta_{oi}^{\text{ц}} \cdot \eta_{\text{м}} \cdot \eta_{\text{г}} \cdot \eta_{\text{тр}} \cdot \eta_{\text{п.к.}} ,$$

предварительно определен термический КПД цикла –

$$\eta_t = \frac{q_1 - q_2}{q_1} = \frac{(h_1 - h_5) - (\text{h}_2 - h_3)}{h_1 - h_5} .$$

Оценка необратимых потерь работоспособности в цикле ПТУ. Выполнен термодинамический анализ действительного цикла паротурбинной установки (конденсационная схема) с параметрами пара перед турбиной P_1=14МПа, t_1,=450^{o}С и P_1=29МПа, t_1,=640^{o}С при давлении в конденсаторе 0,004МПа. Определены параметры воды и водяного пара в характерных точках цикла с использованием справочных данных (табл.1) [7].

По результатам расчетов эффективный КПД паротурбинного цикла закономерно увеличивается с ростом параметров пара перед турбиной.

Таблица 2

Сравнение необратимых потерь эксергии в элементах ПТУ с разными параметрами пара на входе в турбину

Наименование элемента ПТУ	Потери эксергии кДж/кг (P_1=14 МПа, t_1, =450 ^{o}С)	Потери эксергии, кДж/кг (P_1=29 МПа, t_1, =640 ^{o}С)
Паровой котел	1946,94	2040,95
Паропровод	16,43	18,929
Турбогенераторная установка	286,74	371,00
Конденсатор	77,765	82,276
Насос	1,73	3,491
Работа на клеммах электрогенератора	1015,79	1270,35
Внесенная теплота	3345,4	3787,0

На рис. 2 и 3 представлены диаграммы потоков эксергии рассмотренной теплосиловой паротурбинной установки. Эксергия теплоты, выделившейся при сгорании топлива в топке котла, принята за 100 %; диаграмма показывает, в каких элементах установки и какая доля потока эксергии уходит в виде потерь. Диаграмма потоков эксергии служит наглядной иллюстрацией выполненных расчетов.

Результаты анализа потерь эксергии по отдельным элементам паросиловой установки показывают, что наибольшие потери эксергии вызываются необратимым характером теплообмена в котле. Парогенератор характеризуется самыми низкими потерями работоспособности из всех элементов паросиловой установки. Этот результат хорошо показывает, что котлоагрегат – тепловое устройство, весьма эффективное с позиций первого закона термодинамики, – оказывается весьма несовершенным с позиций второго закона из-за большой разности температур топочных газов и рабочего тела, что приводит к недоиспользованию температурного потенциала теплоты, полученной при сжигании топлива.

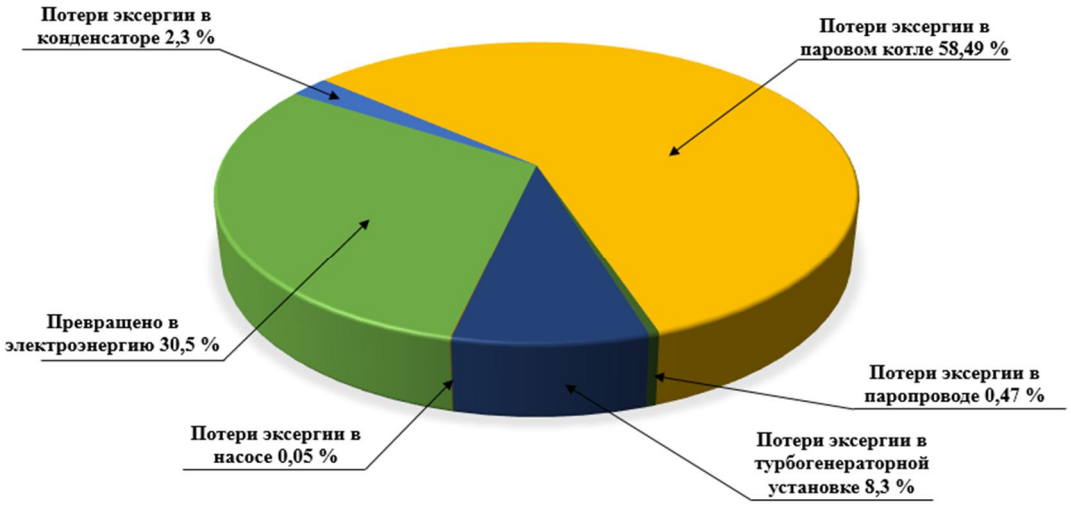


Рисунок 2 – Диаграмма потерь эксергии в элементах ПТУ при параметрах пара P_1=14 МПа, t_1=450 ^oC

Для уменьшения этих потерь эксергии необходимо в первую очередь уменьшить степень необратимости процесса теплообмена в парогенераторе [5].

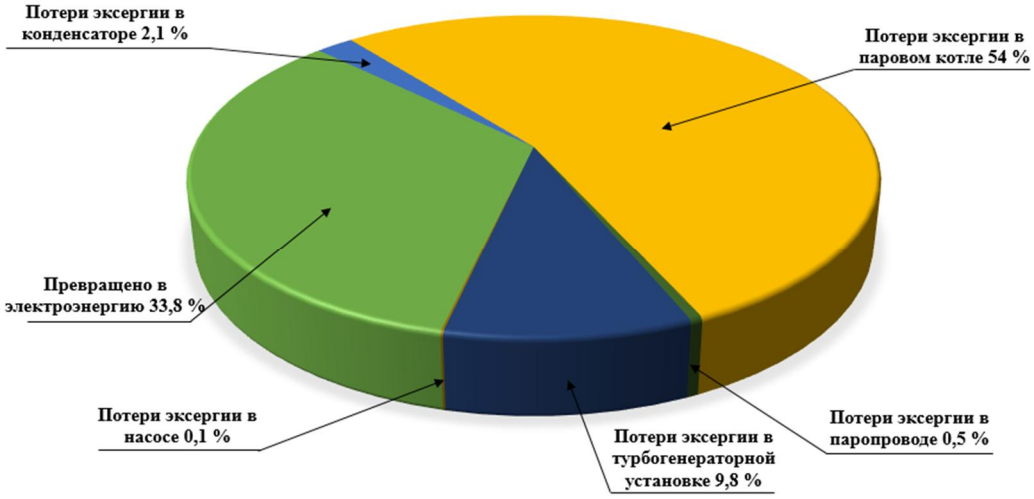


Рисунок 3 – Диаграмма потерь эксергии в элементах ПТУ при параметрах пара P_1=29 МПа, t_1=640 ^oC

Значительны потери эксергии в турбогенераторной установке (их уменьшение может быть достигнуто путем улучшения конструкции проточной части и механических элементов турбины и усовершенствования генератора), а также в конденсаторе. Уменьшение потерь эксергии в конденсаторе можно добиться уменьшением разности температур конденсирующегося пара и охлаждающей воды путем дальнейшего снижения давления в конденсаторе P_2.

Потери эксергии в паропроводе относительно малы; их дальнейшее снижение связано с улучшением теплоизоляции паропровода и повышением его гидродинамических характеристик. Потери в насосе пренебрежимо малы.

Вывод. В результате термодинамического анализа выявлены необратимые потери в реальном цикле паротурбинной установки конденсационного типа, как распределяются эти потери по отдельным элементам установки и, следовательно, на усовершенствование какой части цикла теплосиловой установки надо обратить внимание с целью уменьшения степени необратимости цикла.

Получен следующий результат: эксергетический анализ паротурбинного цикла на водяном паре показал, что доли необратимых потерь эксергии в элементах ПТУ уменьшаются с увеличением эффективного КПД установки ($\eta_{эфф}^{уст}$=30,5 % для докритического и $\eta_{эфф}^{уст}$ =33,8 % для сверхкритического давления пара перед турбиной), что доказывает перспективность применения термодинамических циклов на сверхкритических параметрах.

Библиографический список

1. Тумановский, А.Г. Перспективы развития угольных ТЭС России / А.Г. Тумановский // Теплоэнрегетика. – 2017. – № 6. – С. 3-13.
2. Артемов, В.Н. Сравнительный анализ эффективности теплоэнергетики России и стран мира / В.Н. Артемов, А.В. Клименко, В.В. Клименко, А.Г. Терешин // Вестник Московского энергетического института. – 2013. – № 1. – С. 9-15.
3. Рогалев, Н.Д. Состояние разработок в области создания угольных паротурбинных электростанций с параметрами пара, превышающими 305 МПа и 700°С / Н.Д. Рогалев, А.Э. Голодницкий, А.Г. Тумановский // Электрические станции. – 2013. – № 3 (980). – С. 12-21.
4. Сунгатова Т. С., Степанова О. А., Ермоленко М. В., Касымов А. Б – Эксергетический анализ эффективности АЭС, работающей на бинарном цикле. Периодический научно-технический журнал Национального ядерного центра Республики Казахстан. Выпуск 4(88), декабрь 2021. С. 51-55.
5. Александров А.А. Термодинамические основы циклов теплоэнергетических установок. М.: Издательский дом МЭИ, 2004. 158 с.
6. Андрющенко А.И., Ларин Е.А., Сандалова Л.А. Метод эксергетического анализа термодинамических систем и комплексов. Саратовский государственный технический университет, 2008. 74 с.
7. Александров А.А., Григорьев Б.А. Таблицы теплофизических свойств воды и водяного пара. М.: Издательский дом МЭИ, 2006. 164 с.

Филиппова Н.В., обучающаяся, гр. ЭСТб-20-2 ИРНИТУ
Герасимова Н.П., к.х.н., доцент кафедры ТЭ ИРНИТУ

УДК 697.34

ПРИМЕНЕНИЕ ПРИБОРОВ УЧЕТА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ РАЦИОНАЛЬНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

Шуплецов И.С.[1], Панин А.С.[1], Барахтенко Е.А.[1,2]

[1]*Иркутский национальный исследовательский технический университет*

[2]*ФГБУН Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН*

ivanshuplecov@mail.ru, panin@irkutskteploservis.ru, barakhtenko@isem.irk.ru

Введение. Узел учета тепловой энергии (далее УУТЭ) представляет собой техническую систему по измерению параметров теплоносителя. УУТЭ включает в себя технические средства измерения, которые обеспечивают учет потребляемого тепла, расход массового и объемного потребления теплоносителя. Средства измерения позволяют регистрировать и контролировать параметры теплоносителя [1]. Конструкция УУТЭ состоит из ряда технических средств, набора оборудования, которое монтируется на трубы тепловой сети на границе балансовой ответственности между потребителем и поставщиком тепловой энергии [4]. Пример узла учета приведен на рис.1.

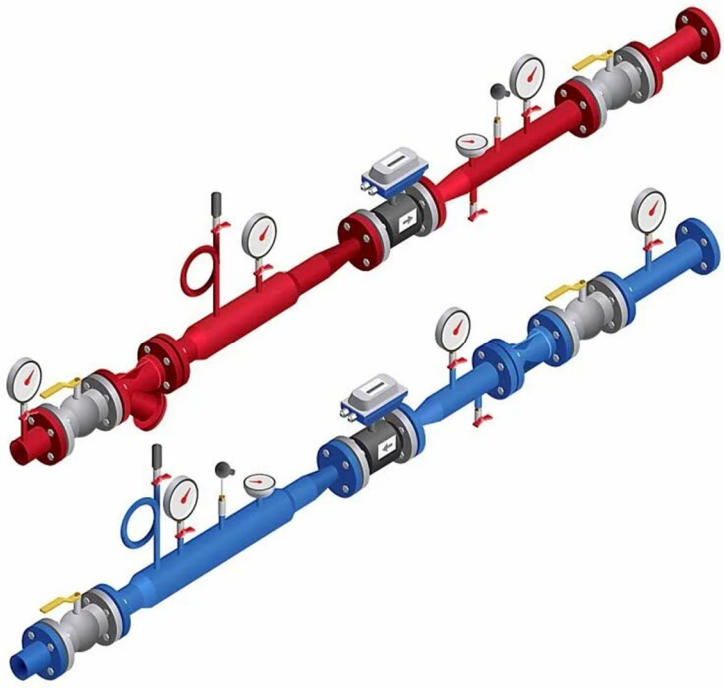


Рисунок 1 – Узел учета тепловой энергии

Применение приборов учета для потребителей тепла не является технологией для экономии тепловой энергии, монтаж приборов учета является побуждающим стимулом для экономии энергоресурсов в целом.
Установленный УУТЭ позволяет потребителю отслеживать свое потребление тепловой энергии. Данные наблюдения дают понимание, сколько

тепла расходуется и какой объем его потребления можно сократить. Сокращение потребления тепла ведет к сокращению платежей за потребляемое тепло, что в свою очередь является важным фактором для потребителя.

Коммерческий учет тепла позволяет регулировать коммерческие и финансовые отношения между поставщиком и потребителем тепловой энергии. Учет тепловой энергии служит стимулом для экономии энергоресурсов. Эта экономия эффективно влияет на сам процесс теплоснабжения в целом. Оплата за потребляемое тепло осуществляется по показаниям приборов учета тепловой энергии. А если рассматривать оплату за потребление тепла по стандартным расчетным нормативам, то зачастую это экономически невыгодно для самого потребителя.

Поставщикам энергии применение приборов учета выгодно тем, что появляется возможность отслеживать расход энергоресурса с дальнейшим анализом и поиском мест утечек теплоносителя и т.д. Если рассматривать преимущества для потребителей тепла, то коммерческий учет выгоден лишь экономией финансовых средств самого потребителя [3,4].

Описание теплосчетчика УУТЭ. Теплосчетчик – это комплекс технических средств измерения параметров теплоносителя. Теплосчетчик, как правило, состоит из: самого тепловычислителя (измерительно-вычислительного блока), расходомеров (преобразователей расхода), датчиков температуры (преобразователей температуры) и датчиков давления (преобразователей давления).

Тепловычислитель. Тепловычислитель, принимает сигналы от преобразователей расхода, температуры и давления. На основе полученных данных тепловычислитель осуществляет дальнейшее вычисление величины потребляемой тепловой энергии.

Расходомер. В водяных системах теплоснабжения для определения расхода жидкости в трубопроводе используются расходомеры (преобразователи расхода). Расходомер осуществляет измерение расхода теплоносителя, т.е. определяет то количество жидкости, которое протекает через трубопровод за определенный промежуток времени. Измерение в расходомерах осуществляется в массовых и объемных расходах. Различают расходомеры по методу измерения расхода жидкости. Среди методов измерения выделяют следующие: ультразвуковой метод, электромагнитный метод, тахометрический метод, вихревой метод.

Расходомеры, основанные на ультразвуковом методе, работают по принципу подачи ультразвукового сигнала через поток жидкости в трубопроводе, а сам сигнал исходит от излучателя к приемнику, которые расположены на трубопроводе друг напротив друга. Расходомеры, основанные на электромагнитном методе, работают по принципу способности самого теплоносителя образовывать электрический ток при движении в магнитном поле расходомера. Расходомеры, основанные на тахометрическом ме-

тоде, работаю по принципу преобразования движения потока теплоносителя в трубопроводе во вращательное движение механической части (турбины, винта, крыльчатки) самого расходомера. Расходомеры, основанные на вихревом методе, работают по принципу образования завихрений за препятствием (внутри расходомера), стоящим на пути потока теплоносителя [3,4].

Расчет и определение потребности количества тепла. Для определения и эффективного распределения количества тепла, поставляемого потребителю от теплоисточника (ТЭЦ, котельной), рассмотрим и сравним разницу между фактической тепловой нагрузкой, измеренной приборами учета за определенный период, и договорной (нормативной) тепловой нагрузкой для одного многоквартирного дома. Например, рассмотрим многоквартирный дом (МКД) по следующему адресу: г. Иркутск, ул. Донская, д. 8.

Договорная (нормативная) тепловая нагрузки на МКД согласно договору о теплоснабжении датированная 2018 годом [5] составляет $Q = 0,256$ Гкал/ч. Фактическая тепловая нагрузка для МКД согласно показаниям общедомового прибора учета тепловой энергии за период 2018 года [6] приведено в табл.1.

Таблица 1

Фактическая тепловая нагрузка на МКД

2018 г.	Расход, $м^3$			Масса, т			Тепло, Гкал	Таймер, ч	Тепловая нагрузка, Гкал/ч
	V_1	V_2	ΔV	M_1	M_2	ΔM	ΔQ	$T_п$	Q
Январь	2642,59	2353,31	289,28	2523,35	2312,04	211,31	121,99	743,99	0,16396
Февраль	2416,43	2154,92	261,50	2321,30	2119,61	201,69	99,39	672,00	0,14790
Март	2695,62	2393,75	301,86	2616,04	2360,62	255,42	86,00	744,00	0,11559
Апрель	2211,58	1924,18	287,40	2163,44	1904,09	259,35	60,99	720,00	0,08471
Май	1179,96	899,72	280,24	1157,37	891,05	266,32	34,21	720,00	0,04752
Июнь	244,01	0,00	244,01	240,27	0,00	240,27	12,66	696,00	0,01819
Июль	256,55	0,00	256,55	252,85	0,00	252,85	12,82	743,06	0,01726
Август	272,91	0,00	272,91	269,02	0,00	269,02	13,56	742,78	0,01826
Сентябрь	1058,84	778,43	280,42	1038,94	770,56	268,38	30,32	718,41	0,04220
Октябрь	2890,39	2603,66	286,73	2827,77	2572,64	255,13	67,24	743,34	0,09046
Ноябрь	2784,75	2496,36	288,39	2697,63	2458,89	238,74	90,07	715,19	0,12594
Декабрь	2858,77	2553,12	305,65	2739,29	2507,75	231,53	118,90	740,09	0,16065
ИТОГ:	21512,39	18157,46	3354,93	20847,26	17897,25	2950,00	748,16	8698,8	**0,086**

Сравнивая договорную тепловую нагрузку с фактической тепловой нагрузкой видно, что:

– договорная тепловая нагрузка составляет 0,256 Гкал/ч;

– фактическая тепловая нагрузка составляет 0,086 Гкал/ч.

Из этого следует, что договорная нагрузка превышает фактическую почти в 3 раза, и разность ΔQ между ними составляет 0,170 Гкал/ч.

Заключение. Согласно приведенному примеру можно сделать вывод, что при применении приборов учета тепловой энергии осуществляется экономия тепловой энергии с последующей экономией энергоресурсов. Также можно отметить, что и потребитель значительно экономит денежные средства при оплате за потребленное тепло. Но возникает основная проблема, связанная с тем, что те излишки тепловой энергии, которые не были потреблены, но были произведены, частично возвращаются обратно к теплоисточнику и не расходуются потребителем, что делает неэффективным сам процесс теплоснабжения. Во избежание неэффективного расхода тепла, которое не использовано потребителем, а также во избежание ущерба для самого производства тепла на теплоисточнике, необходимо для рационального использования произведённой тепловой энергии предусмотреть на перспективу теплофикацию тех районов города (включая частные сектора), которые еще не подключены к централизованному отоплению. Тем самым перераспределить это тепло в районы с неразвитой системой отопления, а порой с отсутствием как таковой системой теплоснабжения. Теплофикация таких районов создает благоприятные условия для развития этих районов города, в частности, появляется возможность для строительства школ, детских садов, больниц и т.д.

Библиографический список

1. Постановление Правительство Российской №1034 от 18 ноября 2013 г. «О коммерческом учете тепловой энергии, теплоносителя» URL: https://normativ.kontur.ru/document?moduleId=1&documentId=330195
2. Федеральный закон №261-ФЗ от 23 ноября 2009 г. (ред. от 11.06.2021) «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_93978/
3. «Узел учета тепла: состав и назначение элементов прибора» URL: https://stoom.ru/content/view/705
4. «Приборы учета тепловой энергии» URL: https://horoshevo-mnevniki.mos.ru/improvement/the-metering-of-thermal-energy/
5. Договорная (нормативная) тепловая нагрузка для МКД согласно договору о теплоснабжении датированная 2018 годом, предоставленная РСО (ООО «Иркутскэнергосбыт»).
6. Фактическая тепловая нагрузка на МКД (архивные данные) согласно показаниям общедомового прибора учета тепловой энергии за период 2018 года, предоставленная управляющей компанией «Южное управление жилищно-коммунальными системами», г. Иркутска.

Шуплецов И.С., обучающийся, гр. МОТУм-20 ИРНИТУ
Панин А.С., обучающийся, гр. МОТУм-20 ИРНИТУ
Барахтенко Е.А., к.т.н., доцент, с.н.с. ИСЭМ СО РАН, доцент ИРНИТУ

ЭНЕРГО- И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ, ПРОМЫШЛЕННОМ И ЖИЛИЩНО-КОММУНАЛЬНОМ КОМПЛЕКСАХ

УДК 621.331

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ СВЕТОДИОДНЫХ СВЕТИЛЬНИКОВ В ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПОМЕЩЕНИЯХ ПАССАЖИРСКОГО ВАГОННОГО ДЕПО ИРКУТСК

Азиев Д.Р., Горин А.А.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
Aziev.denis@mail.ru, artem.gorin.1993@mail.ru

В наши дни очень широкое применение в области освещения жилищ, офисов и промышленных зданий получили лампы и светильники из светодиодов. Светодиодные лампы имеют технические характеристики лучше, чем другие осветительные приборы, они стали лучшим выбором для освещения, поскольку экономичны и имеют длительные сроки работы, если сравнивать их характеристики с остальными разновидностями ламп.

Эти лампы имеют отличные технические характеристики, в частности, отличие по световому оттенку, который меняется от теплого к холодному (2700К – 4500К). Светодиодные лампы имеют хорошие второстепенные технические характеристики, среди них эффективность, показывающая уровень светоотдачи к потребляемой мощности. Сейчас показатели эффективности у ламп стали достигать 160 Лм/Вт. Практически для всех светодиодов оптимальной температурой среды работы является примерно 60–40 градусов [1-5].

С начала основания пассажирского вагонного депо Иркутск освещение в помещениях и цехах осуществлялось лампами накаливания, светильниками с люминесцентными лампами типа ЛБ-20, ЛБ-40 и светильниками с лампами ДРЛ-400.

Лампы ЛБ-20, ЛБ-40 и ДРЛ-400 затрачивают большое количество электроэнергии, и при выходе из строя их нельзя утилизировать вместе с обычными бытовыми отходами, так как в них содержатся пары ртути. Их необходимо собирать и передавать в компанию, занимающуюся утилизацией таких ламп, за что приходиться платить немалые денежные средства. Вследствие этого встал вопрос о постепенном переходе (замене) на освещение светодиодными светильниками, прожекторами и лампами.

На первом этапе в пассажирском вагонном депо Иркутск произведена замена ламп накаливания ЛОН-95 Вт на лампы светодиодные А60/13w/Е27/6500К и светильники с лампами ЛБ-20, ЛБ-40 на панель светодиодную ДВО01 – 40 – 6К 40 Вт 590х590 мм 6500К и светильники ДСП-1307 36 Вт 6500К [6].

Энергопотребление новыми светодиодными лампами A60/13w/E27/6500K 13 Вт в сравнении с лампами накаливания 95 Вт уменьшилось в 7 раз, а срок их службы больше в 10 раз.

Светильники серии ДСП характеризуются отсутствием пульсаций светового потока (менее 5%), что позволяет снизить зрительную утомляемость и обеспечить комфортное освещение. Энергопотребление новыми светильниками ДСП-1307, имеющих мощность потребления 36 Вт, в сравнении с лампами ЛБ-40 уменьшилось в два раза, а срок их службы больше почти в 3 раза. Также плюсы светильников ДСП-1307 в том, что в них не содержатся пары ртути и у них большая степень защиты IP65.

Светильник серии ДВО применяют для освещения бытовых и административных помещений. Характеризуются отсутствием пульсаций светового потока (менее 5%), что позволяет снизить зрительную утомляемость и обеспечить комфортное освещение.

После установки LED светильников в производственных помещениях были установлены счётчики для сбора информации о потреблении ЭЭ. Данные о потреблении ЭЭ в течении 3-х последних лет, представлены на рис. 1. Как видно из диаграммы, наблюдается тенденция к снижению расхода ЭЭ, в частности объясняемая внедрением экономичных ламп и светильников.

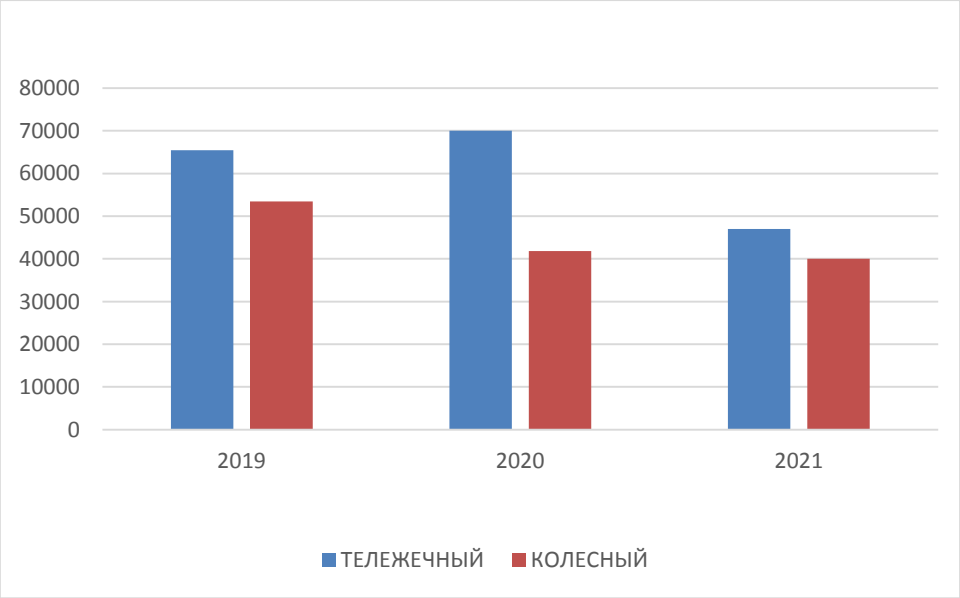


Рисунок 1 – Сравнительная диаграмма потребления электроэнергии, тыс. кВт·ч за 2019-2021 г.г.

На втором этапе предлагается замена светильников производственных помещений с освещением лампами ДРЛ-400 на светодиодные светильники RS-DF 150/60-003.

Осветительные приборы ДРЛ используются для освещения производственных помещений и улиц (в светильниках РКУ, ЖКУ), из-за этого их еще называют промышленные лампы. Их основные недостатки:

- из-за наличия ртути требуется специальная технология утилизации;
- цветопередача низкого уровня (около 45%);
- зависимость от стабильности источника питания;
- при отрицательной температуре ниже -20° С, источник освещения может не зажечься, а повторное включение возможно только через 10-15 минут;
- после определенного времени эксплуатации (как правило, около 2000 часов) уровень светового потока существенно снижается.

Светодиодный светильник RS-DF 150/60-003 имеет следующие технические характеристики:
- мощность светильник 80 Вт;
- световой поток 12000 Лм;
- цветовая температура 5000 К;
- размеры 250х212х195 мм;
- диапазон рабочих температур от –40 до +50
- степень защиты IP65.

Расчет экономического эффекта от реконструкции систем освещения колесного и тележечного цехов в здании колесно-роликового цеха с применением энергосберегающих технологий показал следующее. Общая стоимость проекта составляет 2850 тыс. руб. Разработка проекта реконструкции освещения выполнена с уменьшением точек освещения, при соблюдении требований СНиП 23-05-95 по освещенности рабочих мест. Применено секционирование освещения. Также, в дальнейшем, возможно рассмотреть вопрос о включении средств автоматического управления освещением в автоматизированную интеллектуальную систему непрерывного компьютерного контроля и диагностики устройств электроснабжения на данном предприятии [7-9].

В настоящее время в цехе 98 точек установки ламп ДРЛ 400. При расчете экономического эффекта принято уменьшение точек установки до 76 замена ламп на RS-DF 150/60-003. Происходит снижение энергопотребления за счет секционирования на 5% (не менее 3 секционируемых зон освещения цеха). Установка таймера отключения освещения позволит дополнительно снизить энергопотребление на 1%.

Расчет экономического эффекта от реконструкции системы освещения сведен в табл. 1.

Таблица 1

Расчет экономической эффективности

Показатель	**Значение**	
	ДРЛ400	**RS –DF 150/60-003**
1.Затраты на ЭЭ	400Вт·98шт=39200 Вт	80Вт·76шт.=6080 Вт
2.Время работы ламп в год	11 часов·365 дней=4015 ч	11 часов·365 дней=4015 ч
3.Количество потребляемой ЭЭ в год	(39200·4015)/ 1000=157388 кВт·ч	(6080Вт·4015)/1000= 24411 кВт·ч

Окончание табл. 1

Показатель	Значение	
	ДРЛ400	**RS –DF 150/60-003**
4.Снижение энергопотребления за счет секционирования освещения на 5%	-	24411·0,05=1220,55 кВт·ч
5.Снижение энергопотребления за счет управления отключением с применением таймера освещения 1% (принято 14,4 мин. в сутки)	-	24411·0,01=244,11кВтч
6.Энергопотребление с учетом п.4-5		23190 кВтч
7.Стоимость потребления ЭЭ в год, руб	157388кВтч·2,39 руб.=376157,32	23190кВтч·2,39руб.= 54869,86
8.Экономия ЭЭ в кВт·ч / руб	-	134429,9 / 321287,46
9.Срок службы	12000 ч	50000 ч
10.Срок эксплуатации	12 000/4015=3 года	50000/4015=12 лет
11.Стоимость	4842 руб	6617,37 руб
12.Расходы на приобретение ламп на расчетный срок эксплуатации в 12 лет/ в год	12/3·98·4842= 1898064 руб/	76·6617,37 = 516154,86 руб
13.Расходы на приобретение ламп в год, исходя из срока службы	1898064 руб./4= 474516 руб. в год	76×6617,37 = 516154,86 руб
14.Итого экономия от расходов на приобретение	-	(1898064 руб. – 516154,86 руб.)/4=345477,29 руб. в год
15.Расходы на утилизацию ламп	12/3·98·22,54= 8835,68 руб	-
16.Годовой эффект от эксплуатации: на 2021 год с учетом индекса-дефлятора: -электроэнергия; - эксплуатационные расходы (приобретение и утилизация); - итого	- - - -	(1898064-516154,86)/4 = =345477,29 руб. в год; 345477,29 руб. в год ·1,045= = 361023,76 руб. в год 8835,68·1,04= = 9189,11 руб. в год 339600,85+361023,76+ +9189,11= **708813,72** руб. в год

Таким образом, видим, что после замены ртутных ламп на LED светильники, произошла существенная суммарная экономия в объеме 708813,72 руб. в год, отпала необходимость в хранении и утилизации ртутных ламп, улучшилась освещение рабочих мест, увеличивается срок службы светильников, увеличивается световой поток, улучшается осве-

щенность рабочих мест, что, несомненно, сказывается на комфортности и безопасности систем освещения промышленных предприятий.

Библиографический список

1. https://ampersite.ru/osnovy-elektrotekhniki/lampy-tekhnicheskie-kharakteristiki-i-obshchie-pokazateli-dlya-priborov.html
2. Пузина Е.Ю. Разработка мероприятий по экономии электроэнергии в системах электроснабжения электровозоремонтных предприятий. Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири. Материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием. 2020. С.258-262.
3. Сарапульцев Д.Б., Кашин А.А., Пузина Е.Ю. Эффективность реконструкции систем освещения на предприятиях электротехнической промышленности. Технико-экономические проблемы развития регионов. Материалы научно-практической конференции с международным участием. 2019. С. 251-255.
4. Воинова Д.В., Пузина Е.Ю. Повышение эффективности функционирования энергетических объектов муниципальной инфраструктуры. Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири. Материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием. 2016. С.170-175.
5. Захарова М.Ю., Пузина Е.Ю. Особенности проведения энергетического обследования нефтебазовых комплексов. Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири. Материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием. 2014. С.235-240.
6. http://energ2010.ru/Katalog_oborudovaniya/Lampy/Lampa_LB_40.html
7. Лундалин А.А., Пузина Е.Ю., Худоногов И.А. Направления развития релейной защиты и автоматики в Российских электрических сетях. Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. 2019. № 2 (62). С 77-85.
8. Жоглик И.В., Пузина Е.Ю. Автоматизированная интеллектуальная система непрерывного компьютерного контроля и диагностики силового оборудования. Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири. Материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием. 2015. С.104-109.
9. Afanasenko A.S., Fedchishin V.V., Kudryashev G.S. Selecting power transformers based on magnetic path parameters. 2019 International Science and Technology Conference “EastConf”, EastConf 2019. 2019. С. 8725338.

Азиев Д.Р., обучающийся гр. ЭУмз-19
Горин А.А., обучающийся гр. ЭУмз-19

УДК 621.331.4(07)

ВЫБОР СОВРЕМЕННОГО ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ТЯГОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ ГОРОДСКОГО ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ТРАНСПОРТА

Аршинов С.А.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
asa@istu.edu

Тяговые подстанции (ТП) городского электрического транспорта (ГЭТ) служат для преобразования трехфазного переменного тока напряжением 6 или 10 кВ частотой 50 Гц в постоянный ток напряжением 600 В на шинах ТП [1].

Питание ТП электроэнергией осуществляется по кабельным линиям напряжением 6 или 10 кв. На рисунке 1 показана электрическая принципиальная схема ТП, которая определяет полный состав элементов и связей между ними и, как правило, дает детальное представление о принципах работы ТП.

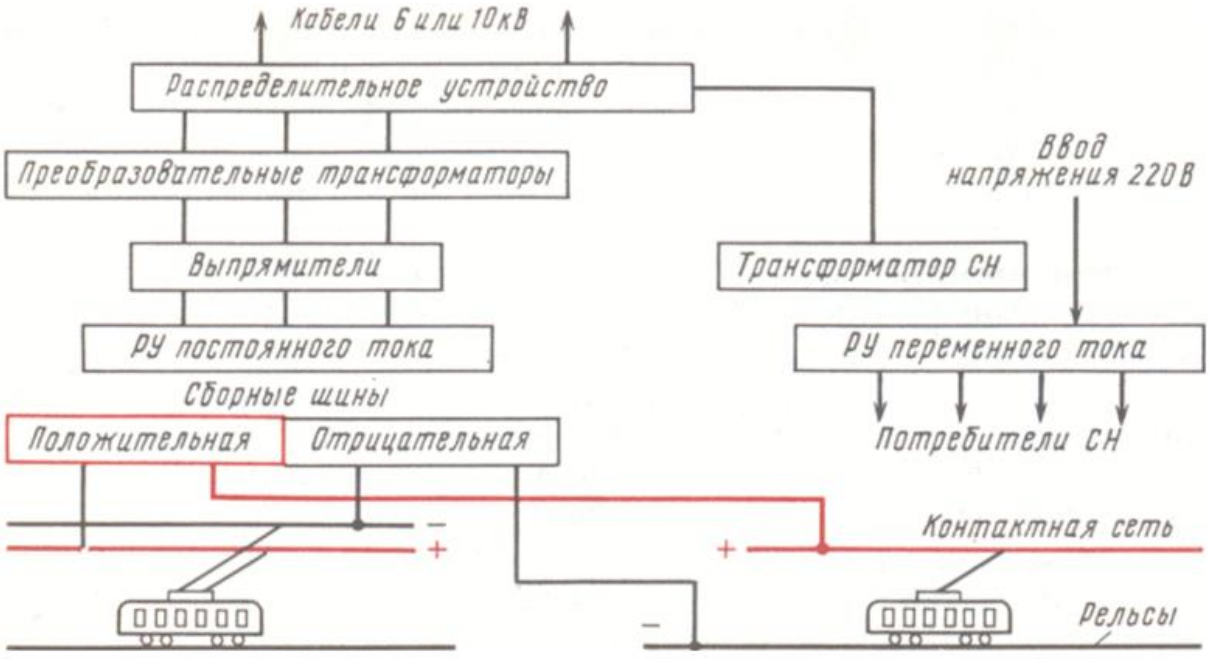


Рисунок 1 – Структурная схема тяговой подстанции

ТП – сложное электротехническое сооружение, оборудование которого за долгие годы эксплуатации морально и физически устарело, в связи с чем возникает необходимость замены старого оборудования на новое энергоэффективное. Данная замена позволит увеличить энергосбережение ГЭТа, а также улучшить условия охраны и безопасности труда для обслуживающего персонала [2-4].

Современная ТП оснащена силовым, преобразовательным, коммутационным и релейным оборудованием, большая часть которого работает в режиме автотелеуправления и постоянно совершенствуется.

В настоящее время существует много фирм и организаций, как отечественных, так и зарубежных, занимающихся разработкой современного оборудования для ТП ГЭТ. Среди них можно выделить: ЗАО Электротехническая компания «Плутон» г. Москва, компания АВВ (Германия), ОАО «Электрозавод» г. Москва, «Уралэлектротяжмаш» г. Екатеринбург, «Запорожтрансформатор» (Украина) и др.

Преобразовательный агрегат ТП состоит из трансформатора и выпрямителя.

В качестве современных выпрямителей для тяговых подстанций городского электрического транспорта применяется комплект из преобразовательной секции серии В-ТПЕД и сухого трансформатора, изготавливаемого по технологии RESIBLOC®, производства компании АВВ (Германия). Трансформатор соединяется с секцией преобразовательной шинным мостом. Выпрямители производятся по «нулевой» схеме с уравнительным реактором и трехфазной «мостовой» схемами выпрямления. В зависимости от схемы выпрямления разработаны следующие типоисполнения выпрямителей (табл. 1).

Таблица 1

Типовые исполнения выпрямителей

Выпрямители	Схема выпрямления
В-ТПЕД-1000-600Н	«Нулевая» (звезда – две обратные звезды с уравнительным реактором)
В-ТПЕД-2,0к-600Н	
В-ТПЕД-800-600М	Трехфазная «мостовая»
В-ТПЕД-1,25к-600М	
В-ТПЕД-2,0к-600М	

В качестве преобразовательного трансформатора поставляются современные сухие трансформаторы, изготавливаемые по технологии RESIBLOC® мощностью от 1000 кВА до 40 000 кВА с различными сочетаниями напряжений ВН и НН (до 45 кВ).

Трансформаторы имеют оригинальную конструкцию первичной и вторичных обмоток, выполняемых из медного провода и алюминиевой фольги. Бандажируются обмотки стекловолоконной нитью, пропитанной эпоксидным компаундом. Трансформаторы RESIBLOC® способны выдерживать максимальные колебания температурных расширений без повреждения поверхности компаунда и без образования микротрещин. Это единственные сухие трансформаторы, способные работать при температурах до минус 60°С.

Трансформаторы работают в условиях 100% влажности и в условиях конденсации водяных паров, а также в условиях химического загрязнения.

Трансформаторы могут быть оснащены радиальными вентиляторами с низким уровнем шумов. Система охлаждения позволяет увеличить номинальную мощность трансформаторов вплоть до 40%.

Устойчивость обмоток трансформатора к механическим нагрузкам составляет 650 – 750 Н/мм^2.

Все компоненты трансформаторов прошли испытания на отсутствие токсичности. Все материалы негорючие и не поддерживают процесс горения. Степень защиты трансформаторов – IP00, IP21, IP23, IP54 по ГОСТ 14254-96.

Трансформатор RESIBLOC® допускает перегрузку до тех пор, пока наиболее горячая точка нагрева трансформатора не достигает 155°С.

Трансформаторы с электронным блоком контроля температуры. Блок снабжен двумя уставками – РТС на 140°С – сигнал тревоги, РТС на 155°С – выключение нагрузки. Возможна также третья уставка – РТС 130°С – включение принудительной вентиляции. Основные технические характеристики трансформаторов приведены в литературе [5, 6, 7].

Основное оборудование подстанции располагается в распределительных устройствах. На тяговых подстанциях городского электрического транспорта имеется два распределительных устройства: одно – переменного тока напряжением 6 или 10 кВ; второе – выпрямительного тока напряжением 600 В.

Основное оборудование ТП располагается в распределительных устройствах (РУ), служащих для приема и распределения электрической энергии и содержащих коммутационные аппараты, сборные и соединительные шины, вспомогательные устройства, а также устройства защиты, автоматики и измерительные приборы [8]. РУ выполняются с внутренней и наружной установкой и соответственно называются закрытыми и открытыми. На ТП применяются только закрытые РУ.

Основные требования, которым должны удовлетворять РУ: надежность работы, безопасность их обслуживания, ограничение аварий в случае их возникновения, экономичность и возможность расширения.

Схемы РУ высокого напряжения подстанций достаточно разнообразны [9]. РУ постоянного тока имеет две отдельных части, РУ положительной шины (ПШ) и РУ отрицательной шины (ОШ). РУ положительной шины, как правило, имеет две шины, рабочую и запасную.

Технические характеристики современного оборудования РУ ТП ГЭТ подробно приведены в литературе [3-9].

Состав потребителей собственных нужд (СН) ТП зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, типа электрооборудования.

Шкаф собственных нужд (ШСН) предназначен для управления, передачи, преобразования и распределения электроэнергии для питания потребителей СН ТП ГЭТ.

Современный ШСН выгодно отличается от существующих ШСН дизайном, повышенной надежностью, лучшими массогабаритными показателями и наличием источников бесперебойного питания, расширенными функциями управления, защиты и диагностики [10, 11, 12].

Приведенное выше основное оборудование, предназначенное для ПС ГЭТ, является одним из современных. Применение его при проектировании и сооружении подстанций позволит уменьшить потери электроэнергии, сократить затраты на оперативный и обслуживающий персонал и повысить надежность работы системы электроснабжения подвижного состава ГЭТ в целом.

Библиографический список

1. Загайнов Н.А. Тяговые подстанции трамвая и троллейбуса: учебник для техникумов / Н.А. Загайнов, Б.С. Фринкельштейн, Л.Л. Кривов. Под ред. Н.А. Загайнова.– 4-е изд. перераб. и доп. – М.: Транспорт, 1988. – 327 с.
2. Тяговые подстанции наземного электротранспорта [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.wikiplanet.click/enciclopedia/tab/ru/тяговая подстанция/.
3. Википедия свободная энциклопедия. Тяговая подстанция [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://ru.wikipedia.org/wiki/тяговая подстанция.
4. Оборудование для тяговых подстанций горэлектротранспорта: листок-каталог: Разработчик и изготовитель ЗАО «НПП ЭНЕРГИЯ». – М., 2010. – 146 л.
5. ЗАО Электротехническая компания «Плутон». Тяговые подстанции городского электрического транспорта [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://etcpluton.ru/assets/templates/pluton/pdf/doc/tuag_podst_gortransa_ch_3.pdf.
6. Трансформаторы тяговых подстанций [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.plutonep.com.
7. Сухие трансформаторы с литой изоляцией: листок-каталог: Разработчик и изготовитель Trafoelettro. – М., 2014. – 36 л.
8. Корнеева М.А. Тяговые подстнации: Учеб. Пособие для выполнения курсового проекта студентами спец. «Электрический транспорт» / М.А. Корнеева. – Иркутск. Изд-во ИрГТУ, 2004. – 128 с.
9. StudFiles. Схемы распределительных устройств высокого напряжения однотрансформаторных подстанций [Электронный ресурс]. Режим доступа: https:// Studfiles.net/preview/5395112/page:19/.
10. StudWood. Собственные нужды электрических подстанций [Электронный ресурс]. Режим доступа: https:// Studwood.ru/matematika_himiya_fizika/sobstvennye_nuzhdy_elektricheskih_podstantsiy.

11. Helpics. Выбор трансформаторов собственных нужд [Электронный ресурс]. Режим доступа: https:// helpics.org/4-76588.html.
12. Современное оборудование тяговых подстанций городского электрического транспорта / Р.С. Павленко, С.А. Аршинов. Технико-экономические проблемы развития регионов : мат-лы НПК с международным участием. – Иркутск: Изд-во ИрГТУ, 2013. – Вып. 10. – 168 с.

Аршинов С.А., к.т.н., доцент каф. Э и ЭТ Института энергетики

УДК 656.132

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ПОДВИЖНЫМ СОСТАВОМ ТРОЛЛЕЙБУСА

Аршинов С.А.[1], Базаров Х.И.[2]
Иркутский национальный исследовательский технический университет
asa@istu.edu

Целью автоматизации диспетчерского управления городского пассажирского транспорта является повышение комплекса технологической организации перевозок (КТОП) за счет обеспечения надежности выполнения расписания движения и высокой регулярности движения на маршрутах при снижении трудоемкости управления [1-7].

В состав технических средств управления входит:

оборудование центральной диспетчерской службы, которое составляет модемы сопряжения с каналами передачи данных, компьютеры и пульты старшего и маршрутных диспетчеров;

периферийное оборудование- устройства контрольных пунктов на маршрутах и устройство монтируемое на троллейбусе.

В зависимости от оборудования обеспечиваются различные виды возможности диспетчерского управления. В простом оборудовании возможна только автоматизированная система передачи информации, в более сложных системах функции оборудования предлагают альтернативные возможности диспетчерского управления.

В Иркутском троллейбусном парке используется система дальнего радиуса действия, обеспечивающая передачу информации между устройством на подвижном составе и, непосредственно, диспетчерским центром. К такой системе относятся радионавигационные системы ГЛОНАСС/GPS использующие для связи спутниковые и мобильные системы.

Система спутниковой навигации появилась в 50-х годах, когда был запущен первый искусственный спутник СССР. Американские ученые заметили, что благодаря эффекту Доплера частота сигнала, исходящая от советского спутника, увеличивается при сближении и уменьшается при удалении от земли. На основе эффекта Доплера, американскими учеными в 1973 году была создана программа DN88, позже переименованная в

NAVSTAR-GPS, позволяющая осуществлять точное наведение ракет на неподвижные, а затем и на подвижные цели на земле и в воздухе. В 1983 году система позиционирования стала доступна и для гражданских целей. Внешний вид спутника системы GPS показана на рис. 1.



Рисунок 1 – Внешний вид спутника системы GPS

С 2000-х годов сигналом GPS смогли воспользоваться все желающие, но система работала частично. Поэтому Россия стала разрабатывать свою систему позиционирования под названием GLONASS, которая насчитывает 24 спутника.

ГЛОбальная НАвигационная Спутниковая Система (ГЛОНАСС) – это российская система навигации, разработанная по заказу Министерства обороны РФ. В данный момент существует две работающих системы навигации: GPS и ГЛОНАСС. Основой системы являются 24 спутника, движущихся над поверхностью земли в трех орбитальных поверхностях (рис. 2) на высоте 19 100 км. Принцип работы аналогичен системе NAVSTAR-GPS.



Рисунок 2 – Орбитальная схема полета навигационных спутников GPS и ГЛОНАСС

В настоящее время развитием ГЛОНАСС занимаются Роскосмос и Российские космические системы.

Первый спутник ГЛОНАСС был запущен на орбиту Советским Союзом в 1982 году. В 1996 году спутниковая система была развёрнута до 24 спутников.

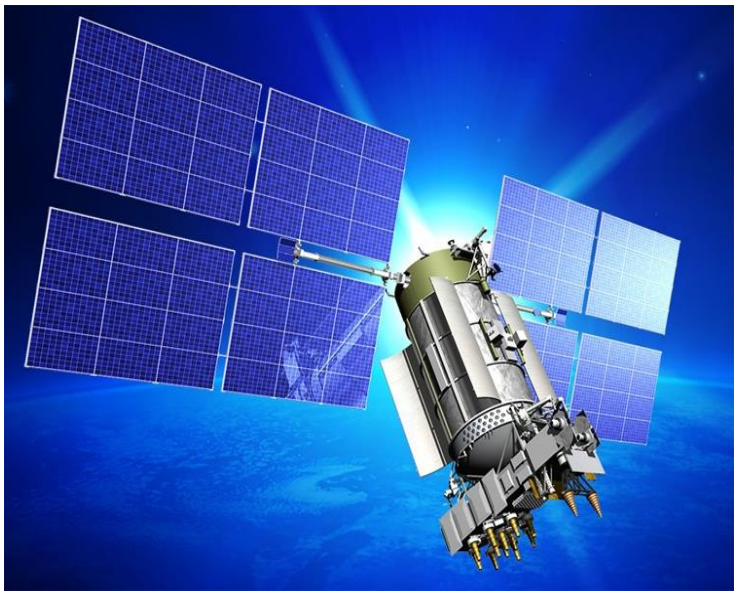


Рисунок 3 – Внешний вид спутника системы ГЛОНАСС

В 2009 году было объявлено, что первым городом страны, где общественный транспорт в массовом порядке будет оснащен системой спутникового мониторинга на базе ГЛОНАСС, станет город Сочи. На тот момент ГЛОНАСС оборудование было установлено на 250 сочинских автобусах.

В настоящее время в системе ГЛОНАСС используется запросная система технологии эфемеридного обеспечения, когда исходной информацией для расчета эфемерид служат данные измеренных текущих параметров спутников.

Определение параметров движения спутника производится по запросам измерения дальности и радиальной скорости в два этапа. На первом этапе переделяют параметры движения спутника по измерениям радиальной скорости, на втором этапе вычисляют параметры движения спутника по измерениям дальности и радиальной скорости. В основе этих методов лежат понятие согласующих моделей, которые представляют системы геофизических параметров.

В отличии от системы GPS, в системе ГЛОНАСС не предусмотрено принудительное снижение сигнала [9].

Системы ГЛОНАСС и GPS позволяют повысить эффективность управления маршрутным транспортом. Виды городского пассажирского транспорта различны и включают в себя: городские и междугородние автобусы, маршрутные такси, троллейбусы, трамваи, такси.

В связи в этим достаточно успешно могут быть решены задачи по оценке эффективности систем автоматизированного управления маршрутным транспортом; по оптимальному управлению диспетчерскими ресур-

сами; по выявлению факторов, влияющих на эффективность управления подвижным составом и на экономические ресурсы предприятия [1].

Библиографический список

1. Аршинова, С.М. Организация городских пассажирских перевозок: учебное пособие / С.М. Аршинова – Иркутск: Изд-во ИрГТУ, Транспорт, 2012. – 141 с.
2. Николаев А.Б. Автоматизированные системы обработки информации и управления на автомобильном транспорте: учебник / А.Б. Николаев, С.В. Алексахин,И.А. Кузнецов, В.Ю. Строганов – М.: Изд-во Мастерство, 2003. – 224 с.
3. Спирин, И.В. Организация и управления пассажирскими автомобильными перевозками: учебник / И.В. Спирин. – Москва: Изд-во Академия, 2010. – 400 с.
4. Максимов, А.Н. Городской электротранспорт. Троллейбус: учебное пособие / А.Н. Максимов. – М: Изд-во Академия, 2004. – 249 с.
5. Кашкаров, А.П. Система спутниковой навигации ГЛОНАСС: учебное пособие / А.П. Кашкаров. – М: ДМК Пресс, 2018. – 115 с.
6. [Электронный ресурс] – Режим доступа: https://ru.wikipedia.org/wiki/ 71-623, – свободный. – 71-623 – Википедия.
7. [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://www.irkget.ru/ gorelektrotrans/ trolleybus.htm, – свободный. – 71-623 – Иркутск ГорТранс.
8. [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://transport. kaketoustroeno.ru/a_transport&trolleybus&4.htm, – свободный. – Транспорт.
9. [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://z-navi.ru/index.php /products/orbitanavigator05, – свободный. – Навигационные технологии и системы транспортной безопасности.

Аршинов С.А., к.т.н., доцент каф. Э и ЭТ Института энергетики
Базаров Х.И., обучающийся, гр. ЭЛТбп-18-1

УДК 621.3

ПРИМЕНЕНИЕ ПЛАТФОРМЕННОГО ПОДХОДА К УПРАВЛЕНИЮ РАСПРЕДЕЛЕННЫМИ ЭНЕРГОРЕСУРСАМИ

Байрышев С.А., Батищева А.В., Зубарева К.Р.,
Немерова А.В., Шехтер К.В.
Иркутский национальный исследовательский технический университет

Введение. Преимущества платформенного подхода к управлению распределенными энергоресурсами (РЭР) в полной мере проявляются при автоматизации управления распределенной энергетикой. Энергетический переход ведет к кратному увеличению сложности энергосистем и средств управления ими [1-3].

Кратко охарактеризуем текущую стадию энергетического перехода как преодоление «болезней роста», таких как:

– неумение владельцев и операторов объектов настраивать оборудование и управлять им;

– угрозы устойчивости глобальной энергетической системы;

– нестыковки в представлении данных на разных сторонах информационного обмена и документооборота;

– недостаточно проработанная регуляторная база;

– уязвимость перед кибератаками и мошенничеством.

Указанные проблемы можно решить путем координированного управления РЭР, однако невозможно централизовать РЭР по аналогии с инфраструктурой большой энергетики, такой как магистральные электрические сети или атомная энергетика.

Децентрализация относится к главным целям энергетического перехода, поэтому нужно стимулировать координацию управления на добровольных началах. Адекватный подход для этого предлагает цифровая экономика: целесообразно организовать управление РЭР на базе единого платформенного решения. Платформенный подход позволяет упростить разработку и эксплуатацию систем автоматического управления (САУ) РЭР за счет универсальной реализации типовых архитектурных решений, бизнес-моделей, алгоритмов, баз данных и др. [4].

Общие вопросы реализации платформенного подхода. Объектами управления для прикладных систем управления на базе платформы выступают энергосистемы с РЭР масштаба от нано- до минигрида [5, 6]. Компоненты энергосистем располагаются на энергетических объектах различных видов (здания, производственные помещения, подстанции, станции заряда электротранспорта и др.), которыми владеют и пользуются различные субъекты распределенной энергетики. Выбор мощности различных субъектов распределенной энергетики необходимо проводить с учетом фактических нагрузок потребителей [7], включая периоды беспрецедентных ситуаций [8].

Для управления энергообъектами могут быть выделены логические центры, которые могут образовывать иерархию. Также объекты управления могут объединяться в виртуальные группы в целях согласованного оптимального управления, логическими центрами которого выступают различные агрегаторы. Соответственно разделению объектов по уровням управления, выстраивается линейка типовых комплектаций платформы:

– EDGE для развертывания на энергетических объектах;

– STANDALONE для развертывания в логических центрах управления;

– CLOUD для развертывания в облаке.

Платформа предоставляет инструменты для автоматизации широко-

го спектра бизнес-функций управления распределенной энергетикой, в том числе:

– управление спросом (ценозависимое снижение потребления);
– управление виртуальной электростанцией;
– управление распределенной системой накопителей электроэнергии;
– коммерческая диспетчеризация потребителей;
– диспетчеризация парка станций заряда электротранспорта;
– управление активными энергетическими комплексами;
– диспетчеризация участков и районов активной распределительной электроэнергетической сети;
– управление микрогридами и микрорынками.

Предусматривается возможность использовать платформу как базу для автоматизации других задач на различных стадиях жизненного цикла РЭР, включая инвестиционное планирование, проектирование, эксплуатацию, обучение персонала, информационно-аналитическую поддержку. Имеются развитые средства поддержки цифрового моделирования объектов управления, внедрению и сопровождению приложений на базе платформы.

Типичные для цифровых платформ функции проведения трансакций востребованы при полностью децентрализованном управлении, когда владельцы отдельных РЭР самостоятельно находят друг друга для обмена энергией и оказания/получения услуг, в том числе посредством рыночных механизмов аукционного типа, фиксируют обязательства по согласованному управлению своими объектами в смарт-контрактах и исполняют их путем прямых энергетических трансакций (peer-to-peer, P2P). Такой принцип управления может применяться в инфраструктуре типа Интернета энергии, которая станет реализуемой по мере развития технологий, способных обеспечить устойчивость децентрализованных энергосистем РЭР [9].

В экосистему платформы управления РЭР входят разработчики разнообразных программных продуктов, изготовители оборудования РЭР и приборов, профильные вузы, академические и отраслевые институты, инфраструктурные организации электроэнергетики. В современной России в экосистему целесообразно вовлекать участников НТИ «Энерджинет».

Типовой процесс управления РЭР на базе платформы. Типовой процесс управления РЭР на базе платформы состоит из следующих стадий (рис. 1).

На *первой стадии* заинтересованные стороны – субъекты распределенной энергетики, инициирующие процесс – выбирают целевые критерии оптимальности группового управления: минимизации платежей за закупаемую на розничном рынке электроэнергию и мощность, максимизации до-

хода от продажи электроэнергии и оказания системных услуг, максимизации надежности электроснабжения и др. Согласно критериям и своим возможностям субъекты далее определяют методы и средства управления, регламенты и форматы взаимодействия и взаиморасчетов, а также АСУ. Эффект от применения платформы на этой стадии заключается в возможности быстрой компоновки программного, информационного и математического обеспечения АСУ из компонентов платформы и готовых сервисов на ее базе.



Рисунок 1 – Типовой процесс управления на базе платформы

На *второй стадии* формируется конкретная группа РЭР для автоматизированного управления по выбранным критериям и оцениваются ожидаемые значения интегральных показателей ее эффективности. Данная стадия может выполняться, в частности, на этапах проектирования и строительства РЭР.

Благодаря применению платформы устанавливается единая защищенная информационная среда для взаимодействия всех элементов системы группового управления в рамках достижения целей независимо от территориального расположения, технологических особенностей и владельцев. Проводится процедура включения каждого объекта управления группы в эту среду. При ограниченных возможностях управления объект может быть представлен в среде как «черный ящик» с известным фиксированным интерфейсом взаимодействия.

Для достижения максимальной эффективности управления целесообразно сформировать цифровой двойник объекта – модель высокой степени адекватности, способную детально отображать состояние объекта, предсказывать его поведение в различных условиях и определять целесообразные управляющие воздействия на него.

На *третьей стадии* типового процесса происходит планирование цикла управления – определяются конкретные ожидаемые значения пока-

зателей функционирования объектов и эффективности сформированной из них группы в целом, которые должны быть достигнуты в будущем цикле. Значения могут вырабатываться путем последовательного уточнения и верификации достижимости в ходе планирования на сужающихся горизонтах: долгосрочного (более одного года), среднесрочного (от 1 месяца до 1 года), краткосрочного (на сутки вперед), оперативного (в течение операционных суток), а также по мере уточнения информации (заявок) от участников ЭЭС РЭР.

В соответствии с разработанным планом формируются задания на функционирование каждого РЭР в ходе цикла, фиксируемые договорными обязательствами между субъектами, намеревающимися принять участие в цикле, в том числе в форме смарт-контрактов. Платформа предоставляет для поддержки планирования программные модули, которые реализуют типовые алгоритмы широкого спектра применения, позволяющие автоматически моделировать и анализировать электрические режимы, прогнозировать профили потребления/генерации и внешние технико-экономические факторы, решать оптимизационные задачи управления группой РЭР [10, 11].

Моделирование режимов проводится на базе цифровой расчетной модели, которая автоматически формируется на основе цифровых двойников объектов группы согласно топологии соединяющих их сегментов электрических сетей. Алгоритмы прогнозирования строятся в том числе на базе плоских и глубоких моделей машинного обучения на больших массивах исторических данных. Оптимизационные задачи решаются на основе базового алгоритма, предоставляющего широкие возможности по настройке путем выбора конкретных переменных, технико-экономических критериев и ограничений.

По итогам планирования цикла управления выполняется стадия его реализации. Она включает в себя непрерывный сбор телеизмерений и телесигналов (от автоматизированных информационно-измерительных и управляющих систем или непосредственно от контрольно-измерительных приборов), оперативный расчет фактических значений показателей функционирования РЭР и эффективности группы, выявление отклонений фактических значений от плановых, определение необходимых корректирующих воздействий на объекты управления, отправку команд на выполнение воздействий исполнительными механизмами РЭР и/или эксплуатирующему персоналу, реагирование на всевозможные изменения внешних условий и отказы, оперативную визуализацию состояния РЭР [12].

Инструменты платформы, в том числе входящая в нее среда интернета вещей, при реализации цикла способны автоматически поддерживать поток сбора и комплексной обработки оперативной информации в темпе мягкого реального времени, включающий все перечисленные функции. В платформе содержатся адаптеры стандартных коммуникационных прото-

колов, таких как протокол организации очередей доставки телеметрических сообщений MQTT (ГОСТ Р 58603-2019), Modbus, протоколы из ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004 и др. Поток оперативной информации выступает объектом включенных в платформу мер защиты, направленных на нивелирование угроз и рисков утраты конфиденциальности, целостности и доступности. По окончании очередного цикла происходит возврат на стадию планирования для следующего цикла.

Завершает процесс *стадия подведения экономических итогов циклов управления*, выполненных в течение некоторого расчетного периода. Фактический вклад каждого объекта в достижение/недостижение целей циклов автоматически вычисляется в натуральном выражении и переводится в стоимостное значение. Удовлетворяются зафиксированные в ходе планирования договорные обязательства между субъектами, принявшими участие в циклах, путем автоматической оплаты рассчитанных вкладов в форме вознаграждения или штрафа посредством перевода цифровых финансовых активов между цифровыми кошельками участников [13].

По итогам взаиморасчетов возможна корректировка состава группы путем возврата на вторую стадию типового процесса. Эффект от применения платформы при подведении итогов заключается в обеспечении «справедливости» – исключении субъективного человеческого фактора из процедур расчета и оплаты, обеспечение их полной прозрачности, защищенности и верифицируемости, в том числе благодаря хранению истории энергетических трансакций с хеш-суммами данных о фактических физических объемах услуг в распределенном реестре.

Выводы. Применение платформенного подхода к управлению распределенными энергоресурсами является преимущественным, так как позволяет получить максимальные положительные эффекты для их собственников.

Рассмотрен типовой процесс управления на базе цифровой платформы, позволяющий решать поставленные задачи в долгосрочном, среднесрочном, краткосрочном и оперативном периодах.

Эффект от применения цифровой платформы заключается в исключении субъективного человеческого фактора из процедур расчета и оплаты, обеспечении их полной прозрачности, защищенности и верифицируемости.

Библиографический список

1. Воропай Н.И., Губко М.В., Ковалев С.П., Массель Л.В., Новиков Д.А., Райков А.Н., Сендеров С.М., Стенников В.А. Проблемы развития цифровой энергетики в России // Проблемы управления. 2019. № 1. С. 2-14.
2. Сокольникова Т.В., Суслов К.В., Ломбарди П. Определение оптимальных параметров накопителя для интеграции возобновляемых источников энергии в изолированных энергосистемах с активными потребите-

лями // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2015. № 10 (105). С. 206-211.
3. Lombardi P., Sokolnikova T., Suslov K.V., Styczynski Z. Optimal storage capacity within an autonomous micro grid with a high penetration of renewable energy sources // IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe. 2012
4. Папков Б.В., Илюшин П.В., Куликов А.Л., Надёжность и эффективность современного электроснабжения. – Нижний Новгород: Научно-издательский центр «XXI век», 2021. – 160 с.
5. Папков Б.В., Илюшин П.В., Куликов А.Л. Краткий словарь современной электроэнергетики / под общей редакцией д-ра техн. наук, проф. Б.В. Папкова. – Нижний Новгород: Научно-издательский центр «XXI век», 2021. – 414 с.
6. Солонина Н.Н., Суслов К.В., Смирнов А.С. Повышение надежности функционирования автономных систем электроснабжения // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2012. № 10 (69). С. 240-245.
7. Солуянов Ю.И., Федотов А.И., Ахметшин А.Р. и др. Исследование электрических нагрузок многоквартирных жилых комплексов в период распространения новой коронавирусной инфекции // Вопросы электротехнологии. 2021. № 2(31). С. 57-67.
8. Солуянов Ю.И., Ахметшин А.Р., Солуянов В.И. Актуализация удельных электрических нагрузок помещений общественного назначения, встроенных в жилые здания // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2021. Т. 23. № 3. С. 47-57. – DOI 10.30724/1998-9903-2021-23-3-47-57.
9. Илюшин П.В., Суханов О.А. Структура систем противоаварийного управления распределительными сетями крупных городов // Электротехника. 2014. № 3. С. 14-19.
10. Илюшин П.В. Учет особенностей объектов распределенной генерации при выборе алгоритмов противоаварийного управления в распределительных сетях // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. 2011. № 4. С. 19-25.
11. Suslov K.V., Solonina N.N., Smirnov A.S. Distributed power quality monitoring // Proceedings of International Conference on Harmonics and Quality of Power, ICHQP. Сер. "Proceedings of 2014 16th International Conference on Harmonics and Quality of Power, ICHQP 2014" 2014. С. 517-520.
12. Илюшин П.В. Выбор управляющих воздействий противоаварийной автоматики в распределительных сетях для повышения надежности электроснабжения потребителей // Релейная защита и автоматизация. 2013. № 3 (12). С. 74-81.
13. Воропай Н.И., Суслов К.В. Задачи обоснования развития активных систем электроснабжения // Промышленная энергетика. 2018. № 1. С. 2-6.

УДК 621.311.001.57

ПРИНЦИПЫ ПОСТРОЕНИЯ ИНТЕГРИРОВАННОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОНЦЕПЦИИ «ИНТЕРНЕТ ЭНЕРГИИ»

Барахтенко Е.А., Майоров Г.С.
Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева
barakhtenko@isem.irk.ru, mayorovgs@isem.irk.ru

Исходные положения. «Интернет энергии», взаимосвязанная комбинация энергетических систем и интернета (рис. 1), представляет собой новую концепцию, которая воплощает контуры энергетической системы следующего поколения [1]. «Интернет энергии» является эволюцией интегрированной энергетической системы с разнообразной структурой, чистыми источниками энергии и интеллектуальным управлением [2]. Объединив концепцию интегрированных энергетических систем с Интернет-технологиями, Джереми Рифкин в 2011 году предложил видение «интернет энергии», которое может полностью использовать распределенную возобновляемую энергию и повысить энергоэффективность и надежность энергетических систем [3]. «Интернет энергии» - это новая энергетическая экосистема с большей взаимосвязанностью, открытостью и гибкостью, направленная на широкое использование чистой энергии, повышения энергоэффективности и взаимодействия энергетических систем, чтобы значительно снизить стоимость потребления энергии [4-5]. В этой статье для разработки принципов построения интегрированной энергетической системы используется концепция «интернет энергии» и мультиагентный подход. Такое сочетание позволит реализовать оптимальное управление и функционирование объектов интегрированной энергетической системы с возобновляемыми источниками энергии, а также упростит процесс поиска решения для объединенных систем электро-, тепло-, хладо- и газоснабжения. На основании предложенных принципов взаимодействия объектов в интегрированной энергетической системе разработана мультиагентная модель и с ее помощью проведен вычислительный эксперимент, показывающий эффективность и работоспособность этих принципов.

Основные задачи проводимых исследований заключаются в следующем:

1. Рассмотреть основные принципы построения интегрированной энергетической системы в соответствии с концепцией «интернет энергии».
2. Разработать мультиагентную модель интегрированной энергетической системы, построение которой основано на концепции «интернет энергии».

3. Провести вычислительный эксперимент и выполнить анализ полученных данных по энергоснабжению потребителей в интегрированной энергетической системе.

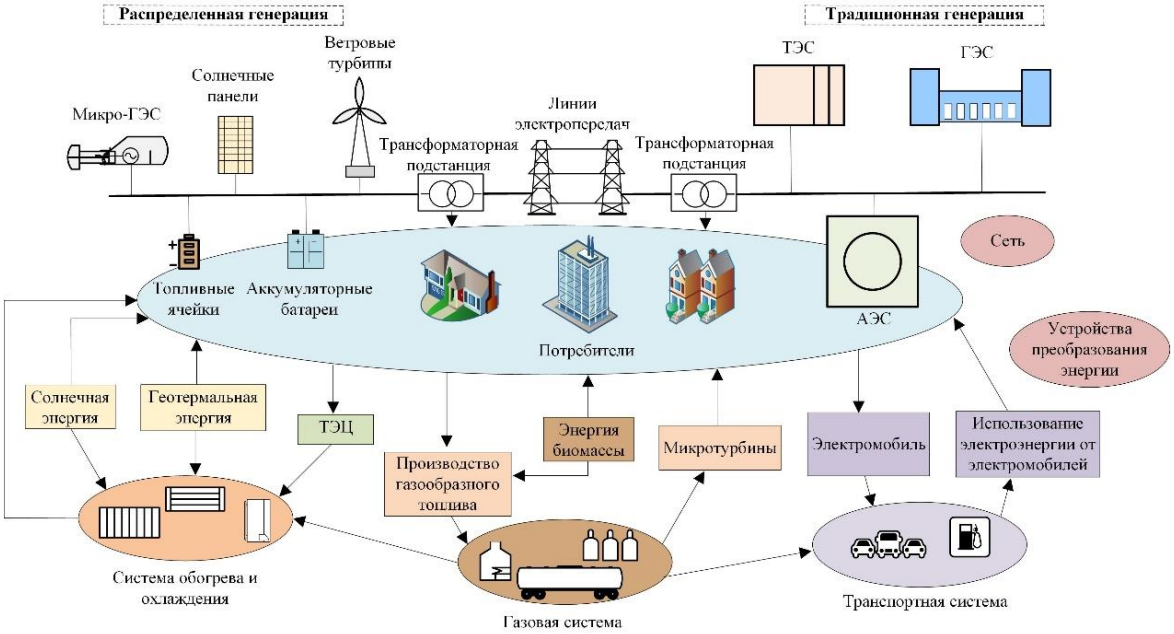


Рисунок 1 – Базовая структура «интернет энергии»

Основные принципы построения интегрированной энергетической системы в соответствии с концепцией «интернет энергии». Основная цель «интернет энергии» - реализовать все функции энергосистемы с организацией в ней оптимального взаимодействия объектов между собой, эффективного использования большого объема актуальной информации и современных информационно-коммуникационных технологий, в том числе технологий искусственного интеллекта и сетей 5-го поколения. «Интернет энергии» функционирует как интеллектуальная экосистема с использованием полного объема актуальной информации, эффективной обработки данных и набора подходящего прикладного программного обеспечения. Далее перечислим основные принципы построения интегрированной энергетической системы в соответствии с концепцией «интернет энергии»:

- интеграция энергетических систем в единую энергосистему, в которой на уровне распределительных сетей присутствует как большое число активных потребителей, так и большое число распределенных источников энергии;
- реализация полностью децентрализованного интеллектуального управления;
- наличие в единой энергосистеме энергетических узлов, в которых при необходимости происходит преобразование одного вида энергии в другой.

- наличие двунаправленных потоков мощности и возможности динамического изменения роли потребителя в энергосистеме;
- наличие общей информационной среды, в которой все участники энергоснабжения смогут обмениваться информацией друг с другом;
- наличие децентрализованного рынка, на котором заключаются равноправные контракты, как на куплю-продажу энергии, так и на оказание системных услуг;
- реализация всех процессов и управление ими при помощи прямых транзакций между субъектами, участвующими в процессе энергоснабжения.

Разработка мультиагентной модели интегрированной энергетической системы. Все объекты в рассматриваемой интегрированной энергетической системе можно разделить на три группы: потребители, сети и источники энергии. Каждый объект имеет своего агента, отражающего его поведение в системе, связи с другими агентами, характеристики, параметры и индивидуальные ограничения [6]. Иерархия взаимодействия агентов описывается двумя уровнями. На первом уровне находятся активные потребители со своими источниками энергии, которые выполняют для себя индивидуальный расчет энергоснабжения и определяют затраты на энергию для систем электро-, тепло-, хладо- и газоснабжения. На втором уровне выполняется совместный расчет для всех объектов с учетом возможности генерации энергии и интересов активного потребителя, также учитываются магистральные сети, обеспечивающие связь с другими энергетическими системами. В итоге формируется оптимальное решение, которое устаивает всех участников энергоснабжения.

На рис. 2 приведена разработанная на основании рассмотренных принципов построения «интернет энергии» модель интегрированной энергетической системы в программной среде AnyLogic. Данная модель содержит: одного обычного потребителя; одного активного потребителя, с источником тепловой энергии в виде электрического бойлера; 2 чиллерные установки для выработки хладоэнергии, расположенные у потребителей; 6 линий электропередач; 6 тепловых магистралей; 8 газовых магистралей; 3 электрические станции; 3 котельные; одна газораспределительная станция; магистральные линии для связи с другими энергосистемами. Каждый элемент схемы представлен своим агентом, агенты в модели выделены красным цветом.

Вычислительный эксперимент. В результате взаимодействия агентов между собой и проведенных при этом оптимизационных расчетов с применением разработанных авторами программных компонентов в мультиагентной интегрированной энергетической системе сформировалось решение по энергоснабжению обычного потребителя и активного потребителя с учетом возможностей его генерации. Расчет производился одновременно для систем электро-, тепло-, хладо- и газоснабжения. В результате

найденное решение соответствует системным условиям и ограничениям, учитывающих пропускные способности сети и эффективную загрузку генерирующего оборудования. Из-за недостатка тепловой энергии в системе у активного потребителя был подключен электрический бойлер, также у обоих потребителей были задействованы чиллерные установки для выработки хладоэнергии. Избыток энергии интегрированная энергетическая система отдала в глобальную сеть другим энергосистемам.

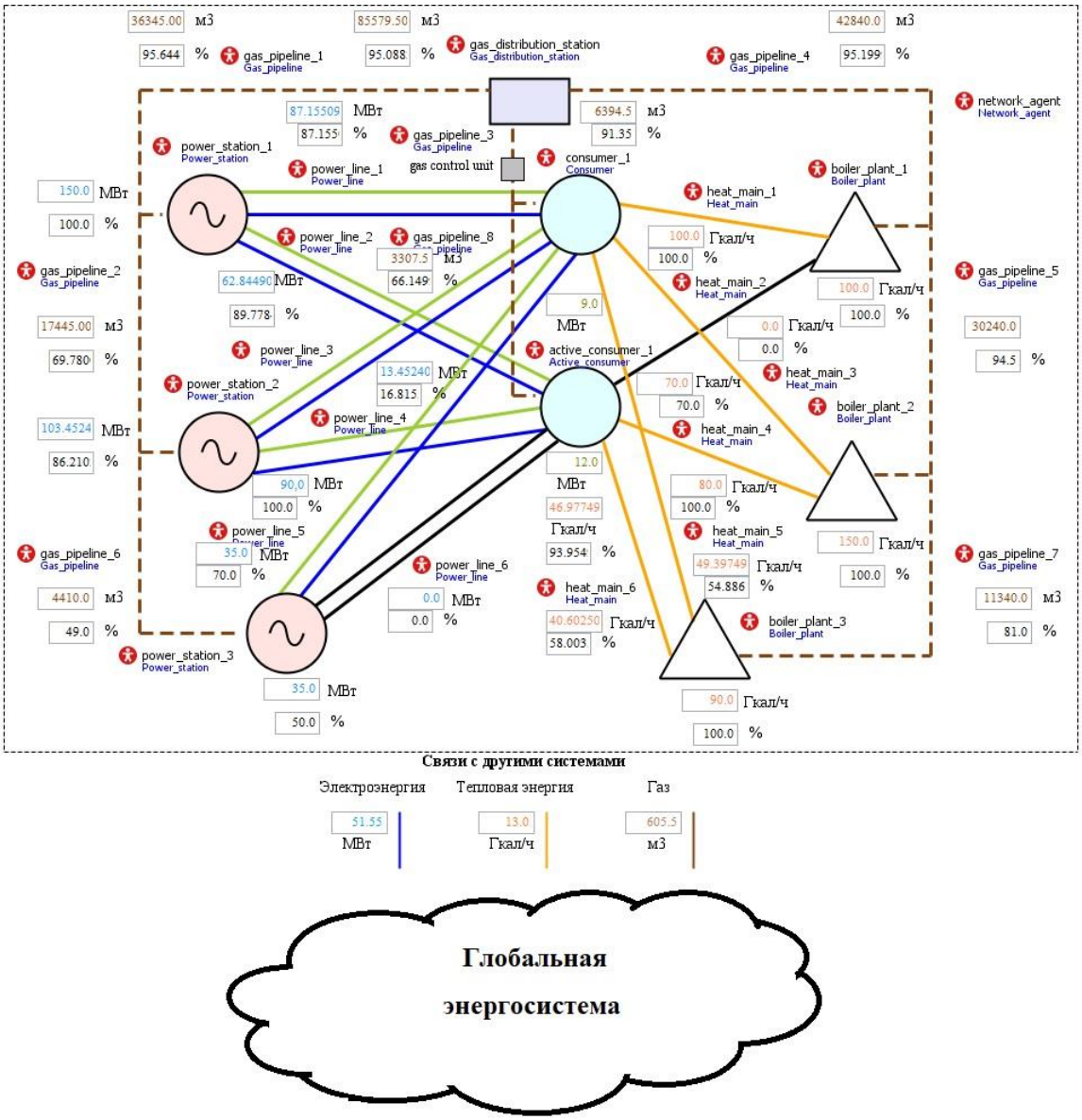


Рисунок 2 - Схема мультиагентной модели интегрированной энергетической системы в программной среде AnyLogic

Проведенные исследования продемонстрировали корректную работу разработанных механизмов взаимодействия агентов с использованием концепции «интернет энергии» и эффективность алгоритмов поиска рациональных решений по энергоснабжению потребителей. В итоге, благодаря предложенным принципам удалось сформировать решение, которое учи-

тывает интересы и возможности генерации собственных источников энергии потребителей. Дальнейшее развитие и исследование принципов построения интегрированных энергетических систем с использованием концепции «интернет энергии» позволит повысить эффективность, гибкость и надежность энергосистем, содержащих большое количество активных потребителей и распределенной генерации.

Выводы: В данной работе рассмотрены основные преимущества и принципы построения интегрированной энергетической системы с использованием концепции «интернет энергии». В соответствии с этими принципами разработана и реализована мультиагентная модель интегрированной энергетической системы в программной среде AnyLogic. Проведен вычислительный эксперимент, показывающий работоспособность и эффективность предложенных принципов взаимодействия объектов в интегрированной энергетической системе.

Библиографический список

1. Aihua Jiang, Huihong Yuan, Delong Li, Junyang Tian. Key technologies of ubiquitous power Internet of Things-aided smart grid. Journal of Renewable and Sustainable Energy. 2019;11(6). 062702. https://doi.org/10.1063/1.5121856
2. Ana Quelhas, Esteban Gil, James D. McCalley, Sarah M. Ryan. A multiperiod generalized network flow model of the U.S. integrated energy system: part I–model description. IEEE Transactions on Power Systems. 2007;22(2):829–836. https://doi.org/10.1109/TPWRS.2007.894844
3. Rifkin J. The third industrial revolution: how lateral power is transforming energy, the economy, and the world. Palgrave MacMillan, New York. 2011, p. 330.
4. Weiser M. The computer for the 21st century. IEEE Pervasive Computing. 2002; 1(1):19-25. https://doi.org/10.1109/MPRV.2002.993141
5. Hongbin Sun, Qinglai Guo, Boming Zhang, Wenchuan Wu, Bin Wang, Xinwei Shen, Jianhui Wang. Integrated Energy Management System. Concept, design, and demonstration in China. IEEE Electrification Magazine. 2018; 6(2):42-50. https://doi.org/10.1109/MELE.2018.2816842
6. Stennikov V, Mayorov G. Research of a multiagent model of an integrated energy system developed in the AnyLogic software environment. E3S Web of Conferences: ENERGY-21 – Sustainable Development & Smart Management 2020;209:03024. https://doi.org/10.1051/e3sconf/202020903024

Работа выполнена при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований в рамках научного проекта № 20-38-90266.

Барахтенко Е.А., к.т.н., доцент, старший научный сотрудник ИСЭМ СО РАН.
Майоров Г.С., аспирант ИСЭМ СО РАН

УДК 621.311

ВНЕДРЕНИЕ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ СИСТЕМ УЧЁТА ЭНЕРГИИ И СВЯЗАННЫЕ С НИМИ ПРОБЛЕМЫ

Бутаков М.А., Муссонов Г.П.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
genmuss@gmail.com

Введение. Учёт электроэнергии, выработанной станциями разного типа, отпущенной потребителям и затраченной на транспортировку по линиям электропередачи, является важнейшим показателем, характеризующем эффективность работы предприятий электроэнергетического комплекса. Поэтому задача внедрения интеллектуальных систем учёта электроэнергии на всех этапах её преобразования, потерь и использования имеет достаточную актуальность.

В стране постоянно идёт процесс развития методов и средств учёта электроэнергии с использованием цифровой техники. Начальным шагом была автоматизация учёта электроэнергии с помощью автоматизированных систем контроля и учёта электропотребления (АСКУЭ), направленных на обеспечение контроля работы всего энергетического оборудования, а также на комплексный и одновременно технический учёт электроэнергии. Данные системы разрабатывались для промышленных предприятий, электростанций и снабжающих электроэнергией организаций. В основе данных систем лежит связь счётчика-коммуникатора с другими подключёнными к нему счётчиками, а также непосредственно с центральным управляющим сервером, который принимает всю информацию, идущую от счётчиков. Достоинство системы – то, что счётчик-коммуникатор заменил собой многие устройства и сократил ручной труд персонала по съёму показаний и обработки результатов измерений.

Следующим этапом в развитии автоматизации учёта электроэнергии стало создание автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ), предназначенной для автоматизации учёта и контроля потоков электроэнергии и мощности. Суть ее действия заключается в том, что информация о почасовом потреблении поступает от счётчиков на устройства сбора и передачи данных, там обрабатывается, хранится и в дальнейшем передаётся в центры сбора и обработки информации, где обеспечиваются составление отчётов за потреблённую или отпущенную электроэнергию (мощность), анализ и построение прогнозов по потреблению (генерации), анализ стоимостных показателей и, наконец, расчёты за электрическую энергию.

В настоящее время идёт процесс создания интеллектуальных систем учёта электроэнергии. Данный процесс начался с введением в действие Федерального закона Российской Федерации от 27 декабря 2018 г. № 522-

ФЗ, в результате стало возможным создание единого требования к приборам учёта электрической энергии. Этот закон позволит в дальнейшем свести к минимуму хищение электроэнергии и, соответственно, уменьшить коммерческие потери. Он, несомненно, ускорит процесс цифровизации и будет способствовать прозрачности энергетической отрасли.

Основные цели перехода к интеллектуальным системам учёта. Федеральный закон Российской Федерации от 27 декабря 2018 г. № 522-ФЗ преследовал две основные задачи. Первая задача – это перенос ответственности за установку и обслуживание приборов учёта с потребителя (физического лица или предприятия) на ресурсоснабжающую организацию. Вторая задача, с учётом технического прогресса и курса на цифровизацию экономики, – переход на обязательную установку интеллектуальных или на, так называемых, «умных», счётчиков.

Решение этих задач осуществлять не сразу, а поэтапно. Вначале, согласно требованиям закона, с 1 июля 2020 года с потребителей снимается обязанность по установке приборов учёта электроэнергии, она будет переложена на гарантирующих поставщиков в многоквартирных домах и на сетевые организации в остальных случаях. При этом интеллектуальными приборами учёта уже профессиональные участники рынка обязаны оснащать своих потребителей с 1 января 2022 года.

По данным Минэнерго [5] на момент принятия закона состояние по использованию приборов учёта электроэнергии следующее. Из общего количества электросчётчиков:

– 3% точек учёта вообще не оборудованы счётчиками электроэнергии;
– 87% точек учёта оборудованы простыми электросчётчиками, которые требуют постоянной поверки;
– только на 10% точек учёта установлены интеллектуальные электросчётчики.

По итогам реализации данной программы участники рынка должны получить следующий эффект за 15 лет:

1. Сетевые организации:

– снижение коммерческих потерь электроэнергии на сумму 787,7 млрд. руб.;
– эффект от роста полезного отпуска на сумму 130,2 млрд. руб.;
– снижение дебиторской задолженности на сумму 30 млрд. руб.;
– снижение операционных расходов на сумму 7,5 млрд. руб.;
– сокращение времени локализации аварий по факту обесточивания приборов учёта электроэнергии;
– выявление резервов мощности, что приводит е последующему повышению эффективности инвестиций;
– облегчение интеграции возобновляемых источников генерации и микрогенерации в существующую систему электроснабжения.

2. Гарантирующие поставщики:

– сокращение разногласий с сетевыми организациями на сумму 32,6 млрд руб.;

– эффект от роста полезного отпуска на сумму 9,8 млрд руб.;

– снижение дебиторской задолженности на сумму 21 млрд руб.

– развитие конкуренции на розничных рынках электроэнергии.

3. Потребители:

– исключение затрат на приобретение, монтаж, поверку электросчётчиков;

– возможность контроля качества электроэнергии;

– развитие новых сервисов;

– возможность использования объектов микрогенерации.

Кроме этого, создание гарантированного спроса на современные отечественные приборы учёта в объёме 5 млн. штук в год, приведёт к развитию приборостроения и микроэлектроники в стране и к увеличению рабочих мест с гарантированной заработной платой.

Требования к интеллектуальным приборам учёта. В результате сравнения требований к приборам учёта, которые предъявлялись до вступления в силу 522-ФЗ от 27 декабря 2018 г. с Постановлением Правительства РФ от 19 июня 2020 г. N 890 "О порядке предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учёта электрической энергии (мощности)" можно увидеть, что помимо изменения требований к классам точности и МПИ появилось большое количество новых требований для промышленных потребителей:

- возможность выполнения измерений с применением коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов;

- ведение времени независимо от наличия напряжения в питающей сети с абсолютной погрешностью хода внутренних часов не более 5 секунд в сутки, а также с возможностью смены часового пояса;

- возможность синхронизации и коррекции времени с внешним источником сигналов точного времени;

- возможность учёта активной и реактивной энергии с фиксацией по не менее чем 4 программируемым тарифным зонам с не менее чем 4 диапазонами суммирования в каждом (далее – тарифное расписание);

- измерение фазного и линейного напряжений, фазного тока, активной, реактивной и полной мощности в каждой фазе и суммарной мощности;

- нарушение индивидуальных параметров качества электроснабжения, контроль наличия внешнего переменного и постоянного магнитного поля;

- отображение результатов на встроенном и (или) на выносном цифровом дисплее большого размера;

- индикацию функционирования (работоспособного состояния) на корпусе и выносном дисплее (при наличии выносного дисплея);

- наличие 2 интерфейсов связи для организации канала связи (оптического и иного другого), а в отношении приборов учёта электрической энергии трансформаторного включения также по цифровому электрическому интерфейсу связи RS-485 или цифровому электрическому интерфейсу связи Ethernet;

- защиту прибора учёта электрической энергии от несанкционированного доступа, фиксирование несанкционированного доступа к прибору учёта посредством энергонезависимой электронной пломбы, фиксирующей вскрытие клеммной крышки и вскрытие корпуса (для разборных корпусов);

- фиксацию воздействия постоянного или переменного магнитного поля с указанием даты и времени воздействия со значением модуля вектора магнитной индукции свыше 150 мТл (пиковое значение);

- ведение журнала событий, запись событий в отдельные выделенные сегменты энергонезависимой памяти прибора учёта электрической энергии (с указанием даты и времени), в объёме не менее чем на 500 записей;

- формирование по результатам автоматической самодиагностики обобщённого события или каждого факта события;

- изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени с фиксацией в журнале событий времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано значение;

- возможность полного и (или) частичного ограничения (возобновления) режима потребления электрической энергии;

- возобновление подачи электрической энергии по запросу интеллектуальной системы учёта, путём встроенного коммутационного аппарата непосредственно на приборе учёта электрической энергии;

- хранение профиля принятой и отданной активной и реактивной энергии (мощности) с программируемым интервалом времени интегрирования от 1 минуты до 60 минут и периодом хранения не менее 90 суток (при времени интегрирования 30 минут);

- хранение в энергонезависимом запоминающем устройстве прибора учёта электрической энергии данных по принятой и отданной активной и реактивной энергии с нарастающим итогом на начало текущего расчётного периода и не менее 36 предыдущих программируемых расчётных периодов;

- обеспечение энергонезависимого хранения журнала событий, выявление фактов изменения (искажения) информации, влияющих на информацию о количестве и иных параметрах электрической энергии, а также фактов изменения (искажения) программного обеспечения прибора учёта электрической энергии;

- возможность организации с использованием защищённых протоколов передачи данных из состава протоколов, утверждённых Министерством цифрового развития, связи и массовых коммуникаций Российской Федерации по согласованию с Министерством энергетики Российской Федерации, информационного обмена с интеллектуальной системой учёта;

- возможность передачи зарегистрированных событий в интеллектуальную систему учёта по инициативе прибора учёта электрической энергии в момент их возникновения и выбор их состава.

Для приборов учёта электрической энергии непосредственного включения необходимо наличие возможности физической (аппаратной) блокировки срабатывания встроенного коммутационного аппарата, используемого для полного и (или) частичного ограничения (возобновления) режима потребления электрической энергии, приостановления или ограничения предоставления коммунальной услуги (управление нагрузкой). Реализация физической (аппаратной) блокировки должна сопровождаться процессом опломбирования.

Требования сформулированы, требования серьёзные, охватывающие все стороны учёта потребления электрической энергии, передачи и обработки информации. Известны потребности в приборах учёта, но пока не известны объёмы их производства и темпы удовлетворения спроса.

Выводы:

1. Зная, на какие цели ориентировалось Минэнерго при принятии Федерального закона Российской Федерации от 27 декабря 2018 г. № 522-ФЗ и какие функции должны быть предусмотрены в электросчётчиках можно сделать вывод что ключевым элементом в создании интеллектуальных систем учёта являются электросчётчики.

2. Учитывая стремление стимулировать развитие Российских предприятий микроэлектроники и приборостроения созданием достаточно крупного по объёму рынка электросчётчиков (5 млн шт. в год) и принятия 28 декабря 2021 года постановления правительства РФ №2516 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства РФ» в котором предусмотрено на два года приостановить действие норм о применении штрафных санкций в отношении энергосбытовых компаний (для многоквартирных домов) и сетевых организаций (для частных домов) в случае нарушения обязанностей по установке «умных» счётчиков.

3. Можно предположить, что российские производители пока не справляются с поставленными перед ними задачами по развитию базы и увеличению объёмов производства.

Библиографический список

1. Федеральный закон от 27.12.2018 № 522-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с разви-

тием систем учёта электрической энергии (мощности) в Российской Федерации».
2. Постановление Правительства РФ от 04.05.2012 N 442 (ред. от 28.12.2021) "О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии" (вместе с "Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии", "Правилами полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии")
3. Постановление Правительства РФ от 28.12.2021 N 2516 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства РФ»
4. Постановление Правительства РФ от 19.06.2020 г. N 890 "О порядке предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учёта электрической энергии (мощности)"
5. https://minenergo.gov.ru/view-pdf/18490/123495

Бутаков М.А., обучающийся, гр. УСМ-20-1 ИРНИТУ
Муссонов Г.П., к.т.н., доцент кафедры ЭССиС ИРНИТУ

УДК 621.3

ПРОБЛЕМНЫЕ ВОПРОСЫ ИНТЕГРАЦИИ В ЭНЕРГОСИСТЕМЫ РАСПРЕДЕЛЕННЫХ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ

Глазырин В.А., Лазарев М.А., Округина Н.А., Яворский К.С.
Иркутский национальный исследовательский технический университет

Введение. В последние годы широкое распространение получают различные виды распределенных энергоресурсы (РЭР), которые интегрируются в энергосистемы через распределительные электрические сети [1-3]. Распределенные энергоресурсы включают в себя объекты распределенной генерации (РГ) суммарной мощностью до 25 МВт на стороне потребителей, в том числе на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ), системы накопления электроэнергии, управляемая нагрузка (например, зарядные устройства электромобилей, реагирующие на изменение цены на рынке), которые управляются, как правило, локальными (децентрализованными) системами автоматического управления (САУ) [4].

Отечественный и международный опыт показывает, что генерирующие установки (ГУ) объектов РГ имеют достаточно высокие коэффициенты готовности, всего на 2-7 % меньшие по сравнению с энергоблоками традиционных электростанций, но отключаются, хотя и кратковременно, в 5-8 раз чаще, что приводит к перегрузкам электросетевого оборудования, которые необходимо контролировать, не допуская его повреждения [5,6].

При интеграции РЭР в распределительные сети могут возникать различного рода проблемные вопросы, которые необходимо решать для обес-

печения надежного функционирования энергосистем и энергоснабжения электроприемников потребителей [7,8].

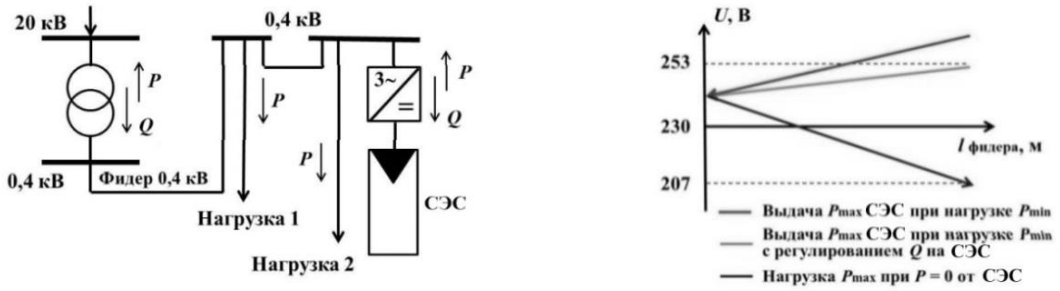
Рассмотрим особенности и проблемные вопросы применения новых видов энергетического и электротехнического оборудования РЭР, которые оказывают влияние на создание и функционирование распределительных сетей.

Повышение напряжений в узлах сети при массовой интеграции РЭР. Массовая интеграция ГУ объектов РГ в распределительные сети приводит к значительному увеличению количества генераторов, работающих на общую сеть, что усложняет задачу управления напряжением и потоками реактивной мощности [7]. При этом, слабо скоординированное управление режимом по напряжению за счет «ручной» коррекции уставок автоматических регуляторов возбуждения (АРВ) ГУ, коммутации средств компенсации реактивной мощности (СКРМ) и РПН силовых трансформаторов на основе визуальной оценки ограниченного количества локальных параметров неэффективно.

Для достижения максимального эффекта необходимо обеспечить скоординированное управление режимами работы всех источников реактивной мощности, что возможно реализовать только при проведении расчетов установившихся режимов для каждого фрагмента сети (энергорайона) [8].

В ряде европейских стран в условиях массового распространения объектов на основе ВИЭ исторически сложившаяся вертикально ориентированная модель управления режимами энергосистем преобразуется в распределенную.

При интеграции объектов ВИЭ в сети низкого напряжения предъявляются технические требования по поддержанию напряжения и выработке реактивной мощности солнечными электростанциями (СЭС). Выбор мощности солнечных электростанций необходимо проводить с учетом фактических нагрузок потребителей [9], включая периоды беспрецедентных ситуаций [10]. Выработка избыточной по отношению к потребляемой активной мощности в сети 0,4 кВ, где величина активного сопротивления элементов превышает реактивное, приводит к повышению напряжения в точке подключения ГУ на более чем +10 % от номинального значения – 230 В. При значительной протяженности питающих фидеров 0,4 кВ напряжение на шинах подстанций должно поддерживаться выше номинального для обеспечения в точке подключения электроприемников величины напряжения не ниже минимально допустимого значения – 207 В (–10 %). Поясним этот проблемный вопрос наглядно на схеме и графике (**Ошибка! Источник ссылки не найден.***а, б*).

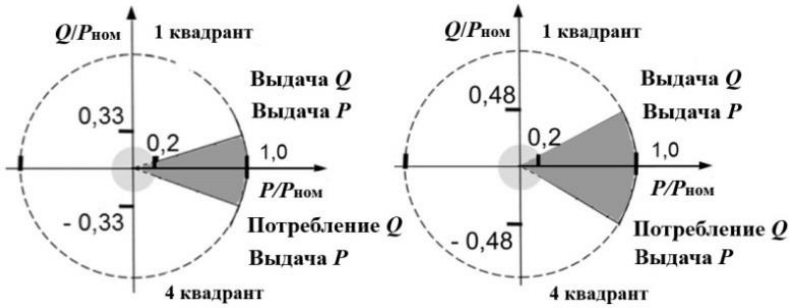


а) *б)*

Рисунок 1 – Особенности функционирования СЭС:
а) упрощенная однолинейная схема сети; б) графики напряжений в сети 0,4 кВ в различных схемно-режимных условиях

Традиционный подход к регулированию напряжения в сети 0,4 кВ требует увеличения числа операций с устройствами регулирования напряжения под нагрузкой силовых трансформаторов 20/0,4 кВ, что приводит к удорожанию их обслуживания и ремонта. Следует отметить, что большая часть силовых трансформаторов оснащены устройствами переключения без возбуждения, что позволяет осуществлять только сезонное регулирование напряжения.

Поэтому в технических требованиях для СЭС указаны диапазоны выработки и потребления реактивной мощности в зависимости от величины напряжения в узле в диапазоне от cosφ = 0,95 (недовозбуждение) до cosφ = 0,95 (перевозбуждение), при условии генерации активной мощности более 20 % от $P_{ном}$ (р**Ошибка! Источник ссылки не найден.***а*). Если суммарная установленная мощность ГУ в узле больше 13,8 кВА, то в диапазоне от cosφ = 0,9 до cosφ = 0,9 (р**Ошибка! Источник ссылки не найден.***б*).



а) *б)*

Рисунок 2 – Требования по обеспечению работы СЭС в режимах недовозбуждения и перевозбуждения в диапазоне коэффициентов мощности:
а) cosφ = 0,95; б) cosφ = 0,9

Величина реактивная мощность ГУ должна изменяться автоматически при изменении активной в соответствии с cosφ. Методика получения требуемой характеристики (cosφ = *const*; cosφ(*P*)) определяется национальным оператором. Требуемое значение реактивной мощности в пределах харак-

теристики должно достигаться ГУ в течение 10 с. Типовая характеристика приведена на **Ошибка! Источник ссылки не найден.**.

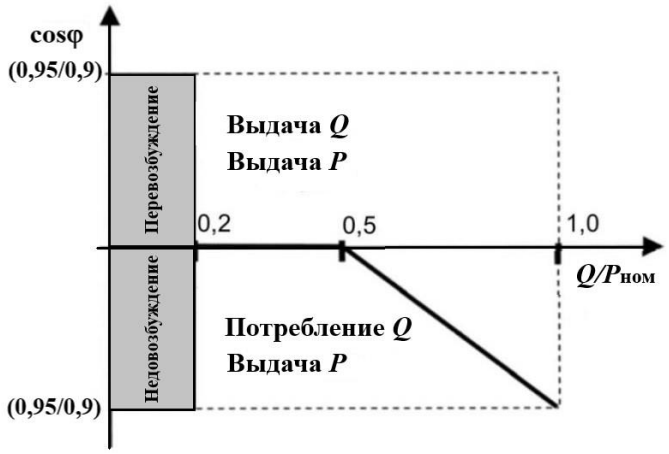


Рисунок 3 – Типовая характеристика регулирования реактивной мощности

В сетях среднего напряжения установлено, что ГУ должна обеспечивать работу в диапазоне cosφ от 0,95 в режиме недовозбуждения до 0,95 в режиме перевозбуждения. При работе в диапазоне 0-20% от $P_{ном}$ не должно осуществляться выдачи/потребления реактивной мощности более чем 10% от величины максимальной согласованной активной мощности. Снижение активной мощности для регулирования напряжения в точке присоединения ГУ, не облагается штрафными санкциями, установленными законами о ВИЭ.

Аналогичные требования, с учетом особенностей отечественных распределительных сетей, необходимо разработать и ввести в России в качестве обязательного к исполнению нормативно-технического документа.

Незатухающие колебания параметров электрического режима. Возникновение незатухающих колебаний параметров режима происходит, как показывает опыт, вследствие несовместимости локальных алгоритмов управления/регулирования активных энергетических установок, интегрируемых в энергорайон. Рассмотрим пример возникновения такой ситуации.

За счет применения систем гарантированного и бесперебойного питания с источниками бесперебойного питания (ИБП) и дизель-генераторными установками (ДГУ) обеспечивается бесперебойность электроснабжения особой группы электроприемников I категории надежности, а также отделение несимметричных и нелинейных нагрузок от чувствительных к ним ДГУ. При этом ИБП и ДГУ оснащены собственными САУ [11].

Рассмотрим осциллограмму прямого пуска компрессора кондиционера при работе системы электроснабжения в островном режиме с питанием от ДГУ (**Ошибка! Источник ссылки не найден.**). Переходный процесс от начала и до конца сопровождается незатухающими колебаниями параметров режима, является несимметричным и нелинейным, о чем свидетельствует появление значительного тока в рабочем нейтральном проводе,

носящего характер незатухающих колебаний с диапазоном от 10-15 до 50 А, аналогичное явление наблюдается в то же самое время на ИБП. Анализ величин токов и напряжений показывает, что диапазон колебаний полной мощности ДГУ составляет около 10 кВт (100 % мощности компрессора).

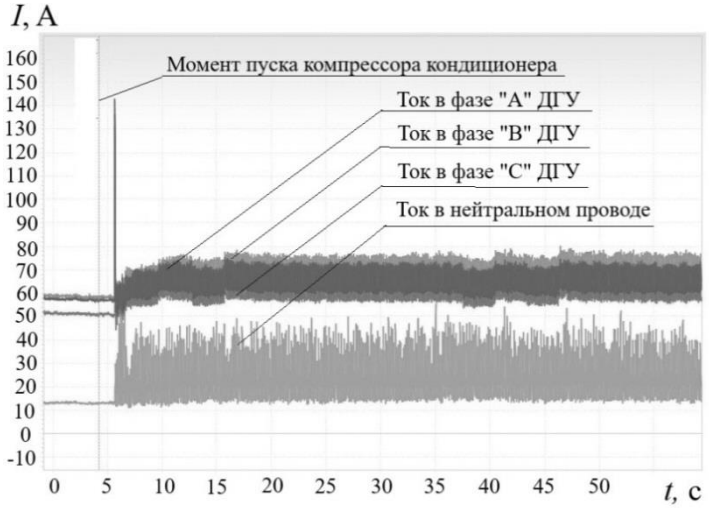


Рисунок 4 – Переходный процесс при пуске компрессора кондиционера ($P_{ном}$ = 10 кВт) при работе от ДГУ ($P_{ном}$ = 120 кВт).

Приведенный пример свидетельствует о том, что наличие в одной электрической сети двух и более активных энергетических установок с локальными системами автоматического управления/регулирования (генераторов с АРВ, РПН силовых трансформаторов, вольто-добавочных трансформаторов, автоматических регуляторов напряжения средств компенсации реактивной мощности, динамический компенсаторов провалов/прерываний напряжения, ИБП и др.) может приводить к их несогласованному поведению, сопровождаемому незатухающими колебаниями параметров режима [12]. В данном случае была произведена перенастройка САУ ИБП и такой режим больше не возникал при повторных натурных испытаниях.

Для предотвращения возникновения описанных режимов необходимо при проектировании или комплексном энергетическом обследовании энергорайона проводить анализ устойчивости функционирования САУ/САР активных энергетических установок в различных схемно-режимных ситуациях с применением средств математического моделирования.

Выводы. В последние годы в распределительные сети на среднем и низком классах напряжения в России массово интегрируются распределенные энергоресурсы различных видов.

В процессе эксплуатации распределительных сетей с РЭР возникают различного рода проблемные вопросы, которые необходимо решать для обеспечения надежного функционирования распределительных электрических сетей и обеспечения надежного электроснабжения потребителей.

Требуется решение проблемных вопросов, связанных с регулированием напряжения в сетях 0,4-20 кВ, а также возникновением незатухающих колебаний параметров электрического режима в островном режиме работы.

Библиографический список

1. Прогноз развития энергетики мира и России 2019 / под ред. А.А. Макарова, Т.А. Митровой, В.А. Кулагина. – М: ИНЭИ РАН, Московская школа управления СКОЛКОВО. 2019. – 209 с.
2. Suslov K.V. A microgrid concept for isolated territories of Russia // IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe. 2012.
3. Солонина Н.Н., Суслов К.В., Смирнов А.С. Повышение надежности функционирования автономных систем электроснабжения // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2012. № 10 (69). С. 240-245.
4. Папков Б.В., Илюшин П.В., Куликов А.Л. Краткий словарь современной электроэнергетики / под общей редакцией д-ра техн. наук, проф. Б.В. Папкова. – Нижний Новгород: Научно-издательский центр «XXI век», 2021. – 414 с.
5. Илюшин П.В., Самойленко В.О. Анализ показателей надежности современных объектов распределенной генерации // Промышленная энергетика. 2019. № 1. С. 8-16.
6. Сокольникова Т.В., Суслов К.В., Ломбарди П. Определение оптимальных параметров накопителя для интеграции возобновляемых источников энергии в изолированных энергосистемах с активными потребителями // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2015. № 10 (105). С. 206-211.
7. Папков Б.В., Илюшин П.В., Куликов А.Л., Надёжность и эффективность современного электроснабжения. – Нижний Новгород: Научно-издательский центр «XXI век», 2021. – 160 с.
8. Илюшин П.В., Музалев С.Г. Подходы к созданию систем управления микроэнергосистем // Релейная защита и автоматизация. 2016. № 3 (24). С. 39-45.
9. Солуянов Ю.И., Ахметшин А.Р., Солуянов В.И. Актуализация удельных электрических нагрузок помещений общественного назначения, встроенных в жилые здания // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2021. Т. 23. № 3. С. 47-57. – DOI 10.30724/1998-9903-2021-23-3-47-57.
10. Солуянов Ю.И., Федотов А.И., Ахметшин А.Р. и др. Исследование электрических нагрузок многоквартирных жилых комплексов в период распространения новой коронавирусной инфекции // Вопросы электротехнологии. 2021. № 2(31). С. 57-67.

11. Ilyushin P., Suslov K. Operation of automatic transfer switches in the networks with distributed generation // 2019 IEEE Milan PowerTech. 2019.
12. Илюшин П.В. Анализ влияния распределённой генерации на алгоритмы работы и параметры настройки устройств автоматики энергосистем // Энергетик. 2018. № 7. С. 21-26.

УДК 621.311

ВЫБОР КОММУНАЛЬНО-БЫТОВЫМИ ПОТРЕБИТЕЛЯМИ ТАРИФА НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ

Говоров В.М., Болоев Е.В.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН
v.govorov98@mail.ru

Для финансового стимулирования перехода от обычного коммунально-бытового потребителя к потребителю-регулятору [1] в Российской Федерации были введены дифференцированные цены (тарифы) на электроэнергию по времени суток [2]. Систему дифференцированных тарифов на электроэнергию формируют таким образом, чтобы самый дорогой тариф был в режиме пиковых электрических нагрузок в утренние и вечерние часы, а самый дешевый тариф – в режиме минимальных нагрузок ночью. Коммунально-бытовые потребители, способные ограничить энергоемкие процессы хозяйствования в дневное время, такие как, например, стирка, и перенести их на ночное время могут уменьшить размер платы за электроэнергию без снижения электропотребления. Изменяя процесс хозяйствования с целью уменьшения размера платы за электроэнергию, потребители участвуют в снижении пиковых нагрузок в питающих их электрических сетях и в энергосистеме в целом. В результате снижаются потери электроэнергии в сетях, расходы топлива на электростанциях, резервы мощности в энергосистеме и как следствие повышается экономичность и надежность электроснабжения потребителей.

Не многие потребители, особенно в регионах с низкими тарифами на электроэнергию, знают, что для оплаты электроэнергии можно использовать дифференцированные тарифы по времени суток [2]. Для привлечения внимания коммунально-бытовых потребителей к вопросам обоснованного выбора тарифа на электроэнергию и уменьшения размера платы за электроэнергию без снижения электропотребления в данной работе выполнен анализ режимов работы 23 потребителей коттеджного поселка в Иркутской области на основе показаний интеллектуальных счетчиков. Оценено возможное уменьшение платы за электроэнергию для наиболее энергоемкого потребителя. Для этого потребителя даны практические рекомендации по

изменению хозяйственной деятельности, приводящие к уменьшению платы за электроэнергию.

Обоснованный выбор дифференцированного тарифа на электроэнергию потребитель может выполнить по ретроспективным часовым профилям коммерческого учета электроэнергии интеллектуальных счетчиков и установленным для населения тарифам. Часовой профиль учета электроэнергии для 11-го наиболее энергоемкого потребителя в ноябре 2021 г. показан на рис. 1. Тарифы на электроэнергию для населения и потребителей, приравненных к ним, устанавливаются региональными службами по тарифам один раз в год на два полугодия с разбивкой по ставкам и дифференциацией по времени суток в руб/кВт·ч [2]:

– однотарифный учет с применением стандартного одноставочного тарифа T;

– двухтарифный учет с применением одноставочного тарифа дифференцированного по двум зонам суток (ночная зона $T_{\text{ночь}}$ с 23:00 до 07:00; дневная зона $T_{\text{день}}$ с 7:00 до 23:00);

– многотарифный учет с применением тарифа дифференцированного по зонам суток (ночная зона $T_{\text{ночь}}$ с 23:00 до 07:00; полупиковая зона $T_{\text{полупик}}$ с 10:00 до 17:00 и с 21:00 до 23:00; пиковой зоне $T_{\text{пик}}$ с 7:00 до 10:00 и с 17:00 до 21:00).

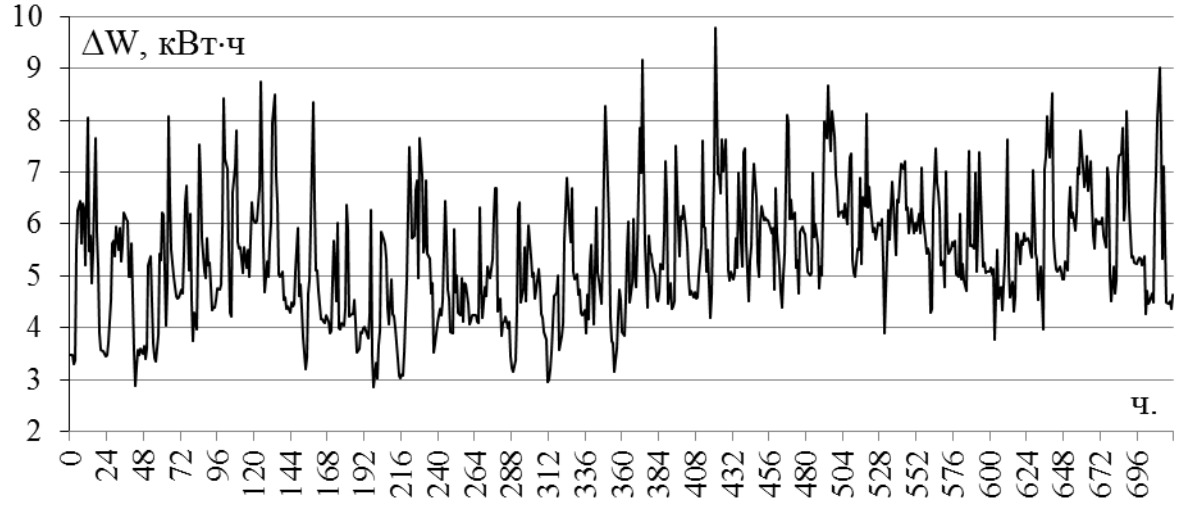


Рисунок 1 – Часовой профиль учета электроэнергии 11 потребителя в ноябре 2021 г.

Тарифы на электрическую энергию в ноябре 2021 г. в Иркутской области составили: $T = 1{,}23\,\text{руб/кВт}\cdot\text{ч}$, $T_{\text{ночь}} = 0{,}818\,\text{руб/кВт}\cdot\text{ч}$, $T_{\text{день}} = 1{,}415\,\text{руб/кВт}\cdot\text{ч}$, $T_{\text{пик}} = 1{,}599\,\text{руб/кВт}\cdot\text{ч}$, $T_{\text{полупик}} = 1{,}23\,\text{руб/кВт}\cdot\text{ч}$,.

Расчет оплаты за израсходованную электроэнергию потребителями по тарифам выполняется по формулам:

1) однотарифный учет

$$C_{\text{О}} = \Delta W T \ ;$$

2) двухтарифный учет

$$C_{\text{Д}} = \Delta W_{\text{НОЧЬ}} \ T_{\text{НОЧЬ}} \ + \Delta W_{\text{ДЕНЬ}} \ T_{\text{ДЕНЬ}} \ ;$$

3) многотарифный учет

$$C_{\text{М}} = \Delta W_{\text{НОЧЬ}} \ T_{\text{НОЧЬ}} \ + \Delta W_{\text{ПИК}} \ T_{\text{ПИК}} \ + \Delta W_{\text{ПОЛУПИК}} \ T_{\text{ПОЛУПИК}} \ ,$$

где ΔW , $\Delta W_{\text{НОЧЬ}}$, $\Delta W_{\text{ДЕНЬ}}$, $\Delta W_{\text{ПИК}}$ и $\Delta W_{\text{ПОЛУПИК}}$ – расход электроэнергии соответственно общий, в ночной, дневной, пиковой и полупиковой зонах.

Результаты расчета платы за электроэнергию по трем тарифным планам для 23 потребителей в ноябре 2021 г. в табл. 1 показывают, что для 21 потребителя выгодным является многотарифный учет (см. рис. 1).

Таблица 1

Плата за электроэнергию 23 потребителями по трем тарифным планам в ноябре 2021 г.

Потребитель	Электропотребление, кВт·ч			Оплата за электроэнергию потребителем по тарифному учету, руб		
	пиковая зона	полупиковая зона	ночная зона	одно-тарифный	двух-тарифный	много-тарифный
1	734.798	945.6	754.264	2994.63	2994.75	2955.02
2	51.256	70.332	26.676	182.36	193.87	190.29
3	382.996	500.88	438.074	1626	1609.03	1586.84
4	86.204	121.102	83.844	358.11	361.92	355.38
5	72.684	107.238	73.432	311.63	314.66	308.19
6	213.278	276.646	240.852	898.85	890.26	878.32
7	335.236	485.172	425.85	1532.9	1509.22	1481.15
8	754.544	940.742	725.722	2977.84	2992.47	2957.27
9	188.032	226.318	198.372	753.65	748.57	741.3
10	314.774	390.404	338.28	1283.45	1274.54	1260.23
11	1156.692	1522.816	1203.396	4775.97	4775.88	4706.99
12	524.98	668.018	607.588	2214.72	2185.1	2158.11
13	142.134	216.858	135.826	608.63	619.08	605.11
14	67.58	90.1	34.902	236.88	251.67	247.43
15	718.676	872.596	794.726	2934.78	2901.74	2872.54
16	139.636	184.098	186.564	627.67	610.69	602.33
17	470.704	596.002	515.852	1946.55	1931.36	1907.71
18	867.8	1217.152	831.444	3587.17	3630.33	3564.83
19	445.406	578.134	524.282	1903.82	1877.17	1852.17
20	646.328	973.216	720.484	2878.23	2881.01	2819.89
21	450.836	562.558	504.224	1866.67	1846.41	1825.29
22	348.928	535.376	587.82	1810.71	1732.13	1697.29
23	634.08	803.096	593.272	2497.45	2518.9	2487

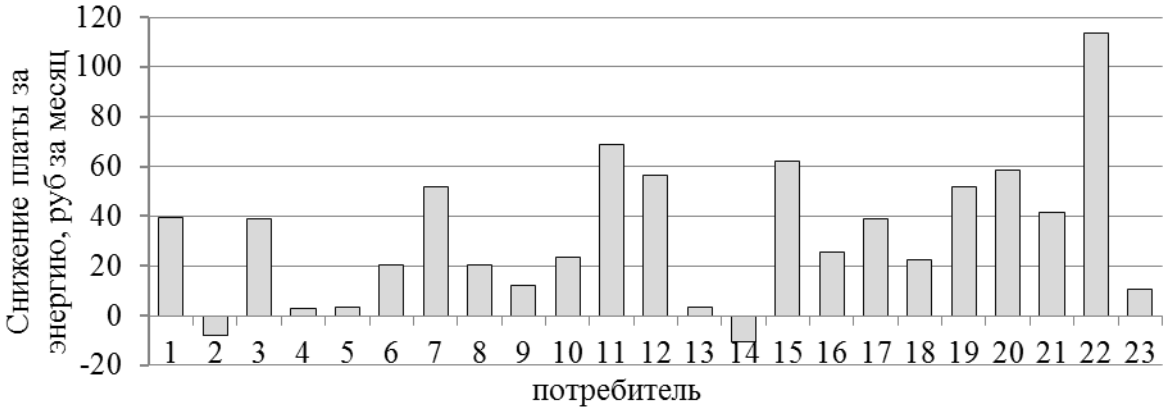


Рисунок 2 – Снижение оплаты за электроэнергию в ноябре 2021 г. для 23 потребителей при использовании многотарифного учета по сравнению с однотарифным

Полученные результаты позволяют утверждать, что:

а) потребители, не меняя процесс хозяйствования, в результате только перехода от однотарифного учета к многотарифному могут получать выгоду в виде снижение счета за электроэнергию;

б) устанавливаемые службой по тарифу Иркутской области цены на электроэнергию создают необходимые предпосылки для перехода части потребителей к многотарифному учету и их дальнейшего вовлечения в процесс регулирования суточного электропотребления.

Наибольшие расходы электроэнергии у 11-го потребителя (см. рис. **Ошибка! Источник ссылки не найден.**) наблюдаются в дневной полупиковой зоне с 14:00 до 17:00 и в утренней пиковой зоне с 7:00 до 8:00. Сравнение платы за электроэнергию в часовых интервалах времени ноября при одноставочном и многотарифном учетах на рис. **Ошибка! Источник ссылки не найден.** позволили выявить интервалы времени в пиковых зонах с 7:00 до 8:00 и с 17:00 до 18:00, в которых потребителю, при использовании многотарифного учета, следует ограничивать использование энергоемких электроприемников.

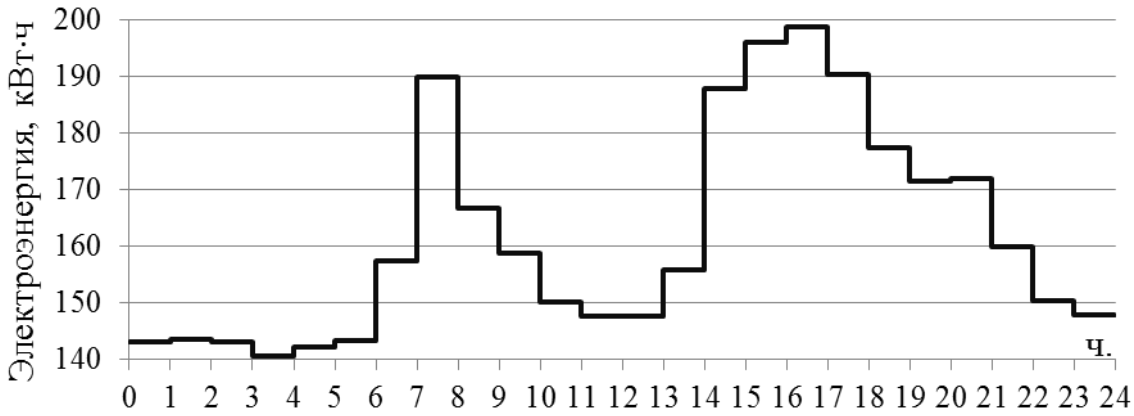


Рисунок 3 – Расход электроэнергии в часовых интервалах времени 11-го потребителя в ноябре 2021 г.

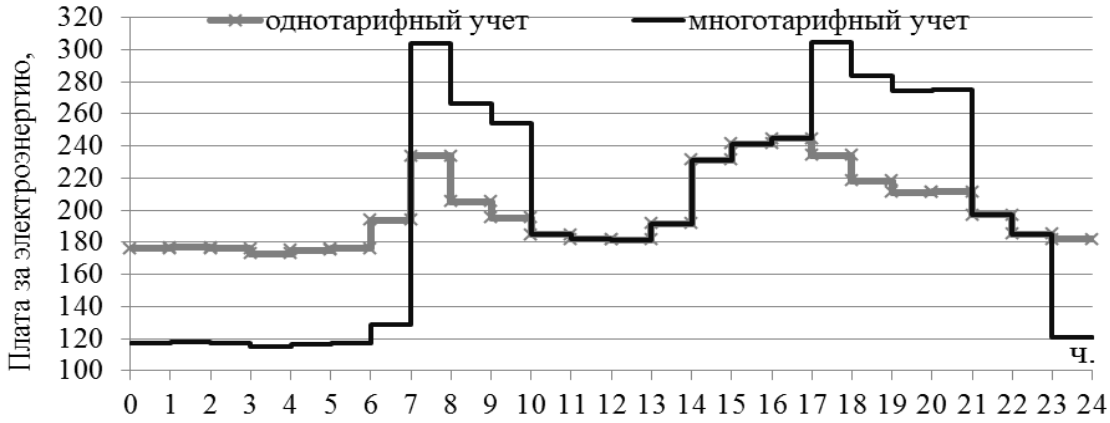


Рисунок 4 – Расчетная плата за электроэнергию в часовых интервалах времени 11-го потребителя в ноябре 2021 г. при однотарифном и многотарифном учете

Анализ суточных графиков нагрузки показывает, что потребитель способен перенести работу этих электроприемников на более ранние утренние часы 6:00 до 7:00 и в вечернее время после 22:00. Такой режим работы потребителя на рис. 5 наблюдался 24 ноября. Более подробный анализ расхода электроэнергии в 10-ти минутных интервалах времени за первые четверо суток февраля 2022 г. на рис. 6 показал, что для уменьшения платы за электроэнергию при многотарифном учете в утренние часы достаточно изменить хозяйственную деятельность на 40 минут. При этом максимум нагрузки будет не с 6:50 до 7:40, а 6:10 до 7:00.

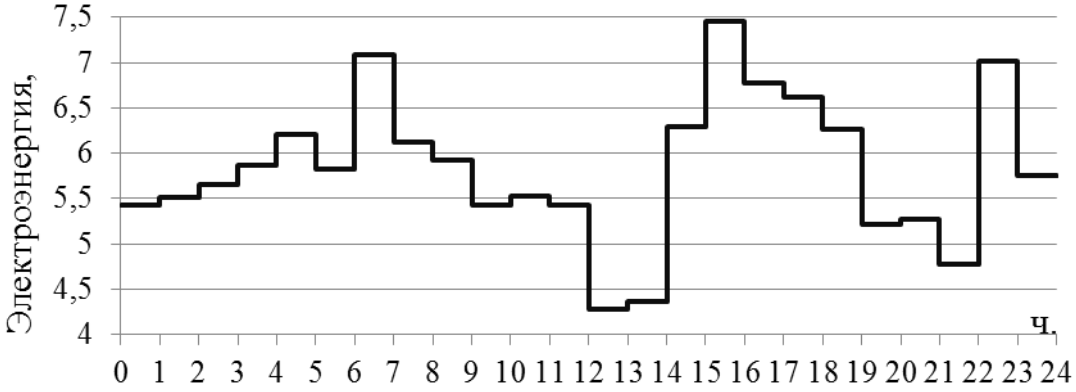


Рисунок 5 – Расход электроэнергии в часовых интервалах времени 11-м потребителем 24 ноября 2021 г.

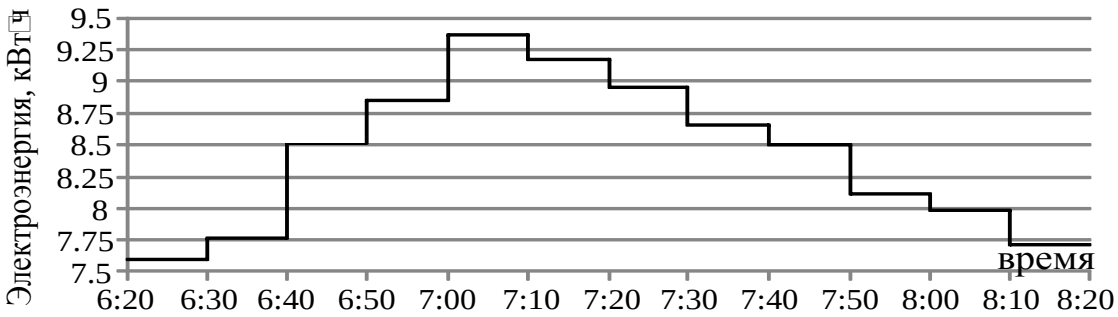


Рисунок 6 – Расход электроэнергии в 10-ти минутных интервалах времени с 6:20 до 8:20 11-м потребителем с 1 по 4 февраля 2022 г.

Библиографический список

1. Федеральный закон от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» // Официальный интернет-портал правовой информации. – 2021. – 11 июн. – 153 с.
2. Постановление Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 г. № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» // Официальный интернет-портал правовой информации. – 2022. – 17 фев. – 137 с.

Работа выполнена в рамках научного проекта FWEU-2021-0001 программы фундаментальных научных исследований СО РАН. Регистрационный номер: АААА-А21-121012190027-4.

Говоров В.М., обучающийся гр. СЭм-20-1
Болоев Е.В., к.т.н., доцент кафедры ЭССиС ИРНИТУ, старший научный сотрудник ИСЭМ СО РАН

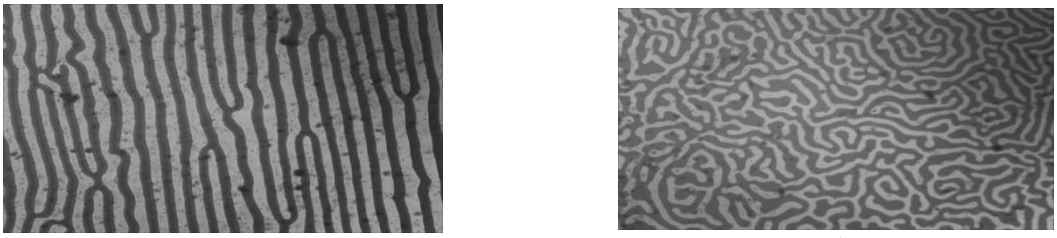
УДК 620.179.14

РАСПОЗНАВАНИЕ ТРЕЩИНЫ ПО ИЗОБРАЖЕНИЮ ДОМЕННОЙ СТРУКТУРЫ МАГНИТООПТИЧЕСКОЙ ПЛЕНКИ

Дёмин А.П.
Иркутский национальный исследовательский технический университет

Наличие дефектов (трещин, включений и др.) в электропроводящих, ферромагнитных изделиях можно регистрировать с помощью магнитооптических пленок.

В данной работе используются монокристаллические магнитооптические пленки феррит-гранатов с повышенным содержанием висмута и заданным типом магнитной анизотропии. Существуют магнитооптические пленки с полосовой (а) и лабиринтной (б) доменной структурой (рис. 1).



а) б)

Рисунок 1 – Изображение полосовой (а) и лабиринтной доменной структуры (б)

Визуализировать доменную структуру пленки можно только в поляризованном свете. В работе применялась пленка с лабиринтной доменной структурой. На их основе были изготовлены магниточувствительные датчики для магнитооптических (магнитодоменных) дефектоскопов. Данные датчики предназначены для визуализации пространственно-неоднородных магнитных полей от различных источников, в том числе от магнитных полей рассеяния над поверхностью объектов контроля.

На рис. 2а показано изображение доменной структуры датчика при регистрации трещины. Так как ось легкого намагничивания перпендикулярна плоскости пленки, следовательно пленка может перемагничиваться только под действием нормальной составляющей Hn напряженности магнитного поля рассеяния от трещины. Наличие двух соприкасающихся доменов черного и белого цвета большей площади, показывает на их намагниченность в противоположном направлении (под углом 180^{o}). Наличие этих двух областей имеющих общую границу, нарушают лабиринтную магнитную структуру пленки и показывают наличие трещины на объекте контроля.

В работе ставилась задача по изображению доменной структуры магниточувствительной пленки автоматически (без участия оператора) распознать наличие трещины в контролируемом объекте и визуализировать ее расположение.

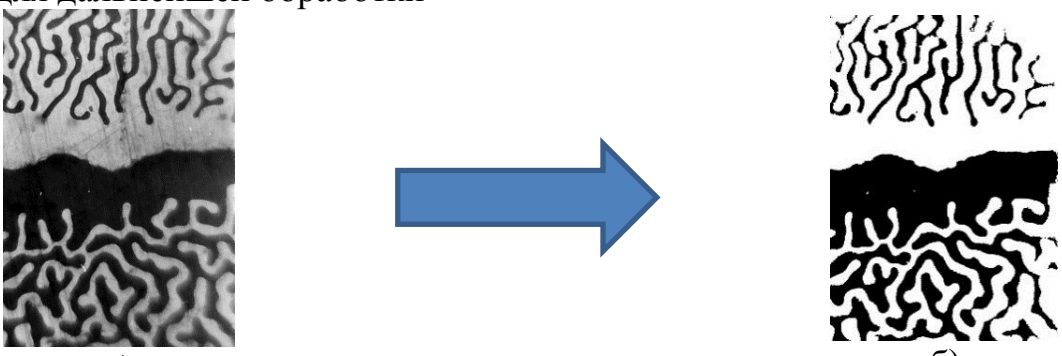
Алгоритм распознавания включал в себя:

1. Превращение оригинала рис. 2а в черно-белый рис. 2б для дальнейшей обработки.
2. Нахождение участков белого и черного цвета максимальной площади (рис. 3б).
3. Вывод на экран пространственное расположение распознанной трещины (рис. 4б).

Данный алгоритм реализован на языке программирования Python(питон), использованы библиотеки этого языка cv2, PIL, numpy.

Ниже представлены этапы написанных программ с визуальным сопровождением в виде рисунков.

1. Превращение оригинала рисунка в четкий бело-черный рисунок для дальнейшей обработки



а) б)

Рисунок 2 – Изображение датчика над трещиной:
а) оригинал; б) оцифрованное как черно-белое

Код:

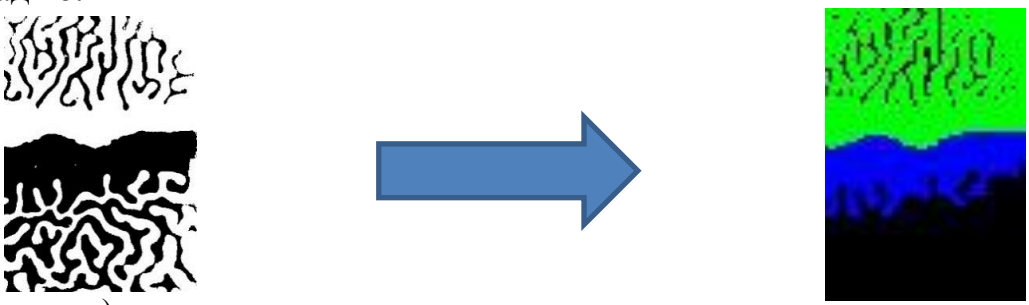
```
img_original = cv2.imread("12.png")
t_img = cv2.cvtColor(img_original, cv2.COLOR_BGR2GRAY)

height = len(t_img)
```

```
    width = len(t_img[0])

    minCol = 255
    maxCol = 0
    x = 0
    for i in range(height):
        for j in range(width):
            x += t_img[i][j]
            if minCol > t_img[i][j]:
                minCol = t_img[i][j]
            if maxCol < t_img[i][j]:
                maxCol = t_img[i][j]
    x = x / height / width
    print(minCol, maxCol, x)
    thresCol = int(x)
    #convert image to vivid white-black
    for i in range(height):
        for j in range(width):
            if t_img[i][j] > thresCol:
                t_img[i][j] = 255
            else:
                t_img[i][j] = 0
    cv2.imwrite("wbVivid.jpg", t_img)
```

2. Обнаружили участки белого и черного цвета максимальной площадью.



а) б)

Рисунок 3 – Найдены области белого и черного цвета максимальной площади

Верхний участок – участок белого цвета максимальной площадью
Нижний участок – участок черного цвета максимальной площадью
Код:

```
if len(whiteDomains[domainNumber][step]) == 0:
            return
        else:
            whiteDomains[domainNumber].append([])
            expandDomain(x0, y0, domainNumber, step+1, flag)
    else:
        for (tx, ty) in blackDomains[domainNumber][step - 1]:
            if isPixelMember(tx, ty - 1, flag) and (tx, ty - 1) not in black-
Domains[domainNumber][step]:
```

```
            blackDomains[domainNumber][step].append((tx, ty - 1))
            exploredPixels.append((tx, ty - 1))
        if isPixelMember(tx, ty + 1, flag) and (tx, ty + 1) not in black-
Domains[domainNumber][step]:
            blackDomains[domainNumber][step].append((tx, ty + 1))
            exploredPixels.append((tx, ty + 1))
        if isPixelMember(tx + 1, ty, flag) and (tx + 1, ty) not in black-
Domains[domainNumber][step]:
            blackDomains[domainNumber][step].append((tx + 1, ty))
            exploredPixels.append((tx + 1, ty))
        if isPixelMember(tx - 1, ty, flag) and (tx - 1, ty) not in black-
Domains[domainNumber][step]:
            blackDomains[domainNumber][step].append((tx - 1, ty))
            exploredPixels.append((tx - 1, ty))
    if len(blackDomains[domainNumber][step]) == 0:
        return
    else:
        blackDomains[domainNumber].append([])
        expandDomain(x0, y0, domainNumber, step+1, flag)


def countPixels(domainNumber, flag):
    cnt = 0
    if flag:
        for i in whiteDomains[domainNumber]:
            cnt += len(i)
    else:
        for i in blackDomains[domainNumber]:
            cnt += len(i)
    return cnt

for i in range(height):
    for j in range(width):
        if (i, j) in exploredPixels:
            continue
        if img[i][j] > thresCol:
            tmpNum = len(whiteDomains)
            whiteDomains.append([])
            whiteDomains[tmpNum] = []
            whiteDomains[tmpNum].append([(i, j)])
            whiteDomains[tmpNum].append([])
            expandDomain(i, j, tmpNum, 1, True)
        else:
            tmpNum = len(blackDomains)
            blackDomains.append([])
            blackDomains[tmpNum] = []
            blackDomains[tmpNum].append([(i, j)])
            blackDomains[tmpNum].append([])
            expandDomain(i, j, tmpNum, 1, False)
maxWhite = 0
```

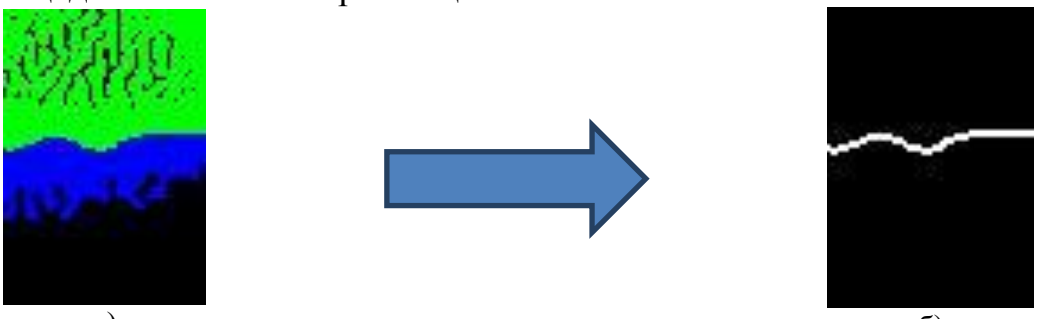
```
numWhite = 0
for i in range(len(whiteDomains)):
    if maxWhite < countPixels(i, True):
        numWhite = i
        maxWhite = countPixels(i, True)

maxBlack = 0
numBlack = 0
for i in range(len(blackDomains)):
    if maxBlack < countPixels(i, False):
        numBlack = i
        maxBlack = countPixels(i, False)

newImg = []
for i in range(height):
    newImg.append([])
    for j in range(width):
        newImg[i].append([0,0,0])
        img[i][j] = 5

for step in whiteDomains[numWhite]:
    for (i, j) in step:
        newImg[i][j] = [0, 255, 0]
        img[i][j] = 1
for step in blackDomains[numBlack]:
    for (i, j) in step:
        newImg[i][j] = [0, 0, 255]
        img[i][j] = 0
array = np.array(newImg, dtype=np.uint8)
new_image = Image.fromarray(array)
new_image.save("wbMaxAreas.jpg")
```

3. Обнаружили линию дефекта как границу между максимальными площадями белого и черного цвета.



а) б)

Рисунок 4 – Пространственное расположение распознанной трещины

Код:

```
detectLine = []
for i in range(height):
    for j in range(width)[1:]:
        if img[i][j-1] + img[i][j] == 1:
```

```
            detectLine.append((i, j))
            detectLine.append((i, j-1))

for j in range(width):
    for i in range(height)[1:]:
        if img[i-1][j] + img[i][j] == 1:
            detectLine.append((i, j))
            detectLine.append((i-1, j))


for i in range(height):
    for j in range(width):
        newImg[i][j] = [0, 0, 0]
for (i, j) in detectLine:
    newImg[i][j] = [255, 255, 255]

array = np.array(newImg, dtype=np.uint8)
new_image = Image.fromarray(array)
new_image.save("wdetectLine.jpg")
```

Библиографический список

1. Дёмин А.П., Труфанов С.В. Изучение магнитного поля в вершине трещины магнитодоменным преобразователем. Современные проблемы радиоэлектроники и связи: мат-лы XII Всеро. науч.-техн. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых/ под ред. А.И.Агарышева, Е.М.Фискина.- Иркутск : Изд-во ИрГТУ, 2013.- 236 с.
2. Дёмин А.П., Дёмин В.П., Гурова М.О. Регистрация поверхностных трещин в ферромагнитных изделиях магнитодоменным методом неразрушающего контроля. мат-лы XIV Всеро. науч.-техн. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых/ под ред. А.И. Агарышева, Е.М.Фискина.- Иркутск : Изд-во ИрГТУ, 2016.- 234 с.

УДК 621.311

МЕТОДИКА ПО ВЫЯВЛЕНИЮ НЕСАНКЦИОНИРОВАННОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СЕЛЬСКОЙ МЕСТНОСТИ

Кибанова А. Г., Сташкевич Е. В.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
kibanovalena@mail.ru, evstashkevich@yandex.ru

Введение. На сегодняшний день одной из актуальных задач в энергосистеме Иркутской области является выявление потребителей, занимающихся майнинговой деятельностью. В процессе своей деятельности оборудование для производства криптовалюты потребляет значительное количество электроэнергии, что в свою очередь негативно влияет на элек-

трические сети. Данная ситуация для региона является непредсказуемым событием, приводит к существенным нагрузкам на электросетевой комплекс с рисками развития сложных аварий и возникновением чрезвычайных ситуаций, усугубляет проблему перекрестного субсидирования.

«Майнинг» (от англ. mining – добыча) – деятельность по созданию новых структур (обычно речь идёт о новых блоках в блокчейне) для обеспечения функционирования криптовалютных платформ. За создание очередной структурной единицы обычно предусмотрено вознаграждение за счёт новых (эмитированных) единиц криптовалюты и/или комиссионных сборов. Обычно «майнинг» сводится к серии вычислений с перебором параметров для нахождения хеша с заданными свойствами. Разные криптовалюты используют разные модели вычислений, но они всегда достаточно длительны по времени для нахождения приемлемого варианта и быстры для проверки найденного решения, что подразумевает постоянную работу «майнинг-ферм» и большой расход электроэнергии. Следовательно, способы выявления «майнеров», ровно, как и методы воздействия на «майнеров», при появлении дебиторской задолженности, являются интересными и актуальными на сегодняшний день направлениями исследований.

Методика по выявлению несанкционированного потребления электрической энергии и соответствующий сбор доказательств майнинговой деятельности. В начале факта выявления и сбора доказательств несанкционированного потребления электрической энергии проводится *сравнительный анализ электропотребления* объекта с объектами, имеющими схожие характеристики, схожее потребление (для наглядной демонстрации схожести объемов электропотребления «майнера» и электропотребления завода, фабрики, домовладения и др.).

По завершению сравнительного анализа, в случае обнаружения резкого увеличения электропотребления объекта по сравнению с аналогичными потребителями, совершается выезд на место нахождения предполагаемого «майнера» для проведения *фото- и видеофиксации* доказательств, свидетельствующих о небытовом потреблении электроэнергии:

- вид здания, сооружения с четырех наружных сторон (с фиксацией вытяжных шахт и другого технического оборудования, направленного на охлаждение воздуха);
- вид здания, сооружения изнутри с фиксацией технических средств, предназначенных для добычи криптовалюты (наличие компьютерного оборудования – ASIC-майнеров, блоков питания, наличие фермы – большого количества установленных видеокарт, наличие вытяжных шахт и другого технического оборудования направленного на охлаждение воздуха, наличие соединяющих кабелей), с указанием их максимальной мощности;
- видеофиксация проведения замеров тепловизором, поверенным в установленном законом порядке.

Далее составляется *акт целевой проверки* с описанием проверяемого объекта, целями потребления электроэнергии со ссылкой на фото- и видеосъемку и т. д. Отдельно оформляется *документальная фиксация* результатов работы тепловизора, высокий уровень шума в помещении (измерение шумомером, видеофиксация измерений).

После проведения целевой проверки направляется запрос:

- к *интернет-провайдеру* или *телефонному оператору* о наличии по адресу интернет-соединения, заключенного договора на услуги связи. Данные интернет-провайдера или телефонного оператора об использовании по указанному договору количества трафика, а именно файл с логированием соединения абонента.
- в *специализированную организацию сферы информационных технологий* для заключения о назначении выявленного проверкой оборудования для производства крипто-валюты (при наличии материалов фотофиксации).
- в *специализированную организацию в сфере информационных технологий* для заключения о том, обладает ли деятельность, производимая потребителем в сети интернет признаками деятельности майнинг (преобладающие IP адреса майнинговых площадок) на основе исследуемого интернет-трафика (при наличии информации о интернет-соединении).

Отдельно направляется запрос для получения *документов с данными о показаниях ПУ* (приборов учёта), участвующих в расчете поставленной электроэнергии в сетевую компанию (акт ввода ПУ в эксплуатацию, акты расхода, ведомости, телефонограммы передачи показаний и т. п.).

После выявления факта несанкционированного потребления электрической энергии в целях осуществления майнинговой деятельности для оформления договора энергопотребления и перевода потребителя на тариф «Прочие коммерческие организации» необходимо *наличие документов о подключении электрооборудования высокой мощности,* в том числе:

- договор на техническое присоединение;
- технические условия;
- акт о выполнении технический условий с приложением документов:
  - разрешение Ростехнадзора на допуск в эксплуатацию присоединяемых объектов и перечисленные в нем документы (при наличии);
  - проект электроснабжения объекта;
  - протоколы испытаний электролабораторией, зарегистрированной в органах Ростехнадзора;
  - договор на обслуживание;
  - приказ о назначении ответственного за электрохозяйство;
  - технический отчет;

– исполнительная документация по сдаче-приемке электромонтажных работ и иные документы, перечисленные в разрешении (акте допуска) Ростехнадзора;

– однолинейная схема объекта;

– акт о техническом присоединении;

– акт границ ответственности;

Данная методика по выявлению несанкционированного потребления электрической энергии в целях майнинговой деятельности прошла апробацию в ООО «Иркутскэнергосбыт».

Анализ динамики потребления электроэнергии до и после установки «майнинг-фермы». Для анализа был взят потребитель Иркутского района. Летом 2019 г. был выявлен характерный случай майнинга криптовалют владельцем жилого дома. Установив на территории своего домовладения оборудование для майнинга, потребитель потреблял колоссальный объем электроэнергии в коммерческих целях (табл. 1), при этом пользовался «бытовым» сельским тарифом – 0,777 руб./кВт·ч, что в 4,5 раза меньше «коммерческого» тарифа.

Несоответствие между характером потребления и тарифом подрывает финансирование эксплуатации электросетей и тем самым угрожает бесперебойному электроснабжению добросовестных потребителей. Для справки: из стоимости каждого кВт·ч на поддержание электрических сетей на данный момент идёт 47 копеек от каждого бытового потребителя, а от коммерческого – 1 рубль 26 копеек.

Таблица 1

Сравнение электропотребления «майнера» с аналогичным домом в сельской местности

Параметр	Домовладение с майнингом	Домовладение без майнинга
Площадь дома	148,5 м^2	157,7 м^2
Количество этажей	2	2
Количество комнат	4	6
Количество проживающих	4	3
Тип плиты	Электрическая	Электрическая
Электрообогрев	Есть	Есть
Среднемесячное потребление	308 942 кВт·ч	3 174 кВт·ч

Задаваясь вопросом, как всего один потребитель может создать существенную проблему для электросетевого комплекса необходимо произвести сравнительную оценку среднемесячного потребления добросовестного потребителя с потребителем, занимающимся майнинговой деятельностью (табл. 1).

Среднемесячное потребление электроэнергии «майнером» за 2019 г. по ПУ из табл. 1 составило – 308 942,57 кВт·ч, тогда как среднемесячное потребление электроэнергии обычным потребителем равно – 3 174 кВт·ч

(наблюдается превышение в 90 раз). Факт осуществления потребителем майнинговой деятельности был выявлен на основании сбора и анализа среднемесячного потребления электрической энергии по выше представленной методике.

Среднемесячное потребление электроэнергии «майнера» до установки оборудования составляло – 5 181 кВт·ч, с характерным изменением потребления электроэнергии в зависимости от времени года, что наглядно видно из годового графика за период с 01.09.2016 по 31.08.2017 г. (рис. 1).

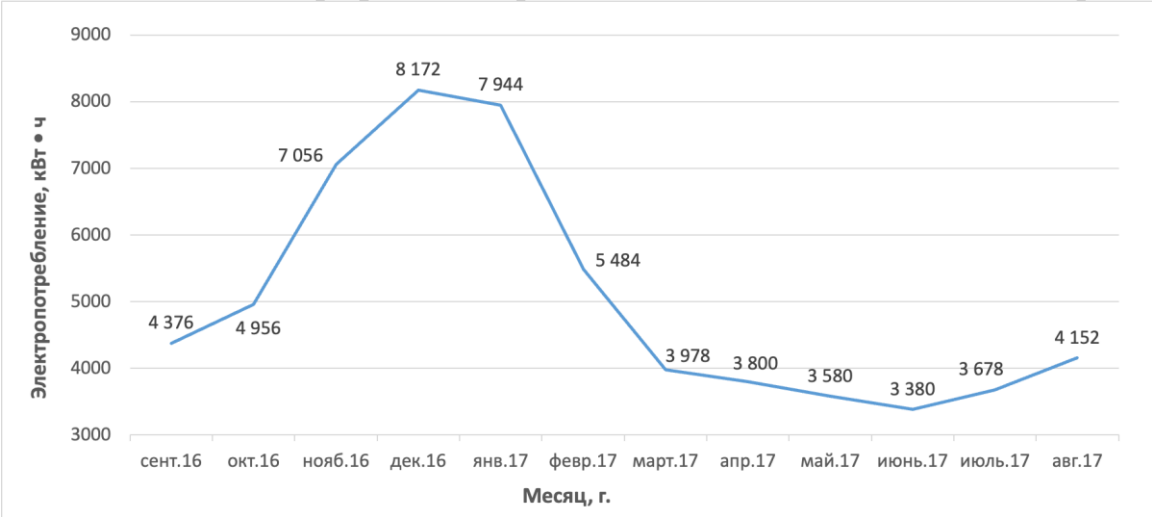


Рисунок 1 – Месячное потребление электроэнергии до установки майнингового оборудования за период с 01.09.2016 по 31.08.2017

В момент установки оборудования для майнинга и наращивания объемов «майнинг-фермы», среднемесячное потребление электроэнергии начало возрастать в период с 01.09.2017 до 31.05.2019 г. (рис. 2).

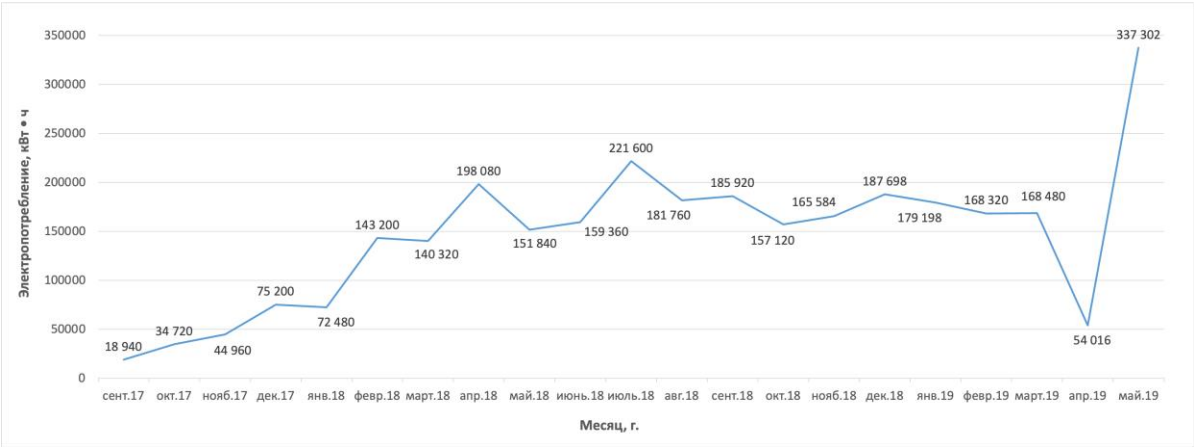


Рисунок 2 – Месячное потребление электроэнергии в момент установки майнингового оборудования за период с 01.09.2017 по 31.05.2019

На момент выявления майнинговой деятельности, среднемесячное потребление возросло в 60 раз по сравнение с периодом до установки оборудования (рис. 3).

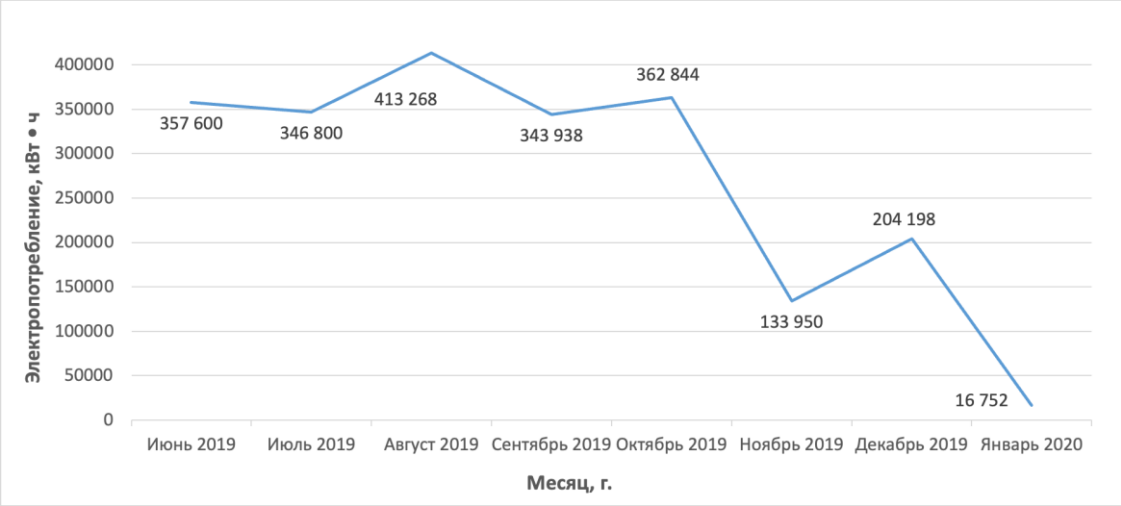


Рисунок 3 – Месячное потребление электроэнергии на момент выявления майнинговой деятельности за период с 01.06.2019 по 31.01.2030

В январе 2020г. данному потребителю введено ограничение режима потребления электрической энергии, в связи с образованием дебиторской задолженности.

Заключение. Случаи скрытой майнинговой деятельности давно перестали быть единичными в Иркутской области. «Майнеры» нередко превышают выделенную на их участки разрешенную установленную мощность, что создаёт серьёзную угрозу перегруза электрических сетей, а значит, угрозу аварийных отключений для многих потребителей. Иногда скрытый «майнинг» сопряжён с воровством электроэнергии, т.е. не всё потребление электроэнергии фиксируется ПУ, а значит не оплачивается даже по «бытовому» тарифу. Представленная в статье методика по выявлению несанкционированного потребления электрической энергии показывает, что на основании анализа динамики потребления электроэнергии, можно выявлять потребителей, скрыто занимающихся майнинговой деятельностью.

Библиографический список

1. Артемьев К.И. Правовые аспекты майнинга криптовалют / К.И. Артемьев // Отечественная юриспруденция. – 2018. – № 5 (30) – С. 76-81.
2. Что такое майнинг: объясняем простыми словами [Электронный ресурс] URL: https://secretmag.ru/enciklopediya/chto-takoe-maining-obyasnyaem-prostymi-slovami.htm
3. Майнинг [Электронный ресурс] Википедия. URL: https://ru.wikipedia.org/wiki/Майнинг
4. Как устроен майнинг биткоинов [Электронный ресурс] URL: https://naukatv.ru/articles/majning_bitkoin

5. Крипта, блокчейн и два биткоина: что было, есть и куда мы катимся [Электронный ресурс] URL: https://www.youtube.com/watch?v=tLDdMFjP_NE&list=LL&index=10&t=231s
6. Постановление Правительства РФ от 04.05.2012 № 442 (ред. От 28.12.2021) «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии» (вместе с «Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии», «Правила полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии») [Электронный ресурс] URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_130498/

Работа выполнена в рамках государственного задания Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (код проекта: FZZS-2020-0039).

Кибанова А.Г., обучающаяся, гр. ПРЭм-20-1 ИРНИТУ
Сташкевич Е.В., к.т.н., доцент кафедры ЭиЭ ИРНИТУ

УДК 621.311

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ

Малицкий Д.С., Тушкова В.А., Манжиханов Т.В., Литвинцев Е.Ю., Рыбникова А.М.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
wertu@list.ru

Совокупность множества различных определений Smart Grid при их объединении приводит к аналогичному набору понятий и задач. Хотя этот термин появился сравнительно недавно, практически весь спектр идей, вкладываемых в него, хорошо известен. Достаточно новым является только введение в электрическую сеть большого числа источников «малой генерации», аккумулирующих устройств (в т.ч. электромобилей), интеллектуальных устройств потребителей (в т.ч. «умный город», «умный дом»). Сопряжение и управление указанными устройствами необходимо обеспечить в основном на уровне распределительных сетей. При этом в силу ряда причин уровень автоматизации распределительных сетей среднего и низкого напряжения (35 кВ и ниже) во всем мире значительно ниже, чем уровень автоматизации систем высокого и сверхвысокого напряжения. Это обусловлено, в том числе, и отсутствием до недавнего времени на рынке недорогих, надежных устройств и систем: интеллектуального силового оборудования, интеллектуальных измерительных и иных устройств, управляющих информационных систем. Значительно менее проработана в этой области и нормативно-техническая документация. Таким образом,

именно распределительная сеть требует значительных инноваций в части интеллектуализации.

При этом модернизация подразумевает не просто восстановление основных производственных фондов, текущих и инвестиционных активов хозяйствующих субъектов всех звеньев электроэнергетики, но и обеспечение энергетической (и экологической) безопасности и эффективности (энергетической и экономической) за счет нового облика – «интеллектуальной» энергетики. Создание такой системы – необходимость, обусловленная существенным усложнением задач структурной организации и управления в электроэнергетике в условиях реформирования, растущим спросом на энергетические услуги в их количественном и качественном виде, изменившимся статусом потребителя как активного субъекта организационно-хозяйственных отношений, новыми требованиями, предъявляемыми обществом к экологическому, социальному и институциональному облику энергетики.

В настоящее время ведутся работы по определению подходов к построению концепции создания интеллектуальной энергетической системы в России, особое внимание которой должно быть уделено проблемам регионально-федерального развития и размещения генерирующих источников всех видов исходя из задач рационального использования природных энергетических ресурсов, требований потребителей с неравномерным графиком нагрузки. Это диктует новые требования к структуре топливно-энергетического баланса, новой схеме сегментации и иерархии организационной структуры электроэнергетики, к оптимизации межсистемных перетоков базисного и переменного вида, что, в свою очередь, определяет необходимость развития активно-адаптивной сети в рамках ЕЭС России и межрегиональных электрических связей.

Энергетическая система на базе концепции Smart Grid является единым энергоинформационным комплексом, где управляемые объекты должны позволять осуществлять дистанционное управление, а системы оценивания ситуации и противоаварийной автоматики – снижать избыточные требования к резервам силовых и информационных мощностей. Появление такой системы – это возможность за счет новых средств и новой организации управления функционированием и развитием интеллектуальной энергетической системы обеспечить новые свойства и новые эффекты: живучести, «цифрового» качества энергии, возможности ее аккумулирования, управления межсистемными перетоками и снятия излишних ограничений на синхронную работу всех частей системы, сегментацию и иерархию силовых энергетических и информационных потоков, распределения принимаемых управляющих решений и ответственности за них, оптимизации используемых первичных энергетических ресурсов и инвестиционных вложений, а также расширенное воспроизводство производственных и финансовых активов, всего энергетического потенциала страны. Преобразо-

вания такого уровня в электроэнергетике не только создадут условия (потребность и возможность) для самой модернизации электроэнергетики на новой организационной, информационной и технологической основах, но и станут мощным стимулом для инновационного развития смежных отраслей (энергомашиностроения, строительства, транспорта и связи, сервисных предприятий по ремонту, наладке и проектированию), а также для развития энергетической науки и профессиональных кадров для энергетики.

Основными задачами управления электрическими сетями в рыночных условиях является:

- обеспечение технологической инфраструктурной функции электрической сети на условиях равных возможностей ее использования всеми участниками рынка электроэнергии;

- обеспечение стабильной и безопасной работы оборудования электрических сетей, надежного электроснабжения потребителей и качества электроэнергии, соответствующих требованиям, установленным нормативными актами, и принятие мер для обеспечения исполнения обязательств субъектов электроэнергетики по договорам, заключенным на рынке электроэнергии;

- обеспечение договорных условий поставок электроэнергии участникам(и) рынка электроэнергии;

- обеспечение недискриминационного доступа субъектов рынка электроэнергии к электрической сети при соблюдении ими Правил рынка, технологических правил и процедур при наличии технической возможности такого присоединения;

- минимизация сетевых технических ограничений в экономически обоснованных пределах;

- снижение затрат на передачу и распределение электроэнергии за счет внедрения передовых технологий эксплуатационного обслуживания и ремонта электросетевого оборудования, новой техники и энергосберегающих мероприятий.

Мировые тенденции развития систем управления неразрывно связаны с переходом к цифровым технологиям, обеспечивающим возможность создания интегрированных иерархических систем. При этом распределительные электрические сети в этих системах являются нижним иерархическим звеном, неразрывно связанным с верхними уровнями управления.

Основой перехода к цифровым технологиям является техническое перевооружение и модернизация системы связи и телекоммуникаций с резким увеличением объема и скорости передачи информации. Поэтапный переход к цифровым интегрированным системам управления будет определяться этапами внедрения

Важнейшими тенденциями развития инфокоммуникационных сетей являются: повышение надежности и срока службы телекоммуникационных сетей;разработка методов прогнозирования развития телекоммуникаций в

регионах в зависимости от потребления электроэнергии; создание систем управления инфокоммуникационной средой; внедрение одновременно с развитием цифровых сетей современных телекоммуникационных технологий, в первую очередь, волоконно-оптической технологии; внедрение в ряде стран так называемых PLC-технологий использования электрических сетей 0,4-35 кВ для передачи любой информации с подстанций, энергопредприятий, промышленных предприятий до контроля и управления энергопотреблением в быту, в том числе решения задач АСКУЭ, информационного обеспечения деятельности абонентов электрической сети 0,4-35 кВ; использование средств связи для охраны энергообъектов, видеонаблюдений.

Библиографический список

1. Илюшин П.В., Гуревич Ю.Е. О специальном воздействии на систему возбуждения автономно работающих генераторов при больших набросах нагрузки // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. 2016. № 2. С. 2-7.
2. Development of power supply to isolated territories in russia on the bases of microgrid concept / Voropai N.I., Suslov K.V., Sokolnikova T.V., Styczynski Z.A., Lombardi P. // IEEE Power and Energy Society General Meeting, PES 2012
3. Ilyushin P., Suslov K. Operation of automatic transfer switches in the networks with distributed generation // 2019 IEEE Milan PowerTech. 2019.

УДК621.311.22

ПРИМЕНЕНИЯ И РАЗВИТИЯ СИСТЕМ НАКОПЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Марьин Г.Е.[1,2], Сопина Ю.В.[1]
[1]АО ТАТЭНЕРГО, [2]Казанский государственный энергетический университет
George64199@mail.ru

Введение. В современном мире энергетика находится на пороге важных перемен. Одним из ключевых этапов этих изменений является распространение систем хранения энергии и снижение стоимости ее хранения. С помощью внедрения этих технологий электростанции смогут оптимизировать работу электрооборудования и сетей, а также потребителей для выравнивания нагрузки и накопления энергии для дальнейшего использования.

Прорыв в области систем накопления электроэнергии сможет стать стимулом к расширению использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Этот вопрос особенно актуален для регионов России, техноло-

гически не связанных с единой энергосистемой страны, например, на Крайнем Севере и в Арктике [1–3].

СНЭЭ достаточно широко применяются во многих сферах человеческой жизни. Без эффективных энергоемких аккумуляторов было бы невозможно покорять водные глубины, исследовать космос или внедрять электромобили в повседневную жизнь.

По данным Глобального института «McKinsey» технологии хранения энергии входят в число двенадцати наиболее важных для развития мировой экономики.

«Bloomberg New Energy Finance» ожидает, что установленная мощность накопителей энергии по всему миру к 2040 году достигнет 1095 ГВт·ч, а емкость составит порядка 2 850 ГВт·ч. Согласно прогнозам, лидерами мирового рынка в этой сфере станут США, Китай, Германия и Индия. Объём инвестиций к 2040 году достигнет отметки в 662 млрд долларов США.

В России же новый инвестиционный цикл в энергетике ожидается после 2022 года. Сумма вложений может составить 500–700 млрд долларов США к 2035 году. При этом выиграть от применения накопителей смогут практически все участники рынка.

Развитие технологий накопления энергии в ближайшем будущем повысит надежность работы энергосистем, сделает их более гибкими, сгладит пики потребления, расширит зоны распределенной генерации, введет в производство больший объем возобновляемых источников энергии, создаст возможность локального перехода на системы постоянного тока и исключит необходимость строгой одновременности производства и потребления электроэнергии [4–6].

Однако, крайне важно оценить все возможности применения СНЭЭ, пути их развития и нюансы успешной эксплуатации.

Современные тенденции развития. Существует ряд приоритетных сфер применения СНЭЭ, формирующих наибольшие сектора внутреннего рынка и обеспечивающих достижение наибольшего эффекта для экономики. В их число входят:

- Системы распределенной энергетики, микрогриды, смартгриды: применение СНЭЭ в электроснабжении изолированных и удаленных районов, в системах энергоснабжения жилых районов, использование СНЭЭ в системе энергоснабжения промышленных и коммерческих потребителей, применение СНЭЭ в электрическом транспорте и в зарядной инфраструктуре, специальные сервисные применения СНЭЭ (передвижные аварийные источники питания, коллективные источники бесперебойного питания (ИБП), сервисы повышенного качества электроэнергии).
- Новая генеральная схема устройства энергетических систем: управление суточным графиком потребления и генерации, а также каче-

ством электроэнергии, вращающийся резерв энергосистемы и другие системные услуги.

- Водородная энергетика.

В процессе анализа рассмотрено более 1000 как реализованных проектов, так и те проекты, которые находятся в процессе реализации, по результатам был выявлен спектр наиболее используемых технологий (рис. 1).

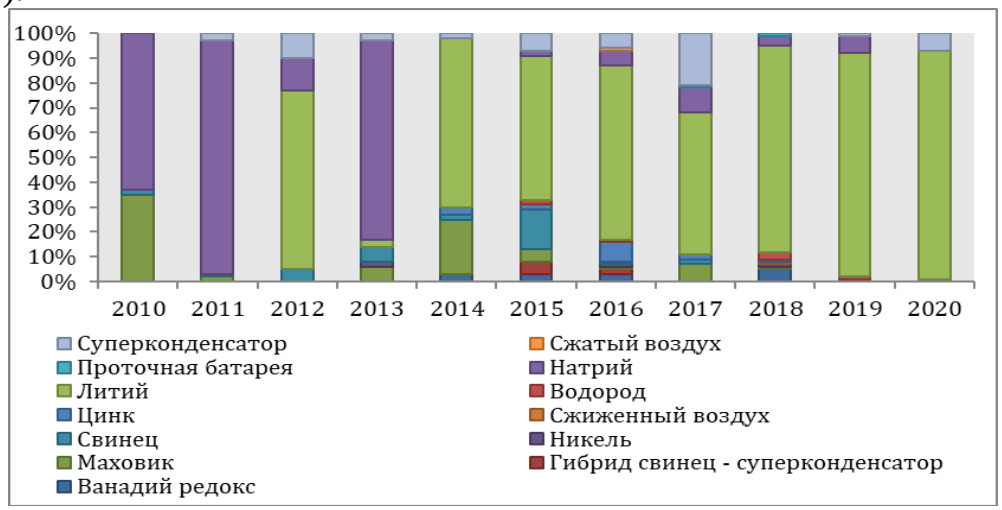


Рисунок 1 – Структура введенных проектов по технологиям

Основные типы СНЭ представлены в табл. 1. Сферы применения СНЭЭ классифицируются по функциям и типам потребителей (табл. 2) [7].

По оценкам «Navigant Research» рынок систем накопления электроэнергии, используемых в сетевых и системных услугах, превысит 18 млрд долларов США, а установленная мощность превысит 20000 МВт к 2025 году (рис. 2).

Таблица 1

Классификация систем хранения электроэнергии

Системы хранения электроэнергии				
Механические / пневматические	**Тепловые**	**Химические**	**Электрохимические**	**Электрические**
Гидроаккумулирующие системы (ГАЭС)	Термохимические аккумуляторы	Аккумуляторэнергии с водородным циклом	Li-ion	Суперконденсаторы
Подземные накопители сжатого воздуха	Хранение энергии за счетнагревания вещества	Преобразование водорода вметан	Ni-Cd	Сверхпроводящие системы
Система хранения жидкого воздуха	Хранение энергии с использованием материалов собратимымифазами	-	NaS	-
Инерционные накопители	-	-	LeadAcidи т.д.	-

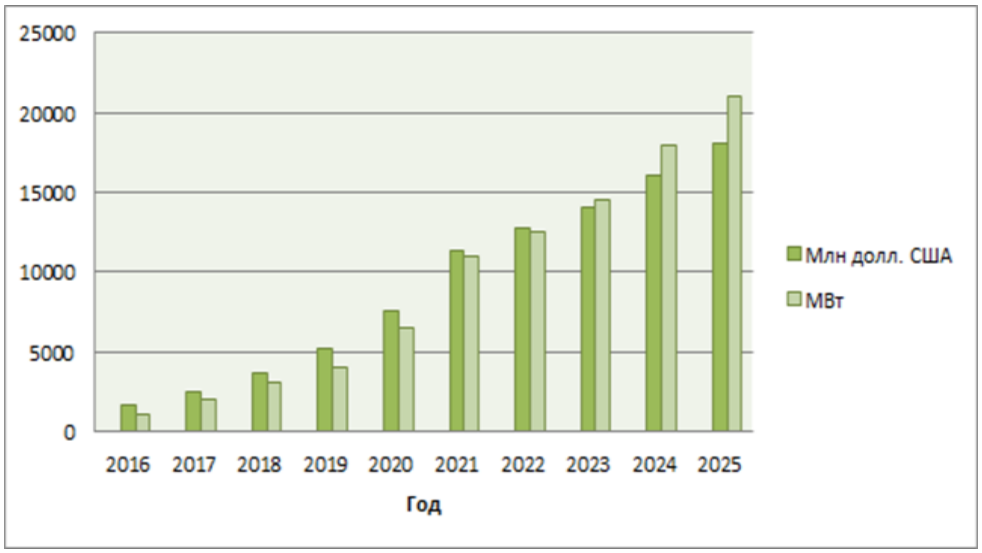


Рисунок 2 – Прогноз роста мирового рынка систем накопления электроэнергии и прогноз установленной мощности систем накопления электроэнергии в мире

Основными факторами, которые позволят укрепить рынок и развить применение СНЭЭ, станут:

- снижение стоимости и массовое расширение зон генерации на основе возобновляемых источников энергии;
- распространение и масштабное использование электрического транспорта;
- освоение аккумуляторов на основе литий-ионных технологий и снижение их стоимости, а также рост потребности в генерирующих и сетевых мощностях [8].

Приоритетные технологии СНЭЭ на горизонте 2021–2035 годов, на которые необходимо делать ставку России, принадлежат к следующим пяти группам:

- «Пост-литиевые» электрохимические технологии, к числу которых относятся технологии натрий-ионных, калий-ионных, магний-ионных и другихтипов электрохимических аккумуляторов.
- Проточные батареи, в которых разделяются источник мощности и электролит. К этой группе относятся редокс-ванадиевые, цинк-бромидные, цинк-железные и ряд других, отличающихся типом токообразующей реакции.
- Металло-воздушные батареи, такие как воздушно-цинковые и алюминиево-воздушные батареи, отличающиеся низкими затратами на их производство и высокой плотностью запасаемой энергии.

Риски развития:

1. Основными и наиболее потенциальными к реализации политическими рисками развития рынка электротехнической промышленности, как в России, так и в остальном мире, являются санкции: ограничения и запреты, направленные на подрыв экономической стабильности в странах,

искусственное замедление темпов производства, ограничение или полное прекращение поставок необходимых материальных ресурсов и значительное снижение конкурентоспособности на рынке.

Вследствие потенциальных угроз введения санкций по отношению к нашей стране зависимость от импорта технологий и некоторых видов стратегического и дефицитного сырья создает риски необеспечения различных отраслей отечественной экономики необходимым минеральным сырьем и ставит под угрозу динамичное и успешное развитие отрасли СНЭЭ.

2. С точки зрения социокультурных рисков одним из барьеров развития сектора СНЭЭ являются сомнения общества ввиду отсутствия референтной и достаточно известной успешной практики применения в России. По причине новизны данных технологий у потребителей зачастую отсутствует достаточная осведомленность об уровне технических характеристик и соответствии им заявленной финансовой стоимости продукта. На ситуацию негативно влияет сложность демонстрации эффективности применения СНЭ в малых по объёму охвата отечественных проектах на уровне отдельных домохозяйств или компаний и наличие экономического эффекта только в результате реализации масштабных комплексных проектов на уровне микрорайона или крупного промышленного объекта.

Еще одной социальной проблемой, о которой все чаще и чаще пишут ведущие мировые СМИ, является кустарная добыча сырья в некоторых странах мира для производства аккумуляторов, например, кобальта и лития. В процессе добычи указанных металлов зачастую используется детский труд, не обеспечивается должная защита трудящихся, не говоря уже о защите окружающей среды.

Одной из тенденций развития рынка накопителей электроэнергии является широкое распространение в повседневной жизни электротранспорта. Согласно исследованию, примерно половина сомнений в приобретении электрокара основана на пока еще невысоких эксплуатационных характеристиках аккумуляторов и отсутствии развитой зарядной инфраструктуры для них. Очевидно, что для уверенного роста рынка необходимо повышение уровня технической грамотности потребителя в области электромобилей. Решением может выступить реализация комплекса ознакомительных мероприятий.

Экономические риски, связанные с развитием систем хранения энергии, можно разделить на две ветви: внутренние, связанные с их производством, и внешние, связанные с изменением экономической ситуации и рыночных условий.

Внутренний риск – это возможная нехватка сырья и борьба за сырьевой рынок. По оценкам «Deutsche Bank», мировых запасов лития хватит примерно на 185 лет. Несколько иная ситуация складывается вокруг также пользующегося спросом кобальта, более половины мирового производства

которого сосредоточено в Демократической Республике Конго, а почти все производство сферического графита сосредоточено в Китае.

Внешнеэкономические риски также можно разделить на две области: риски экономической эффективности и риски стагнации. Предполагается, что хранилища заменят большую часть резерва мощности, но только если это окажется более рентабельным, чем поддержание резервов генерации. В России максимальная зафиксированная фактическая нагрузка составляет чуть более 158 ГВт, а суммарная номинальная мощность всех электростанций превышает 240 ГВт – станции используются далеко не на полную мощность.

На сегодняшний день хранение энергии в СНЭЭ (стоимость составляет 0,4 доллара США за 1 кВт·ч) дороже ее производства (стоимость – 0,05 доллара США за 1 кВт·ч). Стагнационные риски связаны в целом с замедлением роста экономики государств. Падение курса стоимости национальных валют по отношению мировым неизбежно влечет за собой резкое падение спроса на новые технологии.

3. Существенным правовым барьером развития СНЭЭ, присутствующим в российском законодательстве, является отсутствие понятия «система накопления электроэнергии» в отраслевых нормативно-правовых актах, регламентирующих правила и особенности работы оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности. Отсутствие данного определения делает невозможным фиксацию в законодательстве особенностей регулирования деятельности СНЭЭ на вышеуказанных рынках.

Классификация СНЭЭ одновременно и как объект генерации и как объект потребления создает предпосылки к предъявлению к ним излишних требований и к невозможности применения для них специальных мер регулирования, которые бы учитывали особенности их функционирования и позволяли эксплуатировать с наибольшей эффективностью. Существующие законы об электроэнергетике запрещают совмещение деятельности по передаче электроэнергии и их купли-продажи (за исключением покупок для компенсации потерь или для удовлетворения собственных производственных нужд). Это лишает операторов электросетей возможности включать соответствующие затраты в расчет валового дохода, необходимого для покупки электроэнергии, хранящейся в накопителях. Это закрывает целый набор возможностей эффективного применения СНЭЭ в электросетевом комплексе, которая могла бы сократить расходы потребителей на энергоснабжение и повысить качество поставляемой им электроэнергии.

4. Эксплуатация любого технологического оборудования, используемого для производства, преобразования и передачи электроэнергии, безусловно сопровождается серьезными технологическими рисками на каждом этапе жизненного цикла изделия.

Так как СНЭЭ не являются отдельными обособленными изделиями, а являются технологически зависимыми от источников генерации и

нагрузки потребителей, им присущи все риски нарушения в работе, характерные для энергосистем в целом.

К экологическим рискам можно отнести риски, возникающие при изготовлении, эксплуатации и утилизации аккумуляторных батарей.

Процесс утилизации отработавших нормативный срок службы накопителей сопровождается большим объёмом выделяемых отходов. Переработка происходит посредством плавления аккумуляторов до состояния шлака и последующего химического разделения, с помощью которого удается извлечь некоторое количество металла, например, кобальта. Утилизация требует большого количества затрачиваемой энергии и сопровождается выделением токсичных газов, а извлекаемые материалы имеют низкое качество и не пригодны для дальнейшего использования.

На сегодняшний день единственным переработчиком АКБ, не подвергающим батареи разборке, а сразу помещающим их в специальную печь-реактор, является компания «Umicore».

В результате утилизации данным способом извлечение никеля, меди и кобальта достигает 70 % от их изначального содержания, а литий уходит в шлак. Описанная технология на сегодня является единственной, позволяющей замедлить рост отходов при утилизации аккумуляторов.

Заключение. На пороге 2022 года отчетливо виден новый мировой тренд развития энергетики: любая генерация – ветровая, солнечная или гидрогенерация – должна быть непрерывно связана с параллельным накоплением вырабатываемой энергии. В России данное направление находится в начальной стадии развития, в то время как в зарубежных странах уже активно внедряются и эксплуатируются системы накопления энергии. Для успешного развития рынка накопителей в нашей стране необходимо выполнить корректировку и внести дополнения в существующую нормативно-правовую базу, регламентирующую производство, хранение, передачу и распределение электроэнергии, закрепить понятие СНЭЭ и утвердить нормы и особенности их использования. Реализация указанных мероприятий будет являться стимулом для широкого применения СНЭЭ в промышленном и бытовом секторах, при этом ожидается кардинальное изменение модели рынка электроэнергии и мощности, повышение качества и доступности услуг по электроснабжению потребителей, развитие производства комплектующих и сырья, а также укрепление позиций России на мировом рынке накопителей энергии.

Библиографический список

1. Калимуллин Л.В., Левченко Д.К., Смирнова Ю.Б., Тузикова Е.С. Приоритетные направления, ключевые технологии и сценарии развития систем накопления энергии // Вестник Ивановского государственного энергетического университета. 2019. № 1. С. 42-54. DOI 10.17588/2072-2672.2019.1.042-054.

2. Сопина Ю.В., Марьин Г.Е. Влияние технологий аккумулирования электрической энергии на развитие возобновляемых источников энергии / Международная научно-техническая конференция молодых ученых, Белгород, 25–27 мая 2020 года. – Белгород: Белгородский государственный технологический университет им. В.Г. Шухова, 2020. – С. 4430-4433.
3. R. Hemmati and H. Saboori, “Emergence of hybrid energy storage systems in renewable energy and transport applications – A review,” Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 65. Elsevier Ltd, pp. 11–23, Nov. 01, 2016, doi: 10.1016/j.rser.2016.06.029.
4. Системы накопления энергии: российский и зарубежный опыт / В.М. Зырянов, Н.Г. Кирьянова, И.Ю. Коротков [и др.] // Энергетическая политика. 2020. № 6(148). С. 76-87. DOI 10.46920/2409-5516_2020_6148_76.
5. Перспективы развития мировой энергетики с учетом влияния технологического процесса / под ред. Кулагина // М.:ИНЭИ РАН, 2020. 320 с.
6. Прогноз развития энергетики мира и России 2019 / под ред. А.А. Макарова, Т.А. Митровой, В.А. Кулагина; ИНЭИ РАН –Московская школа управления СКОЛКОВО. Москва, 2019. 210 с. – ISBN 978-5-91438-028-8
7. Марьенков, С. А. Применение технологии накопления электрической энергии для увеличения надежности системы электроснабжение на базе возобновляемых источников электрической энергии // Международный научно-исследовательский журнал. – 2016. – № 6-2(48). – С. 103-107. – DOI 10.18454/IRJ.2016.48.094.
8. Акулов, А. И. К вопросу решения проблем аккумулирования электроэнергии / А. И. Акулов, Г. Е. Марьин, Д. И. Менделеев // Электроэнергетика глазами молодежи : Материалы XI Международной научно-технической конференции. В 2-х томах, Ставрополь, 15–17 сентября 2020 года. – Ставрополь: Северо-Кавказский федеральный университет, 2020. – С. 117-120.

УДК 621.311

ИССЛЕДОВАНИЕ СПОСОБА АККУМУЛИРОВАНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЖИЛОГО ПОМЕЩЕНИЯ

Мелёхин И.А.[1] , Тигунцев С.Г.[2]
Иркутский национальный исследовательский технический университет

В настоящее время обогрев индивидуальных жилых помещений с использованием электрической энергии является распространенным решением. Рассмотрим временное аварийное отключение электроснабжения. Для решения таких ситуаций обычно устанавливают комбинированные системы отопления, работающие дополнительно на твердом, жидком или газообразном топливе.

Предлагаем рассмотреть способ с использованием аккумулирования тепловой энергии в каменной соли (NaCl) для поддержания тепла в жилом помещении, например площадью 100 м^2 во время аварийного отключения электроснабжения.

Каменная соль обладает высокой теплоемкостью, при этом в небольших объемах может аккумулировать большое количество тепла.

Соль помещается в теплоизолированную емкость, например, объемом 1 м^3. Емкость располагают в подвальном помещении (рис. 1). С помощью электронагревательного элемента разогревает каменную соль до температуры, например, 250 градусов. Далее температура соли поддерживается автоматически. Внутри емкости располагают трубы теплообменника, которые связаны трубопроводом со стационарной системой жидкостного электроотопления жилого помещения.

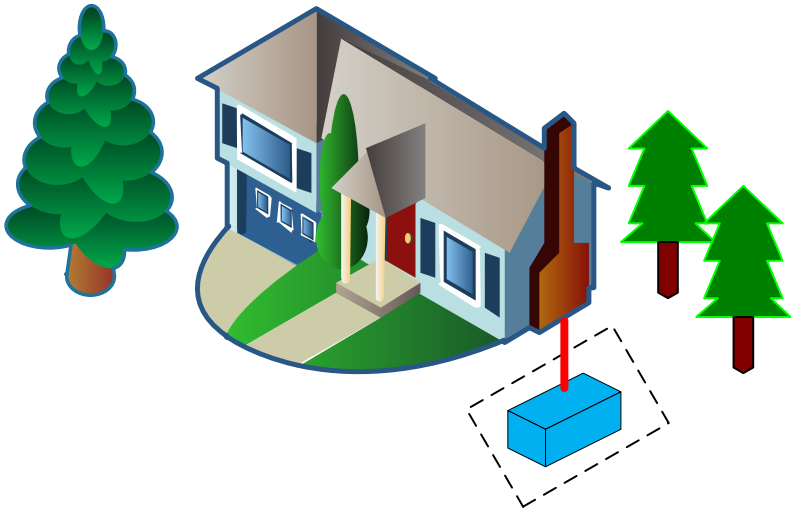


Рисунок 1 – Схема подключения теплового аккумулятора

При наступлении аварийной ситуации в электрической сети, нагрев помещения происходит путем подключения теплового аккумулятора к стационарной системе отопления. Для прокачки нагретой жидкости через теплообменник и систему отопления будем использовать электронасос, запитанный от электрического аккумулятора 12В, например автомобильного.

При отключении электроснабжения обогрев помещения происходит за счет накопленного тепла соли:

$$Q = m \cdot C \cdot (t_2 - t_1)$$

где: Q – количество тепловой энергии, кВт·ч; $m = V \cdot \rho$ – масса каменной соли, кг; V– объем емкости, 1 м^3; ρ= 2160 (кг/м^3) – плотность соли; C= 0,92 – теплоёмкость каменной соли NaCl, (кДж/(кг·^{o}C)); t_2 – конечная температура, ^{o}C; t_1 – начальная температура, ^{o}C.

Принимаем, что нагреваем соль от 70 градусов до 250. При этом не допускаем снижения температуры ниже 70. Нагрев выше 250 градусов потребует серьезных затрат на теплоизоляцию и материалы конструкции.

$$Q = 2160 \cdot (250 - 70) \cdot 0{,}92 = 357696 \text{ кДж}$$

1 кВт·ч = 3600 кДж

Q = 99,36 кВт·ч

В среднем для помещений, обогреваемых с использованием электроэнергии потребление электроэнергии на 1 м^2 жилой площади составляет 0,03 кВт при внешней температуре -20^{o}С. Тогда время, за которое будет израсходована накопленная тепловая энергия для помещения 100 м^2 составит:

$$T = \frac{99{,}36}{100 \cdot 0{,}03} = 33{,}12 \text{ ч}$$

Этого времени обычно хватает для решения проблем с электроснабжением.

Таким образом, предложенный способ является альтернативой обогрева жилых помещений во время аварийного отключения электроснабжения.

---

[1] Мелёхин Иван Алексеевич, студент гр. ЭС-21-1 ИРНИТУ

[2] Тигунцев Степан Георгиевич, к.т.н., доцент кафедры ЭССиС ИРНИТУ

УДК 620.9:338.45 (571.53)

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ РЕСПУБЛИКИ БУРЯТИЯ НА ОСНОВЕ ЕДИНОГО ТОПЛИВНО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО БАЛАНСА

Музычук Р.И., Соколов А.Д.

Институт систем энергетики ми. Л.А. Мелентьева СО РАН

rmuz@isem.irk.ru, sokolov@isem.irk.ru

В соответствии с приказом Минэнерго России от 29.10.2021 г. №1169 «Об утверждении Порядка составления топливно-энергетических балансов субъектов Российской Федерации, муниципальных образований», администрации субъектов Российской Федерации должны ежегодно составлять Единый топливно-энергетический баланс (ЕТЭБ).

ЕТЭБ позволяет проанализировать структуру производства, ввоза, вывоза и изменения запасов первичных энергоресурсов, структуру потребления топлива в регионе, структуру потребления топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) на производство электрической и тепловой энергии на теплоэлектростанциях (ТЭС) и котельных, а также выполнить анализ структуры конечного потребления по видам ТЭР и видам экономической деятельности.

ЕТЭБ может быть составлен в стоимостной форме, что позволяет определить приоритеты энергосбережения в направлении экономии ТЭР.

Наряду с этим ЕТЭБ позволяет определять такие показатели энергоэффективности, как: удельные расходы топлива на производство тепло-

вой и электрической энергии; потери и собственные нужды энергетических предприятий.

В Институте систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН (ИСЭМ СО РАН) накоплен большой опыт разработки региональных энергопрограмм, частью которых является составление ТЭБ территорий [1].

В ИСЭМ СО РАН с использованием информационно-справочной системы для разработки региональных ТЭБ [2], совместно с администрацией Республики Бурятия составлен отчетный ЕТЭБ республики за 2020 г.

В соответствии с разработанным авторами методическим подходом к системной оценке энергоэкономической эффективности на основе ТЭБ [3], выполнен анализ состояния ТЭК Республики Бурятия за 2020 г.

Методический подход базируется на принципах системного подхода, экономико-математического моделирования ТЭК и балансового метода.

В таблице 1 представлен ЕТЭБ Республики Бурятия за 2020 год.

В 2020 г. отраслями ТЭК Республики Бурятия произведено (добыто) 7264,7 тыс. т у.т. первичных топливно-энергетических ресурсов. Доминирующая доля произведенных в Республике Бурятия первичных ТЭР принадлежит углю – 98,5%.

Таблица 1

ЕТЭБ Республики Бурятия за 2020 год, тыс. т у.т.

	Уголь	**Нефтепродукты**	**Прочее твердое топливо**	**Гидроэнергия и НВИЭ**	**Электрическая энергия**	**Тепловая энергия**	**Всего**
Производство энергетических ресурсов	**7154,7**	-	**99,3**	**10,7**	-	-	**7264,7**
Ввоз	132,7	920,4	-	-	31,0	-	**1084,1**
Вывоз	-3413,8	-	-	-	-3,8	-	**-3417,6**
Изменение запасов	-45,9	4,6	-	-	-	-	**-41,3**
Потребление первичной энергии	**3827,6**	**925,1**	**99,3**	**10,7**	**27,2**	-	**4889,8**
Статистическое расхождение	697,2	289,2	-4,7	-	0,0	-54,7	**927,0**
Производство электрической энергии	-1535,1	-13,3	-10,2	-10,7	594,9	-	**-974,4**
Производство тепловой энергии	-1170,3	-97,4	-71,1	-	-0,3	996,8	**-342,1**
Теплоэлектростанции	*-433,0*	*-2,5*	*-60,4*	-	-	*422,3*	***-73,6***
Котельные	*-737,3*	*-94,9*	*-10,7*	-	-	*570,8*	***-272,0***
Электрокотельные и ТУУ	-	-	-	-	*-0,3*	*3,7*	***3,5***
Собственные нужды	-	-	-	-	-60,9	-27,8	**-88,7**
Потери при передаче	-	-	-	-	-71,2	-156,4	**-227,6**
Конечное потребление энергетических ресурсов	**425,0**	**525,2**	**22,7**	-	**489,7**	**758,0**	**2220,6**
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	8,0	7,6	2,0	-	6,0	8,3	**31,9**
Промышленность	353,8	133,0	6,4	-	109,2	322,6	**924,9**
Строительство	-	5,9	-	-	3,4	0,5	**9,9**
Транспорт и связь	1,5	80,1	1,1	-	168,0	10,5	**261,2**
Сфера услуг	26,3	26,4	12,7	-	88,1	82,6	**236,2**
Население	35,5	271,4	0,4	-	115,0	333,4	**755,7**
Использование ТЭР в качестве сырья и на нетопливные нужды	0,0	0,9	0,0	-	-	-	**0,9**

Доля прочих видов твердого топлива – 1,4%. Возобновляемые источники энергии (солнечные электростанции) вносят чуть более 0,1% в общий объем производства первичных ТЭР в республике.

В республику завезено 1084,1 тыс. т у.т. энергоресурсов, из которых более 84,9 % - это нефтепродукты. Доля угля в структуре ввозимых ТЭР – 12,2%, поставки электроэнергии в республику составили 2,9%. Ввоз угля обоснован логистикой поставок угля в Республику Бурятия, а так же использованием проектного топлива у потребителей.

Из Республики Бурятия вывезено 3417,6 тыс. т у.т. топливно-энергетических ресурсов, из них, уголь – 99,9% и электроэнергия – 0,1%.

В 2020 г. республика располагала 4889,8 тыс. т у.т. первичных (и приравненных к ним) топливно-энергетических ресурсов (с учетом ввоза, вывоза и изменения запасов ТЭР).

Из первичных топливно-энергетических ресурсов в 2020 г. произведено 1581 тыс. т у.т. электрической и тепловой энергии. В процессе преобразования первичной энергии на производство 594,9 тыс. т у.т. электрической (включая солнечные электростанции) и 996,8 тыс. т у.т. тепловой энергии в сумме было расходовано 2897,4 тыс. т у.т. ТЭР.

Конечное потребление в 2020 г. составило 2220,6 тыс. т у.т., из них более трети приходится на тепловую энергии – 34,1%. Доли нефтепродуктов, электрической энергии и угля сопоставимы и составляют 23,7%, 22,1% и 19,1 соответственно. Доля прочего твердого топлива находится на уровне 1% потребления ТЭР в республике (рис. 1).

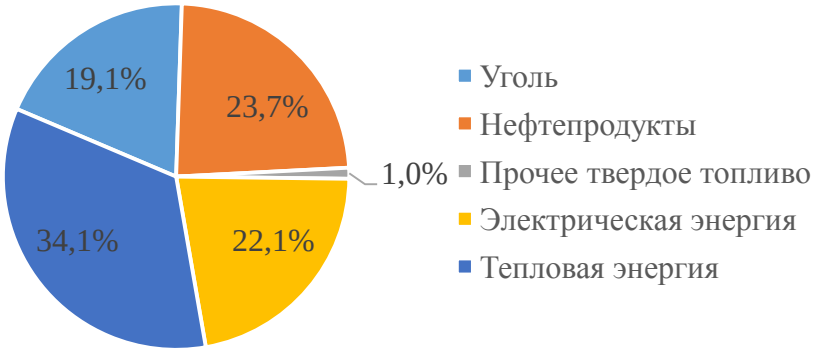


Рисунок 1 – Структура конечного потребления ТЭР

Полная стоимость топливно-энергетических ресурсов, использованных в экономике Республики Бурятия, в 2020 г. составила около 45,1 млрд руб. В стоимостной структуре расходов ТЭР доля электроэнергии составила 26%, дизельного топлива – 25%, тепловой энергии 22%, бензина – 21%, угля – 5%, СУГ – 1,1%, прочих видов топлива около 0,3% (рис. 2). Это свидетельствует в пользу приоритетности энергосбережения таких видов ТЭР как электроэнергия, нефтепродукты, и тепловая энергия, которые оказывают наиболее сильное влияние на стоимостную структуру потребления ТЭР в отраслях экономики.

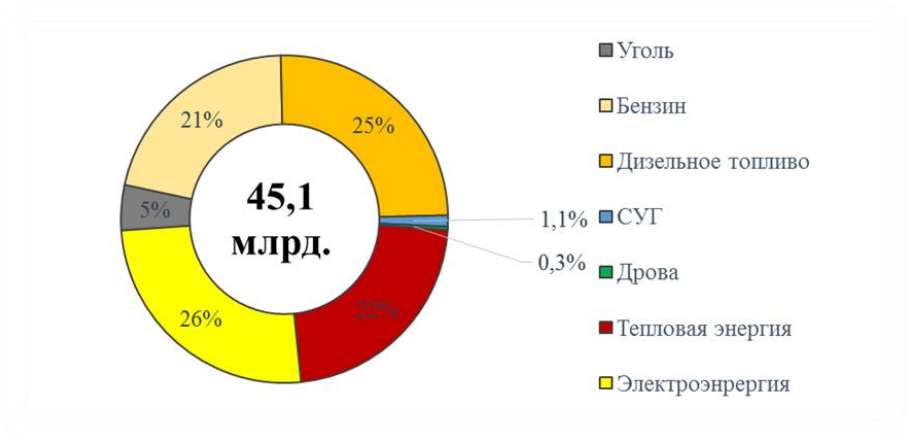


Рисунок 2 – Стоимостная оценка конечного потребления ТЭР по видам топлива

Основными потребителями в республике является промышленность и население (рис. 3). На электростанциях в 2020 г. уголь составлял 95,8%, а на котельных 87,4% от энергетического потребления ТЭР.

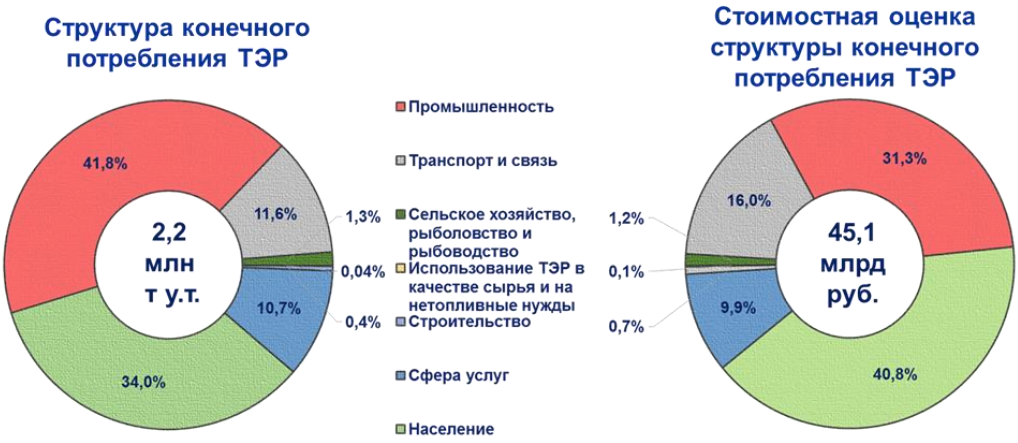


Рисунок 3 – Структура конечного потребления ТЭР по видам деятельности

Основным топливом на производство электрической и тепловой энергии является уголь (рис. 4).

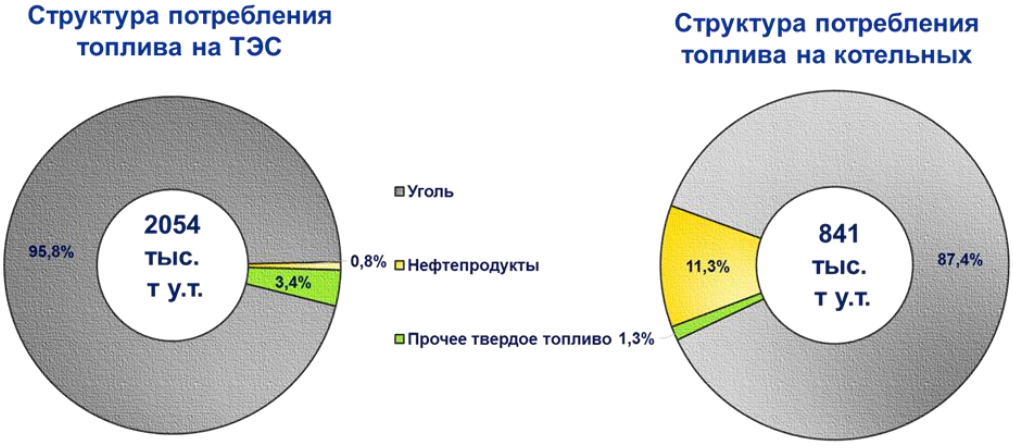


Рисунок 4 – Структура потребления топлива энергоисточниками

Анализ ЕТЭБ показывает необходимость его совершенствования в части изменения его структуры и повышения энергоэффективности и экологичности использования топлива.

Показателями, характеризующими энергоэффективность в электро-, и теплоэнергетике, являются удельные расходы условного топлива на отпуск электрической и тепловой энергии ТЭС и котельных. За период 2018–2020 гг. устойчивой тенденции к снижению этих показателей не наблюдалось, а имеет место их незначительный рост (табл. 2).

Для улучшения показателей расхода условного топлива необходимо внедрять наукоемкие решения и газифицировать ряд энергетических объектов (в первую очередь неэффективные мелкие котельные).

Таблица 2

Динамика показателей удельного расхода условного топлива на выработку электрической и тепловой энергии

Показатель	Годы		
	2018	2019	2020
Электроэнергии на ТЭС, кг/тыс. кВт·ч	367	367	366
Тепловой энергии на ТЭС, кг/Гкал	171	166	165
Тепловой энергии на котельных, кг/Гкал	201	210	210

Еще одним важным фактором, влияющим на энергоэффективность экономики, является снижение потерь электрической и тепловой энергии в инженерных сетях. Для электроэнергетики республики с 2018 г. наблюдается тенденция к увеличению потерь, а для тепловой энергии – стабилизация (табл. 3).

Таблица 3

Динамика потерь электрической и тепловой энергии

Показатель	Годы		
	2018	2019	2020
В электрических сетях, млн кВт·ч	620	614	579
в процентах от выработки электроэнергии	*10,5%*	*11,7%*	*12,0%*
В тепловых сетях, тыс. Гкал	1122	1098	1095
в процентах от выработки тепловой энергии	*15,8%*	*15,5%*	*15,7%*

Повышение энергоэффективности является важным направлением социально-экономического развития республики, которое позволит снизить объемы нерационального потребления ТЭР, повысить эффективность экономики.

Библиографический список

1. Методы и модели разработки региональных энергетических программ / Отв. ред. Б.Г. Санеев ; Рос. акад. наук, Сиб. отд-ние, Ин-т систем энергетики им. Л.А. Мелентьева (ИСЭМ СО РАН). – Новосибирск : Наука, 2003 . – 140 с.

2. Muzychuk R. The information system for the regional energy balance formation // E3S Web of Conferences. Vol.77. ID: 02005. 2019. DOI: 10.1051/e3sconf/20197702005
3. Санеев Б.Г., Соколов А.Д., Музычук С.Ю., Музычук Р.И. Энергетико-экономический анализ текущего состояния региональных ТЭК российского Востока // Энергетическая политика. – 2016. – №5. – С. 14-22

Исследование выполнено в рамках научного проекта XI.174.2. программы фундаментальных исследований СО РАН, рег. АААА-А21-121012090010-7.

Музычук Р.И., м.н.с. ИСЭМ СО РАН
Соколов А.Д,, д.т.н., г.н.с. ИСЭМ СО РАН

УДК 621.317.791

РАЗРАБОТКА ИННОВАЦИОННОГО МЕТОДА ОПРЕДЕЛЕНИЯ УРОВНЯ ВОДЫ ОТКРЫТЫХ ВОДОЕМОВ С ВОЗМОЖНОСТЬЮ РАДИОКАНАЛЬНОЙ ПЕРЕДАЧИ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКИХ ДАННЫХ

Николаев А.А.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
Nikolaev-9494@mail.ru

На сегодняшний день проблема сохранения экологии стоит очень остро, ввиду постепенно увеличивающегося количества мусора и отходов производства, загрязняющих окружающую среду.

Решить подобную задачу возможно посредством использования системы текущего мониторинга гидрофизических характеристик акваторий, с возможностью определения уровня воды, с целью реализации проекта по сохранению озера Байкал на основании указа президента от 7 мая 2018 г. N 204 "О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года".

Основными компонентами системы мониторинга является чувствительный элемент и радиомодем для передачи телеметрических данных.

Сначала был проведен обзор уже существующих радиомодемов для реализации передачи данных, результаты сведены в таблицу 1.

После обзора было принято решение создать собственный радиомодем, ориентированный под задачи мониторинга. За основу был взят радиомодем «КУМИР-Net» РМ81, максимально подходящий для решения поставленных задач.

Основные технические параметры, выдвигаемые к прототипу радиомодема:

1. Используемая рабочая частота 868МГц, т.к. не требует лицензии на использование.

2. Максимальная ЭИМ 100мВт. Согласно Приложение № 12 к решению ГКРЧ от 11 сентября 2018 г. № 18-46-03-1.

3. Радиус уверенной связи концентратора с радиомодемами в диапазоне 25-100 км.

4. Поддержка широкого спектра датчиков

5. Максимальная скорость передачи данных не менее 9600 бит/с.

6. В данном проекте планируется создать опытный образец модернизированного радиомодема для измерения уровня воды, не уступающий по техническим характеристикам аналогам и стоимостью не более 10000р

Таблица 1

Сравнение радиомодемов

Название	ИТП	2ТРМ0	ВМ8034	ИДЦ1	testo Saveris TM	УСПД	Прототип РМ81
Количество входов	1	2	8	1	15	4	RS-232 до 4 RS-485 до 32 CAN до 125
Поддержка типов датчиков	Цифровые, аналоговые	Цифровые, аналоговые	Цифровые, аналоговые	Цифровые, аналоговые	Цифровые, аналоговые	Цифровые, аналоговые	Цифровые, аналоговые
Размер корпуса, мм	Щ9: 26×48×65 Н3: 70×50×28	Н,Щ11, DIN,Щ2	107x90x32	144×96×43	225 x 150 x 49	DIN	90 x 53 x 58
Напряжение питания	24	220, 24	3×AA	24	DC 6.3 AC 24	9-24	9-12
Срок автономной работы, лет	–	–	3	–	–	–	2
Рабочая частота, Мгц	Встроенный модем отсутствует	Встроенный модем отсутствует	WiFi	Встроенный модем отсутствует	GSM	GSM, GPRS	868,7 - 869,2
Стоимость, руб.	5000	7000	8000	10000	100000	50000	5000-10000

С целью установления максимальной дальности передачи данных радиомодемом в текущей конфигурации, были проведены полевые испытания, в результате которых максимальная дальность связи составил 23 км. В качестве передатчика использовался радиомодем РМ81 совместно с секторальной антенной ПА868. На стороне приемника использовался модем М32 со штыревой антенной. Место проведения испытаний показано на рис. 1.

В связи с полученными данными были выдвинуты требования по дальнейшей модернизации радиомодема под цели мониторинга, а именно:

1) Увеличение дальности передачи данных, за счет увеличение мощности передатчика (Согласно Приложение № 12 к решению ГКРЧ от 11 сентября 2018 г. № 18-46-03-1)

2) Согласование интерфейсов для работы с чувствительными элементами

3) Использование термостабильных компонентов.
4) Увеличение чувствительности приемника.
5) Использование одноволновой (направленной) антенны.

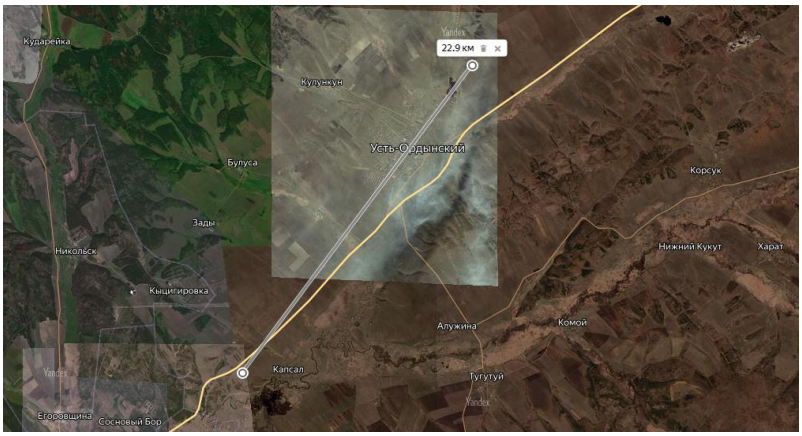


Рисунок 1 – Место проведения полевых испытаний

Увеличение дальности связи заключается в использовании более мощного усилителя CC1190 с максимальной ЭИМ 100мВт, что теоретически позволит увеличить дальность передачи данных до 100км.

Таким образом, планируемая зона связи позволит создать точки мониторинга в северной части Байкала, где наблюдаются трудности с организацией мобильной связи и сети интернет. Планируемая зона покрытия показана на рис. 2.

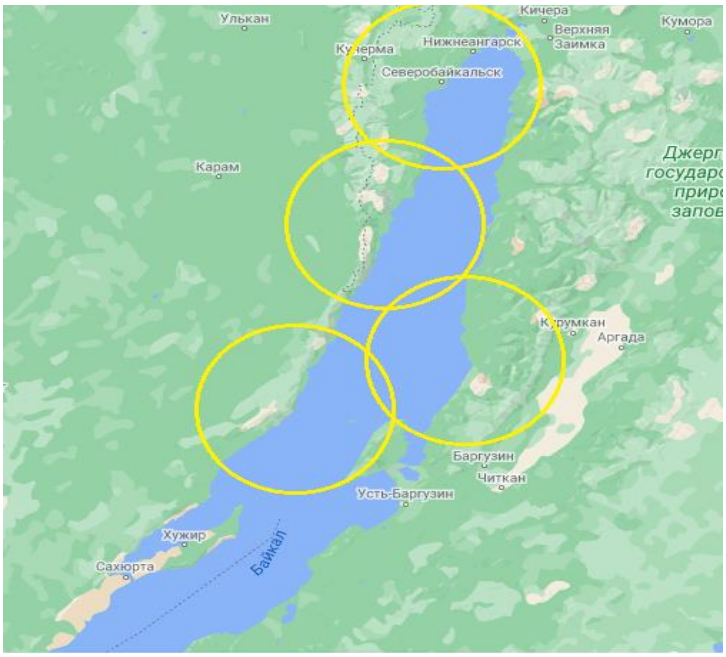


Рисунок 2 – Планируемая зона покрытия 100 км

Устройство для измерения уровня воды будет представлять 2-модульную компоновку, а именно плату измерителя и плату радиомодема. Внешний вид радиомодема и измерительной платы с чувствительным элементом показаны на рис. 3 и 4.

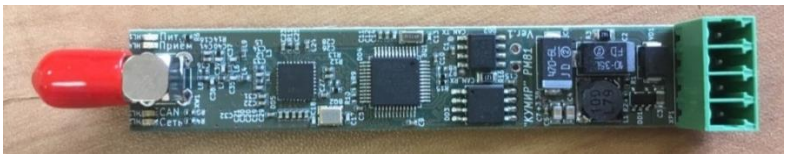


Рисунок 3 – Радиомодем РМ81



Рисунок 4 – Плата измерителя с чувствительным элементом

Для реализации мониторинга в режиме онлайн требуется постоянная связь и возможность передачи данных между точкой мониторинга гидрофизических параметров озера и сервером информационно-измерительной системы.

Работа системы в режиме онлайн дает ряд преимуществ по сравнению с аналогами, а именно:

1) Постоянное обновление телеметрических данных позволит работать только с актуальными данными,
2) Своевременное обнаружение неисправности и других неполадок,
3) Удаленное хранение телеметрических данных исключает потерю накопленного архива, как в случаях работы с твердотельными накопителями.

Блок-схема передачи телеметрических данных показана на рис. 5.

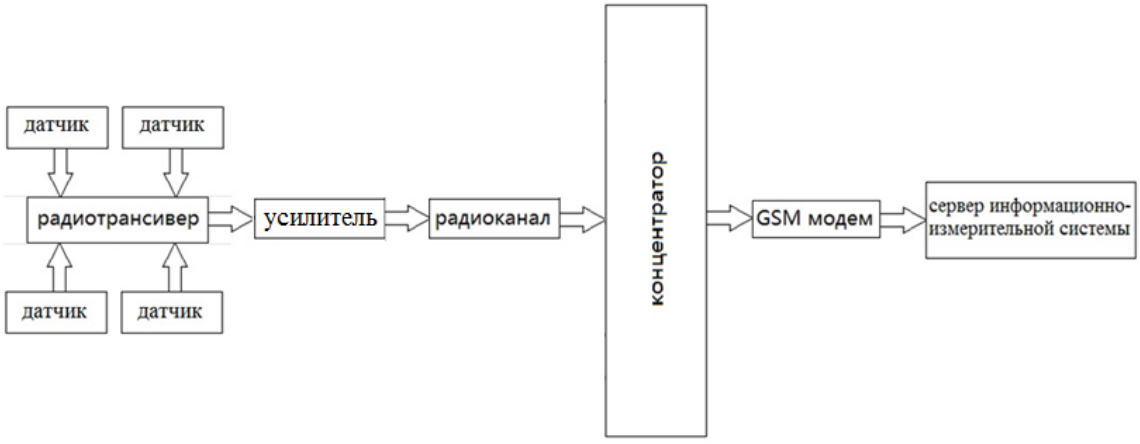


Рисунок 5 – Блок-схема передачи телеметрических данных

Таким образом, технология будет реализована в режиме ноу-хау, в которой предлагается новый способ измерения уровня воды, а так же способ опроса датчиков, позволяющий минимизировать энергопотребление

сбора и передачи данных и обеспечить гарантированный и качественный сбор достоверных данных.

На данный момент идет подготовка заявки на регистрацию в роспатенте измерителя уровня воды в открытых водоемах от Иркутского национально исследовательского технического университета.

Библиографический список

1. Указ «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года» [Электронный ресурс] // Указ: [сайт]. [2020] URL: http://kremlin.ru/events/president/news/57425. (дата обращения 08.03.2022).
2. Комплекс учета и мониторинга ООО "НТЦ КУМИР" [Электронный ресурс] // Статья: [сайт]. [2021]. URL: http://ntckumir.ru (дата обращения 09.03.2022).
3. Сизых М.С., Николаев А.А., Пинкин А.А. Радиомодем для поквартирного учета ресурсов: Материалы Всероссийской научно-практической конференции «Повышение эффективности производства и использования энергии в условия Сибири» ИрГТУ, 2016. Том 2, -С. 450-453.
4. Belousov R.A., Pinkin A.A., Fiskin E.M., Fiskina M.M. The possibilities of “Kumir-Resource” system for SMART GRID and apartment level energy accounting// EURO-ECO 2015. Das Internationale Symposium «Ökologische, Technologische und Rechtliche Aspekte der Lebensversorgung».- Hannover 1-2 December 2015, p.15-16.
5. Belousov R.A., Pinkin A.A., Fiskin E.M., Fiskina M.M. Data collection system for SMART GRID// EURO-ECO 2014. Das Internationale Symposium «Ökologische, Technologische und Rechtliche Aspekte der Lebensversorgung».- Hannover 27-28 November 2014, p.28-29.
6. Integrated Systems for Commercial and Technological Control of Energy Resources Consumption in Urban Areas and Businesses in Russia [Электронный ресурс] // Статья: [сайт]. [2018]. URL: https://www.scopus.com (дата обращения 07.03.2022).
7. Патент на изобретение N2382520 от 20.02.2010. Способ передачи данных телеметрии по открытым IP-сетям при нахождении устройств телеметрии в сегменте локальных частных адресов / Белоусов Р.А., Фискин Е.М., Фискина М.М.
8. Федеральный закон от 23.11.2009 г. № 261-ФЗ " Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации" [Электронный ресурс] // Статья: [сайт]. [2009]. URL: http://www.kremlin.ru/acts/bank/30163 (дата обращения 10.03.2022).
9. Федеральный закон от 27.12.2018 г. № 522-ФЗ " О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с развитием систем учета электрической энергии (мощности) в Российской

Федерации" [Электронный ресурс] // Статья: [сайт]. [2018]. URL: http://www.kremlin.ru/acts/bank/43868 (дата обращения 10.03.2022).

Николаев А.А. аспирант кафедры РЭиТС

УДК 621.7

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ХИМИЧЕСКОЙ РЕАКЦИИ НАНОДИСПЕРСТНЫХ ЧАСТИЦ АЛЮМИНИЯ С ВОДОЙ НА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ВЗРЫВА АЛЮМИНИЕВЫХ ПРОВОЛОЧЕК

Потапов В.В., Маслак Ю.В.
Иркутский национальный исследовательский технический университет

Для соединения проводов в электроэнергетике используют:

1. болтовые, цанговые, клинаболтовые или клиновыми зажимами,
2. овальные соединители (методом обжатия или скручивания),
3. сваркой (термитной, аргонодуговой)
4. опрессовкой

Виды соединения неразъемных контактов представлены на рис.1.

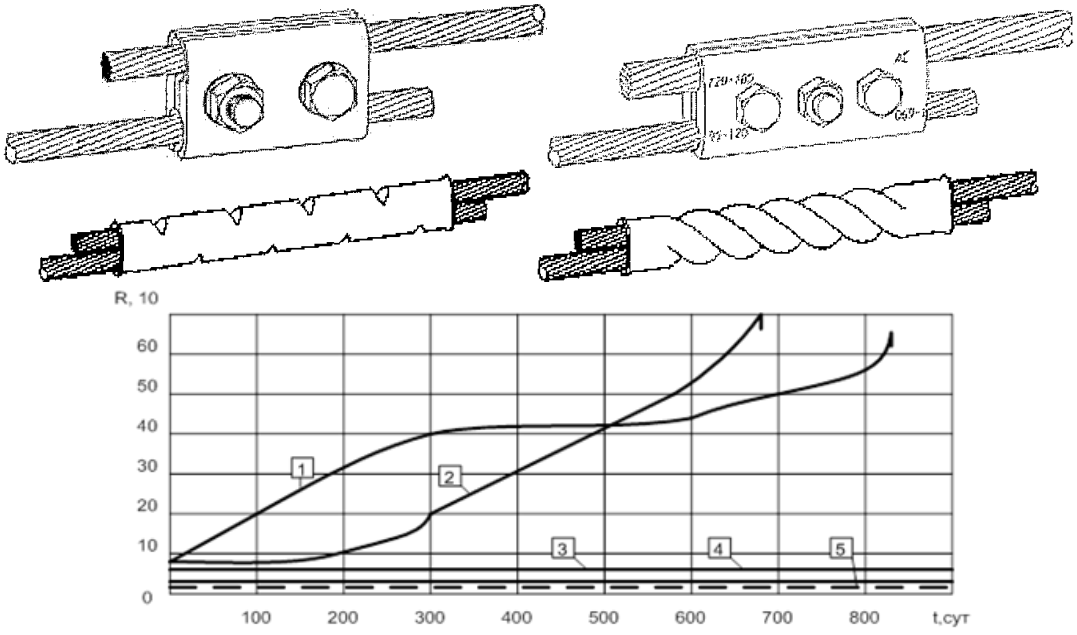


Рисунок 1 – Изменение во времени электрического сопротивления соединений
1) А+А болтовое, 2) А+М болтовое, 3) А+А сварное, 4) М+М болтовое, 5)А+М сварное

Как показывает анализ графиков изменения переходного сопротивления контакта в зависимости от времени самым стабильным с наименьшей величиной сопротивления переходного контакта является сварное соединение.

Для соединения проводов, изготовления биметаллических наконечников и соединения других трубчатых деталей используют способ соединения энергией электрического взрыва проводника. Соединение энергией электрического взрыва проводника является удачным технологическим решением для соединения трубчатых деталей, в особенности, из разных металлов. В частности, этот способ используется для крепления труб в трубных решетках теплообменных аппаратов у которых трубная решетка выполненная из стали, а трубы алюминиевые или латунные [1].

Схема электротехнологической установки для соединения указанным способом представлено на рисунке 2.

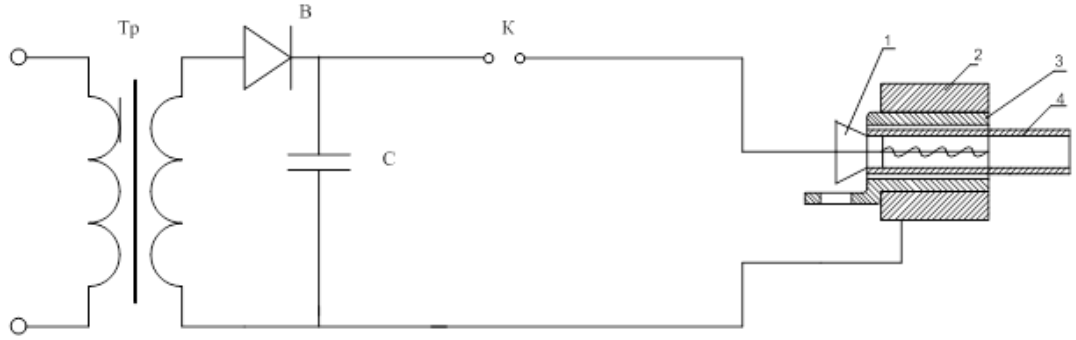


Рисунок 2 – Схема электротехнологической установки

На рис. 3 представленная схема замещения разрядного контура генератора электротехнологической установки и типичная осцилограмма тока при электрическом взрыве проволочки

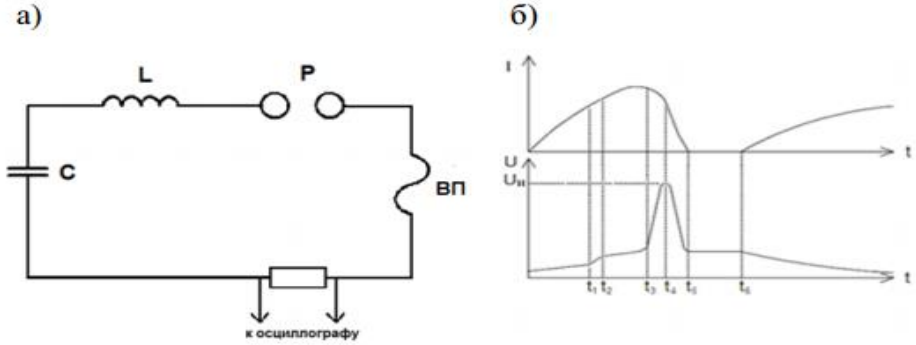


Рисунок 3 – Схема замещения разрядного контура генератора электротехнологической установки (а), осциллограмма тока и напряжения ЭВП в режиме с паузой тока (б)

При разряде батареи конденсаторов, предварительно заряженных от источников постоянного высокого напряжения, на проволочку находящуюся в полиэтиленовом патроне, заполненным водой, формируется импульс тока с амплитудой десятки килоампер и длительностью в десятки микросекунд. При таком импульсе происходит дезинтеграция проволочки получившая название электрического взрыва проводника. При электрическом взрыве проводника формируется импульс давления, который может быть использован в различных технологических целях, и в частности, как указывалось выше, для соединения трубчатых деталей.

Анализ переходных процессов в разрядном контуре электротехнологической установки показывает что для получения наибольшего технологического эффекта необходимо стремиться выполнить соотношение параметров разрядного контура удовлетворяющему следующей формуле

$$R = 1.1\sqrt{\frac{L}{C}},$$

где L – индуктивность разрядного контура, C – ударная емкость импульсного генератора электротехнологической установки; R- сопротивление разрядного контура.

При выполнении указанного соотношения имеет место наибольшая скорость энерговыделения на взрывающейся проволочке и наибольшая амплитуда импульса давления и, следовательно, наибольший технологический эффект.

Указанное соотношение легче всего выполнить при использовании проволочек из металлов и сплавов с большим удельным сопротивлением. Однако, как показывают исследования электрического взрыва проводников из различных металлов наибольший технологический эффект имеет место при использовании алюминиевых проволочек. Для объяснения этого в данной статье приводятся результаты оценок возможного вклада в амплитуду импульса давления энергии химической реакции алюминия, диспергированного до наноразмерных частиц, с водой. При электрическом взрыве алюминиевой проволочки возникают частицы наноразмерной величины, благодаря этому резко увеличивается поверхность соприкосновения алюминиевых частиц с водой. При этом возможна химическая реакция

$$2Al + 6H_2O \rightarrow 2Al(OH)_3 + 3H_2$$

Для оценки составляющей импульса давления обусловленной химической реакцией будем рассматривать парогазовую полость после электрического взрыва проводника, как пространство, заполненное идеальным газом при температуре соответствующей температуре кипения алюминия T=2792K. Первоначальный объем принимаем равным объему спирали, в которую сворачивается проволочка, помещаемая в полиэтиленовый патрон, заполненный водой. Размеры спирали: диаметр спирали d – 4мм, длина спирали l – 50мм. Размеры проволочки: диаметр проволочки d – 0,5мм, длина проволочки l – 100мм.

Электрический взрыв проволоки осуществлялся при величине зарядного напряжения U = 45кВ, и ударной емкости C = 24 мкФ.

Для расчета воспользуемся уравнением Менделеева-Клапейрона

$$PV = \frac{m \cdot R \cdot T}{M},$$

где P – давление, V – объем, m – масса, M – молярная масса, R – универсальная газовая постоянная (R=8.31 Дж/(моль·К)).

Оценка вклада в импульс давления за счет выделения водорода для количества алюминия соответствующий массе проволочки и температуре

газовой полости после электрического взрыва дает величину от 300 до 2500МПа, что сопоставимо с оценками амплитуды импульса давления полученным по СФР-граммам деформации алюминиевых и латунных трубок электрическим взрывом проводника (680-1080МПа) [2].

Библиографический список

1. ГОСТ 23691-79 Соединения труб с трубными решетками и коллекторами теплообменных аппаратов. Запрессовка труб с применением источников импульсного давления.
2. Л.М. Чеботнягин, В.В. Потапов В.В. Лопатин Кинетика деформирования сплавов импульсным давлением электрического разряда. // Известия ВУЗ физика. 2015г. Т.58, №1. с.51-56.

Потапов В.В., доцент ИРНИТУ
Маслак Ю.В., обучающийся, гр. ФЭКТм-20-1

УДК 621.331

ИССЛЕДОВАНИЕ СОСТОЯНИЯ ЗАРЯДНОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ ДЛЯ ЭЛЕКТРОТРАНСПОРТА

Причко Н.В., Распутина Т.А.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
kolay8658@mail.ru, tssputinatata@gmail.com

Развитие электроавтомобилей бурно началось в XXI веке, связано это с мощным толчком новых технологий, так же одной из причин является борьба с климатическими изменениями, которые происходят на планете от выбросов выхлопных газов автомобилей с двигателями внутреннего сгорания. Из-за развития электротранспорта возникает необходимость оптимизировать зарядные станции, предоставить легкие способы заряда транспорта с электродвигателем.

Зарядная станция (рис. 1) преобразовывает переменный ток высокого напряжения в постоянный. Современная зарядная станция для электромобиля состоит из: корпуса; разъемов (ChadeMO, Type 2, CCS Combo); контроллера (для управления станцией из приложения); системы управления.



Рисунок 1 – Зарядная станция Tesla

Всего используется 5 типов разъёмов:

— Тип 1/Type 1 переменный ток мощностью 7,4 кВт (рис. 2а).

— Тип 2/Type 2 переменный ток

мощностью 7,4 кВт(при 1-фазном подключении) и 22 кВт (при 3-фазном подключении) (рис. 2b).

— ChAdeMO постоянный ток мощностью до 50 кВт (рис. 2c).

— COMBO/CCS постоянный ток мощностью до 350 кВт (рис. 2d).

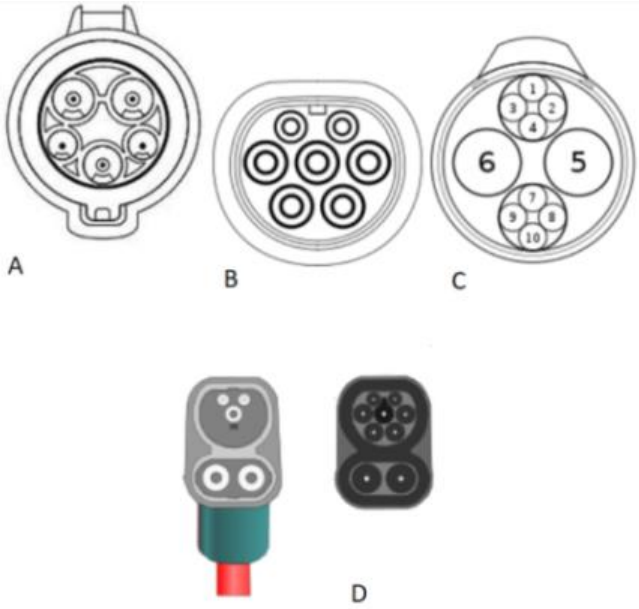


Рисунок 2 – типы разъемов:
a – Тип 1/Type 1; b – Тип 2/Type 2; c – ChAdeMO; d – COMBO/CCS

Зарядные станции имеют классификацию, согласно которой разделены на такие группы:

– Индивидуальные модели. Подходят для установки в частных домах, гаражах или на придомовой территории.

– Для установки в общественных местах. Их размещают на заправках, парковках, а также на территории торговых и бизнес-центров.

– Быстрые зарядные станции. Сегодня они особенно востребованы. Их популярность обусловлена высокой скоростью заряда электрокаров – в среднем около 2–3 часов. Для зарядки необходимо использовать специальные разъемы (обычно это CHAdeMO).

Согласно этой классификации, станции для зарядки бывают трех видов: с переменным током, предназначенные для бытовых электросетей (230 В, не больше 16 А); для ускоренной зарядки (сеть переменного тока до 400 В, от 16 до 40 А); fastcharger – для зарядки гибридных автомобилей, которые обеспечивают максимальную скорость процесса, используется постоянный ток.

Мировой рынок зарядных станций для электромобилей может достигнуть $93 млрд к 2027 году по сравнению с $23 млрд в 2021 году. Таким образом, выручка этого сектора будет расти примерно на 20% ежегодно в период 2021-2027 годов. Количество зарядных станций в мире будет расти в среднем на 17,5% в год и к 2027 году достигнет около 2,8 млн штук

против 819 тыс. в 2021 году. Сектор зарядок для электрокаров будет расти за счет растущего спроса на электромобили по всему миру, рынок которых будет расти на 18,6% ежегодно до 2027 года, предполагают эксперты. Всего в 2021 году в мире продано до 6 млн электрокаров [1].

Продажи электрокаров в России также растут. Так с января по май 2021 года в России продано 650 электромобилей, что в семь раз превышает показатель годом ранее. При этом в мае продажи выросли в 10 раз - до 148 авто в месяц.

Для развития российского рынка электротранспорта власти разрабатывают инициативы, которые в том числе касаются расширения мобильной зарядной инфраструктуры для него. Так, ведущий оператор заправочных станций для электромобилей, компания "Россети", планирует построить сеть зарядных станций, которые охватят 30 крупнейших городов и 30 ключевых автомагистралей, чтобы владельцы заряжаемых авто смогли проехать от Мурманска до Сочи и от Красноярска до Калининграда. Действующая сеть электрозаправок включает более 260 станций, к 2025 году их количество превысит тысячу точек.

"Россети", в частности, сотрудничают с Volkswagen Group Rus и с "Порше Руссланд" в сфере стимулирования развития рынка электротранспорта в России. Планируется совместное создание мобильных приложений, которые упрощают пользование зарядной инфраструктурой [2].

Также существуют солнечные зарядные станции (СЗС), которые питают аккумуляторы СЗЭ при помощи солнечных панелей (рис. 3).



Рисунок 3 – Станция зарядки электромобилей, питающаяся от солнечных батарей, расположенных на навесе

Швейцарская компания ABB начала производство Terra High Power DC, самого быстрого и мощного зарядного устройства для электрических автомобилей. Это устройство имеет максимальную выходную мощность в 350 кВт, что в три раза выше мощности зарядных станций Tesla Superchargers [3].

Компания Solar Roads разработала технологию солнечной зарядной дороги. Согласно разработке – дорога накапливает в себе солнечную энергию с помощью встроенных солнечных батарей [4] и заряжает движущейся по ней электротранспорт посредством электромагнитной индукции (рис. 4).



Рисунок 4 – Дорога с встроенными солнечными панелями

Заслуживает внимания концепция Vehicle-to-grid (V2G) – двухстороннего использования электромобилей и гибридов, подразумевающая подключение машины в общую электрическую сеть (рис. 5) для подзарядки автомобиля с возможностью выдачи электроэнергии обратно в сеть для участия в управлении спросом на электроэнергию. У владельцев автомобилей с технологией V2G будет возможность продавать электроэнергию в энергосистему в часы, когда машина не используется, и заряжать автомобиль в часы, когда электроэнергия дешевле, так как во многих странах цена электроэнергии зависит от времени суток [5-6]. Также будет возможность подключать автомобили с этой технологией к собственному дому и использовать их в качестве бесперебойного питания для дома или офиса. V2G-технология сейчас широко развивается правительством США и компанией Google.

Таким образом, электромобили становятся все более популярными из-за меньших затрат на обслуживание данного вида автотранспорта, что в целом является одной из наиболее актуальных задач во всех отраслях экономики [7-10]. В связи с этим, зарядная инфраструктура для электротранспорта развивается с большой скоростью. Появляются зарядные станции в каждом городе, которые имеют несколько типов зарядки от медленной (8-12 часов) до быстрой (час). Помимо этого, создаются новые способы зарядки электроавтомобилей, такие как, станции по смене незаряженного аккумулятора на заряженный, дорога с встроенными солнечными панелями. Также, одно из достоинств электроавтомобилей заключается в том, что их можно заряжать дома от розетки в 220 В благодаря переходникам.



Рисунок 5 – Станция V2G

Эти факты подтверждают перспективность использования электромобилей в России. Вместе с тем, зарядная инфраструктура в нашей стране развита в настоящее время еще недостаточно хорошо, поэтому в ближайшие годы актуальной задачей является и расширение данной инфраструктуры и разработка новых способов зарядки электромобилей.

Библиографический список

1. Киреева А. Электромобили [Электронный ресурс]. – Электрон. журн. – 2020.– 21 окт. – Режим доступа: https://bellona.ru/2020/08/11/dlya-rasprostraneniya-chastnogo-elektrotransporta-v-rossii-nuzhen-sistemnyj-podhod/
2. Алиханова Е. Зарядная инфраструктура [Электронный ресурс]. – Электрон. журн. – 2021. – 21 мар. – Режим доступа: http://rosacademtrans.ru/infrastructure_for_ev/
3. ABB. Решения для зарядки электротранспорта [Электронный ресурс]. – Электрон. журн. – 2021. – 16 нояб. – Режим доступа: https://new.abb.com/ev-charging/ru/
4. Терещенко С.А., Позднякова С.Ю., Стефановская О.М., Федчишин В.В. Солнечная энергетика Германии и России: пути развития. Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири. Материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием: в 2-х томах. Под общей редакцией Федчишина В.В. 2018.- С. 382-387.
5. Боброва Ю.М., Пузина Е.Ю. Необходимость активизации энергосбережения в России. Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири. Материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием. 2016. - С. 142-147.
6. Горбунова В.С., Пузина Е.Ю. Эффективность внедрения системы энергоменеджента в промышленных компаниях России. Транспортные системы и технологии. 2018. Т. 4. №1. С. 119-137.
7. Ilyushin P., Suslov K. Operation of automatic transfer switches in the networks with distributed generation// 2019 IEEE Milan PowerTech. 2019. С. 8810450.
8. Пузина Е.Ю. Оценка потенциала повышения энергоэффективности системы тягового электроснабжения Абаканской дистанции электроснабжения. Транспорт: наука, образование, производство. Сборник научных трудов Международной научно-практической конференции. 2017. – С. 154-157.
9. Пузина Е.Ю., Перелыгин В.М. Усиление системы тягового электроснабжения участка Якурим-Звездная ВСЖД. Транспорт-2013: труды международной научно-практической конференции. 2013. – С. 176-178.
10. Puzina E.Yu., Cherniga M.Yu., Khudonogov I.A. Strengthening the power supply system of electrified railways, taking into account the use of interval control devices. 2020 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies, FarEastCon 2020. 2020. С. 9271385.

Причко Н.В., обучающийся гр.ИЭм-20-1, ИРНИТУ
Распутина Т.А., обучающаяся гр.ИЭм-20-1, ИРНИТУ

УДК 621.311

ПРИМЕНЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ СИСТЕМ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО УЧЕТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Распутина Т.А., Тимошенко Е.Ю., Бурлов Р.А., Гаер А.М., Макаров С.П.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
vas4023@yandex.ru

В последние годы существенно возросли требования, предъявляемые к качеству электроэнергии, поставляемой потребителям. Вследствие этого потребность в качественной электроэнергии стала более востребованной, поэтому структура электрических систем должна быть спроектирована с учётом новых требований. Такая система должна быть максимально открытой, эффективной, интеллектуальной и построенной на основе согласованных решений. Для достижения желаемой конфигурации на всех уровнях энергосистемы необходима двунаправленная передача электроэнергии и информации [1-4].

Современные способы производства электроэнергии, в частности на основе возобновляемых и нетрадиционных энергоресурсов, высокая стоимость углеводородного топлива, а также вопросы, связанные с природоохранной деятельностью, существенным образом скорректировали взгляд на производство, передачу и распределение электроэнергии [5, 6].

На сегодняшний день вышеуказанные нововведения находят свое применение в электроэнергетических системах. Для решения новых проблем, возникающих в традиционных энергосистемах, целесообразна интеграция в них информационных и коммуникационных технологий, т.е применение интеллектуальных сетей.

Фактически в рамках данной концепции создается новая интеллектуальная среда, которая способна эффективно решать задачи оптимизации маршрутов транспортировки и распределения электроэнергии, энергетической эффективности, а также балансировки спроса и предложения. Работа такой «умной сети» должна основываться на использовании следующих элементов: интеллектуальных счетчиков Smart Metering («умные счетчики»), датчиков работы оборудования, коммуникационных сетей, диспетчерских систем и соответствующих интеграционных платформ. Традиционная схема производства, передачи и потребления электроэнергии подразумевает размещение на территории страны нескольких сотен мощных генерирующих станций, а транспортная и распределительная сетевая инфраструктура соединяет их с миллионами потребителей [7-9].

Интеллектуальный учет является основным инструментом повышения качества услуг и соответствия требованиям потребителей. Применение интеллектуальных систем учета имеет ряд преимуществ, которые получа-

ют как сбытовые (сетевые) компании, так и потребители (бытовые, промышленные предприятия) [10].

Также ситуация сильно изменилась с широким развитием альтернативных источников электроэнергии. Размещение генераторов альтернативной электрической энергии на стороне потребителей привело к серьезному усложнению задачи распределения и учета электроэнергии, так как количество поставщиков и потребителей электроэнергии исчисляется уже миллионами. Особенно данная проблема стала актуальной при внедрении концепции виртуальных электростанций.

Это привело к возникновению понятия активных потребителей. При этом у потребителей появилась возможность не только покупать меньше электроэнергии, но и отдавать ее обратно в сеть, что для традиционной схемы фактически невозможно.

Концепция Smart Grid призвана обеспечить контроль над потребленной и отданной в сеть электроэнергией, снижение величины перепадов нагрузок на сеть, повысить надежности и прозрачность в управлении сетью. Для выполнения контроля над потребленной и отданной в сеть электроэнергией Smart Grid предлагается установка у потребителя «умных счетчиков», которые способны рассчитывать уровень потребления электроэнергии с привязкой ко времени, для расчета итоговой стоимости в соответствии со стоимостью электроэнергии, покупаемой на рынке [11]. Для тех потребителей, у которых установлены генераторы электроэнергии, используется расширенный вариант счетчика, способный фиксировать уровень электроэнергии, поставляемой в сеть, и время, что становится основой для взаиморасчетов с поставщиком электроэнергии. При этом цена за единицу электроэнергии изменяется исходя из уровня спроса на нее, в зависимости от общего потребления электроэнергии в распределительной сети. Такое управление спросом стимулирует потребителей к более экономному расходу электроэнергии в пиковые нагрузки, ведь когда цена за единицу увеличивается, многие потребители уменьшают потребление, что приводит к уменьшению пиковой нагрузки на сеть [12, 13]. Снизив пиковую нагрузку на сеть, можно увеличить срок службы сетевого оборудования и повысить надежность самой сети.

Еще одним способом снижения величины перепадов нагрузок на сеть является централизация контроля над оборудованием энергоемких потребителей. При организации массовых мероприятий контроль над включением и выключением приборов осуществляется электросетевой компанией или при ее активном участии. Технология Smart Grid предоставляет возможность управлять сетью на уровне оборудования и при необходимости отключения объектов особого назначения в первую очередь отключать некритичные приборы и устройства.

Снижение операционных затрат, возможно прежде всего через централизацию управления объектами сети и повышение эффективности про-

цесса распределения ресурсов, что, в свою очередь, приведет к сокращению количества ремонтных бригад и численности обслуживающего персонала.

Что касается, повышения качества электроэнергии и уменьшения времени недоступности электроэнергии, имеет ключевое значение, и именно здесь применение интеллектуальных технологий может обеспечить серьезный рывок вперед. Умные распределительные сети, должны быть построены как высокоскоростные, двусторонние, полностью интегрированные сети, которые способны обеспечить любую услугу, гибкий мультисервисный доступ в любое время, в любом месте и с любого устройства. При этом уже на этапе планирования технологических решений для реновации должно быть четко определено, какие интеллектуальные технологии будут нужны на тактическом и стратегическом горизонте.

Библиографический список

1. Солонина Н.Н., Степанов В.С., Суслов К.В., Солонина З.В. Средства измерений для интеллектуальных систем электроснабжения - Иркутск, 2012.
2. Потапов В.В., Суслов К.В., Федчишин В.В., Новиков Г.К. Электроизоляционная, кабельная и конденсаторная техника - Иркутск, 2013.
3. Волкова И.О., Бурда Е.Д., Гаврикова Е.В., Суслов К.В., Косыгина А.В., Горгишели М.В. Трансформация электроэнергетики: тренды, модели, механизмы и практики управления - Иркутск, 2020.
4. Илюшин П.В., Чусовитин П.В. Современные подходы к ликвидации асинхронных режимов объектов распределенной генерации с учетом их конструктивных особенностей // Релейная защита и автоматизация. 2014. №4. С. 16-22.
5. Илюшин П.В. Анализ особенностей выбора устройств РЗА в распределительных сетях с собственными генерирующими объектами небольшой мощности // Электрические станции. 2017. № 9. С. 29-34.
6. Илюшин П.В. Требования к разгрузке при вынужденном отделении от сети электростанции с собственными нуждами и нагрузкой на напряжении 6-10 кВ // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. 2011. № 6. С. 23-27.
7. Булатов Ю.Н., Крюков А.В., Суслов К.В. Изолированная система электроснабжения с энергетическими роутерами и возобновляемыми источниками энергии // Вестник ИжГТУ имени М.Т. Калашникова. 2021. Т. 24. № 2. С. 124-134.
8. Илюшин П.В. Особенности реализации многопараметрической делительной автоматики в энергорайонах с объектами распределенной генерации // Релейная защита и автоматизация. 2018. № 2. С. 12-24.
9. Сокольникова Т.В., Суслов К.В., Ломбарди П. Определение оптимальных параметров накопителя для интеграции возобновляемых источ-

ников энергии в изолированных энергосистемах с активными потребителями // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2015. № 10 (105). С. 206-211.
10. Солуянов Ю.И., Федотов А.И., Чернова Н.В., Ахметшин А.Р. Анализ фактических электрических нагрузок объектов индивидуального жилищного строительства // Электроэнергия. Передача и распределение. 2021. № 5(68). С. 60-65.
11. Suslov K., Solonina N., Gerasimov D. Assessment of an impact of power supply participants on power quality // Proceedings of International Conference on Harmonics and Quality of Power, ICHQP. 2018.
12. Солуянов Ю.И., Федотов А.И., Ахметшин А.Р. и др. Исследование электрических нагрузок многоквартирных жилых комплексов в период распространения новой коронавирусной инфекции // Вопросы электротехнологии. 2021. № 2(31). С. 57-67.
13. Солуянов Ю.И., Ахметшин А.Р., Солуянов В.И. Актуализация удельных электрических нагрузок помещений общественного назначения, встроенных в жилые здания // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2021. Т. 23. № 3. С. 47-57. – DOI 10.30724/1998-9903-2021-23-3-47-57.

УДК 620.92

НОВЫЙ НАКОПИТЕЛЬ ПРОТИВ АККУМУЛЯТОРА

Репьев Е.В., Зацаринная Ю.Н.
Казанский государственный энергетический университет
zhenya.repev@mail.ru, waysubbota@gmail.com

Введение. По версии американской консалтинговой компании Bloomberg New Energy Finance (BNEF) в течение следующего десятилетия прогнозируется стремительный рост числа и мощности накопителей энергии [1]. Аналитики BNEF считают, что в период с 2021 по 2030 год во всем мире будет добавлено 345 гигаватт/999 гигаватт-часов новых мощностей для хранения энергии. Происходящие мировые изменения эксперты называют “накопительной революцией”.

Задачи, решаемые суперконденсаторами. Суперконденсаторы можно применять для решения большого числа задач из-за их специфических свойств. По своим параметрам и выполняемым функциям они занимают промежуточное положение между химическими аккумуляторами и обычными конденсаторами. В суперконденсаторе диэлектрика как такового нет. Вместо этого обе пластины пропитаны электролитом и разделены очень тонким изолятором. Когда пластины заряжены, противоположный заряд формируется с обеих сторон изолятора, создавая так называемый двойной электрический слой толщиной всего в одну молекулу.

Нами был проведен анализ базы проектов по хранению энергии за последние 10 лет национальной лаборатории Сандия Министерства энергетики США (DOE Global Energy Storage Database) [2]. В результате анализа удалось выявить 11 уникальных крупномасштабных проектов, в которых использовались суперконденсаторы. Все кейсы были проанализированы с точки зрения решаемых задач и с точки зрения применяемых технологий (рис. 1).

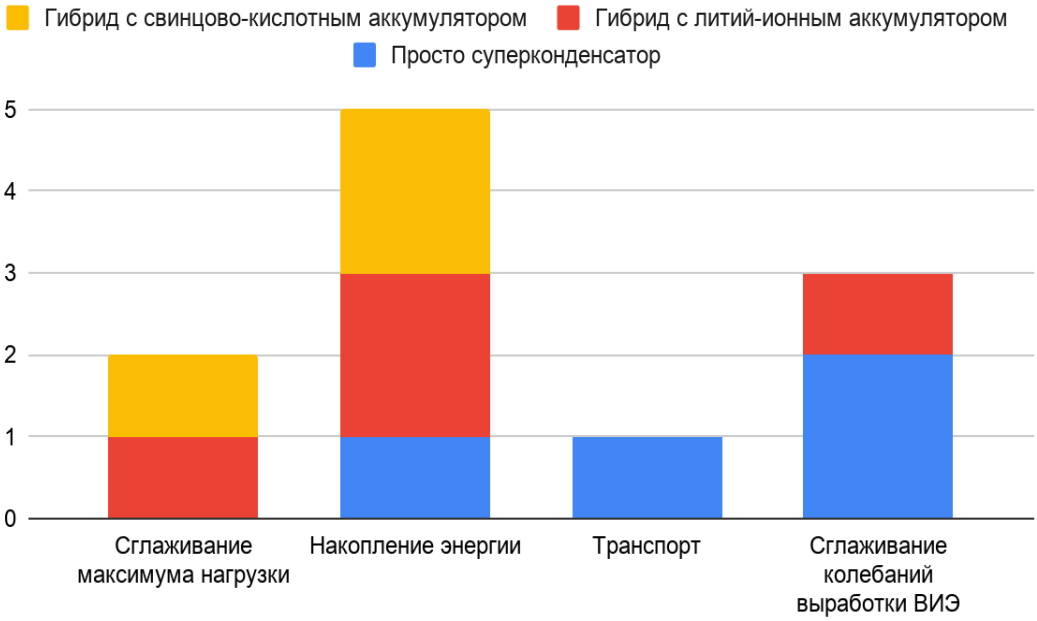


Рисунок 1 – Задачи, решаемые суперконденсаторами

Стоит отметить, что в большинстве проектов, технологию суперконденсаторов применяли в паре с классическими накопителями энергии. В частности, накопление энергии и сглаживание максимума нагрузок трудно осуществимы за счет только суперконденсаторов, поскольку они не обладают достаточной емкостью для решения таких задач.

С другой стороны, суперконденсаторы гораздо лучше, чем традиционные накопители энергии подходят в области транспорта (рекуперативное торможение поездов) и для задач сглаживания колебаний выработки ВИЭ.

Заключение. Использование суперконденсаторов для задач сглаживания колебаний выработки ВИЭ целесообразно и обосновано, поскольку они накапливают энергию в электрическом поле. Этот механизм накопления электростатической энергии позволяет суперконденсаторам заряжаться и разряжаться всего за доли секунды, стабильно работать в широком диапазоне температур (от -40 до +65°C) и надежно работать до одного миллиона или более циклов заряда/разряда [3]. Отличным примером использования данной технологии является - суперконденсаторная система хранения энергии Maxwell, работающая в паре с концентрированной фотоэлектрической системой Soitec, расположенной в кампусе Калифорнийско-

го университета в Сан-Диего. Система хранения энергии продемонстрировала существенную экономическую выгоду от сглаживания мощности фотоэлектрической системы.

Библиографический список

1. New Energy Outlook 2021. Executive Summary // BloombergNEF [Электронный ресурс] URL: https://about.bnef.com/new-energy-outlook/ (дата обращения 08.03.2022)
2. DOE OE Global Energy Storage Database // Sandia National Laboratories [Электронный ресурс] URL: https://www.sandia.gov/ess-ssl/global-energy-storage-database/ (дата обращения: 08.03.2022)
3. Libich, J., Máca, J., Vondrák, J., Čech, O., & Sedlaříková, M. Supercapacitors: Properties and applications // Journal of Energy Storage. 2018. Т. 17. С. 224–227.

Репьев Е.В., обучающаяся, гр. ИЭСм-1-21 КГЭУ
Зацаринная Ю.Н., к.т.н., доцент кафедры Электрические станции КГЭУ

УДК 621.311

ЭФФЕКТЫ ОТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ ПРИБОРОВ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ

Сайфуллина Э.И., Галяутдинов Р.М., Абрамов Р.А.
Казанский государственный энергетический университет
sajfullina1@bk.ru

Введение. Технологические потери электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям включают в себя технические потери в линиях и оборудовании электрических сетей, обусловленных физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии в соответствии с техническими характеристиками и режимами работы линий и оборудования, с учетом расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций и потери, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии [1-3].

Для решения данного вопроса внедряются различные автоматизированные информационно измерительные системы коммерческого и технического учета электроэнергии, далее АИИС КУЭ. В последние годы стала развиваться инновационная телекоммуникационная технология PLC, базирующаяся на использовании силовых электросетей для высокоскоростного информационного обмена. Применение технологии PLC позволяет более эффективно использовать все преимущества современных многофункциональных систем учета электроэнергии [1-4].

Есть у этой технологии и свои недостатки, не позволяющие ей быть совершенной. На скорость и дальность передачи оказывают влияние состояние электропроводки и материалы, из которых изготовлены провода.

Сильное влияние также оказывают импульсные помехи от различных бытовых электроприборов. Но несмотря на это современные методы шифрования и кодирования данных позволяют обеспечить высокий уровень достоверности и защиты передаваемой информации [5, 6].

В настоящее время автоматизация учета электроэнергии у бытовых и мелкомоторных потребителей – не роскошь, а экономически оправданная необходимость [7]. Для оценки экономического эффекта определяем затраты до и после внедрения системы на примере КТП-101:

Затраты до внедрения (за 12 месяцев 2019 года):

1. Коммерческие потери $Р_{к1}$ составили 407 тыс.кВт·ч (61%).

При пересчёте в тыс. руб. $Р_{к1}$ =407·Т, где Т - средний тариф на оплату потерь, Т=1,210 тыс.руб./тыс.кВт, следовательно, $Р_{к1}$=407·1,21=492,47 тыс. руб.

2. Затраты труда $З^1$ на съем показаний:

а) Затраты труда электромонтёра ОВБ - 182,83 чел/час. Время выполнения работ 0,5 час. Отсюда затраты 182,83·0,5=91,42 руб. с учетом страховых выплат (30,4%) получаем за месяц 91,42+27,8=119,22 руб.

Ежегодные затраты на проведение съема показаний с КТП электрометром 119,22·12=1430,64 руб.

б) Транспортные затраты при использовании а/машины марки УАЗ 3909, маш/час, которой 364,87. Время перевозки с учетом времени ожидания составляет 0,5 час. Следовательно, затраты в месяц составляют 364,87·0,5= 182,44 руб. Тогда за год получаем 182,44·12=2189,28 руб.

в) Затраты на проведение контрольного съема показаний потребителей, запитанных от данного КТП контролером – 151,31чел/час. Время проведения съема показания у одного потребителя - 0,25 час. Тогда затраты с учетом страховых выплат на осуществления одного съема показаний составит: 151,31·0,25+11,5=49,33 руб., т.к. кол-во потребителей составляет порядка 154 шт. Необходимо учесть, что согласно ППРФ 442 от 04.05.2012 глава 10 п.172 необходимо проводить контрольный съем показаний 1 раз в 12 месяцев у потребителей, тогда получаем затраты за год-154·49,33=7596,82 руб.

Для получения итоговых данных по пункту:

$З^1$=а+б+в= (1430,64+2189,28+7596,82)/1000= 11,217 тыс.руб.

Затраты на внедрение системы PLC-II:

1. Затраты на монтаж оборудования $З^2$ и разумеется само оборудование за период 2019-2020 г.г. составили порядка $З^2$=724,855 тыс.руб.

Затраты после внедрения системы:

1. Коммерческие потери $Р_{к2}$ по итогам 12 месяцев 2020 г. составили 119·тыс.кВт·ч (20%). Тогда с учетом Т (тыс.руб./тыс.кВт) получаем $Р_{к2}$ =119·1,21=143,99 тыс.руб.

2. Затраты на GSM связь $З^3$ (для опроса и сбора данных с оборудования, установленного на КТП-101, составило по итогам 2020 г. 4,176 тыс.руб).

Определяем экономическую эффективность от внедрения автоматизированной системы с дистанционным съемом показания по КТП-101 г.

В связи с тем, что при внедрении данной системы необходимость в проведении ежемесячного съема показания практически отпадает, то можно просчитать экономический эффект по выражению $Э.Ф.=З^1-З^3$ =11,217-4,176=7,041 тыс. руб. – ежегодно при эксплуатации системы PLC-II по КТП-101 получаем экономию на съеме показания на 7,041 тыс.руб./год .

Срок окупаемости (СО) после внедрения системы PLC-II на КТП-101 составляет: 1,72 года

Таким образом, срок окупаемости системы составляет порядка 2 лет.

Как уже было сказано, что коммерческие потери – самая сложная и трудноуправляемая часть отчетных потерь. На данный момент мы можем проследить и выявить очаги всех составляющих потерь, кроме коммерческой, а без нее не может быть и речи о полном контроле над потерями электроэнергии. В связи с этим и было принято решение о внедрении пофидерного баланса электроэнергии. Его суть состоит в том, чтобы «привязать» каждого потребителя, будь то физическое или юридическое лицо, к конкретной структурной единице электрических сетей (ВЛ-6/10 кВ, ТП, ВЛ-0,4 кВ). Мало того, необходимо автоматизировать процесс расчета баланса в каждом фидере 6 - 10 кВ. Это огромная по своему значению и по трудоемкости задача. Посудите сами, для ее осуществления требуются данные районов электрических сетей о структуре сетей, о потребителях и их лицевых счетах, необходимо все это связать и систематизировать, а также постоянно прослеживать и обновлять информацию, не говоря уже о составлении балансов и проведении анализа.

Библиографический список

1. Солуянов Ю. И., Федотов А. И., Галицкий Ю. Я. и др. Актуализация нормативных значений удельной электрической нагрузки многоквартирных домов в Республике Татарстан // Электричество. 2021. № 6. С. 62-71. DOI 10.24160/0013-5380-2021-6-62-71.

2. Mendeleev D. I., Galitskii Y.Y., Marin G.E., Akhmetshin A.R. Study of the work and efficiency improvement of combined-cycle gas turbine plants // E3S Web of Conferences. 2019. vol. 124. article number 05061. DOI 10.1051/e3sconf/201912405061.

3. Воропай Н.И., Ретанц К., Хэгер У., Томин Н.В., Курбацкий В.Г., Панасецкий Д.А., Колосок И.Н. Разработка инновационных технологий и

средств для оценки и повышения гибкости современных энергосистем. Электроэнергия. Передача и распределение. 2021. № 1 (64). С. 52-63.
4. Mendeleev D.I., Marin G.E., Akhmetshin A.R. The Implementation and Use of Gas Turbines with Absorption Refrigerating Machine in the Technological Schemes of Thermal Power Plants // 2019 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon). 2019. article number 8934431. DOI 10.1109/FarEastCon.2019.8934431.
5. Федотов А. И., Чернова Н. В., Ахметшин А. Р. Определение параметров симметрирующих трансформаторов // Промышленная энергетика. №1. 2015. С. 54-59.
6. Зарипова С.Н., Чернова Н.В., Ахметшин А.Р., Глубокая компенсация реактивной мощности в распределительных электрических сетях напряжением 0,4-10кВ // Известия ВУЗов. Проблемы энергетики. №1-2. 2014. С. 60-66.
7. Илюшин П.В., Тыквинский А.М. Особенности обеспечения надёжного электроснабжения промышленных потребителей в изолированных энергосистемах. Вестник Казанского государственного энергетического университета. 2019. Т. 11. № 1(41). С. 39-50.

УДК 681.11.031.1

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ НАКОПИТЕЛЕЙ В РОССИИ

Семенов М.Н., Зацаринная Ю.Н.
Казанский Государственный Энергетический Университет
Филиал АО «СО ЕЭС» РДУ Татарстана
maxim.snt@inbox.ru

Введение. Бурный рост системы накопления энергии (СНЭ) в последние года можно объяснить несколькими причинами. Политика декарбонизации во всем мире получила большую популярность, и сейчас уже никого не удивляет появление солнечных панелей в частных домах или установка плавучих ветроэлектростанций на водном пространстве рядом с берегами. Поэтому возобновляемые источники энергии (ВИЭ) стали использовать как альтернативу традиционным электростанциям.

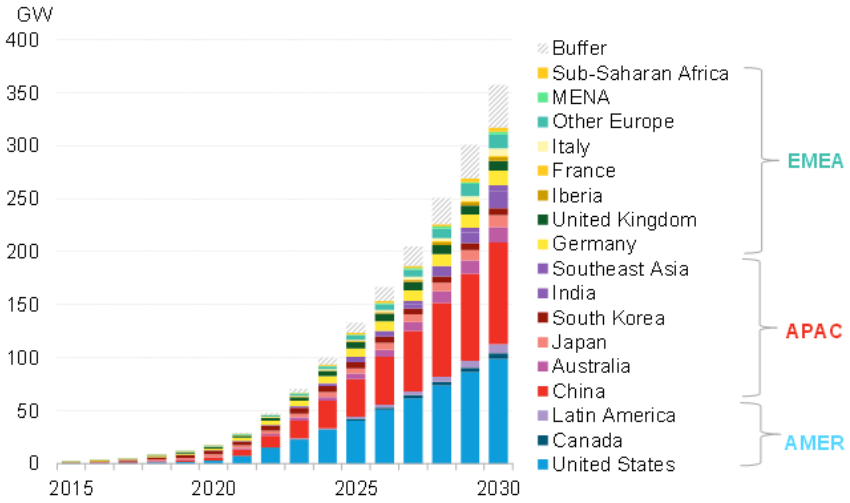
Драйверы развития. Применение ВИЭ без каких-то дополнительных вспомогательных устройств не всегда дает использовать весь потенциал ВИЭ: сложнопрогнозируемый характер ВИЭ (ветер, солнце) вызывает трудности с участием в общем рынке электроэнергии и мощности (ОРЭМ), где важно вырабатывать электроэнергию по четкому графику в течение суток. СНЭ накапливает определенное количество энергии и выдает их в сеть при нарушении выработки электроэнергии согласно заданному графику или при пиковых значения нагрузки потребления, тем самым облегчая работу турбоагрегатов электростанций в часы утреннего и вечернего

максимума. Поэтому строительство ВИЭ совместно с СНЭ дает большую пользу, чем только ВИЭ, и можно часто слышать, как строят ВИЭ и СНЭ вместе в одном объекте [1].

Другим драйвером развития СНЭ стал переход с традиционных автомобилей с двигателем внутреннего сгорания на электромобили. Компания Tesla стала одним из самых знаменитых производителей электромобилей и активно продвигает политику использования СНЭ не только в транспорте, но и в других областях. Компания предлагает продукт Powerwall, которая автоматически обнаруживает перебои в электропитании и подключается к сети. Можно так же подключиться к солнечным панелям на крышах дома и экономить на счете за электроэнергию. Для промышленного производства так же есть решение – это использование накопителей Powerpack, которые обладают большим зарядом мощности. Примером может послужить установка накопителей Powerpack на острове Кауаи, расположенный на одном из Архипелагов Тихого океана, для накопления солнечной энергии мощностью 13 МВт, тем самым была решена проблема энергоснабжения острова и уменьшение использования дизельного топлива [2].

Так же стоит сказать, что стоимость накопителей электроэнергии сильно дешевеет, только за 7 лет с 2010 по 2017 года цена на литий-ионные батареи уменьшилась на 80% [3].

Перспектива роста. Согласно отчету компании Bloomberg рынок СНЭ ожидает большой рост, а рост общей мощности накопителей электроэнергии в России должен составить 20 ГВт до 2015 года (рис. 1).



Source: BloombergNEF. Note: MENA = Middle East & North Africa. Buffer represents markets and use-cases that we are unable to forecast due to lack of visibility.

Рисунок 1 – Рост мощностей СНЭ по странам

На рисунке 1 видно, что страны с наибольшим использования СНЭ станут Китай и США [4].

Виды накопителей. В понятие накопителей энергии входят большое число устройств с различным принципом хранения энергии (рис. 2).

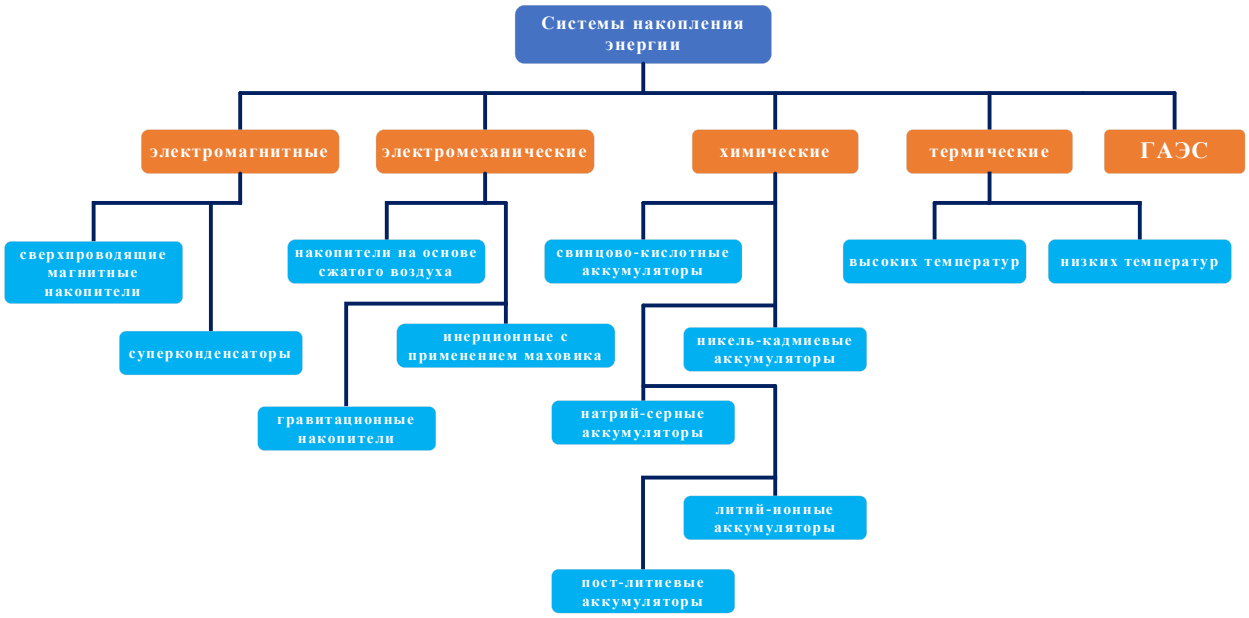


Рисунок 2 – Виды накопителей

По рисунку 2 видно, что наибольшее распространение имеют химические накопители (литий-ионный и др.). На данный момент в России наибольшую мощность среди накопителей имеют ГАЭС (1375 МВт): Загорская ГАЭС в Подмосковье (1,2 ГВт/1,32 ГВт), Кубанская ГАЭС (15,9 МВт) и Зеленчукская ГЭС-ГАЭС (320 МВт/160 МВт).

Библиографический список

1. Инфраструктурный центр Энерджинет. Экспертно-аналитический отчет «Применение систем накопления энергии в России: возможности и барьеры». Под редакцией: Д.В. Холкина – Москва, 2019 – 158 с.
2. Smith A.A., Bissel D.J. Kuic 2018 annual report // Kaua'I Island Utility Cooperative [Электронный ресурс] URL: website.kiuc.coop/sites/kiuc/files/documents/ AnnualReport2018.pdf (дата обращения: 06.03.2022)
3. Международный рынок накопителей энергии // Deloitte [Электронный ресурс] URL: https://www2.deloitte.com/ru/ru/pages/energy-and-resources/articles/gx-global-energy-storage-renewable-energy-storage.html (дата обращения: 07.03.2022)
4. Глобальный рынок хранения энергии достигнет одного тераватт-часа к 2030 году // BloombergNEF [Электронный ресурс] URL: https://about.bnef.com /blog/global-energy-storage-market-set-to-hit-one-terawatt-hour-by-2030/ (дата обращения: 07.03.2022)

УДК 621.311

РАСЧЕТ НОВЫХ УДЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ДЛЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ МНОГОКВАРТИРНЫХ ЖИЛЫХ ДОМОВ МОСКОВСКОЙ ОБЛАСТИ

Солуянов В.И.
АО «Татэлектромонтаж»
vs@tatem.ru

Введение. Исследования направлены на определения возможности корректировки региональных нормативов служащих для расчета нагрузки жилых зданий. Предметом исследования является распределение жилых многоквартирных домов по этажности, средней площади квартир и по году ввода в эксплуатацию в Московской области. Цель работы выявление закономерностей застроек многоквартирных домов в Московской области и формирование расчетных групп для последующего обоснования расчетных нормативов удельных электрических нагрузок.

Результаты. В настоящее время для расчета нагрузок жилых и общественных зданий в Московской области применяют СП 256.1325800.2016 «Электроустановки жилых и общественных зданий. Правила проектирования и монтажа». Как показали оценочные расчеты, нормативы, указанные в правилах проектирования, завышены по сравнению с реальными значениями электрических нагрузок [1, 2].

Это связано с энергосбережением и с применением высоко энергоэффективных приборов (чем выше класс, тем больше он позволяет экономить электроэнергию) [3, 4].

Статистическая обработка исходной информации проходила по признаку средней площади квартир для определения объёма типовой жилой застройки, вводимой в эксплуатацию в Московской области. Размер пилотной выборки составил 1289 домов, введённых в эксплуатацию с 2018 по 2020 г. рис. 1 [5, 6].

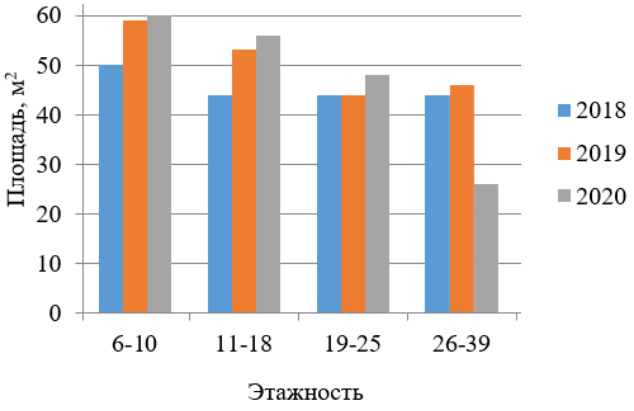


Рисунок 1 – Диапазон изменения средней площади квартир по годам ввода в эксплуатацию

Показано, что для обобщенной статистической оценки исходных выборок целесообразно рассматривать группы МКД, введенные в эксплуатацию в 2018 г., как наиболее характерные и близкие по численности к среднему значению за рассматриваемый период времени с 2014 по 2020гг.

Из рис. 1 видно, что средняя площадь квартир типовых многоквартирных домов (МКД) варьируется от 27-60 м^2.

Для определения удельной электрической нагрузки была рассмотрена группа 11-18 эт. (одна из самых многочисленных) со средней площадью квартир 42-58м^2. Электрические нагрузки квартир, снятые с интеллектуальных счетчиков электроэнергии [7], представлены на рис. 2.

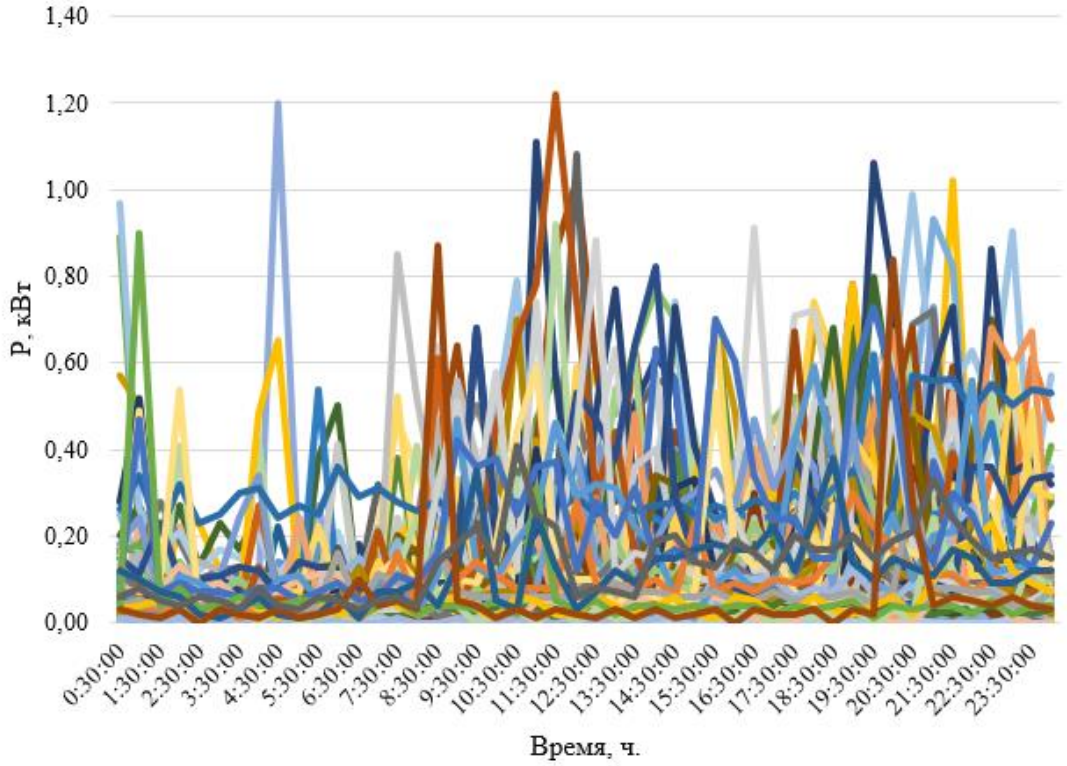


Рисунок 2 – График электрической нагрузки квартир МКД, 230 кв

Рис. 2 демонстрирует, что электрические нагрузки квартир не превышают 1,22 кВт, на ВРУ соответственно эти значения будут ниже за счет несовпадения максимумов нагрузки. Замеры электрических нагрузок за летний и зимний периоды 2021 года показали, что удельные значения электрических нагрузок значительно ниже нормативных. На сегодняшний день выполняется статистическая обработка полученных результатов с обоснованием объёма выборки МКД. В результате научно-исследовательской работы планируется выпуск нормативных документов с новыми значениями электрических нагрузок для расчета нагрузки МКД Московской области. Это позволит значительно сократить затраты на строительство систем электроснабжения МКД, а также снизить потери электроэнергии при эксплуатации электрооборудования.

Библиографический список

1. Солуянов Ю. И., Федотов А. И., Галицкий Ю. Я. и др. Актуализация нормативных значений удельной электрической нагрузки многоквартирных домов в Республике Татарстан // Электричество. 2021. № 6. С. 62-71. DOI 10.24160/0013-5380-2021-6-62-71.
2. Soluyanov Y.I., FedotovA.I., Ahmetshin A.R. Calculation of electrical loads of residential and public buildings based on actual data // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. ISEPC 2019. vol. 643. articlenumber 012051. DOI 10.1088/1757-899X/643/1/012051.
3. Федотов, А.И., Ахметшин А.Р. Мероприятия по увеличению пропускной способности линий электропередач в распределительных сетях 10 кВ // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2011. № 5-6. С. 79-85.
4. Федотов А.И., Абдрахманов Р.С., Ахметшин А.Р., Обеспечение нормативного уровня напряжения в распределительных сетях 0,4-10 кВ с помощью вольтодобавочных трансформаторов. Известия ВУЗов. Проблемы энергетики. №09-10. 2011. С. 40-45.
5. Солуянов Ю.И., Федотов А.И., Ахметшин А.Р. и др. Актуализация удельных электрических нагрузок дошкольных образовательных и общеобразовательных учреждений // Вестник Чувашского университета. 2021. № 1. С. 134-145. DOI 10.47026/1810-1909-2021-1-134-145.
6. Soluyanov Y.I., Fedotov A.I., Soluyanov D.Y., Akhmetshin A.R. Experimental research of electrical loads in residential and public buildings // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. 2020. vol. 860. article number 012026. DOI 10.1088/1757-899X/860/1/012026.
7. Солуянов Ю.И., Федотов А.И., Чернова Н.В., Ахметшин А.Р. Анализ фактических электрических нагрузок объектов индивидуального жилищного строительства // Электроэнергия. Передача и распределение. 2021. № 5(68). С. 60-65.

Солуянов В.И., главный инженер КМУ-2, АО «Татэлектромонтаж»

УДК 628.83: 697.95

РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМЫ ВЕНТИЛЯЦИИ ПОТОЧНЫХ ЛЕКЦИОННЫХ АУДИТОРИЙ УНИВЕРСИТЕТА

Томилова А.В., Тюменцев В.А.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
tomilova-aleksa@mail.ru

Необходимость проветривания поточных лекционных аудиторий при их постоянной большой загруженности, с большой плотностью размещения учащихся не вызывает сомнений. Поддержание оптимальных параметров микроклимата помещения в соответствии с нормируемыми характери-

стиками воздушной среды – это основная задача современных систем вентиляции и кондиционирования воздуха. Тема широко рассматривается в современной профессиональной печати [1–6]. В этой статье рассмотрим основные концепции проектирования систем локальной вентиляции в зданиях учебных заведений. Такие системы обеспечивают оптимальный баланс между качеством воздуха в помещениях и энергозатратами, создают и поддерживают комфортный микроклимат, оказывая таким образом положительное влияние на самочувствие учащихся. Применение локальных систем вентиляции целесообразно прежде всего для снижения энергозатрат.

В поточных лекционных аудиториях происходит замена старых окон на современные герметичные со стеклопакетами, обладающие высокими тепло- и шумозащитными характеристиками, но не обеспечивающие необходимого притока свежего воздуха. В результате естественная вентиляция в помещениях работает неэффективно. Ухудшение параметров микроклимата приводит к тому, что возникает потребность открывания окон, избыточное проветривание сводит к нулю весь эффект энергосбережения здания. Чтобы решить проблему плохого качества воздуха в существующих зданиях, в условиях ограниченного бюджетного финансирования, когда многие вентиляционные системы не могут быть реализованы по техническим или финансовым причинам, нужно искать более простые и доступные решения.

Основными параметрами, определяющими воздушно-тепловой режим помещения являются:

- температура воздуха и ее распределение по объему рассматриваемой зоны;
- скорость движения воздуха и ее распределение;
- относительная влажность воздуха;
- радиационная и результирующая температура.

Одному и тому же ощущению тепла или холода могут отвечать различные комбинации их значений.

Эффективными способами энергосбережения без ухудшения качества воздушной среды являются утилизация тепла удаляемого воздуха и местное регулирование параметров воздуха в помещении.

1. Способы повышения эффективности естественной вентиляции [5]

При применении естественной вентиляции следует учитывать понижение скорости ветра, шум и загрязнение наружного воздуха. Для увеличения притока воздуха следует рассмотреть иной способ притока, нежели через окна, например, сбалансированный воздухообмен через вентшахты, вентилируемые фасады, испарительное охлаждение и вентиляторы. Из многообразия существующих способов повышения эффективности естественной вентиляции остановимся на четырех.

1.1. Естественная сбалансированная вентиляция через шахты

Способ сбалансированного воздухообмена через вентшахты предусматривает вход и выход воздуха при различных температурах: наружный воздух поступает в холодную шахту (с температурой, близкой к температуре окружающей среды, за счет соответствующей теплоизоляции шахты) и удаляется из теплой шахты. Высокое расположение воздухозабора обеспечивает оптимальное ветровое давление на входе и нечувствительность к направлению ветра. Размещение воздухозабора выше кровли, где концентрация вредных веществ значительно ниже, чем на улице, и независимость от величины и направления скорости ветра делают этот способ наиболее рациональным для применения в городских условиях.

1.2. Ветровое побуждение естественной вентиляции

Ветровое побуждение по своей сути – это бесплатное использование энергии ветра для отведения отработанного воздуха из вентиляционных каналов. Принцип действия дефлектора основан на использовании эффекта обтекания воздушным потоком цилиндрического корпуса, в результате чего формируется зона разряжения.

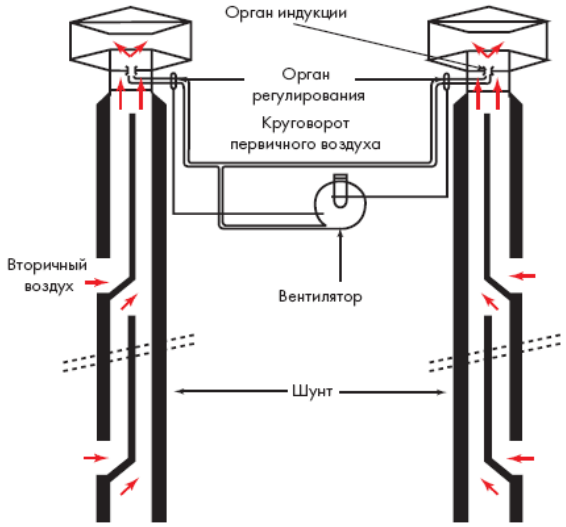


Рисунок 1 – Ветровое побуждение естественной вентиляции

1.3. Механическое побуждение естественной вентиляции

Когда системы естественной вентиляции не могут обеспечить достаточный расход и качество воздуха (из-за низкой скорости ветра, герметичной конструкции окон или особенностей климата региона), применяют системы вентиляции с механическим побуждением. В таких ситуациях на вентиляционных шахтах, окнах или в стенах устанавливают вентиляторы.

1.4. Система вытесняющей вентиляции

Принцип работы такой системы основан на подаче свежего воздуха в обслуживаемую зону и удаление потоков горячего воздуха с примесями вредных газов на уровне потолка. Подобные системы давно применяются на производственных объектах. В последние десятилетия система нашла широкое применение за рубежом при строительстве административных зданий, концертных залов, учебных заведений и больниц.

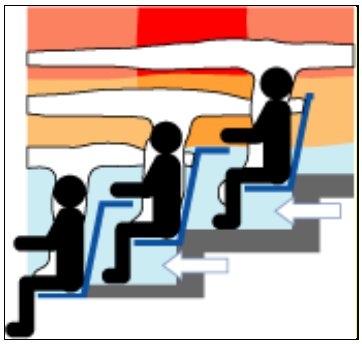


Рисунок 2 – Подача воздуха из-под кресел в театрально-концертных залах



Рисунок 3 – Конвективный поток от человека способствует повышению качества вдыхаемого воздуха

Существенное повышение качества воздуха является основным преимуществом вытесняющей вентиляции. При тех же объемах вентиляционного воздуха и эмиссии загрязняющих веществ и прочих равных условиях при применении вытесняющей вентиляции качество воздуха в обслуживаемой зоне будет выше, чем при традиционной перемешивающей [6]. Преимущества определяются высотой стратификации загрязненного воздуха. Более низкая температура воздуха в обслуживаемой зоне, обусловленная применением вытесняющей вентиляции при определенной фиксированной температуре приточного воздуха, дает возможность на протяжении практически всего года пользоваться естественным охлаждением внутреннего воздуха наружным воздухом.

В системе вытесняющей вентиляции холодный приточный воздух подается непосредственно в обслуживаемую зону, возникает необходимость в использовании воздухораспределителей, обеспечивающих необходимое перемешивание приточного воздуха с воздухом помещения. Ошибка с выбором приточной системы влечет за собой проблемы холодных воздушных потоков, создающих дискомфорт для людей.

Доступным решением проблемы представляется применение приточных устройств (клапанов), обеспечивающих и нормализующих необходимый приток воздуха в помещение. Применение приточных устройств регламентируется Рекомендациями Р НП «АВОК» [1].

Рассмотрим одно из самых простых и экономичных решений – систему «малой вентиляции» с клапаном «КИВ-125», давно используемую в жилищном строительстве. «КИВ-125» обеспечивает защиту помещения от пыли, шума, не создавая сквозняков, позволяя регулировать приток свежего воздуха. Система работает в закрытом помещении. Происходит мягкое смешивание холодного уличного воздуха с воздухом внутри помещения. Невысокая стоимость систем «малой вентиляции», простота монтажа клапанов позволит решить проблему приточной вентиляции помещений. Установка двух или трех приточных устройств в аудитории позволит решить две задачи: обеспечить необходимую норму расхода воздуха без его

перерасхода (при открывании окон для проветривания) и избежать сверхнормативных расходов тепла при низких температурах наружного воздуха.

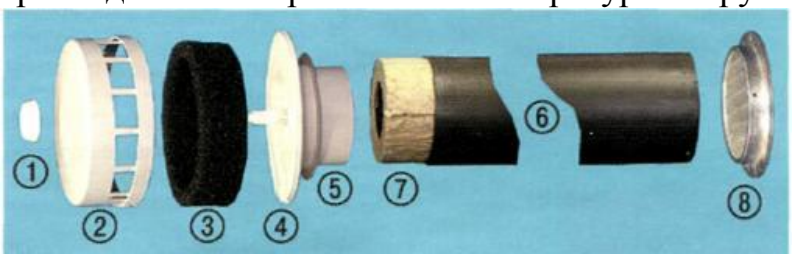


Рисунок 4 - Устройство клапана «КИВ-125»:
1 – регулировочная ручка, 2 – крышка оголовка, 3 – фильтр G3 (EU 3), 4 – внутренняя часть оголовка с заслонкой, 5 – уплотнительное кольцо, 6 – пластиковый канал (труба) ∅ 132 мм, 7 – тепло-шумоизоляция, 8 – наружная решетка

В помещениях общественных зданий главным загрязнителем воздуха является углекислый газ (CO_2), выделяемый при дыхании. Слежение за уровнем CO_2 может осуществляться датчиком, размещенным в зоне нахождения людей, либо в потоке вытяжного воздуха. По сигналу датчика, настроенного на оптимальные либо допустимые значения концентрации CO_2, расход воздуха в приточных и в вытяжных вентиляционных системах может сбалансированно меняться. Для автоматического регулирования расхода воздуха в качестве датчиков управления регулируемыми приточными клапанами могут использоваться датчики влажности, перепада давления, освещенности, присутствия людей и т. д.

Таблица 1

Качество воздуха в помещении в зависимости от концентрации CO_2

Качество воздуха и его влияние на человека	**Концентрация CO_2, ppm**
Идеальное качество воздуха	Атмосферный воздух, 300–400
Нормальное качество воздуха	400–600
Появляются единичные жалобы на качество воздуха	600–800
Более частые жалобы на качество воздуха	800–1000
Общий дискомфорт (слабость, головная боль, проблемы с концентрацией внимания), растет число ошибок в работе	Выше 1 000
Может вызвать отклонения в здоровье людей. Количество ошибок в работе сильно возрастает. 70 % учащихся не могут сосредоточиться на работе	Выше 2 000

В ГОСТ 30494-2011 «Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещениях» [2] величина концентрации углекислого газа в воздухе помещений, соответствующая оптимальным условиям качества воздуха, определена не более 600 ppm; допустимая концентрация CO_2 – не более 1000 ppm. Количество наружного воздуха, подаваемого в помещение системой вентиляции в расчете на одного человека для обеспечения оптимального или допустимого качества воздушной среды, зависит от степени физической активности человека, концентрации углекислого газа в наруж-

ном воздухе и эффективности воздухораспределения в помещении. Следует отметить, что молекулярный вес углекислого газа более чем в 1,5 раза больше, чем воздуха, поэтому при слабой циркуляции он может накапливаться в нижней зоне помещений.

В рассматриваемых поточных аудиториях присутствует общеобменная вентиляция, осуществляемая естественным подъемом воздуха, вытяжка происходит из верхней воздушной зоны. Приточный воздух целесообразно подавать так, чтобы он доходил до рабочего места учащегося чистым и свежим насколько это возможно.

Библиографический список

1. Технические рекомендации по организации воздухообмена в квартирах многоэтажного жилого дома ТР АВОК-4–2004. М., 2004.
2. ГОСТ Р 304942011 «Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещениях».
3. Dougan D. S., Damiano L. Вентиляция, основанная на содержании CO_2 // АВОК. 2006. № 6.
4. Jardinier M. Demand controlled ventilation: conciliating indoor air quality and energy savings. The 5th International Conference of Cold Climate Heating, Ventilation and Air-Conditioning, Moscow, Russia, May 21-24, 2006 // Moscow, ABOK-Press, 2006.
5. Харитонов В. П. Естественная вентиляция с побуждением [Электронный ресурс] АВОК. 2006. № 3. URL: https://www.abok.ru/for_spec/articles.php?nid=3201.
6. Харитонов В. П. Возможности применения естественной вентиляции для городских зданий [Электронный ресурс] АВОК. 2007. № 3. URL: https://www.abok.ru/for_spec/articles.php?nid=3568.
7. Хакон Скистад. Вытесняющая вентиляция в непроизводственных зданиях, 2006. 104 с.

Тюменцев В.А., к.т.н., доцент кафедры ИКиСЖ ИРНИТУ
Томилова А.В., обучающаяся, гр. ТГВм-20-1 ИРНИТУ

УДК 621.311

ПРОГРЕСС ВНЕДРЕНИЯ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Фазулзянов Л.И., Кораблев М.Д., Назаров С.Р.
Казанский государственный энергетический университет
suhrob4a214@gmail.com

Введение. В связи с развитием систем учета электрической энергии 28 декабря 2018 года вступил в силу Федеральный закон от 27.12.2018 № 522-ФЗ, согласно которому субъекты электроэнергетики становятся обя-

занными переходить на интеллектуальные системы учёта электроэнергии с 2020 года. Кроме того, правительством подготовлен проект постановления «Об утверждении правил предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии». С 2019 года в Республике Татарстан проводятся работы по созданию интеллектуальной системы учета электрической энергии на электросетевых объектах, которая включает в себя дистанционный съем и передачу показаний электросчетчика в энергосбытовую компанию, а также измерение показателей качества электрической энергии. Анализ параметров, передаваемых от интеллектуальных счетчиков электроэнергии, установленных у потребителей 0,4-10 кВ, приведет к образованию новых направлений в научных исследованиях [1-3,5].

Постановлением Правительства РФ от 19 июня 2020 г. N 890 «О порядке предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности)» определен минимальный набор функций интеллектуальной системы учета, в том числе:

- объем принятой и отданной электрической энергии;
- величина потерь электрической энергии на участке сети от физического места установки прибора учета до точки поставки;
- информация о нарушении индивидуальных параметров качества электроснабжения.

Анализ параметров, получаемых от интеллектуальных счетчиков электроэнергии, позволит:

- своевременно актуализировать удельные электрические нагрузки и коэффициенты спроса жилых и общественных зданий;
- определять места повреждения на линии электропередачи в электрических сетях 0,4-10 кВ;
- определять места хищения электроэнергии;
- определять места для установки устройств компенсации реактивной мощности и т.д.

Положительными факторами для потребителей в данном случае являются: отсутствие необходимости передачи ежемесячных показаний приборов учета; удобные и прозрачные функции для потребителей, позволяющие выбирать вид тарифа в зависимости от потребностей в энергии; осуществление контрольного снятия показаний прибора учета без личного участия представителя потребителя; возможность контроля собственного потребления для выработки решений, минимизирующих расходы на оплату энергоресурсов; возможность следить за своим потреблением электричества в интернете в личном кабинете [6,7].

В качестве примера классификации потребителей с использованием данных интеллектуальных счетчиков представлены на рис. 1-3.

На рис. 1 приведены типовые суточные профили мощности многоквартирного дома. На рис. 2 приведены суточные профили мощности для среднеобразовательной школы. На рис. 3 – типичного магазина.

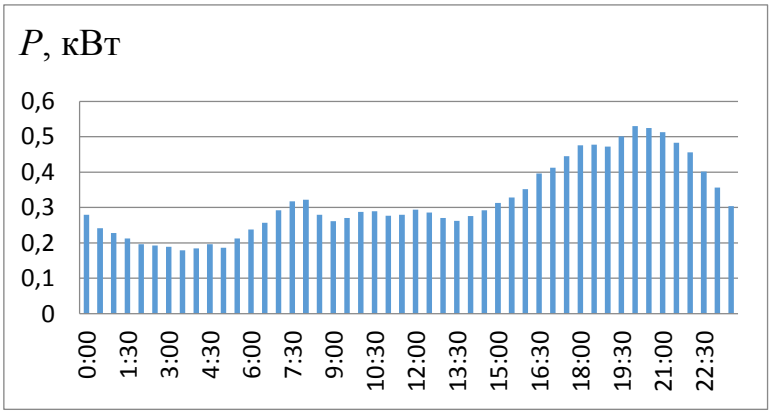


Рисунок 1 – Суточный профиль мощности многоквартирного дома в расчете на 1 квартиру

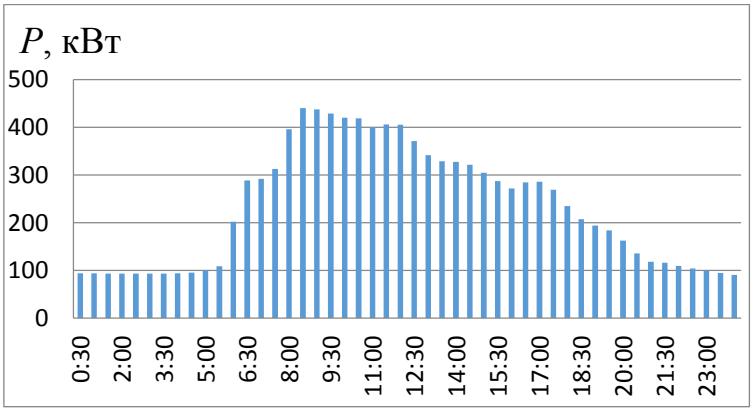


Рисунок 2 – Суточный профиль мощности школы

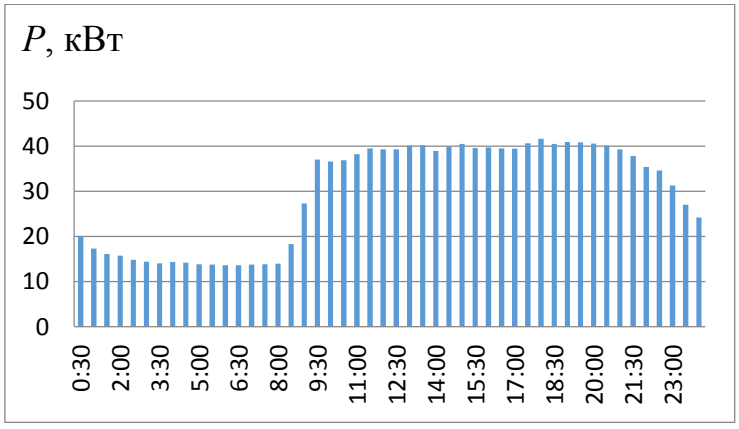


Рисунок 3 – Суточный профиль нагрузки магазина

Сопоставляя профили на рис. 1 и 2, видим, что максимальные значения мощности для школы сдвинуты по отношению к максимумам многоквартирного дома. Аналогичная ситуация для магазина, рис. 3. Сравнивая

профили мощности многоквартирных домов, с одной стороны, школ с другой стороны, видим несовпадение максимумов нагрузки.

Профили нагрузки имеют характерные отличия, которые позволяют их классифицировать [4, 6, 7]. Внедрение интеллектуальных систем учета электроэнергии позволит уменьшить коммерческие потери электроэнергии и повысить качество эксплуатации электрических сетей. Анализ параметров, передаваемых от интеллектуальных счетчиков электроэнергии, установленных у потребителей 0,4-10 кВ, приведет к образованию новых направлений в научных исследованиях. Необходимо обеспечить кибербезопастность передаваемых от электрических счетчиков данных.

Библиографический список

1. Sokolnikova P., Lombardi P., Arendarski B., Suslov K., Pantaleo A.M., Kranhold M., Komarnicki P. Net-zero multi-energy systems for Siberian rural communities: A methodology to size thermal and electric storage units. Renewable Energy. 2020. Vol.155. pp.979-989.
2. Солуянов Ю. И., Федотов А. И., Галицкий Ю. Я. и др. Актуализация нормативных значений удельной электрической нагрузки многоквартирных домов в Республике Татарстан // Электричество. 2021. № 6. С. 62-71. DOI 10.24160/0013-5380-2021-6-62-71.
3. Воропай Н.И., Ретанц К., Хэгер У., Томин Н.В., Курбацкий В.Г., Панасецкий Д.А., Колосок И.Н. Разработка инновационных технологий и средств для оценки и повышения гибкости современных энергосистем. Электроэнергия. Передача и распределение. 2021. № 1 (64). С. 52-63.
4. Mendeleev D.I., Marin G.E., Akhmetshin A.R. The Implementation and Use of Gas Turbines with Absorption Refrigerating Machine in the Technological Schemes of Thermal Power Plants // 2019 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon). 2019. article number 8934431. DOI 10.1109/FarEastCon.2019.8934431.
5. Илюшин П.В., Тыквинский А.М. Особенности обеспечения надёжного электроснабжения промышленных потребителей в изолированных энергосистемах. Вестник Казанского государственного энергетического университета. 2019. Т. 11. № 1(41). С. 39-50.
6. Зарипова С.Н., Чернова Н.В., Ахметшин А.Р., Глубокая компенсация реактивной мощности в распределительных электрических сетях напряжением 0,4-10кВ // Известия ВУЗов. Проблемы энергетики. №1-2. 2014. С. 60-66.
7. Солуянов Ю.И., Федотов А.И., Чернова Н.В., Ахметшин А.Р. Анализ фактических электрических нагрузок объектов индивидуального жилищного строительства // Электроэнергия. Передача и распределение. 2021. № 5(68). С. 60-65.

УДК 621.311

РАСЧЕТ НОВЫХ УДЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЗАЯВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ ИНДИВИДУАЛЬНЫХ ЖИЛЫХ ДОМОВ

Халтурин В.А.
АО «Татэлектромонтаж»
k183om@mail.ru

Введение. Исследования, проведенные специалистами Ассоциации «Росэлектромонтаж», по определению уровня удельных нагрузок коттеджных поселков по данным за зимний и летний периоды 2018 – 2019 годов. У поселков были произвольным образом сформированы выборочные совокупности коттеджей (пилотные выборки), для которых были получены суточные профили активной мощности с шагом в 30 минут за период наблюдений с 01 мая 2018 г. по 30 августа 2019 г. Исследования направлены на разработку нормативных значений удельных электрических нагрузок коттеджных поселков с целью их использования при проектировании систем электроснабжения.

Результаты. На сегодняшний день существует разница между расчетной и фактически замеренной нагрузками [1, 2]. Данный факт негативно влияет на инвестиционный климат, а также на потери электроэнергии [3, 4, 5]. В статье представлены исследования, приведенные специалистами Ассоциации «Росэлектромонтаж», по определению уровня удельных нагрузок коттеджных поселков по данным за зимний и летний периоды 2018 – 2019 г. [6, 7]. Для чего была проведена статистическая обработка пилотных выборок данных коттеджных поселков.

В Российской Федерации нарастающими темпами идет строительство объектов индивидуального жилищного строительства, благодаря Федеральному проекту «Развитие жилищного строительства на сельских территориях и повышение уровня благоустройства домовладений», реализуемому Министерством сельского хозяйства Российской Федерации, одновременнос выполнением проекта Постановления Правительства РФ «О Государственной программе Российской Федерации «Развитие индивидуального жилищного строительства в Российской Федерации», реализуемого Министерством строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации.

Используются методы статистических оценок, способы отбора данных, способы определения минимального объема репрезентативной выборки, а также описание среды статистических исследований.

На рис. 1 приведены точечные диаграммы максимальных получасовых активных мощностей пилотных выборок коттеджных поселков №1 в разрезе всего периода наблюдений за зимние и летние месяцы 2018-2019 г.

Как показали проведенные исследования, уровень удельных нагрузок зимнего и летнего периодов значительно ниже нормативных значений [7]. Данный вывод справедлив для всех рассматриваемых коттеджных поселков.

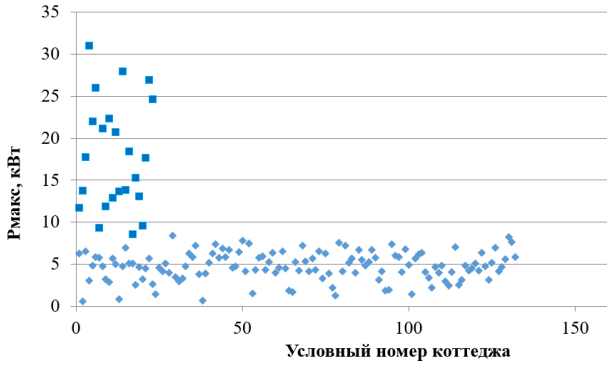


Рисунок 1 – Точечная диаграмма максимальных получасовых активных мощностей пилотной выборки поселка №1 в разрезе всего периода наблюдения

Для выборочных совокупностей анализируемых коттеджных поселков были определены уровни средней величины удельных электрических нагрузок, эти значения составили 8,82 кВт и 4,22 кВт соответственно.

С учетом превосходства величины зимней нагрузки коттеджей над летним значением специалистами Ассоциации «Росэлектромонтаж» предлагается учитывать удельную нагрузку коттеджных поселков на уровне 8,8 кВт на 1 коттедж, что значительно ниже льготных 15 кВ, предоставляемых населению при подключении коттеджа.

Для разработки нормативных значений удельных нагрузок на один коттедж необходимо оперировать репрезентативными выборками. В таб. 1 представлен минимальный объем репрезентативной выборки для поселка №1.

Таблица 1

Минимальный объем репрезентативной выборки для поселка №1

	Объем выборки, шт.	Минимальный объем репрезентативной выборки, шт
при доверительной вероятности 90%	132	37
при доверительной вероятности 95%	132	52

Можно сделать предварительные оценки на основе уже имеющейся базы по суточным профилям мощности на примере двух коттеджных поселков. В результате научно-исследовательской работы планируется выпуск нормативных документов с новыми значениями электрических нагрузок для расчета нагрузки коттеджных поселков Республики Татарстан. Это позволит значительно сократить затраты на строительство систем электроснабжения коттеджных поселков, а также снизить потери электроэнергии при эксплуатации электрооборудования.

Библиографический список

1. Солуянов Ю. И., Федотов А. И., Галицкий Ю. Я. и др. Актуализация нормативных значений удельной электрической нагрузки многоквартирных домов в Республике Татарстан // Электричество. 2021. № 6. С. 62-71. DOI 10.24160/0013-5380-2021-6-62-71.
2. Soluyanov Y.I., Fedotov A.I., Soluyanov D.Y., Akhmetshin A.R. Experimental research of electrical loads in residential and public buildings // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. 2020. vol. 860. article number 012026. DOI 10.1088/1757-899X/860/1/012026.
3. Федотов, А.И., Ахметшин А.Р. Мероприятия по увеличению пропускной способности линий электропередач в распределительных сетях 10 кВ // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2011. № 5-6. С. 79-85.
4. Федотов А.И., Абдрахманов Р.С., Ахметшин А.Р., Обеспечение нормативного уровня напряжения в распределительных сетях 0,4-10 кВ с помощью вольтодобавочных трансформаторов. Известия ВУЗов. Проблемы энергетики. №09-10. 2011. С. 40-45.
5. Зарипова С.Н., Чернова Н.В., Ахметшин А.Р., Глубокая компенсация реактивной мощности в распределительных электрических сетях напряжением 0,4-10кВ // Известия ВУЗов. Проблемы энергетики. №1-2. 2014. С. 60-66.
6. Федотов А. И., Чернова Н. В., Ахметшин А. Р. Определение параметров симметрирующих трансформаторов // Промышленная энергетика. №1. 2015. С. 54-59.
7. Солуянов Ю.И., Ахметшин А.Р., Солуянов В.И. Энергоресурсосберегающий эффект в системах электроснабжения жилых комплексов от актуализации нормативов электрических нагрузок // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2021. Т. 23. № 1. С. 156-166. DOI 10.30724/1998-9903-2021-23-1-156-166.

Халтурин В.А., начальник управления проектирования АО «Татэлектромонтаж»

УДК 681.51

ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ИНЖЕНЕРНЫХ СИСТЕМ

Хизбуллин А.Р., Тимофеева С.С.
Казанский государственный энергетический университет
khizbullin-artem@mail.ru, zvezdochka198512@mail.ru

Введение. Проблемы в современном мегаполисе с развитой инфраструктурой связаны с дорогими комплексами и программами, позволяющими получать и обрабатывать информацию, а также выполнять непростые и высокобюджетные расчеты инженерно-технических систем и ком-

плексов. Современные системы автоматизации и диспетчеризации инженерных систем зданий не обеспечивают высокий уровень контроля за оборудованием в полном объеме. Поэтому необходим комплексный подход и всеобъемлющий контроль в актуальной сфере жилищно-коммунального хозяйства, таких как диспетчеризация и автоматизация инженерных систем. В связи с этим, целью данной работы являлось рассмотрение вопросов, связанных с автоматизированной инженерной системой индивидуального учёта энергетических ресурсов в зданиях и сооружениях.

Диспетчеризации и автоматизация инженерных систем. Диспетчеризация и автоматизация инженерных систем является актуальным направлением в области строительства и оснащения зданий. Внедрение различных комплексов дает возможность с высокой эффективностью использовать различные приборы – от источников освещения до сложных систем, обеспечивающие работу канализации, отопления и водоснабжения, газоснабжения и т.д. Важность таких систем объясняется ужесточением требований к энергетической эффективности зданий, промышленных объектов и спецсооружений. Проектирование и наладка систем надежного диспетчерского контроля, автоматизация инженерных систем является сложной и актуальной задачей. Важным этапом при этом является анализ и выявление недочетов в действующих энергосистем индивидуального учета и диспетчеризации, автоматизации энергоресурсов на объектах ЖКХ [1].

Внедрение систем диспетчеризации и автоматизации является главной задачей при строительстве любого объекта. Решениями такой задачи является следующее:

- оптимизация затрат потребляемых ресурсов (электричества, воды, тепла топлива);
- обеспечение автоматизированной и согласованной работы систем отопления, газоснабжения, водоснабжения, кондиционирования, вентиляции и противопожарной защиты;
- осуществление возможности управления инженерными системами и мониторинга из одной точки;
- поддержка максимально комфортных для населения условий и устойчивое протекание технологических процессов;
- снижение числа и опасности аварий и преждевременного износа технического оборудования [2].

Автоматизацию и диспетчеризацию сложных инженерно-технических систем необходимо ранжировать по следующим уровням:

1. «Умный офис».

Офисная или комнатная автоматика является решением, которое позволяет осуществлять поддержку воздухообмена, температуру, микроклимат и освещенность на высоком уровне, при этом соблюдая баланс эффективности энергосистем. В основе основных алгоритмов, заложенных в котроллеры и датчики, закладывается контроль и исполнение важных за-

дач. Системой диспетчеризации комнатной автоматикой возможно управлять дистанционно и централизованно, однако пользователи в любой момент времени могут задать нужные параметры вручную [2].

2. Система учёта и управления процессом эксплуатации.

Computer-aided facility management (CAFM) позволяет управлять процессами внутри зданий и управление материальными ресурсами, которые не относятся к основной деятельности на данных объектах. Данные информационные процессы автоматизируют в работе службы ее эксплуатации, что существенно позволяет сократить потребление энергетических ресурсов и уменьшить финансовые издержки на содержание здания и оперативно предотвращать нештатные и аварийные ситуации.

3. Локальная автоматика.

Насколько бы интеллектуальной и надежной не была система при эксплуатации, различные инженерные решения нуждаются в локальной автоматике. Именно в случае необходимости автоматика позволяет обеспечить защиту оборудования. Это своеобразный «ручной тормоз», который препятствует выходу из строя в чрезвычайных ситуациях, что позволяет специалистам устранять неполадки или корректировать работу оборудования в режиме ручного действия.

4. Системы диспетчеризации зданий.

Автоматизированные системы оперативного навигационного управления (АСОДУ) важны на объектах, на которых важно иметь достоверные данные о состоянии любого компонента инженерной инфраструктуры. АСОДУ включает в комплекс средств отображения информации, специализированное ПО, преобразователи интерфейсов, а также протоколы, за счёт которого осуществляется обмен и передача информации между системными датчиками, контроллерами и исполнительными устройствами. В конечном итоге, оператор получает информацию о состоянии и эксплуатации инженерных систем на мониторе диспетчерского пульта [3].

5. Система контроля и управления энергопотреблением.

Внедрение систем учёта и управления потребления энергетических ресурсов (*Energy management system, EMS*) решает не маловажную задачу сбора и фиксации и предоставления информации со всех приборов учёта (счётчиков) газа, электричества и тепла, воды, установленных непосредственно на объекте. *EMS* упрощает расчёты с арендаторами и позволяет производить в положительный срок оптимизацию использования ресурсов [4].

6. Системы мониторинга инженерных конструкций и систем.

На сегодняшний день имеются сооружения, которые контролируются не только со стороны службы безопасности эксплуатации объектов, но и со стороны единой дежурно-диспетчерской службы микрорайона, района или целого города. Это могут быть любые объекты такие как: атомные и гидроэлектростанции, крупные гостиницы, концертные площадки, стадио-

ны и другие многолюдные строительные постройки. Для таких мест применяют современные технологии структурированной системы мониторинга (СМИС). Эти вычислительные системы обладают большой мощностью, что позволяет быстро обрабатывать получаемую информацию о состоянии инженерной инфраструктуры и нагрузке на конструкции в единой дежурно-диспетчерской службе, поэтому в случае возникновения чрезвычайной ситуации угрозы меры будут приняты незамедлительно.

7. Система управления инфраструктурой центра обработки полученных данных.

Управление системой Центр управления данных (Data Center Infrastructure Management DCIM) позволяет предоставлять набор вычислительных ресурсов о всех информационных и физических активах дата-центров. На сегодняшний день известно, что в центре хранения и обработки данных (дата-центр) нужно поддерживать климатические параметры влажности и температуру внутри помещения, поскольку на всю систему и на отдельные элементы модуля DCIM затрачивается много электроэнергии [5].

Из данного анализа, можно выделить более крупные уровни и создать модель системы диспетчеризации на любых уровнях, комплексной технической системы индивидуального учета энергоресурсов. Техническая установка первичного учёта и прибора передачи или получения информации объединены между собой в единую локальную сеть, что позволяет сохранять первичные данные на сервере и в сети закрытого доступа, а также полностью изменять или регулировать настройки и управлять оборудованием не только в ручном режиме, но и на дальней дистанции от самого объекта. Также производится всевозможный учёт расхода энергетического носителя и двухстороннего обмена информациями с центром получении и обработки данных.

Система учёта энергетических ресурсов. Данную техническую систему следует рассматривать в виде 3х-уровневой модели:

1. Уровень обмена данными;
2. Уровень датчиков и электронных приборов;
3. Уровень современности серверов.

На 1-м уровне расположены узлы локального учета, которые производят первичную обработку информации (расход природного газа, электрической энергии, ХВС и ГВС и т.д.) – это автоматика локального типа, «Умный офис».

На 2-м уровне выявляют форматы каналов вследствие информационного обмена. Передача или обмен импульса сигнала происходит из источника прибора учёта, - это автоматизированные системы оперативного диспетчерского управления (АСОДУ), система управления энергетическим потреблением (Energy management system, EMS) [6].

На 3-м уровне происходит анализ и обработка данных, которые получены благодаря техническим приборам. С текущего уровня абоненты (пользователи) имеют возможность получать информацию о расходах энергетических ресурсов за любой промежуток времени, так и всей рассматриваемой развитой технической частью – это системы управления инфраструктурой (Data Center Infrastructure Management), системы мониторинга инженерных систем и конструкций (СМИС/СМИК), система управления процессом эксплуатации (Computer-aided facility management CAFM) [7].

Пример системы диспетчерского контроля и управления представлен на рис. 1.

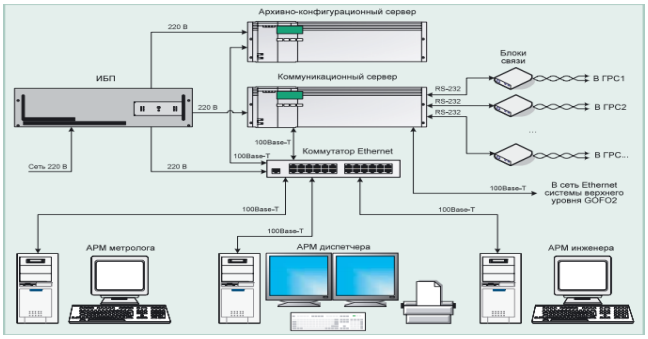


Рисунок 1 – Структурная схема системы диспетчерского контроля и управления

Данная система включает в себя первичные измерительно-технические преобразователи для определения затрат полезных ресурсов, которые оснащены современными устройствами отображения информации в виде ЖК-индикатора, современными модулями контроля внешней и внутренней температуры, относительной влажностью, а также системами охранной и пожарной сигнализацией и электронными преобразователями сигналов из данного устройства.

В заключении можно отметить, что задача комплексной системы автоматизации и диспетчеризации по уменьшению энергетического потребления в многонаселенном пункте имеет адекватную структуру, высокую информативность, а также информативную устойчивость всех звеньев. Тем не менее, часто имеет место совершенствование предложенной комплексной системы, за счет защиты всего тракта информационной передачи. При этом защита информации в системе автоматизированного учёта энергоресурсов должна осуществляться комплексно.

Библиографический список

1. Горшков А. С., Ватин Н. И., Немова Д. В. Формула энергоэффективности // Строительство уникальных зданий и сооружений. 2013. № 7 (12). С. 49-63.
2. Примак Л.В., Чернышев Л.Н. Энергосбережение в ЖКХ. – М.: Академический проект, 2011. – 622 с.

3. Сибикин Ю.Д., Сибикин М.Ю. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. – М.: Лабиринт, 2017. 240 с.
4. Nakamura Y., Matsuda K., Matsuoka M. Augmented Data Center Infrastructure Management System for Minimizing Energy // Consumption 2016 5th IEEE International Conference on Cloud Networking (Cloudnet).
5. Данилов О.П. Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях. – М.: МЭИ, 2011. – 424 с.
6. Волков А.А. Интеллект зданий: формула // Промышленное и гражданское строительство, 2012, №3. С. 54-57.

УДК 621.311.22

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ СОЗДАНИЯ АСКУЭ

Эпов В.А., Солонина Н.Н.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
otep@istu.edu

Смысл создания и использования АСКУЭ заключается в постоянной экономии энергоресурсов и финансов предприятия при минимальных начальных денежных затратах. Величина экономического эффекта от использования АСКУЭ достигает по предприятиям в среднем 15-30% от годового потребления энергоресурсов, а окупаемость затрат на создание АСКУЭ происходит за 2-3 квартала. На сегодняшний день АСКУЭ предприятия является тем необходимым механизмом, без которого невозможно решать проблемы цивилизованных расчетов за энергоресурсы с их поставщиками, непрерывной экономии энергоносителей и снижения доли энергозатрат в себестоимости продукции предприятия.

По мере автоматизации технологических процессов предприятия, снижения степени человеческого участия в производстве и повышения уровня его организации АСКУЭ можно вводить в обратный контур управления энергопотреблением не через энергетика-диспетчера или руководителя, а через соответствующие устройства управления нагрузками-регуляторами. До тех пор, пока в технологии производства преобладает человек со своими случайными волевыми решениями, АСКУЭ сохранится как автоматизированная система, позволяющая, в первую очередь, выявлять все потери энергоресурсов. Уровень энергопотребления предприятия складывается из двух составляющих: базовой и организационно-технической (табл. 1).

Таблица 1

Составляющие энергопотребления предприятия

Организационно-техническая	Договорная
	Тарифная
	Режимно-тарифная

Окончание табл. 1

Организационно-техническая	Технологическая
	Личностная
	Бесхозная
Базовая	

Базовая составляющая определяется энергоемкостью установленного технологического оборудования.

Организационно-техническая составляющая (ОТС) определяется режимами эксплуатации оборудования, которые задаются персоналом предприятия, исходя из производственных и личных интересов и потребностей.

Изменение первой базовой составляющей энергопотребления требует замены устаревших энергоемкого оборудования и техпроцесса более современными и менее энергоемкими, что связано с модернизацией производства и привлечением крупных инвестиций, что в условиях нашей экономики проблематично. Поэтому необходимо обратить внимание на возможности минимизации ОТС уровня энергопотребления предприятия, которая не требует крупных денежных затрат, но при реализации дает быстрый практический эффект. Заметим, что актуальность минимизации этой составляющей сохраняется и после сокращения базового энергопотребления в результате модернизации производства.

ОТС уровня энергопотребления предприятия, в свою очередь, имеет, по крайней мере, шесть основных частей:

- договорная, фиктивная составляющая связана с расчетами за энергоресурсы с поставщиками не по фактическим значениям энергопотребления, а по договорным и, как правило, существенно завышенным значениям, что приводит потребителя к финансовым потерям. Эта составляющая потерь сводится к минимуму (и даже к нулю) при организации АСКУЭ коммерческого учета;
- тарифная составляющая, связанная с расчетами за энергоресурсы с поставщиком по фактическим значениям энергопотребления, но не по самому выгодному для потребителя тарифу из-за отсутствия учета, способного реализовать этот лучший тариф. Эта составляющая потерь сводится к нулю при организации АСКУЭ коммерческого учета, способной отслеживать любые действующие и перспективные тарифы;
- режимно-тарифная составляющая, связанная с возможностью изменения режимов работы оборудования по времени и величине энергопотребления в заданных зонах суток (пиковых зонах) с целью минимизации тарифных платежей в рамках одного и того же тарифа. Эта составляющая потерь сводится к минимуму при организации АСКУЭ коммерческого и технического учета с элементами прогнозирования и анализа состава нагрузок;
- технологическая составляющая, связанная с нарушением технологического цикла и неэффективным использованием оборудования. Эта со-

ставляющая потерь сводится к минимуму при организации АСКУЭ глубокого (до уровня цехов, участков и крупных энергоустановок) технического учета с в ведением хозрасчета по энергоресурсам между подразделениями предприятия или норм потребления энергоресурсов подразделениями предприятия;

- личностная составляющая, связанная с использованием персоналом производственного оборудования в личных целях. Эта составляющая потерь сводится к минимуму при организации АСКУЭ глубокого технического учета с расчетом реальных удельных норм на выпуск единицы продукции;
- бесхозная составляющая, связанная с незаинтересованностью, безразличием персонала на рабочих местах к энергопотерям разного вида. Эта составляющая сводится к минимуму при организации АСКУЭ технического учета с введением внутреннего хозрасчета по энергоресурсам между подразделениями предприятия или норм потребления энергоресурсов подразделениями предприятия при материальном стимулировании работников по показаниям АСКУЭ за экономию энергоресурсов. На различных промышленных предприятиях указанные составляющие энергопотерь имеют разный удельный вес в рамках ОТС, но в целом могут достигать 15-30 и более процентов от общего энергопотребления предприятия. Учет, контроль и минимизация этих составляющих возможны только при автоматизации энергоучета и являются одной из главных целей создания АСКУЭ на предприятии и его объектах [1].

В настоящее время экономия электроэнергии на предприятии является актуальной задачей. Эта задача будет актуальна и в будущем. Экономия электроэнергии на предприятии подразумевает сокращение расхода (потерь) энергетических ресурсов на каждом из этапов их использования.

Для того, чтобы реализовать данную задачу, нужно обладать достоверной информацией о текущем положении на предприятии. Для этого необходим учет ресурсов. Естественно, чтобы отслеживать показатели использования электроэнергии на предприятии используют счетчики. И, казалось бы, для получения достоверной информации будет достаточно снять с них показания и обработать данные. Тем не менее, снять показания со всех точек учета одновременно практически невозможно и виной тому, в первую очередь, человеческий фактор. Чтобы экономия электроэнергии на предприятии была осуществима, необходима непрерывная работа системы учета ресурсов в автоматическом режиме. Более того, система учета ресурсов позволяет также производить сбор информации о генерации и потреблении энергоресурсов, то есть производить учет ресурсов с привязкой по времени [1].

Автоматизированная система учета ресурсов позволяет производить сбор данных непрерывно и автоматически. Это аппаратно-программный комплекс, в состав которого входят приборы учета, контроля, программное

обеспечение и управляющие устройства (АСКУЭ). Благодаря точной оптимизации работы системы, есть возможность считывать показания одновременно с нескольких счетчиков в заданные временные интервалы (секунды, минуты, часы). А смысл создания и использования АСКУЭ подразумевает постоянную экономию энергетических и финансовых средств при минимальных начальных вложениях.

Учитывая опыт использования АСКУЭ на промышленных предприятиях различных отраслей, аналитики пришли к выводу, что экономическая эффективность АСКУЭ составляет величину 15-30 % от годового оборота энергоресурсов [2].

Используя эти данные можно рассчитывать большое число параметров, к примеру, потребляемую мощность. Система учета ресурсов дает возможность контролировать мощность, оперативно выявлять нарушения режима потребления энергии. Таким образом, автоматический учет энергоресурсов и экономия электроэнергии на предприятии – процессы взаимосвязанные. Система учета ресурсов позволяет сделать их использование более эффективным, тем самым достигается экономия электроэнергии. Прямая экономия энергии получается за счет разницы классов точности старых и новых приборов энергоучета, благодаря применению современных интеллектуальных высокоточных микропроцессорных счетчиков. Во-вторых, уменьшение расходов на метрологическую поверку счетчиков и узлов учета. В-третьих, на основании данных АСКУЭ энергетические и теплотехнические службы могут лимитировать отпуск энергоресурсов потребителям внутри предприятия, приводя в соответствие реальные и нормированные значения потребления и вынуждая руководителей подразделений экономить. В-четвёртых, благодаря оперативному контролю за отпуском или потреблением энергоносителей существенно снижается количество аварийных ситуаций, а также время на их устранение. В-пятых, снижается время и количество конфликтных ситуаций при проведении взаиморасчётов между поставщиками и потребителями энергоресурсов, как при коммерческом, так и при техническом учёте.

Библиографический список

1. Тарнижевский М.В., Афанасьева Е.И. Пути экономии электроэнергии в жилищно-коммунальном хозяйстве. Москва. Стройиздат. 2007 г. – С.274.
2. Инструкция по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений. М.: СПО Союзтехэнерго. 2007 г.

Эпов В.А., обучающийся, гр. ЭПмз-21-1 ИРНИТУ
Солонина Н.Н., к.т.н., доцент кафедры ЭиЭ ИРНИТУ

СОДЕРЖАНИЕ

ИССЛЕДОВАНИЕ И ОПТИМИЗАЦИЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ СИСТЕМ В ПРОМЫШЛЕННОСТИ И НА ТРАНСПОРТЕ

1. Батов А.Д., Арсентьев О.В. Асинхронный привод карьерного автосамосвала БЕЛАЗ-75131……... 3
2. Батов А.Д., Арсентьев О.В. Тяговый электропривод карьерного самосвала БЕЛАЗ 75131…….. 6
3. Валеева Г.Р. Сравнение экономических показателей грузовых машин на электроэнергии, водороде и дизельном топливе……. 10
4. Вязовцев Е.К., Павлов В.Е. Анализ работы регулируемого электропривода мазутнонасосной станции……. 13
5. Дунаев А.М., Алешин В.И. Диагностирование холодильной установки с помощью экспертной системы……... 17
6. Дунаев М.П., Борсук А.И. Анализ систем управления электроприводами……. 21
7. Дунаев М.П., Гладышев М.А., Штыкин Е.С. Система управления плазмотроном прямого действия…… 26
8. Дунаев М.П., Довудов С.У., Яковлев Д.А. Моделирование замкнутой системы электропривода постоянного тока…..... 29
9. Дунаев М.П., Рузавин Ф.В., Лахтин И.А. Исследование электропривода с преобразователем частоты фирмы ABB модели ACS355…….. 34
10. Дунаев М.П., Саушкин А.А., Юсупов А.Э. Электромеханический модуль с преобразователями частоты DANFOSS FC302…….. 39
11. Ефимова В.А. Зарядная инфраструктура Иркутской области…… 42
12. Каракулов А.С., Шубин Д.С., Федоринов В.С. Перенапряжение в электроприводе с длинной линией и способы борьбы с ним…..... 47
13. Коновалов Ю.В., Губий Е.В. Обзор перспективных технологий электромеханических систем распределенной генерации в условиях Сибири……. 50
14. Коновалов Ю.В., Полднева О.И., Власенко И.П. Развитие облачных технологий для энергетических и электромеханических систем в России……..... 54
15. Коновалов Ю.В., Полднева О.И., Власенко И.П. Силовые трансформаторы в интеллектуальных электромеханических системах……..... 57

16. Коновалов Ю.В., Шостак К.А., Полднева О.И. Тенденции развития цифровых технологий и интеллектуальных систем управления электромеханических систем в электроэнергетике…….. 60
17. Конюхов В.Ю., Пермякова Д.Н., Узун Е.С., Абсаттаров С.Н. Энергетика процесса гравитационного обогащения полезных ископаемых……... 63
18. Кузнецов А.А., Осипова Е.А. Метод Полака-Рибьера для параметрического синтеза двухконтурной системы регулирования толщины изоляции кабеля……. 67
19. Мальцева Н.С., Федорещенко Н.В. Модернизация бурового электрооборудования……..... 71
20. Момот П.М., Шилин А.А. Исследование факторов, влияющих на показания АЦП с токового шунта…….. 75
21. Пластунова С.Н., Однокопылов И.Г. Двузонный электропривод на основе синхронного двигателя с постоянными магнитами…….. 79
22. Попов С.С. Модель асинхронного двигателя в статических режимах работы……..... 82
23. Сартаков В.Д. Анализ результатов расчета ЭДС электромагнитного проходного датчика при контроле электромагнитных параметров протяженных цилиндрических ферромагнитных изделий……..... 85
24. Сорокин А.В. Математическое моделирование электромеханических систем……..... 89
25. Чупановский М.Г., Арсентьев О.В. Анализ неисправностей общепромышленных асинхронных электродвигателей…... 93
26. Чупановский М.Г., Арсентьев О.В. Способы определения неисправностей общепромышленных асинхронных электродвигателей……..... 97

ПРОИЗВОДСТВО И ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

1. Антропов Д.В. Анализ проблем, связанных с повышенным содержанием серы в угле ……. 102
2. Белкина Е.А. Диметиловый эфир – альтернативное топливо..... 107
3. Бочкарев В.А., Васильковская Д.А. Влияние предварительной подсушки топлива на показатели работы котла БКЗ-75-39ФБ ……. 112
4. Буйнов Н.Е., Захарьева Н.Г., Трофимова М.А. Теплоизоляционные материалы трубопроводов тепловых сетей……. 117

5. Гагарин С.Ю., Левин А.А. Обобщение экспериментальных данных по максимальному размеру парового пузыря при кипении недогретой жидкости..... 121
6. Дамбуев В.А., Котов Д.В. Исследование технологии получения водорода и электроэнергии из угля……... 126
7. Забуга Ф.В., Алексеюк В.Э. Модернизация схемы основного конденсата энергоблока №5 ТЭЦ-10 с использованием настроенной математической модели ……... 132
8. Картавская В.М., Зинкевич С.А. Снижение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу с использованием цеолитов..... 138
9. Картавская В.М., Коневина В.А., Картавская А.В. Очистка дымовых газов от диоксида углерода..……... 141
10. Катянин М.С., Бочкарев В.А. Анализ способов сушки угля при подготовке его к сжиганию……... 147
11. Кныш М.В., Глумов Ю.М. Анализ современных подходов к проектированию эффективных технологических схем подготовки воды на ТЭС.……. 151
12. Коржаневская Ек.В., Сушко С.Н. Оптимизация режимов работы систем отопления зданий и сооружений на промплощадке ТЭЦ.……... 159
13. Коржаневская Ел.В., Сушко С.Н. Модель теплообмена в топочной камере котла.……. 162
14. Корнилов Д.А., Поспелова М.Я. Альтернативный вариант системы теплоснабжения с помощью топлива растительного происхождения…… 166
15. Крысанова А.И., Ломов М.Ю., Петрова А.Н., Самаркина Е.В. Использование цифрового двойника для повышения эффективности работы энергетических предприятий..…… 170
16. Лопухов А.С., Фролов А.Г. Внедрение высокогерметичных уплотнений штоков регулирующих и стопорных клапанов применительно к турбоагрегату Т-100/120-130.……. 176
17. Лучникова Ю.С., Сушко С.Н. Анализ состояния тепловых сетей мкр. Зеленый г. Иркутска..…… 180
18. Мансуров А.Р., Коваль Т.В. Анализ различных видов прокладки трубопроводов тепловых сетей……... 183
19. Мансуров А.Р., Хилажева Д.Е., Коваль Т.В. Анализ типов компенсаторов, применяемых на тепловых сетях…….. 189
20. Миниханова А.Р., Зацаринная Ю.Н. Перспективы становления водородной энергетики ……. 193
21. Мицай Д.В., Чемезов А.Ф. Повышение эффективности теплоснабжения локальных котельных с применением ветрогенераторных энергоустановок с аккумуляторными 197

батареями……...
22. Мицай Д.В., Чемезов А.Ф. Современные материалы для защиты тепловых сетей от коррозии..…… 202
23. Моисеев Р.И., Кудряшов А.Н. Способы интенсификации теплообмена поверхностей нагрева……. 206
24. Набиуллина М.Ф. Разработка установки маслоочистки комбинированного типа…… 212
25. Низовцев Д.А., Герасимова Н.П. Оценка влияния необратимых потерь на эффективность работы цикла Ренкина методом энергетического баланса…….. 214
26. Пеньковский А.В., Соколов П.А. Определение потребляемой мощности и энергии для отопления и горячего водоснабжения жилого дома в Иркутском районе...…… 221
27. Петрова А.Н., Самаркина Е.В. Анализ одноэлементных математических моделей солнечных коллекторов…… 225
28. Попырин А.В., Уваров П.Н. Преимущества и недостатки использования парогазовых установок (ПГУ) с газификацией угля…… 229
29. Постников И.В., Пеньковский А.В. Моделирование узловых показателей стоимости и надежности теплоснабжения потребителей……. 233
30. Постников И.В., Медникова Е.Е. Методология обеспечения надежности централизованно-распределенных ТСС….. 237
31. Потапов В.В., Судникович В.Г. Проблемы эксплуатации централизованных систем водоотведения малых городов.... 241
32. Ремнев А.А., Коваль Т.В. Снижение экологической нагрузки на мкр. Зеленый в результате реконструкции мазутной котельной……..... 246
33. Стенников В.А., Хамисов О.В., Пеньковский А.В., Кравец А.А. Математическое моделирование активного потребителя тепловой энергии…….. 249
34. Филиппова Н.В., Герасимова Н.П. Анализ работоспособности элементов простой паротурбинной установки…… 254
35. Шуплецов И.С., Панин А.С., Барахтенко Е.А. Применение приборов учета тепловой энергии для обеспечения рационального использования тепловой энергии…… 261

ЭНЕРГО- И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ, ПРОМЫШЛЕННОМ И ЖИЛИЩНО-КОММУНАЛЬНОМ КОМПЛЕКСАХ

1. Азиев Д.Р., Горин А.А. Анализ эффективности светодиодных светильников в производственных помещениях пассажирского вагонного депо Иркутск..... 265

2. Аршинов С.А. Выбор современного энергоэффективного оборудования тяговых подстанций городского электрического транспорта…….. 270
3. Аршинов С.А., Базаров Х.И. Автоматизированные системы управления подвижным составом троллейбуса..... 274
4. Байрышев С.А., Батищева А.В., Зубарева К.Р., Немерова А.В., Шехтер К.В. Применение платформенного подхода к управлению распределенными энергоресурсами..... 277
5. Барахтенко Е.А., Майоров Г.С. Принципы построения интегрированной энергетической системы с использованием концепции «интернет энергии» ……..... 284
6. Бутаков М.А., Муссонов Г.П. Внедрение интеллектуальных систем учёта энергии и связанные с ними проблемы..... 289
7. Глазырин В.А., Лазарев М.А., Округина Н.А., Яворский К.С. Проблемные вопросы интеграции в энергосистемы распределенных энергоресурсов..... 294
8. Говоров В.М., Болоев Е.В. Выбор коммунально-бытовыми потребителями тарифа на электроэнергию..... 300
9. Дёмин А.П. Распознавание трещины по изображению доменной структуры магнитооптической пленки..... 305
10. Кибанова А.Г., Сташкевич Е.В. Методика по выявлению несанкционированного потребления электроэнергии в сельской местности……..... 310
11. Малицкий Д.С., Тушкова В.А., Манжиханов Т.В., Литвинцев Е.Ю., Рыбникова А.М. Интеллектуальные технологии в распределительных сетях..... 316
12. Марьин Г.Е., Сопина Ю.В. Применение и развитие систем накопления электроэнергии..... 319
13. Мелёхин И.А., Тигунцев С.Г. Исследование способа аккумулирования тепловой энергии для жилого помещения..... 326
14. Музычук Р.И., Соколов А.Д. Оценка эффективности использования топливно-энергетических ресурсов республики Бурятия на основе единого топливно-энергетического баланса..... 328
15. Николаев А.А. Разработка инновационного метода определения уровня воды открытых водоемов с возможностью радиоканальной передачи телеметрических данных……..... 333
16. Потапов В.В., Маслак Ю.В. Оценка влияния химической реакции нанодисперстных частиц алюминия с водой на технологический эффект электрического взрыва алюминиевых проволочек..... 338
17. Причко Н.В., Распутина Т.А. Исследование состояния зарядной инфраструктуры для электротранспорта..... 341

18. Распутина Т.А., Тимошенко Е.Ю., Бурлов Р.А., Гаер А.М., Макаров С.П. Применение современных систем интеллектуального учета электрической энергии..... 346
19. Репьев Е.В., Зацаринная Ю.Н. Новый накопитель против аккумулятора..... 349
20. Сайфуллина Э.И., Галяутдинов Р.М., Абрамов Р.А. Эффекты от использования интеллектуальных приборов для обеспечения энергоэффективности..... 351
21. Семенов М.Н., Зацаринная Ю.Н. Перспективы развития накопителей в России..... 354
22. Солуянов В.И. Расчет новых удельных электрических нагрузок для электроснабжения многоквартирных жилых домов Московской области..... 357
23. Томилова А.В., Тюменцев В.А. Решение проблемы вентиляции поточных лекционных аудиторий университета……. 359
24. Фазулзянов Л.И., Кораблев М.Д., Назаров С.Р. Прогресс внедрения измерительных систем электроэнергии..... 364
25. Халтурин В.А. Расчет новых удельных электрических нагрузок для определения заявленной мощности индивидуальных жилых домов..... 368
26. Хизбуллин А.Р., Тимофеева С.С. Диспетчеризация и автоматизация инженерных систем..... 370
27. Эпов В.А., Солонина Н.Н. Экономическая эффективность создания АСКУЭ..... 375