

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ  
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»



Новосибирск  
2019

Всероссийская научная  
конференция молодых ученых

# НАУКА ТЕХНОЛОГИИ ИННОВАЦИИ

Сборник  
научных трудов

Часть 4

г. Новосибирск, 02-06 декабря 2019 г.

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ  
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

---

---

# **НАУКА ТЕХНОЛОГИИ ИННОВАЦИИ**

---

---

**Сборник  
научных трудов**

**г. Новосибирск, 02-06 декабря 2019 г.  
в 9-и частях**

**Часть 4**

НОВОСИБИРСК  
2019

УДК 62(063)  
ББК 72.5я431  
Н34

**Н34 НАУКА. ТЕХНОЛОГИИ. ИННОВАЦИИ** //Сборник научных трудов в 9 ч. / под ред. Гадюкиной А.В. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2019.

ISBN 978-5-7782-4006-3

Часть 4: – 331 с.

ISBN 978-5-7782-4010-0

В сборнике публикуются материалы по научным направлениям:  
*«Энергетика»*

---

---

## **ОРГАНИЗАЦИОННЫЙ КОМИТЕТ**

### **Председатель Оргкомитета:**

Батаев А.А., д.т.н., профессор, ректор НГТУ

### **Зам. председателя Оргкомитета:**

Вострецов А.Г., д.т.н., профессор, проректор по научной работе НГТУ

Филатова С.Г., к.т.н., доцент, директор ИТЦ

### **Программный комитет:**

Драгунов В.П., д.т.н., профессор, начальник ОПК ВК

Корель И.И., к.ф.-м.н., доцент, декан ФТФ

Осьмук Л.А., д.соц.н., профессор, директор ИСТР

Рева И.Л., к.т.н., доцент, декан АВТФ

Мелехина Е.А., к.п.н., доцент, декан ФГО

Саленко С.Д., д.т.н., профессор, декан ФЛА

Тимофеев В.С., д.т.н., доцент, декан ФПМИ

Хайруллина М.В., д.э.н., профессор, декан ФБ

Хрусталева В.А., д.т.н., профессор, декан РЭФ

Вильбергер М.Е., к.т.н., доцент, декан ФМА

Янпольский В.В., к.т.н. доцент, декан МТФ

Чернов С.С., к.э.н. доцент, декан ФЭН

УДК 62(063)  
ББК 72.5я431

ISBN 978-5-7782-4010-0 (Ч.4)  
ISBN 978-5-7782-4006-3

© Коллектив авторов, 2019  
© Новосибирский государственный  
технический университет, 2019

## НАУЧНОЕ НАПРАВЛЕНИЕ – ЭНЕРГЕТИКА

### СЕКЦИЯ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

#### ПЕРСПЕКТИВЫ И ПРЕПЯТСТВИЯ НА ПУТИ РАЗВИТИЯ ПРИЛИВНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

**В.А. Агаркова, Н.В. Зубова**

**Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, nika.agarkova.98@gmail.com**

*В статье рассматриваются возможности применения приливных электрических станций в России, их перспективность за счет усовершенствования техники и изменения конструктива самих станций, а также проблемы и препятствия на пути развития приливной.*

*The article discusses the possibilities of using tidal power plants in Russia, their prospects due to the improvement of technology and changes in the construction of the stations themselves, as well as problems and obstacles to the development of tidal energy in the world.*

Общий потенциал возможной к использованию приливной энергии во всем мире ориентировочно оценивается по мощности в 1 млрд.кВт, а по выработке – в 2000 млрд. кВт·ч, в том числе в России – около 250 млрд. кВт·ч. Приливные электростанции (ПЭС) успешно работают в США, Франции, Канаде, Норвегии, Южной Корее, Великобритании, Китае и Индии. Важными условиями наличия подобных энергетических объектов являются: наличие технических возможностей и присутствие собственных морских побережий. Основываясь на мировом распределении высот приливов (Рисунок 1) можно сделать вывод о перспективности строительства ПЭС в различных регионах.

Строительство ПЭС эффективно, если перепад высот между отливом и приливом составляет более 4-х метров. Поэтому лучшим местом для размещения ПЭС является морское побережье с большой амплитудой приливов и береговым рельефом, который создает крупный замкнутый «бассейн». В частности, для России таким районом является Дальний Восток. На территории РФ уже построен ряд приливных электростанций и работы продолжаются. Успешными проектами являются: Кисло-губская ПЭС (1,7 МВт), Малая Мезенская ПЭС (1,5 МВт), Северная ПЭС (стадия проекта, 12 МВт), Пенжинская ПЭС (стадия проекта, 21,4 ГВт), Тугурская ПЭС (стадия проекта, 8 ГВт)

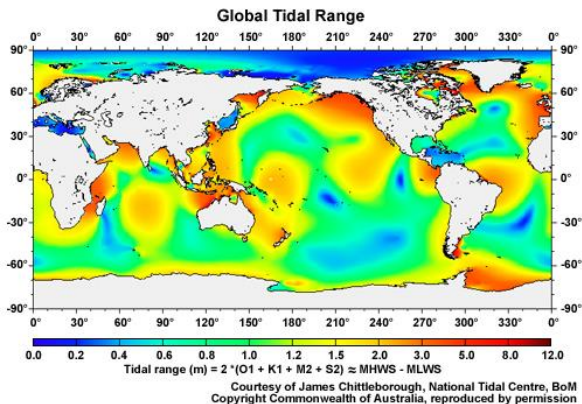


Рис. 1 – Высота приливов в мире

### *Принцип работы ПЭС*

Природные приливы и отливы, связаны с движением Земли вокруг Солнца, Луны вокруг Земли, а также с вращением Земли вокруг своей оси. Они могут различаться по своей силе, но происходят регулярно, что позволяет их использовать для получения электроэнергии с определенной цикличностью. В период покоя (окончание отлива/начало прилива), который длится 1-2 часа, кинетическая энергия воды мала, и ее недостаточно для выработки электроэнергии. В активный период, продолжительность которого составляет 4-5 часов, энергия водных масс преобразуется в электрическую энергию. Такие циклы в течение суток повторяются 4 раза, что плохо сказывается на потребителях. Поэтому для предотвращения перебоев с подачей электроэнергии приливная электростанция, как правило, работает совместно с иными электрическими станциями. Например, это могут быть тепловые или атомные станции.

### *Конструкции и разновидности ПЭС*

По конструкции различают бесплотинные и плотинные ПЭС. Плотинные ПЭС (Рисунок 2) по своему устройству схожи с традиционными ГЭС, так как предполагают возведение плотины.

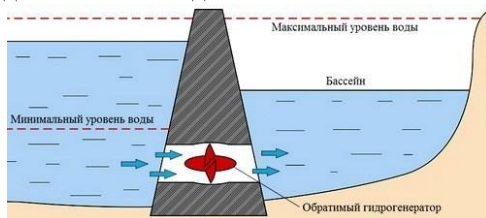


Рис. 2 – Плотинная ПЭС

В конструкции плотины предусматриваются протоки, где ставятся турбины в обтекаемых капсулах. Плотина может перекрывать уже существующий залив или устье реки, что снижает стоимость её возведения. На сегодняшний день для выработки энергии на ПЭС используют обратимые турбины, позволяющие вырабатывать электроэнергию как при приливе, так и при отливе.

К плотинным ПЭС можно отнести динамические ПЭС, требующие возведение плотины непосредственно в море, протяженностью 35-55 км, и приливные лагуны, которые представляют собой круговые плотины с турбинами и являются полностью искусственно созданными объектами (Рисунок 3).



а) динамическая ПЭС



б) приливная лагуна

Рис.3 - Виды ПЭС

В бесплотинных ПЭС предусмотрена установка гидроагрегатов на дне морского пролива, где благодаря отливам и приливам удастся получить достаточно сильные и скоростные течения. К числу их достоинств можно отнести экономичность возведения, к минусам – небольшую мощность, а также ограниченность мест, где их можно было бы установить. Генераторы приливного потока (Рисунок 4) являются ярким примером бесплотинных ПЭС.

Часто подобные генераторные установки встраиваются в мостовые опоры, что позволяет решить проблемы эстетики и более полезного использования водного пространства. Данные установки бывают горизонтального и вертикального исполнения и выполняются в открытом виде, либо в обтекателе.

#### *Перспективы и препятствия строительства ПЭС*

Несомненные достоинства этого вида электростанций – экологическая чистота; достаточно продолжительный срок эксплуатации; возможность прогноза вырабатываемой электроэнергии; независимость объема используемой воды от времени года; невысокая стоимость получаемой электроэнергии; дополнительная защита берегов от воздействия штормов; отсутствие необходимости в отчуждении земель для устройства бассейна – в свое время дали серьезный толчок к их дальнейшему развитию и совершенствованию.



Рис. 4 – Генераторы приливного потока

К причинам малой распространенности ПЭС, сдерживающих их развитие, можно отнести: нерегулярное действие, связанное с цикличностью приливов и отливов; длительный срок окупаемости; непригодность побережья, занятого ПЭС, для отдыха и туризма; специфические трудности строительства, поскольку наиболее подходящие места расположены на побережьях с изрезанной береговой линией.

#### *Заключение*

Приведенные выше отрицательные качества ПЭС постепенно утрачивают свою актуальность, так как использование новых типов станций с лопастно-редукторными агрегатами позволяет отказаться от строительства плотин и резервных бассейнов, что значительно снижает стоимость строительства и снижает сроки окупаемости проекта. А разработка новых, более мощных генераторов, позволяет получать большее количество электрической энергии при тех же исходных параметрах первичной энергии, которой является энергия приливов и отливов. По прогнозам многих статистических агентств в ближайшее десятилетие приливные станции имеют все предпосылки, чтобы занять прочное конкурентоспособное место на рынке выработки электроэнергии ввиду современной озабоченности мирового сообщества проблемами экологии и влияния на неё электростанций.

#### *Литература:*

1. Удалов С.Н. Возобновляемые источники энергии: учеб. пособие - 3-е изд., перераб. и доп. –Н: Изд-во НГТУ, 2014. -459 с.
2. O'Rourke, F., Boyle, F., and Reynolds, A.: Tidal Energy Update 2009. Applied Energy. – Vol. 87, Issue 2. - P. 398-409. - doi:10.1016/j.apenergy.2009.08.014
3. Ruud Kempener (IRENA), Frank Neumann (IMIEU) IRENA // Ocean Energy Technology Brief 3. - Abu Dhabi, Brussels, 2014

## **СИСТЕМА АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ СИНХРОННОГО ВАКУУМНОГО ВЫКЛЮЧАТЕЛЯ**

**В.Н. Васильев, Д.Е. Шевцов**

**Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, nikita-vasilev-2014@bk.ru**

*В данной статье речь идет о новом и малораспространенном (в силу сложности системы управления) способе снижения коммутационных перенапряжений - управляемая (синхронная) коммутация. Также рассказывается о коммутационном устройстве и подготовке к проведению эксперимента.*

*This paper is about a new method of reducing switching overvoltages, that's method called controlled switching. This method is not widespread due to the complexity of the control system. It also talks about the switching device and preparation for the experiment.*

В последние годы происходит модернизация распределительных подстанций 6 (10) кВ, являющиеся основным элементом сетей среднего класса напряжения. Модернизация заключается в замене устаревших маломасляных выключателей на коммутационные аппараты с вакуумной средой дугогашения – вакуумные выключатели (ВВ) [1].

На ряду с преимуществами ВВ, таких как: большой коммутационный ресурс, низкая цена и необслуживаемость в течение своего срока службы (более 30 лет) [2], они не лишены недостатков. Им свойственны повторные зажигания дуги, которые сопровождаются высокочастотными перенапряжениями, что является крайне неблагоприятным и нежелательным для оборудования, срезом тока при отключении, предварительными пробоями при включении. Для борьбы с негативными последствиями применения вакуумных коммутационных аппаратов обычно применяют ограничители перенапряжений (ОПН) и  $RC$ -цепи. Однако при применении этих устройств могут возникать и отрицательные последствия, например: ОПН малоэффективен при возникновении высокочастотных перенапряжений, а применение  $RC$ -цепей, при возникновении однофазного замыкания на землю, могут только усугубить аварийную ситуацию. Принципиально новым и малораспространенным (в силу сложности системы управления) является управляемая (синхронная) коммутация.

Объектом данного исследования является синхронный вакуумный выключатель – выключатель, контакты которого при помощи устройств автоматического управления размыкаются в заданную фазу тока и (или) замыкаются в заданную фазу напряжения [3].



В настоящее время в нашей стране существует серийно выпускаемый вакуумный выключатель на напряжение 6 (10) кВ синхронного типа, разработанный научно-производственным предприятием ООО «КЭПС». Выключатель конструктивно выполняется в модульном варианте. Функционально представляет собой единый мехатронный модуль и состоит из следующих основных конструктивных узлов: коммутационный модуль КЭПС-КМС (рис.1а), состоящий из трехфазного вакуумного выключателя с пофазными управляемыми электромагнитными приводами, датчиков обратной связи по току и напряжению, и микропроцессорный блок управления КЭПС-БС (рис.1б). Выключатель функционально осуществляет диагностику состояния механической электрической системы и позволяет оценивать качество процесса коммутации по осциллограммам сигналов датчиков обратной связи.



Рис. 1 – КЭПС-КМС синхронного типа: а – коммутационный модуль, б – микропроцессорный блок управления

На рисунке 2 показана принципиальная схема подключения устройства к сети электроснабжения и коммутируемой нагрузке. Синхронный вакуумный коммутационный аппарат СВВ служит для коммутации нагрузки 1 и включает в себя электромеханические системы 2 фаз А, В и С, датчики тока ДТ, датчики напряжения ДН, передающие информацию о токах и напряжениях в микропроцессорный блок управления КЭПС-БС.

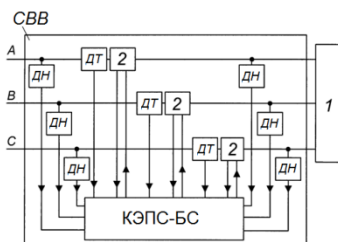


Рис. 2 – Функциональная схема вакуумного синхронного выключателя

Электромеханическая система 2 одной из фаз синхронного вакуумного выключателя, показанная на рисунке 3, включает в себя вакуумную дугогасящую камеру ВДК, служащую для коммутации силовой цепи; электромагнитный привод 3; датчики обратных связей 4, служащие для передачи информации о движении подвижного контакта ВДК и текущем положении контактов; устройство управления 5 электромагнитным приводом [4].

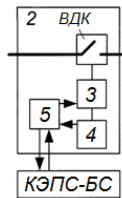


Рис. 3 – Функциональная схема электромеханической части вакуумного синхронного выключателя

Так как «мозгами» синхронного выключателя является микропроцессорный блок управления КЭПС-БС, то запись известных алгоритмов синхронной коммутации производится на него. Для записи используется специальная программа (рис.4), разработанная специалистами компании «КЭПС». КЭПС-БС подключается к СОМ-порту компьютера и по интерфейсу связи RS-485 Modbus производится запись алгоритма.

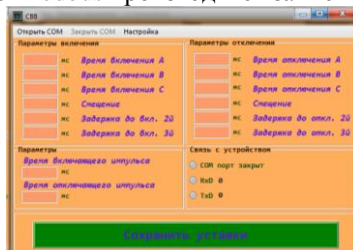


Рис. 4 – Диалоговое окно программы записи алгоритмов на КЭПС-БС

После подготовки и настройки конкретного коммутационного модуля под свой блок управления происходит запись алгоритма. В поле «Время включения А», «Время включения В», «Время включения С» записываются реальные данные времени включения каждой фазы, полученные при настройке выключателя. В поле «Смещение» записывается число, для того чтобы блок управления подавал сигнал раньше или позже, для более точного времени коммутации. В поле «Задержка до вкл. 2й» и «Задержка до вкл. 3й» записывается время, на которое фаза В

и С должны включиться позже фазы А. Для отключения параметры аналогичны.

На базе компании «КЭПС» в ближайшее время будет проведен эксперимент по управляемой коммутации ненагруженного трансформатора в нормальном и аварийном режиме. Предварительный план мероприятий:

- Собрать экспериментальную установку;
- Произвести управляемую коммутацию ненагруженного трансформатора 1040 В;
- Произвести управляемую коммутацию ненагруженного трансформатора 1040 В совместно с ОПН;
- Произвести управляемую коммутацию ненагруженного трансформатора 1040 В совместно с применением RC-цепей;
- Проследить во всех перечисленных за уровнем перенапряжений и тока намагничивания;
- Произвести анализ полученных данных;
- Произвести управляемую коммутацию в аварийных режимах.

Принципиальная электрическая схема эксперимента представлена на рисунке 5.

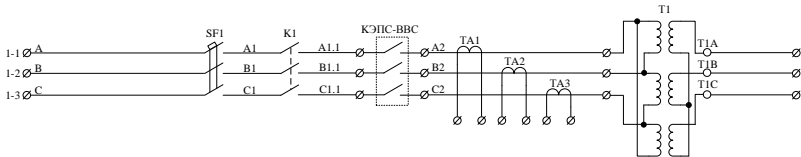


Рис. 5 – Принципиальная электрическая схема

#### Литература:

1. Шевцов Д.Е., Модели и методы управляемой коммутации в электрических сетях 6 (10) кВ систем электроснабжения: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02. – Новосибирск, 2017. – 151 с.
2. РМЕС 674152.001 РЭ. Руководство по эксплуатации выключателя вакуумного синхронного типа КЭПС-ВВС. – Новосибирск: ООО «КЭПС», 2019 – 46 с.
3. ГОСТ 17703-72. Аппараты электрические коммутационные. Основные понятия. Термины и определения (с Изменением №1). – Введ. 1972-05-10.
4. Патент РФ № 2010121938/07, 28.05.2010. СИНХРОННЫЙ ВАКУУМНЫЙ КОММУТАЦИОННЫЙ АППАРАТ// Патент России № 2 432 635. 2011. Бюл. № 30. / Прохоренко Е.В., Одокиенко С.И., Лебедев И.А.

# ИССЛЕДОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СОБСТВЕННЫХ НУЖД УСТЬ-КАМЕНОГОРСКОЙ ГЭС ОТ СОЛНЕЧНОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

**А.В. Геращенко, С.В. Митрофанов**  
Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, andreygeraschenko97@icloud.com

*Производится разработка системы электроснабжения собственных нужд Усть-Каменогорской ГЭС от СЭС. Оценивается потенциал солнечной энергии в данной местности. Анализируются места установки, производится выбор оборудования и оценка режима работы СЭС.*

*A system is being developed for supplying the auxiliary needs of the Ust-Kamenogorsk HES from the SES. The potential of solar energy in a given area is estimated. The installation sites are analyzed, equipment is selected and the SES operation mode is evaluated.*

## **Актуальность**

Появление современных технических решений способствует возникновению новых возможностей использования плотин и повышения их эффективности. Территорию гидроэлектростанции и плотину энергетического назначения можно рассматривать не только как гидротехническое сооружение - перегораживающие водотоки для образования водохранилищ, создания напора и транспортных коридоров, но и как территорию, которая может быть вовлечена в процесс выработки электроэнергии электрической станцией другого типа, что может повысить эффективность гидроэлектростанции.

Потребление СН ГЭС может составлять 1-2% от всей генерируемой мощности станции, что в денежном эквиваленте для средней по мощности станции составляет миллионы рублей непроданной энергии.

Ряд вопросов, возникающих при проектировании и строительстве СЭС на плотинах гидроузлов уже решены, а именно:

- свободные площади на низовых откосах плотин;
- инфраструктура для выдачи мощности – линии электропередачи, распределительные устройства и тому подобное;
- транспортная инфраструктура, обеспечивающая возможность подъезда транспорта, строительной техники, доставки оборудования;
- квалифицированный персонал и социальная инфраструктура для обеспечения потребностей персонала;
- огражденная территория, обеспеченная системами безопасности, видеонаблюдения, мониторинга, дистанционного доступа и так далее.

Так же, использование комбинированных возобновляемых источников электроэнергии позволяет станции наращивать свой престиж и проявлять новаторство в сфере электроэнергетики.

### Оценка уровня инсоляции

Исходя из статистических данных по генерации станции и потреблению СН, был проанализирован существующих режим работы станции.

Для оценки потенциала солнечной энергии в данной местности необходимо рассчитать суммарную среднесуточную инсоляцию на поверхность солнечных панелей. Расчёт уровня инсоляции на произвольно ориентированную поверхность рассчитывается на основе следующих выражений:

$$G = G^* \cdot \cos \theta \quad (1)$$

$$\cos \theta = \cos \beta \cdot \sin h + \sin \beta \cdot \cos h \cdot \cos \psi \quad (2)$$

где  $G^*$  - поток на площадку, перпендикулярную прямым лучам;  $\cos \theta$  - угол между направлением потока излучения и нормалью к поверхности приемника;  $h$  - высота солнца;  $\psi_0$  - азимут солнца;  $\gamma$  - азимут панели.

Данные по инсоляции получены из интернет-ресурса «NASA Power Data Access Viewer» [1]. Проанализированы возможные места установки солнечных панелей на территории станции и выбраны конечные варианты: берма правого берега, щитовая стенка, глухая правобережная плотина. Методом исследования определен оптимальный угол наклона [2].

Значения среднесуточной инсоляции на поверхность солнечной панели приведены в Таблице 1.

**Таблица 1 – Суммарная инсоляция на площадь солнечной панели**

Месяц	Удельная дневная инсоляция, кВт·ч/м <sup>2</sup> /день	Месяц	Удельная дневная инсоляция, кВт·ч/м <sup>2</sup> /день
Январь	8,7	Июль	49,85
Февраль	16,18	Август	43,22
Март	23,61	Сентябрь	29,43
Апрель	35,11	Октябрь	18,83
Май	47,37	Ноябрь	10,25
Июнь	55,48	Декабрь	6,74

### Выбор мест расположения и количества фотопанелей

При выборе мест установки учитываются следующие факторы: свободная и согласованная площадь, не затененность, ориентация фотоэлементов, наклон фотоэлементов, доступность СБ для обслуживания, механическая нагрузочная способность.

Исходя из параметров мест установки и критериев эффективности было выбрано генерирующее и инверторное оборудование для станции, а также по условиям согласования входных/выходных параметров оборудования выбрана схема соединения солнечных панелей (Таблица 2) [3, 4].

Солнечные панели - **Weswen WSP315W**; Инвертор - **SOFAR 60000TL**.

**Таблица 2 – Выбранное оборудование и схемы соединения СБ**

Место установки	Зона	Кол-во инверторов, шт.	№ входа	Панелей на инвертор/вход, шт.	Соединение СБ		Входные параметры	
					Послед., шт.	Паралл., шт.	U, В	I, А
Щитовая стенка	1 портал	1	1	65	13	5	688	29,7
	2 портал		2	65	13	5	688	29,7
	3 портал	1	1	65	13	5	688	29,7
	4 портал		2	60	10	6	529	35,7
Глухая правобережная плотина	1 пролет	1	1	112	8	14	423	83,3
	2 пролет	1	1	112	8	14	423	83,3
	3 пролет	1	1	112	8	14	423	83,3
Парапет маш. зала	Фронт	1	1	88	11	8	582	47,6
	Тыл		2	88	11	8	582	47,6
Итого		6		767				

### Результаты и выводы

По результатам работы, была произведена оценка доли генерации электроэнергии от солнечной электростанции в балансе электроэнергии собственных нужд станции (Рис. 1).

С марта по сентябрь, помимо полного покрытия собственных нужд станции, происходит дополнительная генерация электроэнергии в сеть, которая также будет продана потребителю или использована для дополнительных нужд станции.

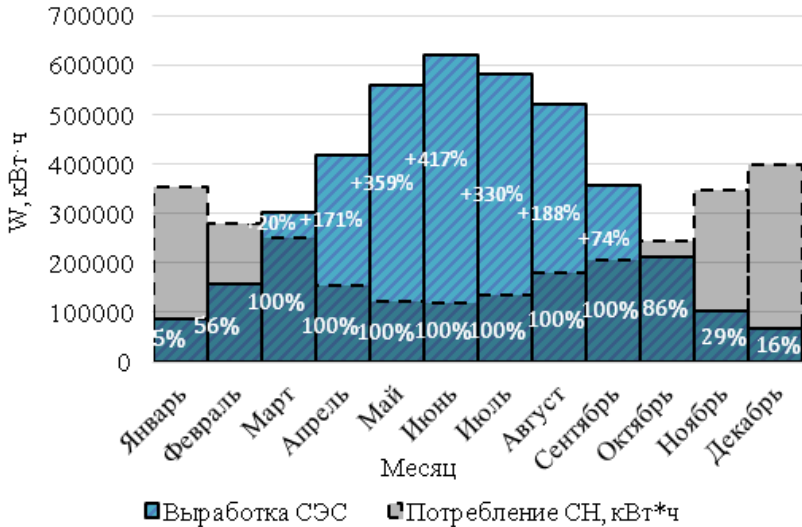


Рис. 1 – Доля СЭС в покрытии собственных нужд станции на годовом интервале

Список использованных источников:

1. Б.И. Назаров и др. Расчёт потока суммарной радиации на наклонную плоскость солнечных приёмников в условиях аэрозольного загрязнения атмосферы // доклады академии наук республики Таджикистан - 2015, том 58, №12 – с. 1111-1118.

2. Power data access viewer [Электронный ресурс] / Режим доступа: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>

3. Ориентация солнечных панелей. Угол наклона и направление солнечных батарей [Электронный источник] / Режим доступа: <https://www.solarhome.ru/basics/pv/techtilt.htm>

4. Технические характеристики солнечной панели WSP315W [Электронный источник] / Режим доступа: <http://weswen.ru/monocrystalline-solar-panels/wsp315>.

5. Паспорт сетевого инвертора SOFAR 50000-7000TL [Электронный источник] / Режим доступа:

## ОПТИМИЗАЦИЯ СОСТАВА ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ АВТОНОМНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ С ПОМОЩЬЮ СИСТЕМ НАКОПЛЕНИЯ ЭНЕРГИИ

Д.С. Гладков, В.М. Зырянов

Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, [gladkov739@gmail.com](mailto:gladkov739@gmail.com)

*Рассмотрено применение систем накопления энергии в автономных электрических системах, в целях снижения установленной мощности дизель-генераторной установки и удельного расхода топлива.*

*The article observes the use of energy storage systems in autonomous electrical systems in order to reduce the installed capacity of a diesel generator and specific fuel consumption.*

### Введение

В настоящее время отечественные технологии накопления электрической энергии вышли на уровень практического применения в электроэнергетике [1-3]. Внедрение СНЭ в электроэнергетические системы всех типов – одно из ключевых направлений развития энергетики России [4]. Современные быстродействующие СНЭ могут выполнять различные задачи, например: управлять активной и реактивной мощностью в сети, подавлять высшие гармоники, регулировать частоту, снижать пиковую нагрузку на подстанции, сглаживать резкопеременную нагрузку на генераторы. Последняя задача наиболее актуальна в автономных энергосистемах, где мощность нагрузки соизмерима с мощностью генерирующих агрегатов (ГА).

При проектировании автономной электростанции всегда возникает вопрос выбора мощности и количества ГА. При определении расчетной мощности, приходится учитывать, что для большинства автономных электростанций (АЭС) характерна высокая неравномерность графика нагрузки, особенно в случае её резкопеременного характера. Основной тип ГА для АЭС – дизель-генераторные установки (ДГУ), мощность которых выбирается по максимальному значению нагрузки, соответственно, коэффициент использования установленной мощности ( $K_{\text{нум}}$ ) имеет низкие значения. Это приводит к повышенному удельному расходу топлива и росту себестоимости электроэнергии.

Применение быстродействующих СНЭ позволяет при резкопеременном характере нагрузки приближать мощность электростанции с



ДГУ к среднему значению нагрузки. Отсюда появляется возможность уменьшить установленную мощность ДГУ и существенно повысить  $K_{иум}$  и КПД.

*Сравнительный анализ расхода топлива дизель-генераторов.*

Проводя сравнительный анализ расхода топлива различных ДГУ, можно найти оптимальный вариант для замены текущего агрегата на агрегат меньшей мощности.

Например, в рассматриваемой АЭС подъемного крана со средней нагрузкой в 66,6 кВт установлен ДГУ мощностью 300 кВт ( $K_{иум} = 22,2\%$ ). Нагрузка имеет резкопеременный характер (рисунок 1).

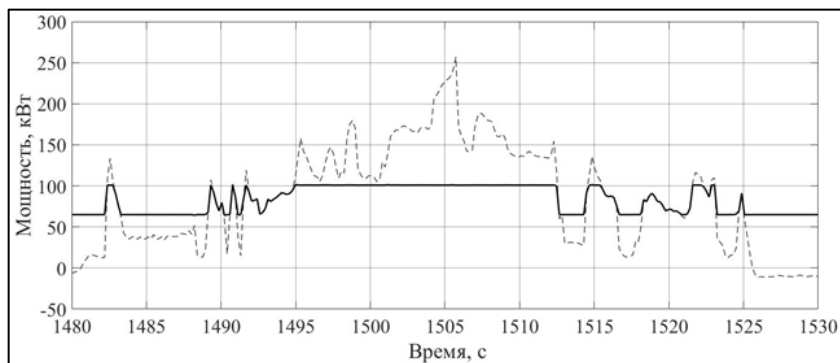


Рис. 1 – График изменения мощности генератора за 1 характерный цикл работы без накопителя энергии (пунктирная линия) и с накопителем энергии (сплошная линия)

Работая при средней нагрузке 66,6 кВт с  $K_{иум} = 22\%$  генератор попадает в зону повышенного расхода топлива (рисунок 2).

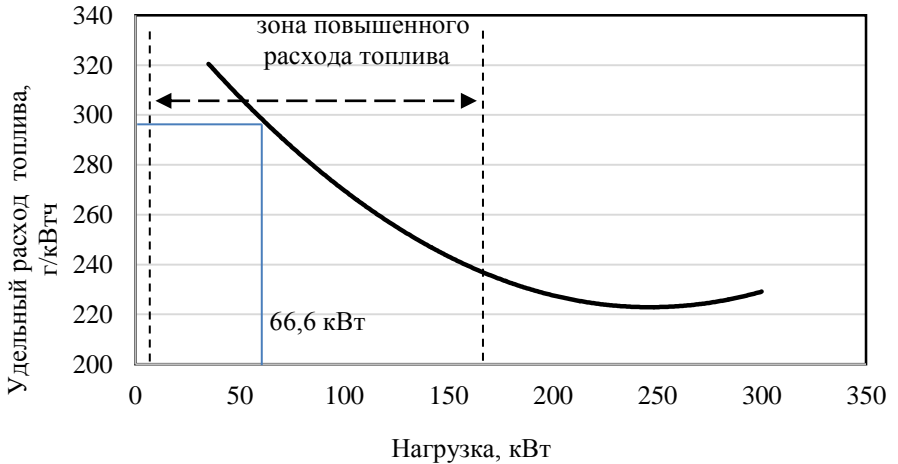


Рис. 2 – Удельный расход топлива ДГУ мощностью 300 кВт

Кроме того, в режиме малой нагрузки (режим, близкий к холостому ходу) наблюдается ряд нежелательных эффектов. Помимо повышенного удельного расхода топлива происходит закоксовывание форсунок дизеля и сокращаются межремонтные периоды.

Топливные характеристики ГА различной мощности при нагрузке, равной 66,6 кВт показаны в таблице 1 [5].

**Таблица 1 – Параметры ДГУ при средней нагрузке рассматриваемой АЭС**

Мощность ДГУ, кВт	$K_{иум}$ , %	Часовой расход топлива g, л/ч	Удельный расход топлива b, г/кВт·ч
75	88,8	20,5	258,8
100	66,6	19,8	247,6
125	53,3	20	250,3
135	49,3	20,22	255,4
150	44,4	20,3	259,1
175	38,1	20,8	267,7
200	33,3	21,5	277,8
230	29	22,1	283,8
250	26,6	22,51	286,2
300	22,2	23,85	294,7

Отсюда следует, что наименьший расход топлива при средней нагрузке в 66,6 кВт имеет ДГУ мощностью 100 кВт.

Для того, чтобы осуществить замену текущего генераторного агрегата на агрегат меньшей мощности, энергосистема должна быть дополнена быстродействующей СНЭ, которая сгладит нагрузку до диапазона, например, от 65 до 100 кВт (рисунок 1).

Следовательно, при оснащении энергосистемы накопителем энергии от такой замены можно получить выгоду за счет следующих эффектов:

- снижение удельного расхода топлива до 16%;
- снижение стоимости генерирующего агрегата в 2-3 раза;
- снижение издержек на обслуживание;
- увеличение моторесурса;
- снижение расхода топлива от переходных процессов до 6-8% [6];
- повышение качества электроэнергии [7].

#### *Выводы:*

1. При низких значениях коэффициента использования установленной мощности ДГУ в автономной энергосистеме, при условии наличия в её составе быстродействующего накопителя энергии, имеется возможность значительно уменьшить установленную мощность генераторных агрегатов.

2. Вопрос целесообразности замены ДГУ на установку меньшей номинальной мощности – вопрос технико-экономического сравнения: экономический эффект от снижения установленной мощности и уменьшения расходов на топливо должен быть выше расходов на накопитель энергии.

#### *Литература:*

1. Гибридный накопитель энергии для ЕНЭС на базе аккумуляторов и суперконденсаторов / Р.Н. Бердников, В.Е. Фортов, Ю.Г. Шакарян, К.К. Деньщиков // Энергия единой сети. – 2013. - №1. – С.40-51.

2. Zobaa, A.F. Energy storage technologies and applications. Rijeka, Croatia: Intech, 2013., - 328 pp.

3. Эффекты применения накопителей энергии в изолированных энергосистемах России / В.Ю. Кононенко, О.В. Вещунов, В.П. Биляшенко, Д.О. Смоленцев // Арктика: экология и экономика. – 2014. - №2 (14). – С.61-66.

4. Концепция развития рынка систем хранения электроэнергии Министерства энергетики Российской Федерации [Электронный ресурс]: <http://minenergo.gov.ru/node/9029>

5. Расход топлива для дизельного генератора – дизель электростанции [Электронный ресурс]. -URL: <http://www.energo->

mash.com/articles/diesel-generators/14-diesel\_generator\_fuel\_consumption.html

6. Четвергов В. А. Влияние переходных процессов на расход топлива дизелем в эксплуатации / В. А. Четвергов, С. М. Овчаренко, П. С. Корнеев // Известия Транссиба / Омский гос. Ун-т путей сообщения. Омск, 2012. №1. С. 27-32.

7. Экспериментальные исследования и испытания совместной работы системы накопления энергии и ДГУ в составе автономной энергосистемы/ Зырянов В.М., Кучак С.В., Бачурин П.А., Харитонов С.А., Метальников Д.Г., Гармаш Т.Г., Ворошилов А.Н., Фролов Д.А. // Промышленная энергетика. - 2018. - № 10. - С.2-10.

## **АВТОНОМНАЯ СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НА БАЗЕ ДВИГАТЕЛЯ СТИРЛИНГА И СИНХРОННОЙ МАШИНЫ**

**А.О. Дашинимаев, Н.А. Шенгерей, Д.Л. Калужский**  
**Новосибирский государственный технический университет,**  
**г. Новосибирск, 10041998123@mail.ru**

*В работе проведено исследование системы генерирования электроэнергии на базе двигателя внешнего сгорания и синхронного генератора с комбинированным возбуждением. С учётом условий её работы осуществлен выбор синхронной машины. Определена функциональная схема, обеспечивающая стабильное выходное напряжение при изменении скорости вращения и уровня нагрузки. Выполнен синтез системы автоматического регулирования, выбран закон управления корректирующего устройства.*

*The work investigated the power generation system based on an external combustion engine and a synchronous generator with the combined excitation. In view of its working conditions carried out selection of a synchronous machine. Defined functional circuit providing a stable output voltage changing speed and the load level. Completed synthesis automatic control system selected control law correction device.*

Последние десятилетия современная энергетика ведёт поиск эффективных технологий энергопреобразования, стремится минимизировать ресурсные и энергетические затраты, проявляет интерес к альтернативным и возобновляемым видам топлива. Для решения этих задач, разрабатываются и применяются энергопреобразующие системы на базе двигателей Стирлинга, которые по своим экологическим и энергетическим характеристикам превосходят дизели и могут работать от любого источника тепла. Доля таких систем генерирования во всей вырабатываемой электроэнергии, в 21 веке будет ощутимо расти[1].

Однако такой тип двигателей имеет ряд недостатков, среди которых выделяются: низкая скорость вращения (500 об/мин – 1500 об/мин), су-

ществленная нелинейность выходной мощности и частоты вращения от температуры нагрева[2,3]. Известно, что современные синхронные генераторы не способны вырабатывать стабильное выходного напряжение в широком диапазоне частот вращения[4]. Целью работы являются: определение структуры генератора переменного тока, способного работать в номинальном режиме в широком диапазоне частот вращения и синтезирование системы стабилизации напряжения.

Представленным требованиям, удовлетворяют синхронная многополюсная машина с постоянными магнитами на роторе и дискретно – распределенной обмоткой на статоре[5], а также электрическая машина с комбинированным возбуждением[6].

Разработана конструкция, разрез которой представлен на рисунке 1.

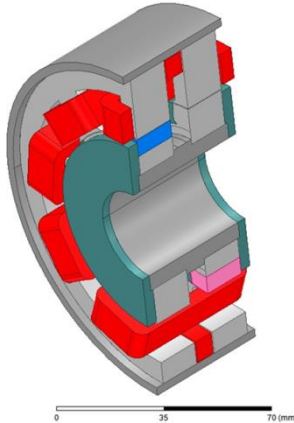


Рис. 1 – Разрез электрической машины

Машина выполнена двух пакетной. Трехфазная обмотка ( $m = 3$ ) состоит из девяти катушек и охватывает зубцы, принадлежащие разным пакетам. Число фазных зон в конструкции принято равным  $p_1 = 1$ , число согласно включенных катушек в каждой фазной зоне равно  $s = 3$ . На статоре между пакетами размещается кольцевая обмотка возбуждения. Источником для ее питания является регулируемый мостовой преобразователь, позволяющий варьировать постоянный ток в диапазоне значений  $-i_{\text{max}} < i_e < +i_{\text{max}}$ . На каждом пакете ротора установлены постоянные магниты одной полярности; на левом пакете магниты обращены к статору своим северным полюсом, а на правом – южным. Генератор способен обеспечить варьирование ЭДС в диапазоне 2 – 3 относительных

единиц и значительно расширяет область применения системы генерирования с двигателем Стирлинга.

На рисунке 2 представлена структурная схема системы генерирования с регулированием выходного напряжения:  $n=var$  – переменная скорость вращения вала синхронного генератора (СГ); ОБ – обмотка возбуждения СГ; ВК – вентильный комплект;  $L_{\phi}$  и  $C_{\phi}$  – индуктивность и емкость выходного LC фильтра; АБ – аккумуляторная батарея; РТВ – регулятор тока возбуждения; СИФУ РТВ – Система импульсно-фазового управления РТВ.

РТВ выполнен на базе однофазного мостового преобразователя с широтно импульсным регулированием. Опорный сигнал выбран двусторонним, двухполярным и пилообразным. Необходимость такой реализации вызвана требованием реверса тока возбуждения синхронной машины. В качестве вентилялей выбираются MOSFET транзисторы. Так как синхронный генератор имеет смещенный тип возбуждения, часть потока возбуждения создается постоянными магнитами, остальная часть током возбуждения. Соотношение составляет примерно 70 и 30 процентов соответственно.

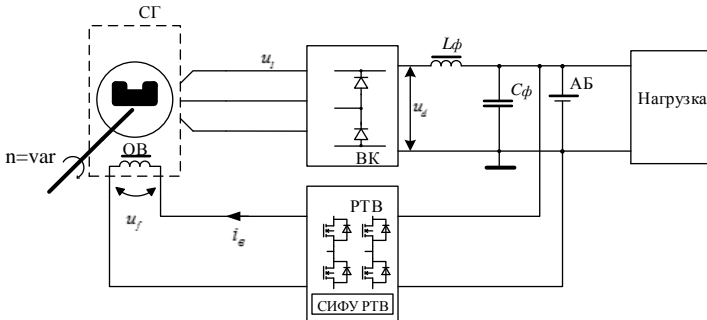


Рис. 2 – Структурная схема системы генерирования электроэнергии

Для поддержания величины ЭДС на требуемом уровне при изменении частоты вращения используется двухконтурная система подчинённого регулирования (СПР) выходного напряжения.

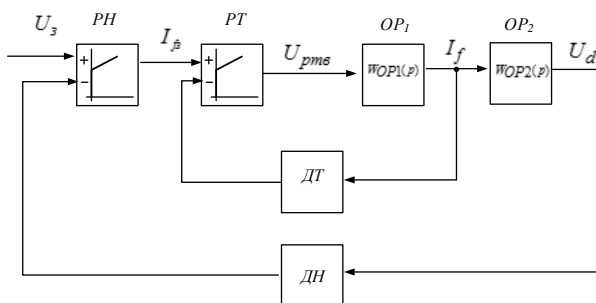


Рис. 3 – Структурная схема СПР

Внутренний контур обеспечивает регулирование тока обмотки возбуждения. Внешний – напряжения. Синтез контуров производится путем пошагового приведения параметров контура в разомкнутом состоянии к техническому оптимуму[7]. Процессы в мостовом преобразователе с СИФУ и в обмотке возбуждения описаны передаточными функциями апериодического звена.

$$W_{T.O.1}(p) = W_{P.T.}(p) \frac{K_{МП}}{T_{МП}p + 1} \frac{R_{OB}^{-1}}{T_{OB}p + 1}$$

Таковыми же звеньями аппроксимируется электрическая машина.

$$W_{T.O.2}(p) = W_{P.T.}(p) \frac{K}{T_{OЯ}p + 1} \frac{K_{OB}^{-1}}{\alpha_{T1}T_{M.П.}p + 1}$$

Проведённый синтез позволил установить, что регулятор будет иметь пропорционально-интегральный закон управления.

Разработка энергопреобразующих систем на основе двигателей Стирлинга является перспективным направлением развития науки и техники. Конструкция генератора способна обеспечить варьирование ЭДС в диапазоне 2 – 3 относительных единиц. Синтезирована двухконтурная система подчиненного регулирования напряжения с ПИ-регуляторами.

#### Литература:

1. Двигатели Стирлинга - технологический прорыв в автономной энергетике XXI века (Веб-сайт «Современное машиностроение») [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.sovmash.com/node/98> (Дата обращения 03.10.2018)
2. Ридер. Г., Хупер Ч. Двигатели Стирлинга: Пер. с англ. – М.: Мир, 1986. – 464 с

3. Автономная система генерирования электроэнергии на базе двигателя Стирлинга и многополосной синхронной машины / Д.Л. Калужский, А.Д. Мехтиев, А.С. Харитонов, А.О. Дашинимаев, Д.А. Филиппов // Доклады АН ВШ РФ. – 2019. – № 1 (42). – С. 31–43 – doi: 10.17212/1727-2769-2019-1-31-43
4. Утляков, Г. Н. Комбинированные системы регулирования напряжения синхронных генераторов : научное издание / Г. Н. Утляков, В. М. Куляпин, Е. В. Бовтрикова. М.: Изд-во МАИ, 1998. 224 с.
5. О.Н. Веселовский, Д.Л. Калужский. Уравнения электрического равновесия и момента синхронных и асинхронных двигателей с дискретно – распределенными обмотками. Электричество, № 5, 2000, с. 31 – 36
6. Левин Д.В., Лившиц Э.Я., Юхнин М.М. Индукторная машина переменного тока комбинированного возбуждения. Патент RU 107418. Заявка № 2010146046/07 от 12.11.10. Оpubл. 10.08.2011 Бюл. №22.
7. Адаптивная система управления генератором с комбинированным возбуждением в ветроэнергетике / Д.Л. Калужский, А.Д. Мехтиев, А.С. Харитонов, Н.А. Уваров // Доклады АН ВШ РФ. – 2019. – № 2 (43). – С. 16–26 – doi: 10.17212/1727-2769-2019-2-16-26.

## **ВЫБОР ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ В СИСТЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ**

**Г.А. Дектяренко, Н.А. Стрельников  
Новосибирский государственный технический университет  
г. Новосибирск, dektga@gmail.com**

*Рассмотрены различные технические средства регулирования напряжения.  
Various technical means are considered for voltage regulation.*

Важнейшим показателем системы электроснабжения промышленного предприятия является напряжение. Согласно ГОСТ 32144 показателями качества электроэнергии, относящимися к медленным изменениям напряжения электропитания, являются отрицательное и положительное отклонения напряжения электропитания в точке передачи электрической энергии от номинального/согласованного значения. Положительные и отрицательные отклонения напряжения в точке передачи электрической энергии не должны превышать 10% номинального или согласованного значения напряжения в течение 100% времени интервала в одну неделю.



Для поддержания заданных норм в системе электроснабжения промышленного предприятия, существуют следующие способы регулирования напряжения:

- изменение коэффициентов трансформации трансформаторов;
- изменение потоков реактивной мощности.

Величина напряжения на вторичной обмотке трансформатора прямо пропорциональна количеству витков вторичной обмотки силового трансформатора и зависит от положения анцапфы трансформатора. Изменив количество витков обмотки, можно добиться изменения коэффициента трансформации и соответственно напряжение на данной обмотке. Для изменения количество витков обмотки существуют такие устройства как переключатель без возбуждения (ПБВ) и регулирование под нагрузкой (РПН).

Переключатель ПБВ представляет собой устройство, осуществляющее ступенчатое переключение между ответвлениями витков обмотки трансформатора.

Устройство ПБВ устанавливается на обмотке высокого напряжения. Данное решение продиктовано тем, что на данной обмотке ток значительно ниже, чем во вторичной обмотке низкого напряжения.

Трансформатор с ПБВ имеет одно основное и четыре дополнительных ответвления. Основное ответвление имеет напряжение, равное номинальному напряжению сети, к которому присоединяется данный трансформатор. При использовании четырех дополнительных ответвлений коэффициент трансформации соответственно отличается от номинального на +5, +2,5, -2,5, -5%.

Переключения регулировочных ответвлений у трансформаторов с ПБВ, осуществляемые при их отключенном положении, производятся редко, обычно только при сезонном изменении нагрузок. Трансформатор с ПБВ не позволяет осуществлять встречное регулирование.

Однако РПН позволяет осуществлять встречное регулирование.

В трансформаторах с регулированием напряжения под нагрузкой применена схема и система контактов, которая позволяет переключать число витков обмотки без разрыва электрической цепи.

Регулирование напряжения в трансформаторах под нагрузкой производится на стороне высшего напряжения в пределах  $\pm 10\%$  от номинального напряжения восемью ступенями по 2,5%, т. е. в диапазоне  $\pm 4 \times 2,5\%$ .

При РПН переход с одного ответвления обмотки на другое без разрыва тока в питающей сети возможен благодаря применению системы двух параллельных переключающих ответвлений, замкнутых на токо-

ограничивающий реактор, средняя точка которого включена в обмотку трансформатора.

Трансформаторы, имеющие устройства РПН, могут комплектоваться блоками автоматического управления РПН трансформаторов. Устройство обеспечивает контроль входного напряжения в заданном уставкой диапазоне, сравнение с границами диапазона и формирует команды «прибавить», если напряжение на входе меньше заданного, и «убавить», если больше.

Цеховые трансформаторы распределительных сетей, как правило, не имеют устройств для регулирования напряжения под нагрузкой и оснащаются устройствами регулирования без возбуждения типа ПБВ, позволяющими переключать ответвления силового трансформатора при отключении его от сети. Указанные устройства используются обычно для сезонного регулирования напряжения.

Реактивная мощность не передаёт энергию, но ее потоки по элементам электрических цепей сопровождаются потерями активной энергии на их активных сопротивлениях. На производство реактивной энергии не тратится первичный энергоноситель на электрических станциях.

Компенсацией реактивной мощности называется установка источников реактивной мощности (ИРМ) вблизи ее потребителей. Установка ИРМ позволяет уменьшить потери активной энергии на элементах, а так же приводит к увеличению напряжения в узлах.

Основными потребителями реактивной мощности являются: трансформаторы, асинхронные двигатели. Источниками реактивной мощности в системах электроснабжения промышленных предприятий являются следующие устройства: конденсаторные установки высокого и низкого напряжений, статические компенсирующие устройства, синхронные электродвигатели.

Синхронные электродвигатели в системах электроснабжения применяются при приводе производственных механизмов, не требующих регулирования частоты вращения. Получили широкое распространение при требуемой мощности электропривода более 300 кВт, как более экономичные. Работает в режиме перевозбуждения, тем самым являясь источником реактивной мощности.

Если двигатель не полностью загружен, то он может вырабатывать реактивную мощность больше номинальной, вследствие чего возрастают потери в двигатели и его нагрев за счет увеличенного тока статора.

Конденсаторные батареи (КБ) – простое и надежное статическое устройство. При приложенном напряжении способен накапливать электрический заряд и отдавать его. Конденсаторная батарея, оборудованная

коммутационной аппаратурой, средствами защиты и управления, образует конденсаторную установку (КУ).

Мощность, генерируемая КБ, при ее заданной емкости пропорциональна квадрату приложенного напряжения и частоте. Поэтому нерегулируемые КБ обладают отрицательным регулирующим эффектом, что в отличие от синхронных машин, является их недостатком. Это значит, что мощность КБ снижается со снижением приложенного напряжения, тогда как по условиям режима эту мощность необходимо увеличивать.

Для устранения этого недостатка, КУ формируют из нескольких ступеней. Например, низковольтные КУ собираются из трехфазных конденсаторов, включенных параллельно, а высоковольтные КУ собираются из однофазных конденсаторов, включенные последовательно-параллельно.

Стоит отметить, что каждая ступень управляется регулятором реактивной мощности. Для автоматизации данного процесса применяется специализированный микропроцессорный контроллер, который постоянно измеряет индуктивную составляющую тока в сети и подключает необходимые конденсаторы в нужный момент.

БК не требуют фундаментов, так как не имеют вращающихся частей. Помимо этого БК имеют малые габариты и вес, это позволяет устанавливать их не только в производственных перемещениях, но и в производственных, т.е. в непосредственной близости к потребителям реактивной мощности.

**Заключение.** Можно сделать вывод, что для изменения коэффициента трансформации наиболее эффективен трансформатор с устройством РПН, так как он может осуществлять встречное регулирование напряжения и имеет большое количество ступеней регулирования, а значит и больший диапазон регулирования напряжения, по сравнению с трансформатором с ПБВ.

Проанализировав выше перечисленные источники реактивной мощности, можно сказать, что наиболее целесообразными техническими средствами регулирования напряжения в системе электроснабжения промышленного предприятия являются конденсаторные батареи.

#### *Литература:*

1. ГОСТ Р 52420-2005. ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения = Electric energy. Electromagnetic compatibility of technical equipment. Power quality limits in the public power supply systems – Введ. 2014–07–01. – М.: Стандартинформ, 2014.

2. Методы, способы и средства регулирования напряжения в электрических сетях промышленных предприятий [Электронный ресурс] URL: [https://studopedia.su/6\\_25622\\_metodi-sposobi-i-sredstva-regulirovaniya-napryazheniya-v-elektricheskikh-setyah-promishlennih-predpriyatij.html](https://studopedia.su/6_25622_metodi-sposobi-i-sredstva-regulirovaniya-napryazheniya-v-elektricheskikh-setyah-promishlennih-predpriyatij.html) (дата обращения: 15.10.2019).

3. Переключатель ПБВ – краткая характеристика, особенности эксплуатации [Электронный ресурс] URL: <http://electricalschool.info/elstipod/1995-pereklyuchatel-pbv-kratkaya-harakteristika-osobennosti-ekspluatacii.html> (дата обращения: 17.10.2019).

4. Современные тенденции развития автоматизированных систем компенсации реактивной мощности [Электронный ресурс] URL: <https://isup.ru/articles/51/5136/> (дата обращения: 25.10.2019)

5. Гужов Н.П., Ольховский В.Я., Павлюченко Д.А. Системы электро-снабжения. – Новосибирск: Изд-во НГТУ 2008 – 258 с.

## **КОНТРОЛЬ ПУСКОВ АСИНХРОННОГО ДВИГАТЕЛЯ В СИСТЕМАХ СОИЗМЕРИМОЙ МОЩНОСТИ**

**И.В. Дулов, А.Г. Фишов**

**Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, [dulov.96@mail.ru](mailto:dulov.96@mail.ru)**

*В настоящее время актуальным направлением развития энергетики является создание автономных систем электроснабжения малой мощности (Microgrid), способных функционировать, как изолированно, так и параллельно с внешними энергосистемами. Этим актуализируется задача обеспечения надежных пусков асинхронных двигателей, электрическая мощность которых сопоставима с мощностью генерации.*

*В данной работе представлены условия успешности пуска асинхронной машины в Microgrid.*

*Currently, the current direction of energy development is the Microgrid creation, capable of functioning both in isolation and in parallel operation with external power systems. This actualizes the task of ensuring induction motors reliable starts, which electric power is comparable to the generation power.*

*This paper presents the conditions for the starting success of an asynchronous machine in Microgrid.*

В настоящее время в электроэнергетике наблюдается тенденция развития распределенной генерации, а также проектирование и создание новых островных система электроснабжения малой мощности, которые, впоследствии, могут включаться на параллельную работу с подобными или крупными энергосистемами. В системах электроснабжения малой мощности потребителями часто используются достаточно мощные

асинхронные двигатели, соизмеримые по мощности с эквивалентной генерацией самой энергосистемы [1].

Пуск асинхронной машины сопровождается значительными токами, из-за которых происходит снижение напряжения в узлах потребления электрической энергии, а в системах малой мощности - практически во всех узлах электрической сети, что может привести к лавине напряжения и остановке производственного процесса, как у потребителей, так и на электрической станции. Кроме того, пуск сопровождается снижением частоты, которая может оказаться ниже допустимой для генерирующей установки, что вызовет ее отключение и прекращение электропитания потребителей.

Из всего вышесказанного следует, что для нормального функционирования и поддержания заданных показателей качества электрической энергии в системах соизмеримой мощности необходимо контролировать пуск асинхронных машин.

В работе рассмотрен прямой пуск асинхронной машины под нагрузкой, как самый простой и быстрый способ, недостатком которого является большой пусковой ток с указанными выше возможными негативными последствиями. Модель асинхронного двигателя представляет собой Г-образную схему замещения, представленную на рис.1. Для его эффективного применения в системах соизмеримой мощности необходима разработка методов априорного определения успешности пуска асинхронных двигателей и создание устройств, предотвращающих пуск двигателя в условиях его не успешности.

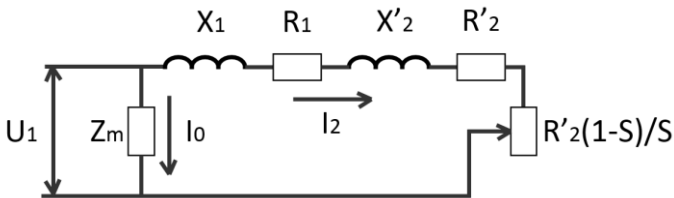


Рис.1 – Г-образная схема замещения асинхронной машины

Условиями успешности пуска асинхронной машины в системах соизмеримой мощности двигателя и генерирующей установки являются:

1. Допустимость снижения частоты для генерирующей установки.

$$f_c > f_{кр} \quad (1)$$

где,  $f_c$  – минимальное значение частоты при пуске двигателя,  $f_{кр}$  – предельно допустимое минимальное значение частоты.

2. Допустимость величины частоты в системе электропитания для пуска асинхронного двигателя.

$$f_c < \frac{U^2 R_{\text{дв}}}{M_{\text{сопрт}}(R_{\text{дв}}^2 + X_{\text{дв}}^2)} \quad (2)$$

где,  $R_{\text{дв}}$  – суммарное активное сопротивление двигателя,  $X_{\text{дв}}$  – суммарное индуктивное сопротивление двигателя,  $M_{\text{сопрт}}$  – момент механического сопротивления на валу асинхронной машины, определяемый из предшествующего режима, при котором произошло опрокидывание.

3. Допустимость снижения напряжения в сети и его продолжительности для прочей двигательной нагрузки.

$$\begin{aligned} U_{\text{изм}} &> U_{\text{кр}} \\ U_{\text{изм}} &> U_{\text{д}} \end{aligned} \quad (3)$$

где,  $U_{\text{изм}}$  – измеренное значение напряжения в заданном узле системы,  $U_{\text{д}}$  – минимально допустимое значение напряжения в смежном узле нагрузки,  $U_{\text{кр}}$  – минимальное напряжение для успешного пуска асинхронной машины.

4. Превышение пусковым моментом двигателя момента нагрузки на его валу при пуске.

$$M_{\text{пуск}} > M_{\text{сопрт}}$$

где,  $M_{\text{пуск}}$  – пусковой момент асинхронной машины.

Рассмотрим возможности контроля приведенных условий на начальном этапе пуска двигателя, когда возможно зафиксировать величину пускового тока, снижение напряжения без превышения допустимого времени его существования и производную снижения частоты. Контроль возможности пуска асинхронной машины складывается из следующих этапов:

1. Производится оценка возможности пуска асинхронной машины исходя из допустимости величины частоты в системе электроснабжения по условию (2)

2. Измеряется напряжение в узле присоединения двигателя

3. Производится зондирующий пуск асинхронной машины; в процессе пуска фиксируется изменение напряжения на зажимах двигателя, производится измерение пускового тока и производной частоты в системе электроснабжения

4. На основе измеренных данных осуществляется сравнение текущего напряжения с минимальным напряжением для успешного пуска по условию (3); оценивается максимальное снижение частоты в системе в соответствии с известным значением коэффициента статизма АРС эквивалентного генератора; если полученное значение частоты не удовлетворяет условию (1), то определяется и сравнивается время, за которое двигатель достигнет нормальных рабочих оборотов, с временем, за ко-

торое частота вращения генератора снизится до расчетного значения, в соответствии со следующими выражениями [2]:

$$t_{\text{ген}} = K_c T_{j\text{ген}}$$

$$t_{\text{ДВ}} = \frac{T_{j\text{ДВ}} W_{\text{ДВ}}}{A(0,95 - 0,45B) + 0,95C + \frac{2M_{\text{кр}}}{S_{\text{кр}}}(0,05 - 0,049B) - M_{\text{макс}}}$$

$$A = \frac{M_{\text{макс}} - M_{\text{пуск}}}{(S_{\text{кр}} - 1)}$$

$$B = \frac{W_{\text{ДВ}}}{w_c}$$

$$C = \frac{M_{\text{пуск}} S_{\text{кр}} - M_{\text{кр}}}{(S_{\text{кр}} - 1)}$$

где,  $K_c$  – коэффициент статизма АРС эквивалентного генератора,  $t_{\text{ген}}$  – время, за которое частота генератора снизится до некоторого значения в соответствии с заданным коэффициентом статизма,  $T_{j\text{ген}}$  – постоянная инерции вращающихся масс генератора и турбины,  $t_{\text{ДВ}}$  – время, за которое двигатель достигнет нормальных рабочих оборотов,  $T_{j\text{ДВ}}$  – постоянная инерции вращающихся масс нагруженного двигателя,  $S_{\text{кр}}$  – критическое скольжение асинхронного двигателя для существующих режимных параметров,  $M_{\text{кр}}$  – значение электрического момента, соответствующее критическому скольжению,  $w_{\text{ДВ}}$  – значение скорости вращения асинхронного двигателя в нормальном режиме работы при заданном моменте механического сопротивления,  $w_c$  – угловая скорость вращения магнитного поля статора машины.

Если хотя бы одно из условий не будет выполняться, то пуск двигателя будет прерван. На основе данных, полученных в результате зондирующего пуска, определяется эквивалентное сопротивление системы электроснабжения относительно асинхронного двигателя:

$$Z_{\text{эkv}} = \frac{\Delta U_{\text{ДВ}}}{I_{\text{пуск}}}$$

Следует отметить, что представленный выше этапы контроля пуска повторяются при каждом последующем подключении двигателя, но с учетом полученного значения эквивалентного сопротивления системы электроснабжения. Полученное значение сопротивления используется для оценки снижения напряжения в момент пуска асинхронного двигателя.

В данной работе выявлены условия пуска асинхронного двигателя, рассмотрена возможность контроля приведенных условий на начальном этапе пуска двигателя в системе соизмеримой мощности. На основе выявленных условий планируется разработка алгоритма автоматики,

предотвращающей пуск двигателя в условиях его не успешности, что позволит испытать предложенные модели и методы в программном пакете Matlab Simulink.

*Литература:*

1. Мелешкин Г.А. Переходные режимы судовых электроэнергетических систем. – Л.: Судостроение, 1971, 342 с.
2. Вольдек А.И. Электрические машины. Учебник для студентов высш. техн. учебн. заведений.– 3-е изд., перераб.– Л.: Энергия, 1978.–832 с.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ТОКОГРАНИЧИВАЮЩЕЙ ФУНКЦИИ  
СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА СО СВЕРХПРОВОДЯЩИМИ  
ОБМОТКАМИ**

**Д.М. Иванов, В.З. Манусов**

**Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, mrdemasi123@gmail.com**

*В статье приводятся результаты аналитического исследования процессов, происходящих в обмотках высокотемпературного сверхпроводящего (ВТСП) трансформатора работающего на активно-индуктивную нагрузку в режиме короткого замыкания (КЗ). Предложенные теоретические положения и математическая модель подтверждаются экспериментальными исследованиями. Показано, что высокотемпературные сверхпроводящие трансформаторы обладают уникальным свойством – автоматически ограничивать токи короткого замыкания.*

*The paper presents an analysis of the processes occurring in the windings of a high-temperature superconducting transformer operating on an active-inductive load at the short circuit. The presented theoretical theses and mathematical model are confirmed by experimental investigations. It is shown that high-temperature superconducting transformers have the unique feature of automatically limiting short-circuit currents.*

Использование новых ВТСП лент второго поколения с оптимальными значениями активного и реактивного сопротивлений в нормальном состоянии при температуре 77 К, делает возможным установить сопротивления ВТСП трансформаторов при коротком замыкании с малыми значениями напряжения короткого замыкания, поскольку повышение полного сопротивления в резистивном состоянии является достаточным для ограничения тока короткого замыкания. После перехода обмоток из сверхпроводящего в нормальное состояние, появление сопротивления обмоток значительно повышает импеданс трансформатора в сравнении



с его полным сопротивлением в сверхпроводящем состоянии. Сверхпроводящая лента, применяемая в качестве материала для обмоток ВТСП трансформатора, подходит для ограничения тока КЗ, особенно его первого пика. Он является значительным потому, что крутизна подъёма тока в первую четверть периода гораздо выше, чем амплитудное значение установившегося тока. Ограничение тока КЗ происходит наиболее эффективно при превышении его критического значения в несколько раз для ВТСП обмоток [1-3].

Объектом моделирования является трансформатор с ВТСП обмотками и незамкнутой «тёплой» магнитной системой, то есть работающей при температуре близкой к комнатной. Для разработки опытной физической модели ВТСП-трансформатора была использована лента YBCO по специальному заказу от фирмы «SuperOx». Модель ВТСП-трансформатора имеет мощность 9 кВА и отношение напряжений 220/110 В. Трансформатор выполнен в однофазном исполнении. Его обмотки размещены в диэлектрической среде из жидкого азота в специальном криостате. Конструкция представленного аппарата представлена на рисунке 1.



Рис. 1 – Физическая модель экспериментального ВТСП трансформатора

Запишем математическую модель однофазного ВТСП трансформатора, которая с помощью дифференциальных уравнений [4], описывает переходные процессы при КЗ. В качестве допущений принимаются нулевые потери в магнитной системе трансформатора, а также отсутствие насыщения. Токоограничение достигается благодаря потере сверхпроводящих свойств ВТСП обмоток, поэтому с точки зрения теории элект-

трических цепей, всякое ВТСП устройство следует рассматривать как элемент с нелинейной вольт-амперной характеристикой (ВАХ) [9].

Вольт-амперную характеристику нелинейного сопротивления можно аппроксимировать с достаточной точностью степенной функции

$$E = E_0 \cdot \left( \frac{I}{I_K} \right)^n, \quad (1)$$

где  $E_0$  – коэффициент при степенной функции;  $I_K$  – критический ток сверхпроводящей ленты, или ток, при котором напряженность электрического поля в ленте будет равна 1 мкВ/см;  $n$  – показатель степени или «крутизна» ВАХ;  $I$  – ток, протекающий через сверхпроводящую ленту;  $E$  – напряженность электрического поля в ленте.

Крутизна вольт-амперной характеристики достаточно сильно влияет на величину предполагаемого возможного перенапряжения на обмотке, поскольку, чем быстрее будет изменяться сопротивление сверхпроводниковой обмотки, тем сильнее будет ограничиваться ток короткого замыкания, так как его быстрое изменение по закону электромагнитной индукции приведёт к перенапряжению.

Наиболее современный подход к математическому моделированию электротехнических задач и реализация их математического описания связаны с применением универсального пакета SimPowerSystems в среде MATLAB /Simulink. Созданная Simulink-модель реализует тепловые и электрические процессы, протекающие в моделируемом объекте, а также нужную вольт-амперную характеристику устройства. Также разработанная модель позволяет определить величины тока в однофазной сети с ВТСП трансформатором и без него.

Выполнено моделирование короткого замыкания в однофазной сети, работающей на нагрузку 5 кВА. Осциллограммы, полученные в результате моделирования (рисунок 2), показывают, что ударный ток при коротком замыкании снизился в 1,87 раза. При этом температура сверхпроводника не превысила критическую, что способствовало его дальнейшему возвращению в сверхпроводящее состояние.

Использование ВТСП–трансформаторов следует рассматривать как новое инновационное решение проблемы повышения энергоэффективности электрических сетей и систем электроснабжения, которое может быть реализовано в краткосрочной перспективе при модернизации электроэнергетики.

Показано, что трансформаторы с высокотемпературными сверхпроводящими обмотками обладают уникальной функцией ограничения то-

ков короткого замыкания и перегрузки. Приведенные в работе результаты исследований свидетельствуют об эффективности применения трансформатора с целью токоограничения. Правильно разработанный и построенный сверхпроводящий трансформатор снижает первый пик тока КЗ в 1,87 раз, обеспечивая таким образом защиту трансформатора и всей смежной электрической сети от термических и электродинамических повреждений.

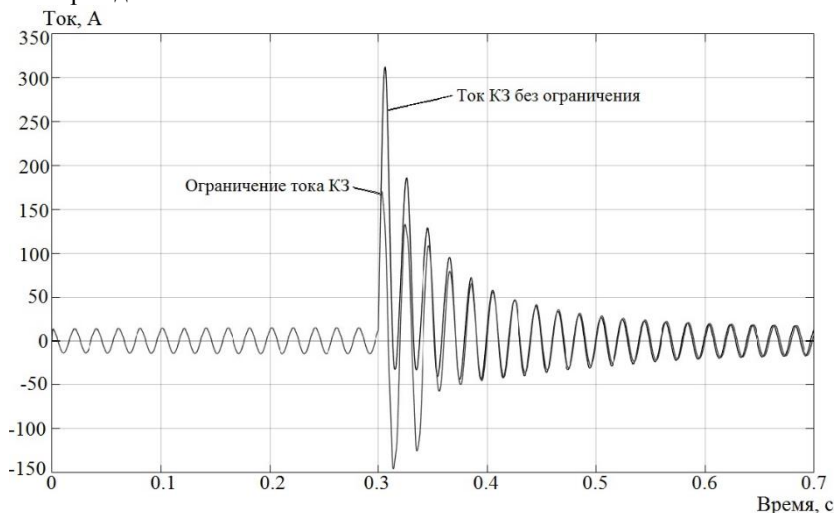


Рисунок 2 – Осциллограмма тока при КЗ с ВТСП трансформатором

#### *Литература:*

1. Wojtasiewicz G. Fault Current Limitation by 2G HTS Superconducting Transformer-Experimental Investigation //Acta Physica Polonica A. – 2016. – Т. 130. – №. 2. – С. 516-520.
2. Hekmati A., Fardmanesh M., Ahmad Moradnouri, Mehdi Vakilian. HTS Transformer Windings Design Using Distributive Ratios for Minimization of Short Circuit Forces // J Superconductivity Novel Magnetism, 2019, v.32, N 2, p.151-158
3. Komarzyniec, G. 14 kVA superconducting transformer with (RE)BCO windings // 2017 International Conference on Electromagnetic Devices and Processes in Environment Protection with Seminar Applications of Superconductors. – 2017.
4. V. Z. Manusov, D. O. Krjukov. A Study of Thermal Behaviour of HTS Devices at Alternating Current // International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE). Vol. 8, No. 3, June 2018, pp. 1389~1400

5. Manusov V.Z., Ivanov D.M., Nazarov M.K., Analyses of Electrical Parameters of Power Transformers with Superconducting Windings. 2019 20th International Conference of Young Specialists on Micro/Nanotechnologies and Electron Devices (EDM), 2019, pp. 547-551.

## **АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СЭС И ВЭУ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЕЙ ХОЗЯЙСТВЕННЫХ НУЖД НГЭС**

**Е. В. Иванова, Н.В. Зубова**

**Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, [iva.nova.elena@yandex.ru](mailto:iva.nova.elena@yandex.ru)**

*В данной статье представлен результат оценки ресурсов возобновляемых источников энергии на территории Новосибирской гидроэлектростанции. Для сравнения эффективности были рассмотрены варианты обеспечения 100 кВт\*ч хозяйственных нужд станции в пиковый час солнечной электростанцией или ветроустановками. Расчеты показали, что наиболее экономичный вариант – установка одной ВУ SAV 15 кВт с выработкой 50 772 кВт\*ч/год и стоимостью 1 млн. руб.*

*This paper describes results of a prefeasibility assessment of renewable energy resources on the territory of the Novosibirsk hydro power plant. The work considered options for providing 100 kWh of household needs of the station at peak hours with a solar power station or wind turbines. Calculations have shown that the most economical option is to install one 15 kW SAV with a generation of 50,772 kWh / year and a cost of 1 million rubles.*

Темпы распространения возобновляемых источников энергии (ВИЭ) уже давно перестали удивлять современных людей. По оценке Международного Энергетического Агентства (МЭА) генерация энергии возобновляемыми источниками с 2016 по 2017 года выросла на 250 тыс. ГВт\*ч/год и составила 1,67 млн ГВт\*ч/год [1]. Однако развитие в России, а в частности в Сибирском регионе, отстает от прочего мира - территории Сибири ошибочно считаются малоэффективными для использования ВИЭ. Данная статья призывает пересмотреть данное мнение.

Безусловно, ресурсы солнца и ветра в Сибири более низкие по сравнению с южными регионами (для солнца) и Дальним Востоком (для ветра), однако это не означает, что их нельзя использовать. Существует множество способов снизить экономические затраты для строительства станций и таким образом повысить их экономическую эффективность. Один из таких способов – строительство подобных станций на территориях гидроэлектростанций (ГЭС) - тогда решаются сразу несколько проблем: нет необходимости в поиске территорий - к ГЭС прилегают

обширные территории без сооружений; уже существуют функционирующие сети: ЛЭП, РУ и пр.; нет необходимости в задействовании персонала – квалифицированные работники уже работают на ГЭС; на ГЭС уже присутствует современная система мониторинга и охраны, существуют все необходимые ограждения.

В России уже существует подобная система: Нижне-Бурейская ГЭС, находящаяся на реке Бурей. Установленная мощность ГЭС 320 МВт. На территории этой станции планируется функционирование солнечной электростанции (СЭС). Сейчас, размещенные только на опытной площадке, солнечные панели 4 разных типов и производителей (одна из панелей российского производителя) уже выдают 25 кВт установленной мощности. В планах увеличить число испытываемых типов модулей до 8, а далее увеличить мощность до 2,5 МВт. Руководитель проекта Артур Алибеков утверждает, что данное решение снижает операционные затраты на функционирование СЭС на 20%, а капитальные затраты на 30%. [2]

В данной работе предлагается рассмотреть потенциальную выработку электроэнергии станцией, работающей на ВИЭ (солнце и ветер) для обеспечения части хозяйственных нужд Новосибирской ГЭС. На Новосибирской ГЭС хозяйственные нужды носят сезонный характер – зимой они составляют до 330 кВт, летом – не больше 50 кВт. В летние месяцы график нагрузки имеет равномерный характер, зимой наблюдается ярко выраженный пик в утренние часы (7-9 часы). На рисунке 1 можно увидеть графики нагрузки для хозяйственных нужд Новосибирской ГЭС.

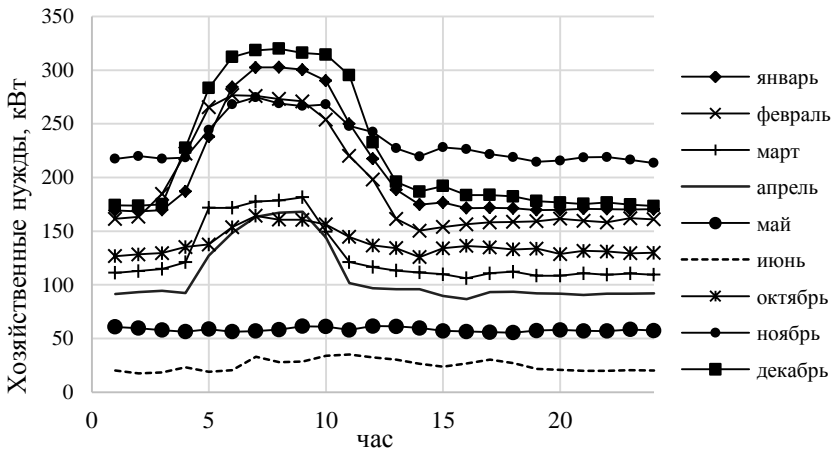


Рис. 1 – График нагрузки хозяйственных нужд Новосибирской ГЭС

На сайте администратора торговой системы АТС [3] предоставлены данные по пиковым часам потребления электроэнергии. Сопоставление пиковых часов Новосибирской ГЭС и Новосибирской энергосистемы выявило, что в целом пиковые часы совпадают. Таким образом, подключая станцию на работу в эти часы Новосибирская ГЭС не только снижает свое потребление и расходы (в пиковые часы энергия самая дорогая), но и разгружает энергосистему.

Подключение станции в пиковый час на 100 кВт (т.е. суммарная годовая выработка должна составлять не менее 36 500 кВт\*ч, планируется использование накопителей энергии) позволит сэкономить порядка 50 тысяч рублей в год. Кроме этого путём снижения нагрузки энергосистема и рынок потенциально могли бы избежать использования менее эффективных генераторов и в целом снизить необходимую установленную мощность для удовлетворения повышенного спроса в такие часы и, как следствие, снизить цену на электроэнергию. Данный эффект называется управление спросом на электроэнергию и широко используется развитыми странами.

Для расчета примерного количества и стоимости оборудования был проведен анализ ресурсов ВИЭ на территории ГЭС, для этого использовались данные с сайта National Aeronautics and Space Administration (NASA) [4] по среднесуточным скоростям ветра на высоте 10 м и по среднесуточному потоку прямой радиации на горизонтальную поверхность площадью 1 м<sup>2</sup>, которые в большей степени соответствуют фактическому состоянию.

Для оценки выработки электроэнергии солнечными элементами были выбраны два альтернативных варианта фотоэлектрических панелей: монокристаллический солнечный модуль TCM-230SB производства «Телеком СТВ» и монокристаллическая солнечная батарея Sunspare 310 Вт GP. Суммарный годовой приход солнечной энергии на горизонтальную площадку площадью в 1 м<sup>2</sup> составляет 1150 кВт\*ч. Дальнейшие расчеты, учитывающие КПД элемента, оптимизацию угла наклона и ориентацию панели, показали, что для обеспечения 100 кВт\*ч/сутки необходимо установить 79 панелей Sunspare 310 Вт GP (выработка одной панели – 465 кВт\*ч/год, стоимость 2,4 млн. руб.) или 106 панелей TCM-230SB (выработка одной панели – 445 кВт\*ч/год, стоимость 2,8 млн. руб.). Площадь занимаемой территории не превысит 150 м<sup>2</sup>.

Для анализа ресурса ветра был выполнен расчет для нескольких ВУ различной мощности российского производства EDS Group, а именно вертикально осевая ВУ Sokol Air Vertical (SAV) с мощностями 5 кВт, 7,5 кВт и 15 кВт. Выбор данного типа ветроустановок (ВУ) обусловлен низкими стартовыми скоростями (2,5 м/с) и достижением номинальной

мощности уже при скоростях 7-9 м/с. Среднегодовая скорость ветра на территории Новосибирской ГЭС по теоретическим расчетам составила 4,9 м/с.

Усредненные расчеты по трем различным методам (ветроэнергетический расчет, расчет по методу Вейбулла, ручной подсчет числа часов различных скоростей ветра) показали, что для обеспечения 100 кВт\*ч/сутки необходимо установить 4 ВУ SAV 5 кВт (с общей выработкой 36 574 кВт\*ч/год и стоимостью 1,76 млн. руб.); 2 ВУ SAV 7,5 кВт (с общей выработкой 36 634 кВт\*ч/год и стоимостью 1,12 млн. руб.) или одну ВУ SAV 15 кВт (с общей выработкой 50 772 кВт\*ч/год и стоимостью 1 млн. руб.).

По проделанной работе можно сделать следующий вывод: для территории Новосибирской ГЭС экономически эффективнее использовать ветроустановку Sokol Air Vertical мощностью 15 кВт нежели солнечные панели или менее мощные ВУ. Во-первых, выработка одной такой установки больше необходимой в 1,4 раза. Во-вторых, стоимость этой установки будет ниже остальных рассмотренных вариантов. В-третьих, как видно на рисунке 1, хозяйственные нужды ГЭС носят сезонный характер – зимой они в разы больше, чем летом. Скорости ветра имеют схожую, хоть и не так ярко выраженную, тенденцию; солнечные же ресурсы имеют обратные свойства – зимой инсоляция в разы ниже, чем летом.

Дальнейшая работа над проектом подразумевает выполнение проектировки ветроэнергетической станции, расчет режимов ее работы, оценка стоимости и вычисление экономической эффективности и срока окупаемости.

#### *Литература:*

1. Официальный сайт Международного Энергетического агентства [электронные ресурсы] / Статистика, возобновляемые источники энергии – URL: <https://www.iea.org/statistics/renewables/>
2. Нижне-Бурейская ГЭС запитается солнцем [электронные ресурсы] – URL: <https://www.eastrussia.ru/material/nizhne-bureyskaya-ges-zapitaetsya-solntsem>
3. Официальный сайт АО «Администратор торговой системы» [электронные ресурсы] / Часы пиковой нагрузки – URL: <http://www.atsenergo.ru/results/market/calcfacthour>
4. Сайт NASA [электронные ресурсы] – URL: <https://power.larc.nasa.gov/RETScreen/>

## ПРИМЕНЕНИЕ СИСТЕМЫ НАКОПЛЕНИЯ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ТОРМОЖЕНИЯ ГЕНЕРАТОРА

**Н.Г. Кирьянова, А.В. Романова, В.М. Зырянов**  
Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, kiryanova-ng@ya.ru

*Рассмотрено применение системы накопления энергии в качестве средства электрического торможения генератора на схеме «генератор – ШБМ». Синтезирован алгоритм управления системой накопления энергии с применением принципа максимума Понтрягина.*

*The application of the energy storage system for electrical braking of the generator is considered for the “generator – infinite bus” scheme. An algorithm for energy storage system control is synthesized with the using of the Pontriagin's maximum principle.*

Устойчивость – необходимое условие функционирования электро-энергетических систем [1]. Наиболее тяжелые аварии в энергосистемах происходят при нарушении устойчивости параллельной работы генераторов и зачастую приводят к асинхронному режиму, характеризующемуся различием частоты отдельных генераторов, создающему вероятность повреждения основного оборудования, и на длительное время полностью нарушающему режим электрической системы. Ликвидация таких аварий и восстановление нормальных условий работы электрических систем представляют определенные трудности и требуют соответствующего времени и внимания диспетчерского и дежурного персонала. Аварии, связанные с нарушением устойчивости, вызывают наибольший аварийный недоотпуск энергии при сравнительно небольшой частоте возникновения. Тяжелые последствия таких аварий заставляют уделять значительное внимание вопросам повышения устойчивости как на этапе проектирования электрических систем, так и в эксплуатации.

Быстрое протекание аварийных процессов при нарушениях нормальных режимов работы электроэнергетических систем обуславливает применение специальных устройств противоаварийной автоматики, позволяющих в автоматическом режиме предотвратить, локализовать и ликвидировать нарушения нормального режима.

Электрическое торможение генераторов (ЭТ) – одно из видов управляющих воздействий противоаварийного управления, применяемое для предотвращения нарушения динамической устойчивости генерирующего оборудования электростанций. Классическая реализация ЭТ выполняется путем кратковременного автоматического включения нагрузочных сопротивлений на шины электростанции [2].



Главным недостатком применения нагрузочных резисторов для целей ЭТ является дискретность воздействия, что может негативно отражаться на качестве послеаварийного переходного процесса.

Решить указанную выше проблему можно с помощью относительно нового многофункционального элемента энергосистем – системы накопления энергии (СНЭ). Возможность плавного управления выходной мощностью СНЭ открывает широкие возможности её применения не только для систем противоаварийной автоматики.

Для разработки алгоритма управления СНЭ использована схема, показанная на Рисунке 1. При трехфазном коротком замыкании на линии (Л) релейная защита отключает поврежденный участок с помощью выключателей (В1 и В2). После бестоковой паузы линия снова включается в работу. Во время короткого замыкания генератор (Г) приобретает избыточную кинетическую энергию, что приводит к ускорению его вращения относительно эквивалентного генератора ШБМ и увеличению взаимного угла. Задача ЭТ – нейтрализовать избыточную кинетическую энергию вращения генератора и вернуть взаимный угол между роторами синхронных машин к первоначальному значению.

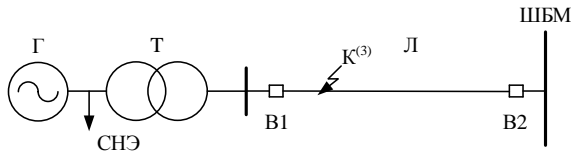


Рис. 1 – исследуемая система

Данная задача может быть сформулирована как задача оптимального управления и решена с помощью принципа максимума Понтрягина. Оптимальное управление реализуется на закреплённом интервале времени (бестоковая пауза) по минимуму электромагнитной мощности (СНЭ).

Мощность СНЭ в темпе процесса может быть рассчитана по следующему закону:

$$\begin{aligned}
 P_y &= a - bt, \\
 a &= P_T + \frac{4T_j s_{\text{возм}}}{t_{\text{АПВ}}} + \frac{6T_j \Delta\delta_{\text{возм}}}{t_{\text{АПВ}}^2}, \\
 b &= T_j \frac{6s_{\text{возм}} t_{\text{АПВ}} + 12\Delta\delta_{\text{возм}}}{t_{\text{АПВ}}^3}
 \end{aligned} \tag{1}$$

где  $P_T$  – мощность турбины,  $T_j$  – постоянная механической инерции генератора,  $s_{\text{возм}}$  – ускорение,  $\Delta\delta_{\text{возм}}$  – выбег угла ротора генератора,  $t_{\text{АПВ}}$  – длительность бестоковой паузы.

Расчет переходного процесса выполнялся для следующей последовательности событий: нормальный режим в течении 5 секунд, короткое замыкание длительностью 0,18 секунд, бестоковая пауза 0,5 секунд.

Изменение угла генератора показано на рисунке 2. Фазовый портрет показан на рисунке 3.

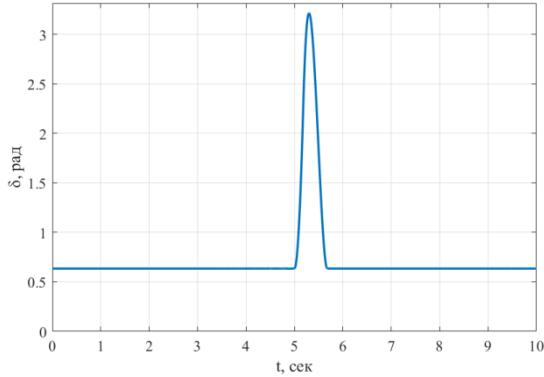


Рис. 2 – изменение угла генератора в темпе переходного процесса

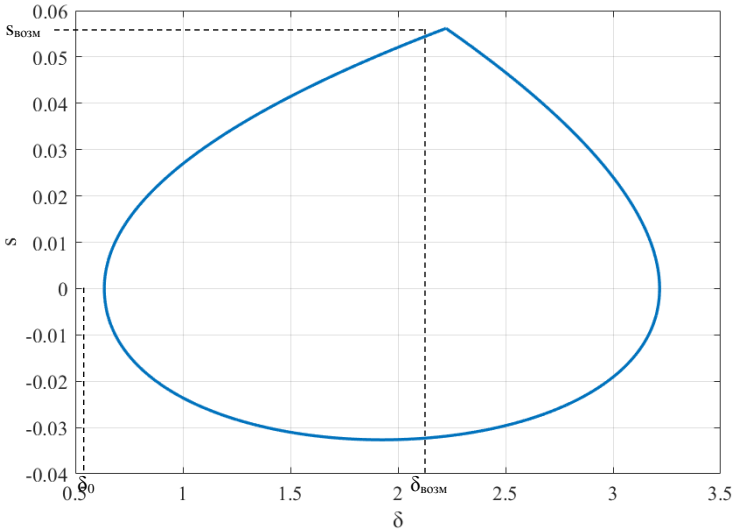


Рис. 3 – фазовый портрет

Полученные характеристики позволяют сделать вывод об эффективности применения СНЭ в качестве средства ЭТ. Плавное изменение

мощности СНЭ по линейному закону (1) позволяет добиться качественного послеаварийного переходного процесса.

Дальнейшее обоснование эффективности реализации данного метода должно основываться на изучении большого количества схемно-режимных ситуаций и проведения технико-экономического анализа.

*Литература:*

1. Жданов, П.С. Вопросы устойчивости электрических систем / П.С. Жданов; под ред. Л.А. Жукова. – М. : Энергия, 1979. – 456 с.
2. СТО 59012820.29.020.004-2018 АО «СО ЕЭС». «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика. Нормы и требования».

**РАЗРАБОТКА МЕТОДА ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТА  
ПОВРЕЖДЕНИЯ В СЕТЯХ С ИЗОЛИРОВАННОЙ НЕЙТРАЛЬЮ  
ПО АНАЛИЗУ АМПЛИТУДНО-ЧАСТОТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК**

**О.А. Клименко, Д.В. Танфильева**

**Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, tanfileva@corp.nstu.ru**

*Работа посвящена разработке принципов и алгоритмов геоинформационной системы, осуществляющей сбор, фильтрацию, преобразование данных аварийных режимов в сетях 6-35 кВ с возможностью определения повреждённого участка сети и места повреждения, в основе методологии определения которой лежит технология OFDM модуляции.*

*The work is devoted to geographic information system principles and algorithms development that collects, filters, converts emergency data into distribution networks 6-35 kV. OFDM modulation technology is used to identify the damaged part of the network and the ground fault location.*

В последние годы наблюдается тенденция роста нагрузки и увеличение количества технических присоединений в распределительных электрических сетях. Однако срок эксплуатации всех элементов сети 6-35 кВ давно превысил нормативный, а темпы технического перевооружения не столь интенсивны в силу большого количества оборудования данного класса напряжений. Наиболее распространенным возмущением в сетях с изолированной нейтралью является однофазное замыкание на землю, до 70% от общего количества повреждений. Основной целью эксплуатационного персонала по устранению однофазных замыканий на землю, является быстрое установление места повреждения, для предотвращения развития и перехода в двухфазное замыкания.

В настоящее время существует достаточное количество методов определения места повреждения, основанных на различных принципах [1-3]. Однако, в связи с волновыми свойствами сетей данного класса напряжений, применение методов ограничивается либо введением ограничений и допущений, которые сказываются на точности, либо скоростью определения. Поэтому разработка методов ОМП в настоящее время является актуальной.

Целью данной работы является разработка принципов и алгоритмов системы мониторинга, осуществляющей сбор, фильтрацию, преобразование данных аварийных режимов в сетях 6-35 кВ с возможностью определения повреждённого фидера и места повреждения, в основе методологии определения которой лежит технология OFDM модуляции. Предполагается мультипликативный эффект от реализации проекта: социальный – охват удаленных и труднодоступных населенных пунктов дешевым интернет-каналом связи, а также обеспечение надежности электроснабжения за счет применения прогрессивных алгоритмов определения места замыканий на землю в сочетании с высокоскоростными каналами связи, обеспечиваемыми модемами OFDM, позволяют с высокой точностью локализовать поврежденный участок (до опоры).

Развитие микропроцессорных технологий, способов передачи информации, широкое внедрение PLC модемов (Power Line Communications) позволяет использовать линии электропередач в качестве канала передачи данных, путем наложения полезного высокочастотного сигнала поверх стандартной синусоидальной волны тока с частотой 50 Гц. Основой технологии передачи данных с помощью PLC модемов является частотное разделение сигнала, разбиение на несколько сигналов с различными поднесущими частотами, с последующим их объединением в результирующий сигнал – технология мультиплексирования с ортогональным разложением частот (OFDM). Передача информации на частотах в мегагерцовом диапазоне с несколькими поднесущими частотами позволяет добиться высокой спектральной эффективности, помехозащищенности, без влияния на процесс передачи электроэнергии.

В работе представлено исследование метода определения места повреждения, основанного на наложении высокочастотного сигнала с последующим анализом изменения спектра сигнала при возникновении ОЗЗ. Для анализа использовались реальные осциллограммы напряжений выходного и входных модулированных сигналов во всех режимах работы PLC модема в нормальном и аварийном режимах (при ОЗЗ) работы воздушной линии электропередач.

В ПК MATLAB SIMULINK сформирована имитационная модель воздушной линии 10 кВ, по которой передается модулированный сигнал. На рисунке 1 представлена конфигурация сети 10 кВ древовидной структуры. Моделирование ВЛ представлено с помощью четырехплюсников с распределенными параметрами.

На рисунке 2 представлено последовательное кодирование, преобразование информации и формирование OFDM сигнала.

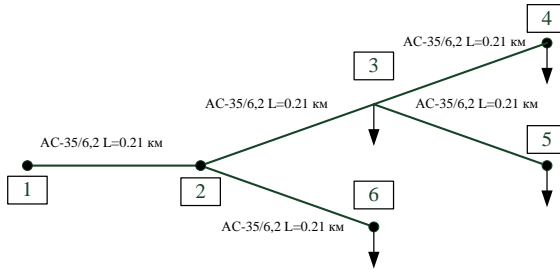
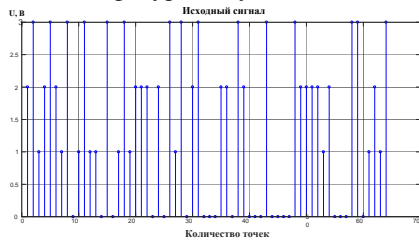
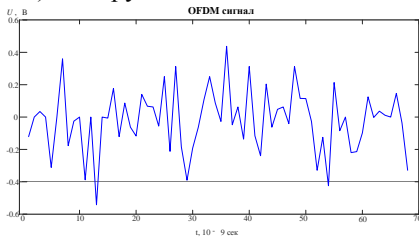


Рис. 1 - Конфигурация участка сети 10 кВ



а) Кодлируемый исходный сигнал



б) Высокочастотный сигнал OFDM

Рис. 2 – Формирование OFDM сигнала

В процессе исследования анализировались амплитудно-частотные характеристики сигнала, записываемого PLC модемом, в нормальном и аварийных режимах. Оценивалось изменение спектра сигнала и смещение резонансной частоты при возникновении ОЗЗ.

Рассмотрев некоторые комбинации топологии и места повреждения (рисунок 3) можно сделать вывод, что в узлах при возникновении ОЗЗ максимальное значение амплитуды модулированного сигнала и частоты, приходящееся на это значение, происходит снижение частоты на порядок. Если повреждение приходится на некоторый участок, находящийся между узлами, где расположены точки замеров (PLC модемы), то в том узле, который ближе к месту ОЗЗ значение частоты меньше, а более удаленный узел имеет большее значение частоты.

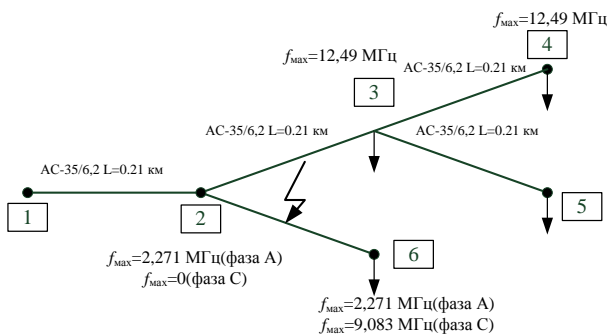


Рис. 3 - Замеры АЧХ в узлах, в зависимости от места ОЗЗ

#### Литература:

1. Качесов В.Е. Однофазные повреждения в эл. сетях среднего и высокого классов напряжения (теория, методы исследований и меры предотвращения повреждений): автореф. дис. на соиск. учен. степ. докт. техн. наук (14.10.08) / Владимир Егорович Качесов. – Новосибирск, 2008. – 40 с.
2. Патент РФ № 2292559, 27.01.2007. Способ определения мест повреждения линий электропередачи распределительных сетей / З.А. Баширов, С.Р. Каминский, Э.Ю. Абуллазянов, Р.Г. Ильдарханов; правообладатель Казанский государственный энергетический университет, ОАО «Сетевая компания»
3. Владимиров Л.В., Ощепков В.А., Суриков В.И. Алгоритм и методика определения места повреждения в распределительных сетях электроэнергетических систем методом стоячих волн / Л.В. Владимиров, В.А. Ощепков, В.И. Суриков // «Омский научный вестник». – 2011. - № 3(103). – С. 209-211.

## ПРИМЕНЕНИЕ ЛИТЫХ ТОКОПРОВОДОВ МАРОК ТПЛА/ТКЛС ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Д.Ю. Соловьев, Н.А. Сабайкин, Е.В. Конюшенко  
Национальный исследовательский университет "МЭИ",  
г.Москва, [diman60496@gmail.com](mailto:diman60496@gmail.com)

*В данной статье будет рассматриваться применение литых токопроводов взамен существующих воздушных и приведен экономический расчет, по которому будет ясно целесообразно применение новых токопроводов на промышленных предприятиях. Приведено технико-экономическое сравнение вариантов распределительной сети, выполненной кабелем и токопроводами и сделан вывод о мощности, при которой эффективнее применение литых токопроводов.*

*This article will consider the use of cast current conductors to replace existing air conductors and an economic calculation will be made, according to which it will be clearly advisable to use new current conductors in industrial enterprises. A technical and economic comparison of the distribution network options made by cable and current conductors is given and a conclusion is made on the power at which the use of cast current conductors is more efficient.*

На сегодняшний день на промышленных предприятиях применяются различные виды прокладки питающих линий до цеховых трансформаторных подстанций (ТП) и распределительных пунктов (РП) [1].

**Достоинства литых токопроводов.** Литые токопроводы марок ТПЛА и ТКЛС имеют следующие достоинства:

- малые габаритные размеры и радиусы поворота (по сравнению с кабелем, с токопроводами с воздушной изоляцией);
- минимальная вероятность возникновения короткого замыкания;
- сведена к минимуму интенсивность частичных разрядов;
- простота монтажа (все соединения болтовые, полное отсутствие сварочных работ);
- малые потери мощности;
- высокая пожарная безопасность;
- высокая устойчивость к ультрафиолету и химическим соединениям;
- безопасность для персонала.

**Отличие от существующих воздушных токопроводов.** Токопровод с литой изоляцией (марки ТПЛА) [2] имеет следующие отличия:

1. Токопроводы с литой изоляцией имеют более компактные габаритные размеры;

2. Срок службы у новых токопроводов составляет более 40 лет по сравнению с токопроводами с воздушной изоляцией – 30 лет;

3. Сборка и монтаж производится без использования сварочного оборудования;

4. Не требуется обслуживания на всем протяжении срока службы;

**Обоснование области применения.** Новые марки токопроводов имеют большой ряд достоинств и находят все широкое применение на энергетических объектах. В сравнении с другими типами токопроводов, литые токопроводы имеют несколько ведущих параметров (характеристик), которые являются обоснованием для применения их взамен существующих воздушных токопроводов:

– высокая устойчивость к токам КЗ, отсутствие воздушных промежутков внутри корпуса токопровода;

– возможность оперативного изменения конфигурации и параметров трассы после монтажа;

– высокая защита от грызунов и механических воздействий;

– прочность изоляции ИК10, энергия удара 50 Дж, ветростойкость 40 м/с;

– степень защиты от пыли и воды до IP68 включительно;

– изоляция не поддерживает горение (более 2 часов воздействия пламени температурой не менее 830°C одновременно с механическим ударом в соответствии с IEC 60331-12);

– минимальные эксплуатационные расходы в течение всего срока службы;

– для обслуживающего персонала – нулевой потенциал на поверхности провода).

**Пример СЭС промышленного объекта и технико-экономическое сравнение вариантов распределительной сети, выполненной кабелем и токопроводом марки ТКЛС/ТПЛА.** Исходные данные на проектирование промпредприятия:

Исходными данными на проектирование являются сведения о мощностях цехов и генеральный план электромеханического завода. В результате расчетов были определены:

– полная мощность завода  $S = 30$  МВА;

– трансформаторы на ГПП ТРДНС-25000/35/10/10;

– цеховые трансформаторы типоразмеров 250 кВА и 630 кВА.

На основе проекта был применен литой токопровод взамен кабельной линии на участке длиной 30 м (от ГПП до цеха №6 – питание ЭДП), мощность ЭДП – 16 МВА. Технико-экономическое сравнение производим на основе метода дисконтированных издержек [3] по формуле (1) и представлен на рис. 1:

$$ДИ = \sum_{i=0}^{T_p} \frac{K_t + I_t + I_{порт} + I_{шт} + I_{к.т}}{(1+E)^t} \quad (1)$$



где  $t$  – шаг дисконтирования – принимаем 1 год;  
 $T_p$  – расчётный период принимается 5 лет;  
 $K_t$  – капитальные вложения, рассчитаны выше;  
 $I_t$  – издержки на обслуживание и ремонт;  
 $I_{\text{порт}}$  – издержки от потерь;  
 $I_{\text{ущт}}$  – издержки от ущерба за счёт снижения надёжности;  
 $I_{\text{к.т}}$  – издержки от ущерба за счёт снижения качества ЭЭ;  
 $(1+E)^t$  – норма дисконта (ставка сравнения),  $E = 0,1$  год.  
 $I_{\text{ущт}}$ ,  $I_{\text{к.т}}$  – принимаем равными 0 т.к. рассматриваемые варианты по надёжности и качеству можно считать равнозначными.  
 Капитальные вложения для токопроводов марок ТКЛС и ТПЛА для участка трассы длиной 100 м приведены в таблице 1.

**Таблица 1 – Капитальные вложения токопроводов ТКЛС и ТПЛА**

Капиталовложения токопровода марки ТКЛС, $K_t$ , руб.	Капиталовложения токопровода марки ТПЛА, $K_t$ , руб.
48 380	44 850

Потери активной мощности:

– для кабельной линии  $\Delta P = (S_2/U_2) \cdot R_{\text{кл}} = 15,7$  кВт

– для токопровода марки ТКЛС(А) –  $\Delta P = 5,9$  кВт

– для токопровода марки ТПЛА –  $\Delta P = 5,8$  кВт

Время использования максимума:  $T_{\text{нб}} = 4500$  ч [4].

Время максимальных потерь:  $\tau = 2886$  ч

Стоимость потерь:  $C_0 = 2,8$  руб [5]. В проекте будем считать, что капитальные вложения осуществляются в течении года.

Дисконтированные издержки рассчитываются по формуле (2), при расчете прокладки токопроводом принимается  $I_t = 0$ :

$$ДИ = K_t + \sum_{i=0}^{T_p} \frac{I_t + I_{\text{порт}}}{(1+E)^t} \quad (2)$$

И они составляют:

1) прокладка кабелем АПвП [6]: ДИ = 78530,5 руб.

2) прокладка токопроводом ТПЛА: ДИ = 850400,0 руб.

3) прокладка токопроводом ТКЛС: ДИ = 380260,8 руб.

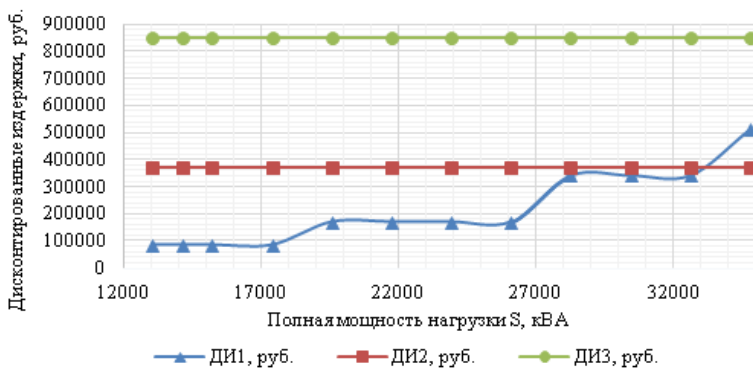


Рис.1 – Технико-экономические показатели

**Вывод.** Оценивая проведённые расчёты, можно сказать, что вариант с прокладкой токопроводом марки ТКЛС является экономически выгодным при мощности нагрузки (ЭП), начиная с 33 МВА. Использование литых токопроводов при конструировании СЭС промышленного объекта экономически обосновано по сравнению с кабелем в изоляции из сшитого полиэтилена в диапазоне номинальных токов от 1000 А до 6500 А, а в случае двух параллельных литых токопроводов – до 12000 А. Для кабелей, чтобы обеспечить пропускание таких токов, необходимо параллельно прокладывать их большое количество, что часто весьма затруднительно и затратно. Кроме того, срок службы кабелей почти в три раза меньше срока службы литых токопроводов.

#### Литература

1. Б.И. Кудрин, Е.А. Конохова, Т.В. Анчарова. Расчёт системы внутривозовского электроснабжения промышленных предприятий. – М.: МЭИ, 2000.
2. Каталог продукции ООО «РТК-ЭЛЕКТРО-М», 2014.
3. Б.И. Кудрин. Электроснабжение промышленных предприятий. – М.: Интернет Инжиниринг, 2007.
4. Справочник электрика. Под ред. Э.А. Киреевой и С.А. Цырука. – М.: Колос, 2007.
5. Постановление Комитета по тарифам и ценам Курской области от 21 декабря 2019 №72 «О тарифах на электрическую энергию, отпускаемую гарантирующими поставщиками и энергосбытовыми компаниям для населения и потребителей, приравненных к категории население, по Курской области на 2019 год»

6. Каталог продукции ОАО «Электрокабель» Кольчугинский завод», 2012.

## **СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПОДХОДОВ ПРИ РАСЧЕТЕ ДИНАМИЧЕСКИХ ЦЕПЕЙ С НЕНУЛЕВЫМИ НАЧАЛЬНЫМИ УСЛОВИЯМИ**

**В.М. Лесс, А.В. Прокопов, В.Ю. Нейман**  
**Новосибирский государственный технический университет,**  
**г. Новосибирск, lessv134@gmail.com**

*Актуальность исследования обусловлена необходимостью совершенствования и расширения возможностей динамического расчета электрических цепей. В качестве объекта для исследования рассматривается линейная электрическая цепь второго порядка с ненулевыми начальными условиями. Основной целью исследований ставится задача сравнения подходов при расчете переходных процессов в цепях с ненулевыми начальными условиями методами и средствами структурного моделирования в Matlab Simulink.*

*The relevance of the study is due to the need to improve and expand the capabilities of the dynamic calculation of electrical circuits. A linear electric circuit of the second order with nonzero initial conditions is considered as an object for research. The main goal of the research is to compare approaches for calculating transients in circuits with nonzero initial conditions by methods and structural modeling tools in Matlab Simulink.*

Анализ динамических цепей при изучении переходных процессов достаточно сложен и многообразен [1]. В особенности это относится к цепям при ненулевых начальных условиях второго и более высокого порядка. В проводимых исследованиях рассмотрены подходы к расчету переходных процессов в линейных электрических цепях с ненулевыми начальными условиями методами структурного моделирования в Matlab Simulink [2]. Возможности расширения Simulink охватывают различные задачи математического моделирования сложных динамических систем в различных областях науки и техники [3–7]. При этом достаточно просто формируются каналы вычисления выходных величин механической и электрической природы [8–13].

Основное внимание в работе уделяется вопросам построения структурных схем на примере расчета переходного процесса в линейной цепи второго порядка с ненулевыми начальными условиями.

В качестве примера рассматривается разветвленная цепь (рис. 1) второго порядка при ненулевых начальных условиях, т.е. напряжение на емкости и ток в индуктивности, до коммутации не равны нулю.

Для расчета цепи можно воспользоваться классическим подходом, который основывается на предварительном расчете независимых начальных условий, и дальнейшем их использовании для расчета свободного процесса. Однако при прямых расчетах методами структурного моделирования это приводит к необходимости построения двух моделей цепи отражающих ее состояние до коммутации (установившейся режим) и после (свободный режим), что не всегда удобно.

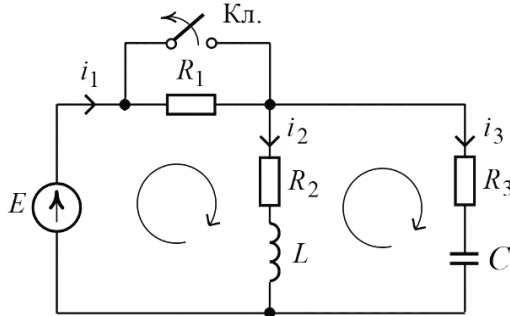


Рис. 1. – Электрическая цепь второго порядка

Альтернативным подходом является использование для анализа источника воздействия в виде одиночного ступенчатого сигнала «Step», либо управляемого переключателя сигналов «Switch» из набора визуальных объектов библиотеки Simulink [2–4]. Это позволяет воспользоваться возможностью построения единой структурной схемы модели цепи. Расчет начальных условий цепи и дальнейшее их использование для расчета переходного процесса в этом случае происходит последовательно во времени. На первом промежутке времени рассчитываются начальные условия, а на втором – переходный процесс. Для математического описания переходного процесса может использоваться система интегро-дифференциальных уравнений (1):

$$\begin{cases} i_1 - i_2 - i_3 = 0 \\ i_1 R_1 + i_2 R_2 + L \frac{di_2}{dt} = E \\ i_3 R_3 + \frac{1}{C} \int i_3 dt - L \frac{di_2}{dt} - i_2 R_2 = 0 \end{cases} \quad (1)$$

С помощью сигнала нулевого уровня, поддерживаемого источником «Step» на первом промежутке времени (рис. 2) происходит расчет начальных условий. В начале второго промежутка времени сигнал ис-

точника принимает единичный уровень, что эквивалентно коммутации ключа, т.е. началу времени переходного процесса в цепи.

В качестве примера реализации подхода, в структурной схеме модели на рис. 2, созданной по уравнениям системы (1), расчет переходного процесса реализован с помощью блока переключателя «Switch», выполняющего переключение входных сигналов по сигналу управления подаваемого на его средний вход. Для управления переключателем используется источник временного сигнала «Clock», задающий время расчета начальных условия и переходного процесса.

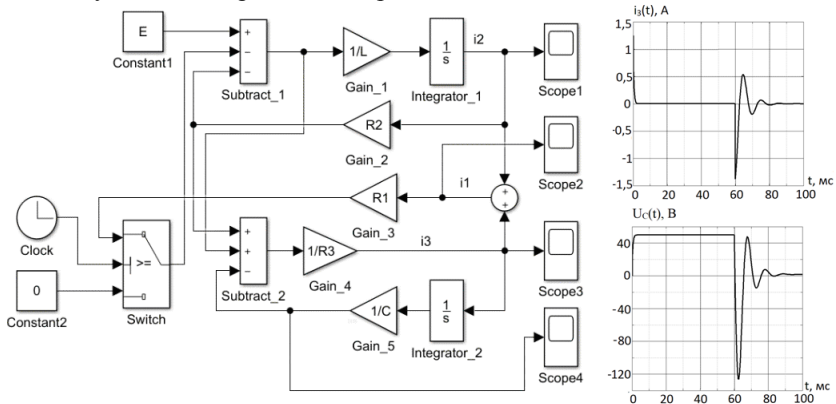


Рис. 2 – Структурная схема модели цепи с блоком «Switch»

Примером результата работы структурной схемы (рис. 2) с использованием блока переключателя «Switch» являются графики зависимостей тока  $i_3$  и напряжения на емкости  $u_C$ .

Анализ переходных процессов на примере цепи второго порядка при ненулевых начальных условиях выявил различные возможности в применении подходов при построении структурных схем моделей методами визуально-ориентированного программирования. Очевидным преимуществом при расчетах обладают подходы с использованием блоков ступенчатого сигнала «Step» и переключателя «Switch», позволяющие существенно снизить трудоемкость процесса расчета.

*Литература:*

1. Бессонов Л.А. Теоретические основы электротехники. Электрические цепи. – М.: Гардарики, 2000. – 638 с.
2. Дьяконов В.П. Simulink: Самоучитель. – М.: ДМК Пресс, 2015. – 782.

3. Герман-Галкин С.Г. Компьютерное моделирование полупроводниковых систем в Matlab 6.0: Учебное пособие. – СПб.: КОРОНА принт, 2001. – 320 с.

4. Герман-Галкин С.Г. Анализ и синтез мехатронной системы с магнито-коммутационной машиной в пакетах MATLAB-SIMULINK // Силовая электроника. – 2006. – № 7. – С. 82–86.

5. Прокопов А.В., Лесс В.М. Исследование переходных процессов в сложных цепях высокого порядка при нулевых начальных условиях // Вестник современных исследований. – 2019. – № 3-13. – С. 151–160.

6. Нейман Л.А., Нейман В.Ю. Моделирование динамических процессов в электромагнитных преобразователях энергии для систем генерирования силовых воздействий и низкочастотных вибраций // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов – 2015. – Т. 326. – № 4. – С. 154–162.

7. Нейман Л.А., Нейман В.Ю. Моделирование процессов в электромагнитном вибрационном преобразователе с потерями энергии в магнитопроводе // Доклады Томского государственного университета систем управления и радиоэлектроники. – 2016. – Т. 19. – № 1. – С. 73–78.

8. Нейман Л.А., Нейман В.Ю. Расчет динамики электромагнитного привода колебательного движения с однополупериодным выпрямителем // Вестник МЭИ. – 2016. – № 6. – С. 64–71.

9. Нейман Л.А., Нейман В.Ю. Математическая модель динамики электромагнитного ударного узла с упругими связями // Доклады Академии наук высшей школы Российской Федерации. – 2016. – № 2 (31). – С. 94–107.

10. Neyman L.A., Neyman V.Y., Shabanov A.S. Simulation of processes in an electromagnetic converter with energy loss in the massive magnetic core // The 17 international conference of young specialists on micro/nanotechnologies and electron devices, EDM 2016: proc., Altai, Erlagol, 30 June – 4 July 2016. – Novosibirsk: NSTU, 2016. – P. 522–525.

11. Нейман Л.А., Нейман В.Ю. Математическая модель динамики однокатушечной синхронной электромагнитной машины ударного действия с двухсторонним выбегом бойка // Доклады Академии наук высшей школы Российской Федерации. – 2016. – № 3 (32). – С. 98–114

12. Нейман Л.А., Нейман В.Ю. Математическая модель динамики двухкатушечной синхронной электромагнитной машины ударного действия со свободным выбегом бойка // Вестник Ивановского государственного энергетического университета. – 2016. – № 5. – С. 32–40.

13. Нейман Л.А., Нейман В.Ю. Исследование двухкатушечной синхронной электромагнитной машины с инерционным реверсом бойка // Современные проблемы теории машин. – 2014. – № 2. – С. 109–110.

# АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ СОЗДАНИЯ ВЕТРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ НА ТЕРРИТОРИИ КРАСНОЯРСКОГО КРАЯ, ТОМСКОЙ И НОВОСИБИРСКОЙ ОБЛАСТЕЙ

**М.А. Михайлович, А.В. Киселев**  
Северский технологический институт НИЯУ МИФИ  
г. Северск, e-mail: rapirok2008ya@gmail.com

*В данной научной статье рассматриваются возможность создания ветро-электростанций на территории Красноярского края, Томской и Новосибирской областей. Предложено место установки ветроэлектростанции на основании изученных данных с метеостанций.*

*This scientific article discusses the possibility of creating wind power plants in the Krasnoyarsk region, Tomsk and Novosibirsk regions. The location of the wind power plant is proposed on the basis of the studied data from weather stations.*

На данный момент ветроэнергетика является одной из самых изученных областей науки среди возобновляемых источников электроэнергии. Перспективы создания ветроустановок связаны с продолжительным загрязнением окружающей среды, а также тенденция истощения запасов традиционных источников электроэнергии. В странах Европы ветроэнергетика уже стала развитой отраслью промышленности. В России на данный момент энергия ветра не числится в энергосистеме и не является ведущим поставщиком электроэнергии на рынке [1]. Согласно отчету (таблица 1) Российская ветроэнергетика в 2019 году имеет существенный прирост вырабатываемой ветроэлектростанциями (ВЭС) электроэнергии по сравнению с 2017 годом.

**Таблица 1 – Установленная мощность ВЭС по энергосистемам в 2017 и 2019 годах**

Энергосистема	2017 год		2019 год	
	ВЭС			
	МВт	%	МВт	%
ЭЭС России	134,36	0,06	183,9	0,08
ОЭС Центр	-	-	-	-
ОЭС Средней Волги	35,00	0,13	85,0	0,31
ОЭС Урала	1,65	0,01	1,6	0,00
ОЭС Северо-Запада	5,30	0,02	5,3	0,02
ОЭС Юга	92,41	0,43	92,0	0,39
ОЭС Сибири	-	-	-	-
ОЭС Востока	-	-	-	-

Исходя из указанной таблицы видно, что Сибирский-федеральный округ и Дальний Восток задействован слабо. Это существенно может повлиять на развитие ветроэнергетики в России в целом, так как данные регионы обладают высоким ветровым потенциалом, что позволит расширить освоение новых территорий и ресурсов.

Целью данной работы это изучение ветрового потенциала таких регионов как Красноярский край, Томской и Новосибирской областей. Данный анализ поможет определить вектор развития ветроэнергетики в исследуемых регионах. В работах [2,3] достаточно подробно изучен ветровой потенциал Красноярского края и Томской области, но Новосибирская область так и осталась неизученной в плане ветровых ресурсов.

Для анализа данных областей были применены метеосводки с различных метеостанций, записанные в таблицах. Где указаны все скорости ветра, зафиксированные ими в течении года. Также для того, чтобы выбрать место установки была проанализирована диаграмма “роза ветров” для каждого из регионов [4]. На основании этого проведена экономическая эффективность создания ВЭС [5]. После этого были проведены расчеты приблизительной мощности, которую должна вырабатывать ветроустановка, а также выбрана оптимальная конструкция самого ветряка для выбранной территории. Например, для того чтобы заменить Новосибирскую ГЭС (485 МВт), как традиционный источник электроэнергии нужно спроектировать ВЭС, с установленными на ней ветряками с вертикальными осями вращения, где установленная мощность приблизительно каждого отдельного ветряка будет составлять 1368,7 кВт, при высоте мачты в 60 м [6].

В конце исследования были сделаны выводы о ветровой обстановке в каждой из исследуемых областей, составлены характеристики ветра и проанализированы диаграммы “роз ветров”, а также выбрана наиболее благоприятная зона размещения ВЭС с экономическим обоснованием.

### *Литература*

1. Перспективы развития ветроэнергетики России [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://wwindea.org/wp-content/uploads/2017/06/170612-FES-Windenergie-rus-print.pdf>;
2. Г.Г. Журавлёв Оценка ветроэнергетического потенциала Томской области // Том №274, - 2001. – С. 141-147;
3. А.Г. Пятков Потенциал ветроэнергетики Красноярского края // Официальные проблемы авиации и космонавтики, - 2012. – С. 242-243;
4. Ми Цзянь Фэн Экономическая эффективность развития ветроэнергетики // Вестник БНТУ, №2, - 2007. – С. 80–84.
5. Архив погоды России [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://world-weather.ru/archive/russia>;



6. Безруких П.П. Ветроэнергетика (Справочное и методическое пособие). / П.П. Безруких. - М.: ИД Энергия, 2010. – 320с.: ил. – ISBN 978-5-98908-032-8;

## **ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ GRID EDGE И ИХ ВЛИЯНИЕ НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ В БУДУЩЕМ**

**Е.А. Могиленко, Н.А. Стрельников**  
**Новосибирский государственный технический университет,**  
**г. Новосибирск, [mogilenko.e@mail.ru](mailto:mogilenko.e@mail.ru)**

*Электроэнергетическая система находится в процессе трансформации вследствие влияния технологий и инноваций на всю цепочку от производства до потребления. Наиболее заметное влияние оказывают три тренда: децентрализация, цифровизация, электрификация. Регулирование, инфраструктура, взаимодействие с потребителями и создание новых бизнес-моделей открывают значительные возможности к решению задач энергетической трансформации.*

*The electricity system is in the midst of a transformation, as technology and innovation disrupt traditional models from generation to beyond the meter. Three trends in particular are converging to produce game-changing disruptions: decentralization, digitalization, electrification. Regulation, infrastructure, customer engagement and new business models are the keys to unlocking significant opportunities and deal with the challenges of energy transformation.*

Электроэнергетические системы в настоящее время находятся в процессе трансформации, поскольку технологии и инновации изменяют традиционные модели функционирования от источника до прибора учёта потребителя.

Термин Grid Edge является обобщающим понятием нескольких типов технологий сетевой периферии, объединённой посредством коммуникационных сетей. Сюда относятся распределённые накопители и распределённая генерация, интеллектуальные приборы учёта, интеллектуальные устройства и электромобили [1].

В международном масштабе рассматриваются три направления развития Grid Edge, в существенной степени влияющие на энергосистемы.

— *Децентрализация*, обусловленная существенным снижением стоимости таких распределённых энергетических ресурсов, как накопители, распределённая генерация, гибкие потребители и энергоэффективность.

— *Цифровизация* сети при помощи интеллектуального учёта, интеллектуальных датчиков, средств автоматизации и других цифровых сетевых технологий, а также устройств потребителей, в комплексе с появле-

нием, так называемого Интернета вещей (IoT) и увеличением количества потребляющих энергию устройств, объединённых коммуникационной сетью.

— *Электрификация* некоторых секторов экономики (например, транспорт).

Децентрализация переводит потребителей в статус активных элементов системы и требует значительной координации.

Цифровизация находится на пересечении ряда тенденций, увеличивая возможности управления, включая оптимизацию потребления и производства в режиме реального времени и взаимодействие энергоснабжающих компаний с потребителями.

Развитие и внедрение перечисленных направлений приводит к тому, что энергетическая система становится платформой интеграции традиционных и распределённых энергоресурсов, а также активных потребителей.

Интеллектуальная энергосистема (рис. 1) с широким применением коммуникационных технологий может повысить надёжность, безопасность, экологичность, эффективность, а также обеспечить новые возможности для предоставления новых энергетических услуг.

К технологическим решениям Grid Edge относятся следующие технологии.



Рис. 1 – Компоненты энергосистемы будущего

Электромобили:

- развёртывание зарядных станций, а также увеличение использования транспортных средств с электроприводом;

- стимулирование гибкой зарядки электромобилей путём установления дифференцированного ценообразования на электроэнергию;
- разработка инновационных бизнес-моделей для обеспечения электрификации парка частных компаний (таких как Яндекс, Uber и Google);
- обновление нормативной базы для обеспечения возможности использования автономных транспортных средств.

#### Распределенная генерация:

- установка распределённых генерирующих источников там, где это имеет экономический смысл (например, в районах с ограничениями землепользования или недостаточно развитой инфраструктурой);
- учёт планируемой распределенной генерации при разработке схем развития энергосистем;
- стимулирование внедрения инноваций.

#### Накопление:

- установка распределенных накопителей энергии и их интеграция при помощи интеллектуальных сетей;
- подключение систем накопления к участию в оптовых рынках на основании целенаправленных и прозрачных ценовых сигналов.

#### Энергоэффективность:

- установление стандартов и инициатив в области повышения энергетической эффективности (например, Energy Star);
- стимулирование производства энергоэффективных устройств по умолчанию;
- сегментация потребителей и разработка предложений, ориентированных на повышение энергоэффективности.

#### Управление потреблением:

- создание удобных потребительских инструментов, в том числе автоматизированных и самообучающихся;
- обеспечение совместимости устройств комплексного управления потреблением (например, единые технологические стандарты);
- возможность независимой агрегации;
- настройка ценовых сигналов (по времени использования).

#### Цифровизация:

- разработка законодательства в области данных для обеспечения взаимодействия между участниками рынка;
- разработка инновационных бизнес-моделей использования данных;
- поощрение установления тарифа по времени использования (дифференцированного по времени суток) или динамического ценообразования;
- разработка стандартов для интеллектуальных устройств;
- разработка стандартов совместимости.

На электроэнергетическую систему нашей страны перечисленные процессы и технологии будут оказывать заметное влияние.

Например, для преобразования энергетической инфраструктуры посредством внедрения цифровых технологий и платформенных решений под управлением Министерства энергетики РФ реализуется ведомственный проект «Цифровая энергетика» [2].

В рамках данного проекта планируется систематизировать уже полученный опыт внедрения цифровых технологий, совместно с компаниями топливно-энергетического комплекса и экспертным сообществом сформировать целевое видение цифровизации, а также базовые требования и критерии к внедряемым решениям, что позволит состыковать их в доверенной цифровой среде.

Несмотря на то, что количество электромобилей в нашей стране пока еще совсем незначительное, прогнозируется постепенное увеличение их числа. В этой связи компания «Россети» занимается развитием сети быстрых зарядных станций. Например, ещё с 2016 года на территории филиала «МОЭСК» (г.Москва) установлена такая зарядная станция, а в августе 2019 года три быстрых зарядных станции введены в эксплуатацию в г.Челябинск.

В октябре 2018 года Комиссия по законопроектной деятельности одобрила законопроект о правовом регулировании вопросов производства электроэнергии на объектах микрогенерации (не более 15 кВт). Предусматривается возможность продажи владельцами объектов микрогенерации выработанной с их использованием электрической энергии на розничных рынках энергосбытовым организациям [3].

Перечисленные обстоятельства свидетельствуют об актуальности и необходимости исследования влияния технологий Grid Edge на электроэнергетическую систему нашей страны.

#### *Литература:*

1. The Future of Electricity. New Technologies Transforming the Grid Edge /

World Economic Forum in collaboration with Bain & Company, March 2017. – 32 p.

2. Ведомственный проект «Цифровая энергетика [Электронный ресурс]: - URL: <https://minenergo.gov.ru/node/14559> (дата обращения: 13.10.2019)

3. Законопроект о правовом регулировании вопросов производства электроэнергии на объектах микрогенерации [Электронный ресурс]: - URL: [http://government.ru/dep\\_news/34326/](http://government.ru/dep_news/34326/) (дата обращения: 13.10.2019)

## УПРАВЛЕНИЕ АВАРИЙНЫМИ РЕЖИМАМИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

**Ю.В. Мокроусова, Э.М. Чекмазов**  
Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, [juliay-0-6@mail.ru](mailto:juliay-0-6@mail.ru)

*В статье рассматривается проблема управления работой самых суммарно протяженных в России сетей 35 кВ в нормальных и аварийных режимах при результирующем сохранении питания, то есть обеспечении надежности электроснабжения. На примере Черепановской районной электрической сети (РЭС) 110-35-10 кВ выполнен ряд мероприятий по предварительному обеспечению нормальных уровней показателей качества электроэнергии, с учетом перспективного роста нагрузок, а затем проведена реконструкция сети и улучшения ПКЭ (напряжений). Обосновано и предложено применение реклоузеров в наиболее проблемных зонах сети.*

*The problem of managing the operation of the longest total length 35 kV grids in Russia in normal and emergency regimes with the resulting conservation of power supply, that is ensuring the reliability of power supply, is discussed in the article. Using the example of the Cherepanovsk District Electric Network (RES) 110-35-10 kV, a number of measures were taken to preparatory ensure of normal levels of electricity quality indicators, taking into account the prospective increase in loads, and then the grid was reconstructed and the power grid was improved in quality indicators (voltages). The use of reclosers in the most problematic areas of the grid is justified and proposed.*

На рисунке 1 показана часть схемы Черепановской РЭС. Данная сеть является кольцевой неоднородной сетью с двумя источниками питания: шины 110 кВ подстанции (ПС) Заречная - ШБМ, а также шины 110 кВ ПС Южная. Причем делаем допущение, что на шину 110 кВ подстанции Южной приходит 40 МВт мощности с Новосибирской ГЭС. ПС Заречная осуществляет поставку электроэнергии на узловую ПС Улыбино по двухцепной ВЛ 110 кВ, выполненной на проводниках 2хАС-150. Сеть 35 кВ выполнена преимущественно проводниками АС-95. Важными потребителями являются подстанции: Битки – тепличный комплекс 6,8 Га, завод по переработке молочной продукции; ПС Птичьа – птицекомбинат; ПС Мильтюши – деревообрабатывающая фабрика, птицекомбинат.

Так как сеть будет развиваться, тем более в данной части области идет активное строительство различных промышленных предприятий, то необходимо учесть рост нагрузок на перспективу 10 лет. После пересчета нагрузок и выполнения на их базе первоначального расчета сети, с

помощью программного комплекса «Мустанг», уровни напряжений были крайне неудовлетворительными.

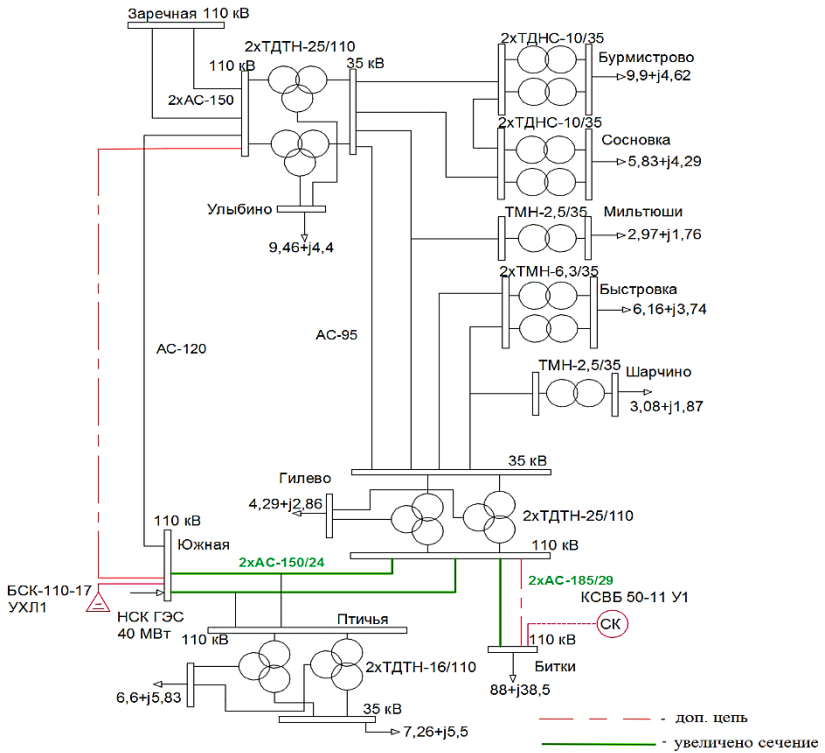


Рис. 1 – принципиальная однолинейная схема Черепановской РЭС.

В связи с этим, для обеспечения нормальных параметров режима работы сети во всех режимах выполнили реконструкцию сети, заключающуюся в: возведении дополнительных цепей между ПС Улыбино-Южная и ПС Гилево-Битки, увеличили сечения проводников между ПС Южной-Гилево, а также установили средства компенсации реактивной мощности: типа БСК-110-17 УХЛ1 на Южной и компенсатора КСВБ 50-11 У1 на Битках, по необходимости провели локальное регулирование напряжения с помощью РПН трансформаторов.

Наименее надежное электроснабжение, из анализа схемы, имеют отпаечные подстанции такие как: Мильтюши, Шарчино. На примере одной из этих подстанций – ПС Мильтюши, рассмотрим аварийную ситу-

ацию на отпайке, изображенную на рисунке 2. В случае повреждения произойдет отключение головных выключателей линии, а затем оперативно-выездная бригада (ОВБ) поедет искать это повреждение, завершив поиск ОВБ произведет переключения с помощью разъединителей, установленных на месте присоединения подстанции, и запитает отключенных потребителей. Как правило, перерыв электроснабжения составляет около 1,5-2 часов. Возникает вероятность подачи в суд потребителями на энергоснабжающую компанию за недоотпуск электроэнергии и ущерба. Эта проблема решается с применением реклоузеров: установка трех реклоузеров вместо разъединителей в узел подключения Мильтюшей, для осуществления автоматизированной работы сети в аварийной ситуации. Реклоузеры типа TER\_Rec35\_Smart1\_Tie7 производителя Таврида Электрик [1], выбранные на основе номинальных параметров, расчетных токов короткого замыкания и дополнительных условий выбора оборудования. Реклоузеры имеют органы направления мощности, с разными уставками по времени срабатывания. Выполнен расчет уставок, приведенный в таблице 1, с принятием нескольких упрощений: отключена цепь «Бурмистрово-Сосновка» и параллельная цепь «Улыбино-Гилево». То есть рассматриваем один из множества возможных режимов работы сети.

**Таблица 1 – Уставки защит реклоузеров**

Тип защиты	Р 1		Р 2		Р 3
	Прям.	Обр.	Прям.	Обр.	
МТО, А	2606	2569	2569	2606	703
ТОВВ, А	439	771	771	439	—
МТЗ (прям.), А	183,4		91,5		91,8

При возникновении не самоустраняющегося повреждения в точке  $K_1$  схема будет работать следующим образом: произойдет отключение реклоузера Р2 и головного выключателя с последующим неуспешным АПВ, затем отключится реклоузер Р1 по обратному направлению мощности, а реклоузер Р2 восстановит энергоснабжение по новой цепи, тем самым автоматически идентифицировав поврежденный участок. В результате применения реклоузеров существенно получается сократить время отключения потребителей.

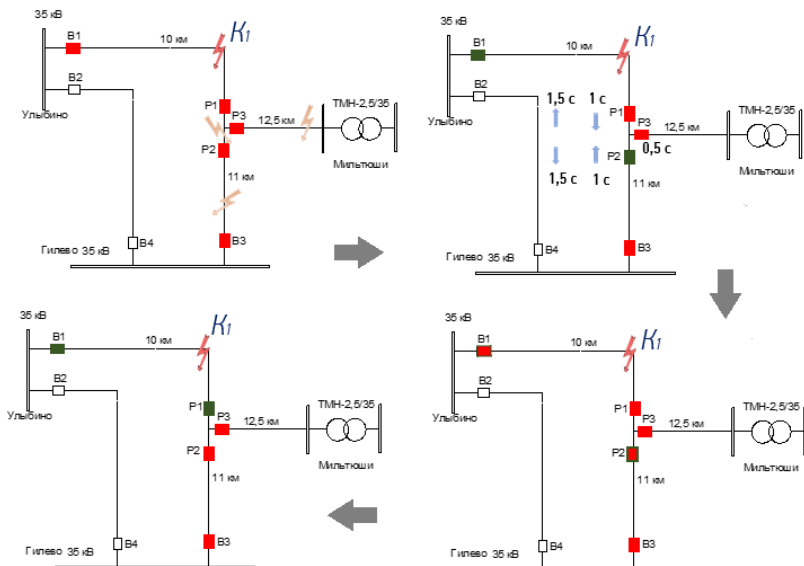


Рис. 2 – применение реклоузеров для повышения надежности энергоснабжения.

Для рассматриваемого сложного узла проведена оценка эффективности применения реклоузеров, которые при капитальных затратах 1,3 млн руб. окупятся за год за счет исключения возникновения перебоя электроснабжения и возможного иска в суд потребителей. Также реклоузеры могут осуществлять не только АПВ, резервирование, но и функции коммерческого учета, а самое главное позволяют определять точно поврежденную фазу в случаях замыканий на землю благодаря установленным комбинированным датчикам тока и имеют пофазный привод.

#### Литература:

1. [https://www.tavrida.com/upload/iblock/065/TER\\_Rec35\\_Smart1\\_Tie7\\_Installation\\_Guide](https://www.tavrida.com/upload/iblock/065/TER_Rec35_Smart1_Tie7_Installation_Guide).
2. Электрические системы и сети: учебник / А.В. Лыкин. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2017. – 363 с. – (Серия «Учебники НГТУ»).
3. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.: ил.



## ИССЛЕДОВАНИЕ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ И УСТОЙЧИВОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ПРИ ВКЛЮЧЕНИИ ЭЛЕКТРОННОЙ ГЕНЕРАЦИИ

**И.С. Мурашкина, Э. Энхсайхан, А.И. Марченко, А.Г. Фишов**  
Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, murashkinainna@yandex.ru

*Объектом исследования данной работы является электронная генерация, под которой понимаются источники электроэнергии, работающие в сети или питающие нагрузку через преобразовательные устройства. В настоящее время со стороны электрических сетей и электроэнергетических систем не существует обоснованных требований к электронной малой генерации. Ставится задача определения системных требований к электронной генерации, законов индивидуального и группового управления для оптимальной работы в электрических сетях переменного тока при параллельной работе с внешней энергосистемой с традиционной синхронной генерацией.*

*The object of the investigation of this work is electronic generation, which electric power sources operating in the network or supplying the load through converting devices. Currently, there are no reasonable requirements for electronic small generation on the part of electrical grids and electrical power systems. The task is to determine the system requirements for electronic generation, the laws of individual and group control for optimal operation in electric networks of alternating current when working in parallel with an external power system with traditional synchronous generation.*

В настоящее время строительство объектов распределенной малой генерации на традиционных, а также возобновляемых источниках первичной энергии является одной из основных тенденцией, определяющей развитие генерирующих мощностей и электросетевого комплекса в РФ и странах ближнего зарубежья. Для большинства генераторов, использующих возобновляемые источники энергии, работа в сети переменного тока неизбежно связана с применением инверторов в виде преобразователей тока или частоты [1]. Вследствие стремительного распространения малой распределенной генерации на возобновляемых источниках энергии введено новое понятие «Электронная генерация».

Электронная генерация – источники электроэнергии, работающие в сети или питающие нагрузку через преобразовательные устройства.

Серьезным недостатком автономных энергосистем с электронной генерацией является в большинстве случаев необходимость использования аккумуляторных батарей, работающих в циклическом режиме. Число рабочих циклов распространенных кислотно-свинцовых аккумуляторов невелико (1500–2000), что требует их частной замены. Применение промышленных аккумуляторов с большим сроком службы,

например, никель-кадмиевых или литий-ионных, требует значительного увеличения финансовых вложений на строительство станции. Использование электронной генерации при параллельной работе с энергосистемой (ЭС) позволяет повысить надежность в электроснабжении потребителей, также ЭС может принимать мощность вырабатываемую источниками электронной генерации и компенсировать при ее недостатке в энергосистеме с электронной генерацией [2].

В составе электронной генерации инверторы выполняют следующие основные задачи: преобразование постоянного тока в переменный; синхронизация по частоте, напряжению и углу с энергосистемой; стабилизация выходного напряжения; ограничения токовых перегрузок при коротком замыкании [3].

Современные преобразователи позволяют создавать разнообразные архитектуры электрических сетей. Архитектура сети Microgrid, представленная на рисунке 1, позволяет связать в единую систему потребителей, запитанных разными родами токов, от электрических станций, различных по использованию природного энергоносителя, в том числе и из возобновляемых источников энергии (ВИЭ).

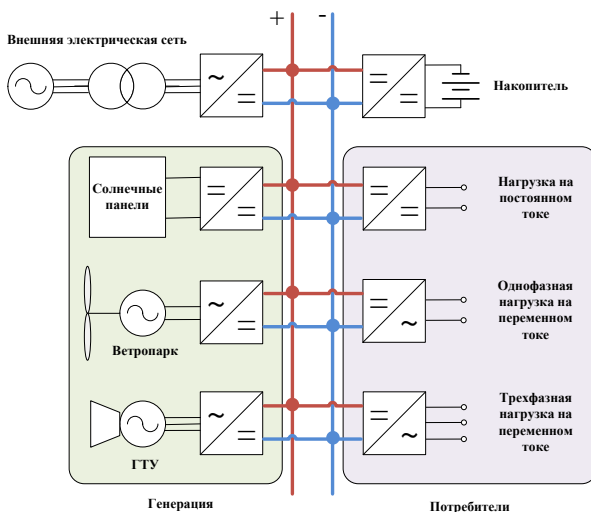


Рис. 1 - Архитектура сети Microgrid (на постоянном токе) с различными видами генерации и потребителей

На рисунке 2 представлена архитектура сети Microgrid, построенная на системе переменного тока, обладает гибкостью, многообразием подключаемых источников генерации, а также потребителей.

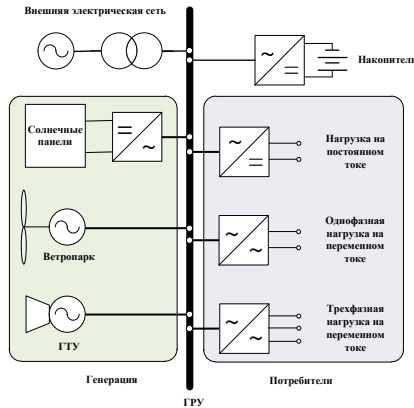


Рис. 2 - Архитектура сети Microgrid (на переменном токе)

Главной задачей исследования является необходимость обеспечения параллельной работы электронной генерации и внешней энергосистемы, их электромагнитной совместимости, согласованность динамических характеристик, взаимную для оборудования электрической сети и электронной генерации безопасность, минимальность мер по согласованию защит и автоматики, высокую надежность общего режима. На данный момент исследовано влияние электронной генерации на статическую апериодическую устойчивость электроэнергетических систем. Исследование влияния электронной генерации на статическую апериодическую устойчивость проводилось на примере электроэнергетической системы Монголии. Варьировались, как сами статические характеристиками, так и места размещения электронной генерации в схеме энергосистемы. В качестве показателей использовались предельные по статической устойчивости перетоки в основных сечениях электрической, получаемые путем утяжеления режима по траектории, соответствующей наименьшей предельной передаваемой мощности [4].

Расчеты потокораспределения выполнялись с использованием программного комплекса «АНАРЭС». Ниже представлены результаты для двух сечений сети. Сечение №1 является главной связью ЭС Монголии с Единой энергосистемой РФ (Рисунок 3).

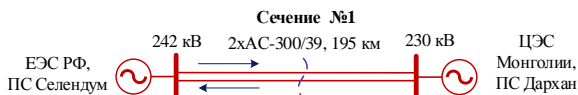


Рис. 3- Сечение по связям с Россией

Сечение №2 (Рисунок 4) относится к дефицитной по активной и реактивной мощности и электроэнергии части энергосистемы (Район №2), поэтому в этом сечении переток мощности, в основном, направлен в сторону подстанции ПС Эрдэнэт.

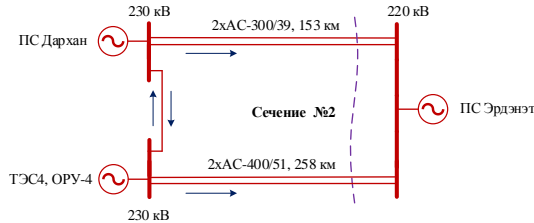


Рис. 4 - Сечение по связям с районом №2

При расчете предельных режимов и моделировании ВИЭ, расположенных распределено по всей энергосистеме Монголии, предел передаваемой мощности существенно не изменился. При размещении ВИЭ концентрированно в утяжеляемом районе предельный переток мощности увеличился по первому расчетному сечению на 2,5% (с 527 МВт до 540 МВт), а по второму на 8% (с 459 МВт до 498 МВт). Из этого следует, что целенаправленное размещение электронной генерации в энергосистеме положительно влияет на сетевые ограничения, а пределы по устойчивости зависят не только от статических, но и от расположения подключенной электронной генерации.

#### Литература:

1. Фишов А.Г., Ландман А.К., Сердюков О.В. SMART технологии для подключения к электрическим сетям и управления режимами малой генерации // Материалы VIII Международ. молодёжн. науч.-техн. конф. «Энергетика глазами молодежи», 02 – 06 окт. 2017 г., Самара – С. 27 – 34.
2. Цифровая энергетика: видение, практики, технологии: Информационно-аналитические работы 2018 г. / Инфраструктурный Центр EnergyNet. — [б. м.] : [б. и.], 2018. — 224 с.
3. Исмаилов Ф. Р., Шарифов Б.Н, Гайзинз Б.М, Терегубов Т.Р, Бабкина Н.Л. Исследование параллельной работы солнечной электростанции с сетью/ Вестник УГАТУ, 2016. Т. 20 , № 4 (74). С. 71–79.
4. A. G. Fishov, D. Sodnomdorj, N. Enebish, E. Enkhsaikhan, P. Erkhentur Steady state and dynamic analysis of renewable energy integration into the western energy system of Mongolia // 13 International forum on strategic technology (IFOST 2018) : proc., China, Harbin: IEEE, 2018. – P. 844-849.

## РАЗРАБОТКА «УМНОГО СЕТЕВОГО ФИЛЬТРА» ДЛЯ МОНИТОРИНГА И УПРАВЛЕНИЯ ПОТРЕБЛЯЕМЫМ ЭЛЕКТРИЧЕСТВОМ

**М.И. Пищанская, В.С. Иванова**  
Томский политехнический университет,  
г. Томск, [margo.pishanskaya5@yandex.ru](mailto:margo.pishanskaya5@yandex.ru)

*В работе предложена концепция «умного сетевого фильтра». Был разработан прототип и произведена оценка его надежности. Эксперименты показали, что устройство способно выдержать нагрузку, до 3.2 кВт.*

*In this article "smart power strip" concept is presented. A prototype was designed and its reliability was estimated. Experiments showed that "smart power strip" is able to provide close to 3.2 kW for load.*

С каждым днем стремления к автоматизации окружающих человека процессов становятся реальностью благодаря технологиям Интернета вещей, растет количество «подключенных» устройств (по оценкам аналитиков, их количество достигнет 20–50 млрд единиц к 2020 г.) и вместе с ним – количество примеров применения Интернета вещей в энергетике, сельском хозяйстве, транспорте, здравоохранении [1]. Технологии Интернета вещей решают проблему эффективного расхода энергоресурсов, возможностей оперативного реагирования на изменившиеся условия, а значит уменьшения финансовых затрат.

Ресурсоэффективным устройством для мониторинга электроэнергии является «умная розетка», позволяющая контролировать одно устройство. В процессе исследования рынка «умных розеток» была выявлена потребность в «умном сетевом фильтре» (далее УСФ), контролирующем несколько устройств одновременно, который и стал объектом исследования и разработки. УСФ должен позволять анализировать, планировать время работы и энергопотребление подключенных приборов, защищать их от помех электрической сети, иметь мобильное приложение с принципиально новыми возможностями использования данных об энергопотреблении и поведении пользователя: 1. предупреждение об опасных сочетаниях подключаемых приборов, 2. программное предотвращение неправильных режимов работы, 3. предлагать пользователю оптимальные режимы работы приборов.

Применение УСФ заинтересует владельцев водонагревателей, обогревателей, термоподов, светильников, утюгов и других устройств, использование которых, возможно сразу после подключения вилки в розетку без дополнительных кнопочных настроек или с запоминанием режима работы. Становится возможным, например, удаленно «прогреть» загородный дом, управлять светом для имитации «присутствия»,

сигнализацией, отключать включенные электроприборы, планировать расходы на электроэнергию на несколько месяцев вперед и определять необоснованное потребление электричества.

Структурная схема устройства представлена на рисунке 1. Основными элементами устройства являются: вилка, розетка - необходимы для соединения бытовой розетки и электроприбора, печатная плата с расположенными на ней элементами. Техническое решение для элементов выбиралось из обеспечения малогабаритности, финансовой доступности, высокой наработки на отказ, термических и электрических сопротивлений и защит [2].

Управление электроприбором осуществляется электромагнитным реле (далее ЭМП) маркировки SRD-05VDC-SL-C KY-19. Работа ЭМП регулируется микроконтроллером MCU (далее МК) ESP8266 с интерфейсом Wi-Fi по командам со смартфона и согласно загруженному программному коду. МК используется в составе специальной печатной платы NodeMcuV3 [3]. Энергомонитор PZEM-004 осуществляет измерение параметров энергопотребления: напряжение, ток, мощность, количество потребленной электрической энергии в час [4].

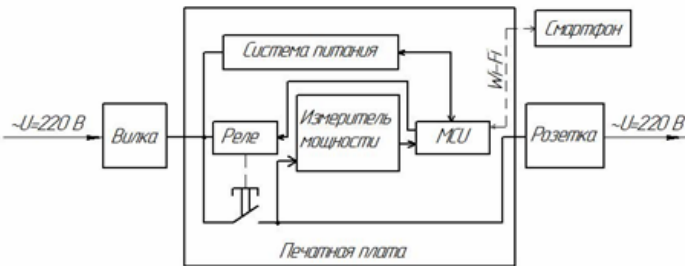


Рис. 1 – Структурная схема УСФ

Согласно структурной схеме была разработана принципиальная схема для измерения потребляемой электроэнергии подключаемым бытовым прибором (рисунком 2). Также был разработан образец устройства, соответствующий принципиальной схеме. Все элементы схемы запитываются от бытовой розетки с действующим значением переменного тока 220 В. Схема защищается от неполадок в сети с помощью варистора, термopредохранителя и плавкого предохранителя. AC-DC-преобразователь требуется для питания приборов, требующих постоянное напряжение 12В.

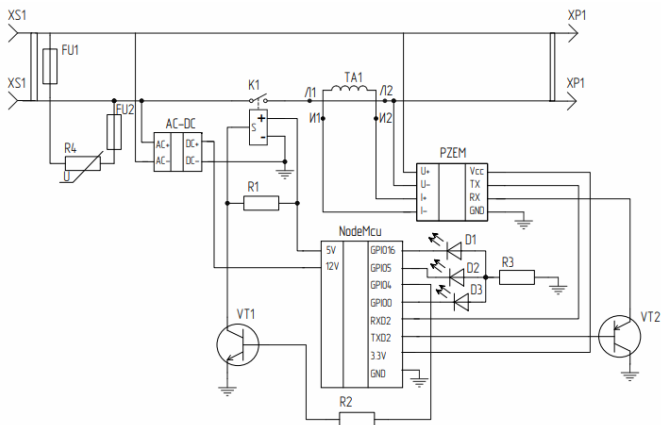


Рис.2 – Принципиальная схема устройства

МК отдает команды по проводному каналу связи ЭМР К1, принимает данные с PZEM-004. Значение тока измеряет ИТТ ТА1. Полученные данные МК ESP8266 по беспроводному каналу связи Wi-Fi передает на смартфон. D1-D3 представляют собой RGB-светодиод, предназначенный для индикации мощности на корпусе УСФ. Подключение модуля реле КУ-19 позволяет управлять несколькими розетками сразу и измерять суммарные значения параметров сети.

Выбрана среда разработки программного кода Arduino IDE. Для получения данных на смартфон, необходимо запрограммировать ESP-модуль на передачу данных на смартфон с маршрутизатором Wi-Fi. На смартфоне отображаются параметры энергопотребления и возможности управления розетками PlugN ON/OFF. При наступлении программируемого заранее аварийного режима, все розетки отключаются и включение их возможно только вручную со смартфона. Если аварийный режим был устранен, то УСФ продолжит функционировать в нормальном рабочем режиме.

Были исследованы критические режимы работы схемы с различными нагрузками в течении 6 часов. В результате схема бесперебойно способна работать с нагрузкой до 3,2 кВт. Также не было обнаружено зависимости скорости и правильности работы устройства от величины нагрузки и температуры окружающей среды от  $-20^{\circ}\text{C}$  до  $+35^{\circ}\text{C}$ .

В результате работы, были выявлены следующие перспективы развития и совершенствования образца: увеличение быстродействия передачи данных; разработка специального приложения, анализирующего данные об энергопотреблении, предлагающего уникальные режимы работы, предупреждающего об опасных режимах работы сети и позво-

ляющего передавать данные не только в локальной сети; усовершенствование аппаратной защиты от перепадов сети до 3,5 кВт; уменьшение габаритов устройства; изобретение малогабаритного и экономичного магнитометрического датчика тока; изготовление эргономичного корпуса.

#### *Литература:*

Перспективы развития Интернета вещей [Электронный ресурс]. Pwc.ru URL: <https://www.pwc.ru/ru/publications/the-internet-of-things.html>, свободный. Загл. с экрана. – Яз. рус., англ. Дата обращения: 6.11.2019.

Счетчик напряжения [Электронный ресурс]. Википедия: Свободная энциклопедия. URL: [https://www.compel.ru/wordpress/wpcontent/uploads/2015/04/NE\\_04\\_2015.pdf](https://www.compel.ru/wordpress/wpcontent/uploads/2015/04/NE_04_2015.pdf), свободный. Загл. с экрана. – Яз.рус., англ. Дата обращения: 6.11.2019.

Songle relay. SRD-05VDC-SL-C: Datasheet [Электронный ресурс]. Банк Datasheets. URL: <http://www.circuitbasics.com/wp-content/uploads/2015/11/SRD-05VDC-SL-C>, свободный. Загл. с экрана. – Яз. англ. Дата обращения: 6.11.2019.

AC digital display Multifunction Meter. PZEM-004(V3.0) [Электронный ресурс]. Форум. URL:[https://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:khTDF1kv2\\_kJ:https://forum.arduino.ru](https://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:khTDF1kv2_kJ:https://forum.arduino.ru), свободный. Загл. с экрана. – Яз. англ. Дата обращения: 6.11.2019.

## **ПРИМЕНЕНИЕ НАКОПИТЕЛЕЙ ЭНЕРГИИ НА ВЕТРОДИЗЕЛЬНОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ И ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ РАЗРАБОТКИ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ**

**И.К. Пономарев, М.А. Никитин, В.М. Зырянов**  
**Новосибирский государственный технический университет,**  
**г. Новосибирск, [ilya945@mail.ru](mailto:ilya945@mail.ru)**

*Ставится проблема выбора способа реализации и создания алгоритмов управления системами накопления энергии (СНЭ) в составе ВЭС. Для решения этой проблемы проанализированы варианты компоновки автономной ВЭС. По результатам анализа определен наиболее перспективный вариант энергоснабжения, на основе которого будут разработаны модели алгоритмов управления СНЭ на основе ПИД регулятора и нейронных сетей.*

*This article formulates the problem of choosing a method for implementing and creating control algorithms for energy storage systems within a wind-diesel power plant. To solve this problem, a few variants of a composition of an autonomous wind power plant were analyzed. Based on the analyze results the most effective option for*



*the energy supply was estimated, upon which, the control algorithms, based on the PID controller and neural networks, will be developed.*

По разным оценкам в России от 10 до 20 миллионов человек [1] проживает в районах с энергоснабжением, изолированным от ЕЭС России. Электроснабжение в этих районах осуществляется в основном, благодаря автономным дизельным электростанциям (ДЭС). Из-за больших транспортных расходов, высокой стоимости самого дизельного топлива и невозможности доставлять топливо в некоторые места круглый год себестоимость электроэнергии может варьироваться от 15 до 150 руб./кВт\*ч [2].

Многие из районов с автономным энергоснабжением имеют высокий ветроэнергетический потенциал, что может сократить расход дизельного топлива на 10-60% [2].

Возможны несколько вариантов компоновки оборудования на автономной электростанции с ветроэнергетической установкой (ВЭУ):

1. Ветроэнергетическая установка (ВЭУ).
2. ВЭУ с системой накопления энергии (СНЭ).
3. ВЭУ и дизель-генераторная установка (ДГУ) - ветродизельная электростанция.
4. ВЭУ, ДГУ и СНЭ.

Рассмотрим подробнее каждый вариант:

1. Энергия, вырабатываемая ВЭУ, зависит от скорости ветра, которая может сильно изменяться в течение суток. Вследствие этого большую часть времени мощность ВЭУ не совпадает с мощностью нагрузки, что приводит к небалансу в энергосистеме, а в некоторые моменты времени и вовсе к прекращению энергоснабжения потребителя. Рисунок 1 демонстрирует этот эффект.

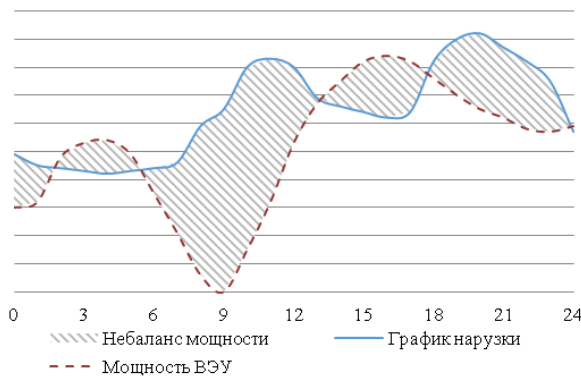


Рис. 1 – Графики мощности ВЭУ и нагрузки

С учётом вышесказанного можно сделать вывод, что автономная работа ВЭУ без использования дополнительных источников энергии невозможна.

2. Применение накопителя энергии позволяет согласовывать графики потребления и генерации, поддерживать требуемый уровень напряжения и частоты.

Однако в этом случае для обеспечения надежного электроснабжения придется выбирать накопитель с очень большой энергоемкостью, так как есть вероятность уменьшения выработки электроэнергии ВЭУ в течение длительного времени. Это приведет к большим капиталовложениям.

3. Функция ДГУ, работающей в составе ветродизельной электростанции (ВДЭС), как и у накопителя - покрыть дефицит электроэнергии в маловетренные часы. Основное преимущество ДГУ по сравнению с накопителями - их невысокая стоимость. Но при такой комбинации также существуют проблемы.

Во-первых, высокая стоимость топлива для ДГУ. Из-за этого встает задача минимизации мощности, вырабатываемой с помощью ДГУ.

Во-вторых, зависимость КПД ДГУ от вырабатываемой мощности. Оптимальной считается загрузка ДГУ выше 40 % номинальной мощности. При загрузке менее 40 %, дизель-генератор работает с повышенным удельным расходом топлива.

В-третьих, из-за необходимости держать мощность ДГУ больше 40% и при этом минимизировать расход топлива, встает вопрос о создании алгоритмов управления, которые учитывают загрузку ДГУ и подстраивают режимы выработки ВЭУ и ДГУ так, чтобы расход топлива был минимально возможным.

С учётом вышесказанного, можно заключить, что применение данной комбинации возможно практически в любых автономных энергосистемах. Данный вариант позволяет сократить расход топлива по сравнению с работой отдельной ДЭС, а, следовательно, уменьшить стоимость энергии и увеличить срок службы ДГУ.

4. Решение многих вышеперечисленных проблем можно достичь, если в составе ВЭС совместно работают ВЭУ, ДГУ и СНЭ.

Данная комбинация позволяет уменьшить расход топлива ДГУ за счет того, что малые небалансы мощности покрываются за счёт СНЭ, а при больших небалансах в течение длительного времени в работу включается ДГУ, за счет чего возможно уменьшить до приемлемого значения емкость накопителя по сравнению со вторым вариантом.

В силу своих достоинств данный вариант является наиболее благоприятным для автономной ВДЭС. Но также следует отметить, что необ-

ходима разработка адекватных алгоритмов управления СНЭ, которые должны обеспечить эффективное покрытие постоянно возникающего небаланса активной мощностью в системе при условии поддержания необходимого качества электроэнергии и минимизации стоимости вырабатываемой энергии.

Реализация алгоритмов управления СНЭ для выбранного варианта (ВЭУ, ДГУ и СНЭ) возможна с использованием двух подходов:

1. Разработка системы автоматического управления на основе классического пропорционально-интегрально-дифференцирующего (ПИД) регулятора.

2. Разработка микропроцессорного регулятора с использованием искусственных нейронных сетей.

ПИД регулятор представляет собой классическое устройство с обратной связью. На основе параметров сети ПИД регулятор подает управляющий сигнал на накопитель с целью уменьшения небаланса в системе и поддержания необходимого уровня напряжения и частоты. Управляющий сигнал является суммой трёх слагаемых, первое из которых пропорционально разности входного сигнала и сигнала обратной связи (сигнал рассогласования), второе — интеграл сигнала рассогласования, третье — производная сигнала рассогласования.

Управляющий орган на основе нейронных сетей получает опыт прогнозирования дальнейшего изменения параметров, полученный в результате обучения с большими массивами данных предыстории. На основе этого опыта в режиме реального времени прогнозируется дальнейшее изменение параметров, а затем подается сигнал на накопитель, с помощью которого происходит уменьшение небаланса в энергосистеме.

Ставится задача разработать математические модели управляющего органа на основе этих двух вариантов реализации. Цель - показать достоинства и недостатки каждого из вариантов, на основе чего сделать вывод о целесообразности их применения.

#### *Литература:*

1. Низкоуглеродные решения для изолированных регионов России с высокими затратами на энергию / ЦЭНЭФ-XXI. — Москва, 2017. — 106

2. П.А. Пилипец. Методика оценки энергоэкономической эффективности автономных ветродизельных энергокомплексов: магистерская диссертация: 08.04.01 — Санкт-Петербург, 2016. — 103 с.

3. Б.В. Лукутин. Системы электроснабжения с ветровыми и солнечными электростанциями: учебное пособие/ Б.В. Лукутин, И.О. Муравлев, И.А. Плотников — Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2015. — 128 с.

# АНАЛИЗ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ В ЦЕПЯХ ВЫСОКОГО ПОРЯДКА МЕТОДАМИ СТРУКТУРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ В MATLAB SIMULINK

**А.В. Прокопов, В.М. Лесс, В.Ю. Нейман**  
Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, saspro684@gmail.com

*В работе рассматривается анализ переходных процессов в сложных цепях высокого порядка методами и средствами структурного моделирования для случая нулевых начальных условий. Основное внимание уделяется вопросам схемной реализации структурных моделей линейных цепей в программной среде Matlab Simulink. Рассмотрен пример реализации структурной модели для линейной цепи пятого порядка с нулевыми начальными условиями.*

*The paper considers the analysis of transients in complex high-order circuits by methods and means of structural modeling for the case of zero initial conditions. The main attention is paid to the issues of circuit implementation of structural models of linear circuits in the Matlab Simulink software environment. An example of the implementation of a structural model for a fifth-order linear chain with zero initial conditions is considered.*

Применение аналитических методов для расчета переходных процессов в линейных цепях, ограничено порядком электрической цепи, который, как правило, не выше второго [1]. Связано это с тем, с увеличением порядка цепи возникают определенные трудности с определением постоянных интегрирования цепи и соответственно с определением зависимых начальных условий для напряжений и токов, а также их производных на момент коммутации.

В подобных случаях для анализа цепей порядка выше двух, обычно прибегают к использованию программ схемотехнического моделирования как Electronics Workbench, Multisim, MicroCAP и т.д. [2].

Удобным инструментом для анализа динамических процессов является аппарат структурного моделирования, широко применяемый при исследовании электроприводов, преобразовательной техники, статических преобразователей энергии [3–7], а также для моделирования динамических режимов электромеханических систем специального назначения, в том числе виброударного действия [8–11].

В проводимых исследованиях рассматривается пример создания структурной схемы модели на примере расчета переходного процесса для цепи пятого порядка (рис. 1). Анализ выполняется при нулевых начальных условиях, т.е. напряжения и токи до коммутации цепи равны нулю.

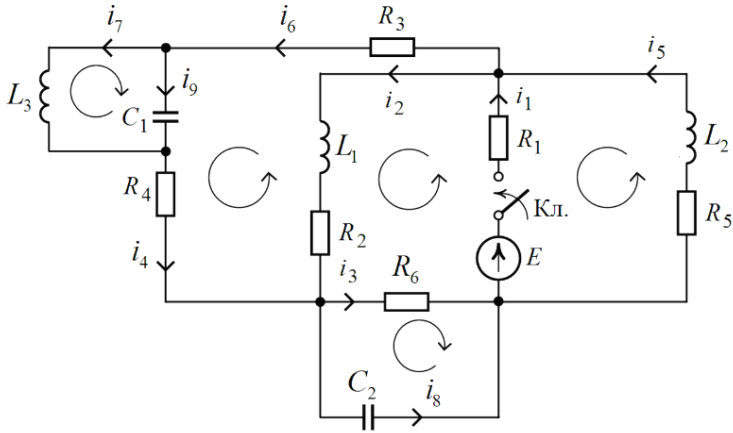


Рис. 1 – Пример электрической цепи пятого порядка

Расчетная система уравнений цепи на рис. 1, записанная по законам Кирхгофа, относительно мгновенных значений напряжений контуров и токов в узлах может быть представлена в виде:

$$\begin{cases}
 i_7 + i_9 - i_4 = 0, \\
 i_5 - i_6 + i_1 - i_2 = 0, \\
 i_3 - i_1 - i_5 + i_8 = 0, \\
 i_6 - i_7 - i_9 = 0, \\
 i_1 R_1 + L_1 \frac{di_2}{dt} + i_2 R_2 + i_3 R_6 = E, \\
 -i_2 R_2 - L_1 \frac{di_2}{dt} + i_6 R_3 + \frac{1}{C_1} \int i_9 dt + i_4 R_4 = 0, \\
 L_2 \frac{di_5}{dt} + i_5 R_5 - i_1 R_1 = -E, \\
 i_3 R_6 - \frac{1}{C_2} \int i_8 dt = 0, \\
 \frac{1}{C_1} \int i_9 dt - L_3 \frac{di_7}{dt} = 0.
 \end{cases} \quad (1)$$

При формировании структуры модели целесообразно разрешить каждое из уравнений системы (1) относительно старшей производной, либо тока или напряжения и составить структурную схему модели ис-

пользуя, блоки Simulink. Полная развернутая структурная схема цепи в соответствии с уравнениями (1) представлена на рис. 2.

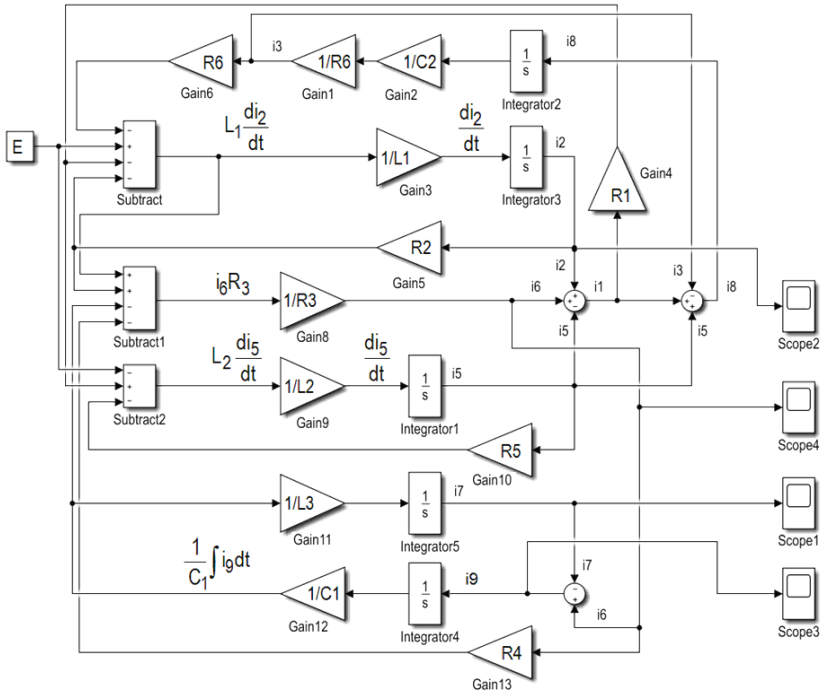


Рис. 2 – Структурная схема модели электрической цепи пятого порядка в приложении Simulink

Выполненные расчеты с использованием методов структурного моделирования в Matlab Simulink показали большое преимущество метода при расчете переходных процессов в динамических цепях в сравнении с существующими аналитическими подходами. В особенности данные преимущества проявляются при решении задач анализа и синтеза переходных процессов в цепях более высокого порядка.

*Литература:*

1. Бессонов Л.А. Теоретические основы электротехники. Электрические цепи. – М.: Гардарики, 2000. – 638 с.
2. Хернитер М.Е. Самоучитель по Electronics Workbench Multisim. – М.: Издательский дом ДМК-пресс, 2006. – 488 с.

3. Герман-Галкин С.Г. Компьютерное моделирование полупроводниковых систем в MATLAB 6.0: Учебное пособие. – СПб.: КОРОНА принт, 2001. – 320.

4. Черных И.В. Моделирование электротехнических устройств в MATLAB, SimPowerSystems и Simulink. – М.: ДМК Пресс; СПб.: Питер, 2008. – 288 с.

5. Нейман Л.А. Моделирование динамических процессов в электромагнитных преобразователях энергии для систем генерирования силовых воздействий и низкочастотных вибраций / Л.А. Нейман, В.Ю. Нейман // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов – 2015. – Т. 326. – № 4. – С. 154–162.

6. Нейман Л.А. Моделирование процессов в электромагнитном вибрационном преобразователе с потерями энергии в магнитоприводе / Л.А. Нейман, В.Ю. Нейман // Доклады Томского государственного университета систем управления и радиоэлектроники. – 2016. – Т. 19. – № 1. – С. 73–78.

7. Neyman L.A. Simulation of processes in an electromagnetic converter with energy loss in the massive magnetic core / L.A. Neyman, V.Y. Neyman, A.S. Shabanov // The 17 international conference of young specialists on micro/nanotechnologies and electron devices, EDM 2016: proc., Altai, ErIagol, 30 June – 4 July 2016. – Novosibirsk : NSTU, 2016. – P. 522-525.

8. Нейман Л.А. Математическая модель динамики электромагнитного ударного узла с упругими связями / Л.А. Нейман, В.Ю. Нейман // Доклады Академии наук высшей школы Российской Федерации. – 2016. – № 2 (31). – С. 94–107.

9. Нейман Л.А. Математическая модель динамики двухкатушечной синхронной электромагнитной машины ударного действия со свободным выбегом бойка / Л.А. Нейман, В.Ю. Нейман // Вестник Ивановского государственного энергетического университета. – 2016. – № 5. – С. 32–40.

10. Neyman L. A. Vibration dynamics of an electromagnetic drive with a half-period rectifier / L.A. Neyman, V.Y. Neyman, A.S. Shabanov // The 18 international conference of young specialists on micro/nanotechnologies and electron devices, EDM 2017: proc., Altai, ErIagol, 29 June – 3 July 2017. – Novosibirsk : NSTU, 2017. – P. 503-506.

11. Нейман Л.А. Математическая модель динамики однокатушечной синхронной электромагнитной машины ударного действия с двухсторонним выбегом бойка / Л.А. Нейман, В.Ю. Нейман // Доклады Академии наук высшей школы Российской Федерации. – 2016. – № 3 (32). – С. 98–114.

# РАСЧЕТ ИНДЕКСОВ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ИНДИКАТИВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

**И.А.Сабадаш, Л.С. Мышкина, Ю.В. Какоша**  
Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, [inna\\_sabadash@mail.ru](mailto:inna_sabadash@mail.ru)

*Предложены дополнения к методике расчета индекса технического состояния оборудования сети 10 кВ для расчета вероятности безотказной работы и индикативных показателей бесперебойности электроснабжения потребителей. Расчет индекса технического состояния проводится на основе весовых показателей функциональных узлов рассматриваемого оборудования, рассчитываемых по методу парных сравнений (метод Саати). Показана достоверность предложенной методики путем сравнения полученных показателей бесперебойности электроснабжения с показателями, рассчитанными другим способом.*

*Proposed additions to the method of calculating the index of technical condition of the network equipment 10 kV to calculate the probability of failure-free operation and indicative indicators of uninterrupted power supply to consumers. Calculation of the technical condition index is carried out on the basis of weight indicators of functional units of the equipment under consideration, calculated by the method of paired comparisons (Saatii method). The reliability of the proposed methodology is shown by comparing the obtained indicators of uninterrupted power supply with those calculated in another way.*

## Введение

Распределительная электрическая сеть 6 – 10 кВ, в большей степени, определяет уровень надежности электроснабжения потребителей, так как отказы в данных сетях являются причиной порядка 70 % всех нарушений электроснабжения [1]. Процесс определения показателей бесперебойности электроснабжения, путем представления распределительной сети схемой замещения с позиций надежности, применяемый в предыдущих исследованиях [1], довольно длительный и трудоемкий. Он основан на использовании метода декомпозиции, составлении матриц взаимосвязи, отражающих топологию и структуру сети, а также учете влияния режимного фактора на функциональную надежность сети. Методика [2], утвержденная Минэнерго России от 19.02.2019 менее трудоемка, однако она распространяется на группы электрооборудования и сооружения объектов электроэнергетики, не включающие сеть 0,4-10 кВ. Следовательно, актуальным становится вопрос о разработке дополнительных, которые позволят использовать данную методику для расчета ин-



дексов технического состояния (ИТС) и вероятности безотказной работы электрооборудования распределительной сети, а также определения индикативных показателей бесперебойности электроснабжения.

Цель работы: дополнить методические указания для сетей высокого напряжения определением индикативных показателей бесперебойности электроснабжения узлов сети 0,4 -10 кВ.

Поставленные задачи: оценить техническое состояние оборудования распределительной сети; оценить вероятность безотказной работы оборудования; определить индикативные показатели бесперебойности электроснабжения.

#### 1. Оценка технического состояния оборудования сети

Для анализируемой сети основным оборудованием является силовой трансформатор (ТР), кабельная линия (КЛ), масляный выключатель.

В табл.1 представлены основные функциональные узлы (ФУ) оборудования, выделенные в рамках данной работы.

**Таблица 1 - Функциональные узлы рассматриваемого оборудования**

Объект	ТР	КЛ	Выключатель
ФУ	изоляция система; обмотки трансформатора; магнитопровод; высоковольтный ввод; система регулирования напряжения	вспомогательное оборудование (ВО); концевые и соединительные муфты (КиСМ), силовой кабель (СК)	привод, дугогасящая камера, контактная система

Для определения весовых показателей ФУ, участвующих в расчете ИТС, предлагается использовать метод парных сравнений (метод Саати) [3]. Для примера, в статье приведен расчет весовых коэффициентов ФУ кабельной линии электропередачи табл.2.

**Таблица 2 - Расчет весовых коэффициентов ФУ кабельной линии**

ФУ	ВО	КиСМ	СК	→	ФУ	Вес, о.е.
ВО	1	1/2	1/7		ВО	0,094
КиСМ	2	1	1/5		КиСМ	0,168
СК	7	5	1		СК	0,738

Конечная балльная оценка определена методом экспертных оценок с введением коэффициентов, отражающих компетентность экспертов. В исследовании авторами принято, что граничные значения балльной шкалы оценки, характеризующей техническое состояние ФУ и уровень

выполнения требуемых функций, соответствуют 0 - 100 баллов. Балльная оценка ФУ оборудования, умноженная на вес ФУ, позволяет получить ИТС. В табл. 3 отображены результаты расчета ИТС в баллах [4].

**Таблица 3 – ИТС электрооборудования распределительной сети**

Объект	ИТС, балл	Диапазон ИТС	Состояние ТС
ТР	73,164	$70 < и \leq 85$	хорошее
КЛ	59,041	$50 < и \leq 70$	удовлетворительное
Выключатель	66,787	$50 < и \leq 70$	удовлетворительное

II. Оценка вероятности безотказной работы оборудования сети

Расчет вероятности безотказной работы оборудования (узла):

Установить закон распределения отказов ЭО и его ФУ;

Провести расчет вероятности безотказной работы ЭО и его ФУ.

Методика дает возможность прогнозировать изменение ТС и дальнейшую бесперебойную работу узлов и объекта в целом [3]:

$$P_{Э0} = e^{-\lambda_{Э0}\Sigma\alpha_i t}; \quad P_{ФУЭ0i} = e^{-\lambda_{ФУЭ0i} t} \quad \lambda_{ФУЭ0i} = \lambda_{Э0} \cdot \alpha_i \quad (1)$$

где  $\lambda_{Э0}$  – интенсивность отказов основного оборудования;  $\lambda_{ФУЭ0i}$  – интенсивность отказов ФУ;  $\alpha_i$  – вес  $i$ -го ФУ;  $t$  – рассматриваемый промежуток времени;  $P_{ФУЭ0i}$ ,  $P_{Э0}$  – вероятность безотказной работы  $i$ -го ФУ и электрооборудования в целом, соответственно. Сумма весовых показателей ФУ электрооборудования равна единице  $\Sigma\alpha_i = 1$ .

Результаты расчета  $P_{Э0}$  сведены в табл. 4. Для расчета принят временной интервал, равный одному году.

**Таблица 4 – Вероятность безотказной работы оборудования сети**

Объект	$\lambda_{Э0}, \text{год}^{-1};$	$P_{Э0}, \text{о.е.}$
ТР	0,035	0,966
КЛ	0,100	0,905
Выключатель	0,015	0,985

III. Определение индикативных показателей бесперебойности электроснабжения

Средняя продолжительность прекращения передачи электрической энергии на точку поставки (SAIDI):

$$SAIDI = SAIDI_{\text{расч}} \times (1 - k) + \frac{\Sigma T_i \times N_i}{N_{\text{max}}} \quad (2)$$

Средняя частота прекращения передачи электрической энергии на точку поставки (SAIFI):

$$SAIFI = SAIFI_{расч} \times (1 - k) + \frac{\sum \lambda_{э0} \times N_i}{N_{max}} \quad (3)$$

где  $k$ - поправочный коэффициент, в работе  $k = 0,000304$ , определенный по [5];  $T_{э0}$ - время неработоспособного состояния, ч;  $N_i$  – количество точек поставки потребителей отключаемых в результате технологического нарушения из-за отказа оборудования, шт;  $N_{max}$  – прогнозируемое на текущий год максимальное количество точек поставки, шт [2];  $SAIDI_{расч}$ ,  $SAIFI_{расч}$  - фактические значения, приведенные в табл.5.

Индикативные показатели надежности электроснабжения определены для участка распределительной сети 10 кВ, анализируемого в ранее выполненных исследованиях [1]. В табл.5 приведено сопоставление показателей SAIDI и SAIFI, рассчитанных по двум методикам.

**Таблица 5 - Сопоставление рассчитанных показателей**

Показатель	Методика ВКР	Представленная методика	$\Delta$ , %
$SAIDI$ , ч	1,5577	1,5633	0,36
$SAIFI$ , год <sup>-1</sup>	0,1571	0,1573	0,13

#### Выводы

Внесены дополнения в методику расчета ИТС оборудования. В работе предложено: выделение ФУ выключателя, использование метода Саати для расчета весовых показателей ФУ, а также определения бальной оценки путем экспертных оценок, что позволило оптимизировать процесс вычисления показателей бесперебойности электроснабжения, а также рассчитывать данные показатели на перспективу.

Разница ( $\Delta$ ) показателей SAIDI и SAIFI составила менее 1%, что говорит об их достоверности и корректности внесенных дополнений.

#### Литература:

1. *Сабадаш И.А.* Факторы, определяющие индикативные показатели надежности услуг сетевых организаций: ВКР: 10.06.19. – Новосибирск, 2019. – 89 с.
2. Приказ Минэнерго России от 19.02.2019 № 123 «Об утверждении методических указаний по расчету вероятности отказа функционального узла и единицы основного технологического оборудования и оценки последствий такого отказа» – М., 2019. – 35 с.
3. *Байдюк М.А., Комарова Г.В.* Оценка технического состояния и надежности электрических машин. – 2019. - № 3. – С. 78-83.
4. Приказ Минэнерго России от 26.07.2017 № 676 «Об утверждении методики оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей» – М., 2017. – 274 с.

5. Отчет по результатам выполнения НИР «Разработка методологии и технических требования к системам автоматизации прогнозирования вероятности отказа производственных активов» - СПб., 2016. – 270 с.

## ОПТИМИЗАЦИЯ ЧИСЛА ГИДРОАГРЕГАТОВ ГЭС

**А.Е. Светличная, С.В. Митрофанов**  
**Новосибирский государственный технический университет,**  
**г. Новосибирск, onirs@corp.nstu.ru**

*В работе предложен алгоритм решения задачи управления составом гидроагрегатов ГЭС. Рассматриваются основные системные, а также внутристанционные требования и ограничения к режиму работы гидроагрегатов на станции. В качестве критерия управления было задано условие максимизации КПД. На основе данного критерия и заданных ограничений разработан алгоритм управления составом гидроагрегатов, представленный в виде блок-схемы.*

*The article proposes an algorithm for solving the problem of controlling the composition of hydroelectric power plants. The main system, as well as in-station requirements and restrictions to the mode of operation of hydraulic units at the station are considered. The condition of efficiency maximization was set as a control criterion. On the basis of this criterion and the given restrictions the algorithm of control of structure of hydraulic units presented in the form of the block diagram is developed.*

### *Актуальность темы*

ГЭС выполняет важные функции в электроэнергетической системе, такие как:

- Регулирование частоты
- Покрытие пиков нагрузки
- Обеспечение нагрузочных резервов
- И т.д.

В связи с этим большую важность имеют задачи поддержания нормального режима работы ГЭС с учетом выполнения всех требований энергосистемы, а также управления режимами станции с наибольшей эффективностью.

### *Задачи управления режимами станции*

Режим – это состояние энергосистемы в определенный момент на интервале времени, характеризующийся такими параметрами как ток мощность, напряжение и другими, называемыми параметрами режима.

Поддержание нормального режима работы энергосистемы является первостепенной задачей. В связи с этим, все субъекты энергосистемы обязаны выполнять ряд жестких требований, таких как:

- Обеспечение баланса активных мощностей в энергосистеме

$$\sum P_{\text{ГЕН}} = \sum P_{\text{ПОТР}} + \sum P_{\text{СН}} + \sum \Delta P_{\text{СУМ}} \quad (1)$$

где  $\sum P_{\text{ГЕН}}$  - суммарная мощность генераторов (кВт),  $\sum P_{\text{ПОТР}}$  - нагрузка потребителей (кВт);  $\sum \Delta P_{\text{СУМ}}$  - суммарная мощность потерь в сетях (кВт) и  $\sum P_{\text{СН}}$  - мощность потребления электростанций на собственные нужды (кВт).

- Обеспечение баланса реактивных мощностей в энергосистеме

$$\sum Q_{\text{ГЕН}} = \sum Q_{\text{ПОТР}} + \sum Q_{\text{СН}} + \sum Q_{\text{ПОТР}} + \sum Q_{\text{З}} + \sum Q_{\text{КУ}} + \sum \Delta P_{\text{СУМ}} \quad (2)$$

где  $\sum Q_{\text{ГЕН}}$  - суммарная мощность генераторов (кВар),  $\sum Q_{\text{ПОТР}}$  - нагрузка потребителей (кВар);  $\sum \Delta Q_{\text{СУМ}}$  - суммарная мощность потерь в сетях (кВар) и  $\sum Q_{\text{СН}}$  - мощность потребления электростанций на собственные нужды (кВар),  $\sum Q_{\text{З}}$  - мощность, генерируемая линиями (зарядная) (кВар),  $\sum Q_{\text{КУ}}$  - реактивная мощность компенсирующих устройств (кВар).

- Поддержание уровня напряжения в заданном диапазоне

$$U_{\min} \leq U_{\text{СТ}} \leq U_{\max} \quad (3)$$

где  $U_{\min}$  - минимально допустимое значение напряжения ( $U_{\min} = U_{\text{НОМ}} - 0,1 * U_{\text{НОМ}}$

$U_{\max}$  - максимально допустимое значение напряжения ( $U_{\max} = U_{\text{НОМ}} + 0,1 * U_{\text{НОМ}}$

- Поддержание частоты в заданном диапазоне

$$f_{\min} \leq f_{\text{СТ}} \leq f_{\max} \quad (4)$$

где  $f_{\min}$  - минимально допустимое значение частоты ( $f_{\min} = f_{\text{НОМ}} - 0,2 * f_{\text{НОМ}}$ ),  $f_{\max}$  - максимально допустимое значение частоты ( $f_{\max} = f_{\text{НОМ}} + 0,2 * f_{\text{НОМ}}$ ).

Помимо ограничений системы, необходимо принимать во внимание ограничения, накладываемые станцией. К ним относятся:

ЛОГ – условная линия, определяющая зону работы гидроагрегата, обусловленную его установленной мощностью.

$$Q(H) = \frac{N_{\text{уст гЭС}}}{9,81 * \eta * H} \text{ при } H \geq H_p, \quad (5)$$

где  $H_p$  – расчетный напор (м).

ЛОТ – условная линия, определяющая максимальную мощность гидроагрегата, ограничивающихся пропускной способностью турбины.

$$Q(H) = Q_{\max} * \sqrt{\frac{H}{H_p}} \text{ при } H \leq H_p \quad (6)$$

Также на многих гидроэлектростанциях предъявляются требования к числу пуско-остановочных операций гидроагрегатов

$$m_{\text{П/О}_{\Gamma A_i}} \leq m_{\text{П/О}_{\text{доп}}} \quad (7)$$

где  $m_{\text{П/О}_{\Gamma A_i}}$ -количество пуско-остановочных операций  $i$ -го агрегата,  $m_{\text{П/О}_{\text{доп}}}$  - допустимое количество пуско-остановочных операций.

Помимо этого, работа гидроагрегата контролируется большим количеством систем релейной защиты и автоматики. Необходимость выполнения их требований жестко регламентирует границы допустимых режимов работы гидроагрегатов.

В рамках данных ограничений остается возможность для различных сценариев для развития управления режимами станции. Задачи поиска наиболее эффективных сценариев управления и являются задачами оптимизации. Возможны различные критерии, но наиболее часто используется критерий экономичности, все остальные сведены к дополнительно накладываемым ограничениям.

$$\eta_{\text{ГЭС}} = \frac{\sum_{i=1}^n \eta_{\Gamma A_i}(P_{\Gamma A})}{n} \rightarrow \max$$

где  $\eta_{\Gamma A_i}$ -к.п.д.  $i$ -го гидроагрегата,  $i$ -порядковый номер итерации,  $n$ -количество гидроагрегатов,  $P_{\Gamma A}$ -мощность гидроагрегата.

Поиск наиболее экономически эффективных режимов работы станции в рамках оперативного управления включает в себя такие задачи как: управление числом гидроагрегатов, управление составом гидроагрегатов, управление степенью загрузки гидроагрегатов и т.д.

В данной работе будет рассматриваться лишь одна из задач: управление числом ГА на станции. Для решения данной задачи будет использован следующий алгоритм:

N<sub>сист</sub> – требуемая мощность системы  
 H – напор  
 NГА – номинальная мощность ГА  
 nГА – кол-во ГА на станции  
 nРем – кол-во ГА, находящихся в ремонте  
 nДост – кол-во доступных ГА  
 N<sub>max</sub> – максимальная мощность в ограничениях зоны нежелательной работы  
 N<sub>min</sub> – минимальная мощность в ограничениях зоны нежелательной работы  
 Z – Кол-во задействованных ГА  
 N – Мощность, с которой работает ГА  
 ZВБ – уровень верхнего бьефа  
 ZНБ – уровень нижнего бьефа  
 Q – Расход воды

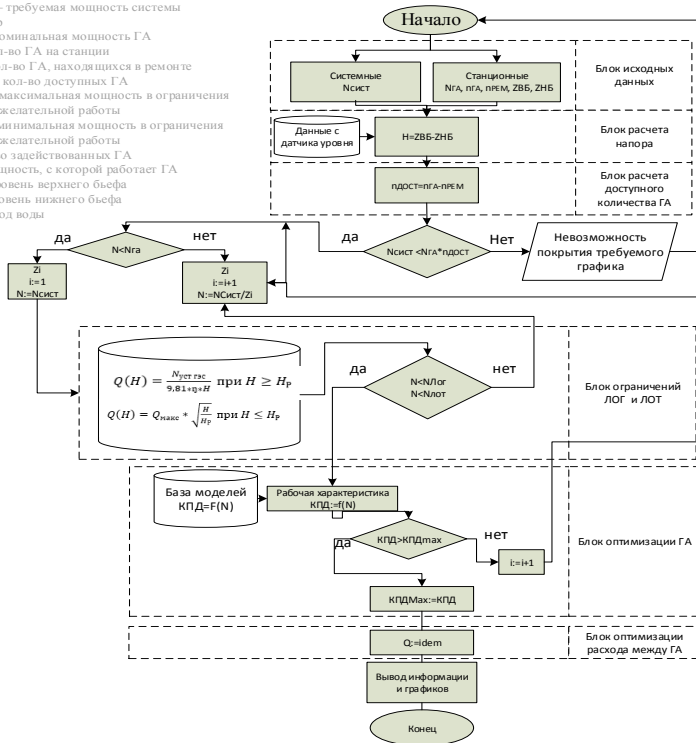


Рис. 1 – блок-схема алгоритма управления ГА на станции

*Литература:*

1. Т.А. Филиппова, М.Ш. Мисриханов, Ю.М. Сидоркин, А.Г. Русина: гидроэнергетика, учебник – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2011. - 640 с. (серия «Учебники НГТУ»).
2. Т. А. Филиппова: Оптимизация энергетических режимов гидроагрегатов ГЭС – Москва: Изд-во «Энергия», 1975 г. – 206 с.
3. Разработка имитационной модели каскада ГЭС Энергосистемы Памира = TheHPPs cascade simulation model development of the Pamir powersystem / С. В. Митрофанов, А. Ю. Арестова, Д. Х. Худжасаидов, А. Г. Русина // Электроэнергетика глазами молодежи : материалы 8 междунар. науч.-техн. конф., Самара, 2 – 6 окт. 2017 г. В 3 т. - Самара :Самар. гос. техн. ун-т, 2017. – Т 2. – С. 80-83. - 60 экз. - ISBN 978-5-7964-2030-0.

## ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОЦЕНКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ МАСЛОПОЛНЕННЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

А.А. Солтанбаева, В.М. Левин

Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, [soltanbaeva00@mail.ru](mailto:soltanbaeva00@mail.ru)

*В статье приводятся результаты исследования в направлении повышения эффективности оценки технического состояния маслонаполненного трансформаторного оборудования с применением метода анализа растворенных в масле газов. Представлена диагностическая модель оценки состояния трансформатора, сформированная на основе метода статистической идентификации. Приведены количественные результаты исследования, иллюстрирующие эффективность применения сформированной модели.*

*The article presents the results of a study to improve the efficiency of assessing the technical condition of oil-filled transformer equipment using the method of analysis of gases dissolved in oil. The article presents a diagnostic model for assessing the state of the transformer, formed on the basis of the statistical identification method. The quantitative results of the study illustrating the effectiveness of the formed model are presented.*

Надежность функционирования электроэнергетической системы (ЭЭС) в целом зависит от надежности функционирования и работоспособности силовых трансформаторов. Силовой трансформатор (СТ) является наиболее сложным, ответственным и дорогостоящим подстанционным оборудованием электростанций и электрических сетей. Отказ силового трансформатора может привести к тяжелым последствиям в ЭЭС. На выход из строя трансформаторов влияет большое количество разных факторов, поэтому необходим периодический диагностический контроль силовых трансформаторов подстанций. Для эффективного обнаружения дефектов в СТ требуется учитывать условия его эксплуатации. Эффективная оценка технического состояния СТ представляет собой не только важную задачу по поддержанию их надежности, но и позволяет продлить сроки эксплуатации электрооборудования, снизить затраты на ремонт и увеличить вероятность обнаружения аварийного или предаварийного состояния.

Одним из наиболее востребованных методов раннего обнаружения дефектов в СТ является метод анализа растворенных в масле газов (АРГ). Метод основан на измерении концентраций диагностических газов и интерпретации результатов анализа на основе базовой методики [1]. Метод АРГ имеет ряд присущих ему достоинств:

1. возможность диагностирования на работающем оборудовании (без отключения), что является самым главным достоинством;



2. возможность применения методики к любому маслonaполненному оборудованию, то есть универсальность;

3. возможность выявления разных видов дефектов в трансформаторе на ранней стадии развития.

Методика предусматривает измерение концентраций следующих газов в масле: водорода ( $H_2$ ), метана ( $CH_4$ ), этана ( $C_2H_6$ ), этилена ( $C_2H_4$ ), ацетилен ( $C_2H_2$ ), оксида ( $CO$ ) и диоксида углерода ( $CO_2$ ). В случае появления дефекта внутри трансформатора состав растворенных газов и их концентрации качественно и количественно изменяются, что позволяет интерпретировать результаты АРГ с достоверностью порядка 90% [1]. Указанная достоверность диагноза явно не достаточна и приводит в ряде случаев к пропуску опасных дефектов, вызывающих отказы СТ.

Повысить достоверность идентификации дефектов на основе АРГ и в целом эффективности оценки технического состояния СТ возможно в результате применения разработанного на кафедре АЭС НГТУ и широко апробированного метода статистической идентификации [2]. Идея метода заключается во введении обобщенного интегрального признака дефектов, который одновременно позволяет характеризовать многомерный вектор концентраций диагностических газов, и обладает высокой чувствительностью к изменениям его компонент, вызванным возникновением и развитием соответствующих дефектов в СТ. В качестве интегрального признака может быть использована «свертка»  $F = \sum_{i=1}^7 w_i \cdot a_i$ . Здесь:  $w_i = A_i / \sum A_i$  – объемный вес  $i$ -го газа в выделенной из масла газовой смеси;  $a_i$  – относительная концентрация  $i$ -го газа, равная отношению  $A_i / A_{гр i}$ .

Метод рассматривает  $F$  как случайную величину, определяемую по выборке протоколов АРГ, полученных в результате многолетних наблюдений за группой из  $N$  однотипных трансформаторов со схожими условиями эксплуатации в ЭЭС. Согласно критерию «граничных концентраций» [1] правила идентификации развивающегося дефекта в СТ выглядят следующим образом:

если  $a_{\max}^i \leq 1$ , то бездефектное состояние СТ или «норма»;

если  $a_{\max}^i > 1$ , признак развивающегося дефекта в СТ.

Указанное правило предусматривает обязательную проверку и сравнение измеренного значения концентрации каждого  $i$ -го газа со своим предельно-допустимым значением  $A_{гр i}$ , ( $i = \overline{1,7}$ ), что снижает оперативность оценки и ведет к потере достоверности диагноза.

Рассмотрим формирование нового решающего правила с применением обобщенного интегрального признака  $F$ . Для этого отсортируем (по критерию «граничных концентраций») полученную выборку, разбив множество вариантов на два класса  $\Pi_1$  и  $\Pi_2$ . Здесь  $\Pi_1$  – класс состояний

«норма»,  $\Pi_2$  – класс состояний с признаком развивающегося дефекта или «отклонение от нормы». Построим для выборки  $F$  в классе  $\Pi_1$  точечный график (рис. 1), представляющий собой корреляционную функцию  $F(a_{\max}^i)$ .

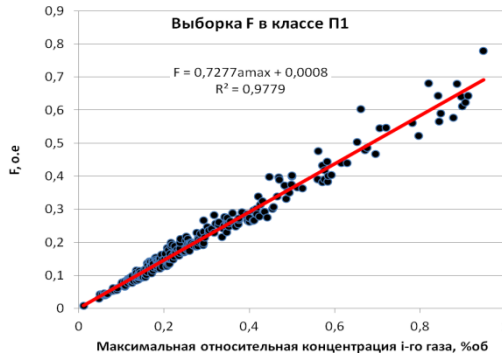


Рис. 1 – Корреляционная функция  $F(a_{\max}^i)$

Со степенью доверия 0,978 корреляционная зависимость  $F(a_{\max}^i)$  аппроксимирована линейной функцией  $F = 0,7277(a_{\max}^i) + 0,0008$ . В связи с действующим критерием «граничных концентраций» условие  $a_{\max}^i \leq 1$  для класса состояния СТ «норма» будет соответствовать новому условию  $F \leq F_{\text{гр}}$ . При этом полученное значение  $F_{\text{гр}} = 0,728$ .

Значение  $F_{\text{гр}}$  является границей раздела классов состояний СТ в интервале изменения  $F \in [0 \div \infty)$ . Для проверки правильности определения значения  $F_{\text{гр}} = 0,728$  построим интегральную функцию и гистограмму относительных частот случайной величины  $F$  в классе состояний  $\Pi_1$  – "норма" (рис. 2). По виду интегральных характеристик можно предположить, что случайная величина  $F$  в классе  $\Pi_1$  имеет статистическое распределение, близкое к нормальному. Определим числовые характеристики случайной величины  $F$  и, прежде всего, математическое ожидание  $M_1 = 0,21168$  и среднеквадратическое отклонение  $\sigma_1 = 0,17215$ . При условии распределения случайной величины  $F$  по нормальному закону к ней применимо правило трех сигм [3], согласно которому значения  $F$  попадут в интервал от 0 до  $F_{\text{гр}} = M_1 + 3 \cdot \sigma_1$  с вероятностью 0,975. Для проверки этого правила рассчитаем значение  $F_{\text{гр}} = M_1 + 3 \cdot \sigma_1 = 0,72813$ . Найденное значение  $F_{\text{гр}}$  достаточно близко к значению, полученному по анализу корреляционной функции (рис.1). Погрешность не превышает 0,6%.

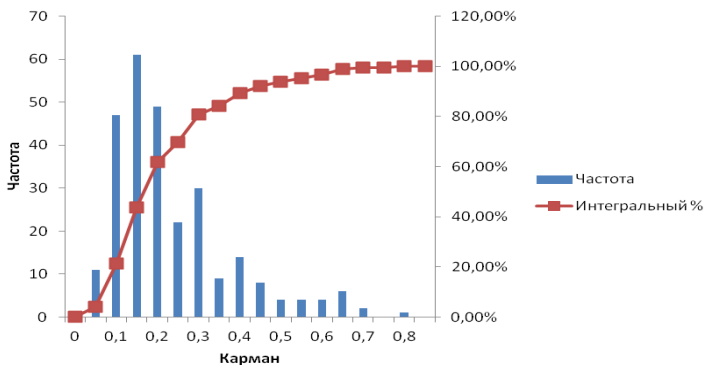


Рис. 2 – Функция и плотность распределения  $F$  в классе состояний  $\Pi_1$

Таким образом, получена диагностическая модель для оценки технического состояния силового маслонаполненного трансформатора по методу ХАРГ в виде решающего правила:

если  $F \leq F_{гр}$  (0,728), то состояние СТ «норма» (дефекта не выявлено)

если  $F > F_{гр}$ , то состояние СТ «отклонение от нормы» (выявлен признак развивающегося дефекта).

Применение полученной диагностической модели позволяет повысить оперативность и достоверность диагноза, а следовательно и общей оценки технического состояния в эксплуатации СТ.

*Литература:*

1. РД 153-34.0-46.302-00. Методические указания по диагностике развивающихся дефектов трансформаторного оборудования по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле. – М.: НЦ ЭНАС, 2000. – 25 с.
2. Левин В.М. Статистический метод распознавания дефектов в силовых трансформаторах при их техническом обслуживании по состоянию // Промышленная энергетика. – 2013. – №8. – С. 37-42.
3. Гмурман В.Е. Теория вероятностей и математическая статистика: Учеб. пособие для вузов / В.Е. Гмурман – М.: Высш. шк., 2003. – 479 с.

# РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМОВ ON-LINE МОНИТОРИНГА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ОСНОВЕ ХРОМАТОГРАФИЧЕСКОГО АНАЛИЗА РАСТВОРЕННЫХ ГАЗОВ

**Таякин А. А., Д.В. Танфильева, О.В. Танфильев**  
Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, [tayakin@ema.ru](mailto:tayakin@ema.ru)

*Работа посвящена разработке и совершенствованию алгоритмов выявления развивающихся дефектов в силовых маслонаполненных трансформаторах, основанных на данных хроматографического анализа растворенных газов. Проанализированы существующие традиционные и перспективные методы оценки состояния силовых трансформаторов, разработаны и реализованы алгоритмы идентификации состояния на их основе.*

*The paper is devoted to the development algorithms for identifying developing defects in power oil-filled transformers based on dissolved gases analysis data. The existing traditional and promising methods for assessing the status of power transformers are analyzed, and state identification algorithms based on them are developed and implemented.*

С каждым годом увеличивается процент оборудования с истекшим сроком эксплуатации. В связи с невозможностью полной или частичной замены оборудования на новое, а также для продления срока службы необходим переход на обслуживание по техническому состоянию и внедрение систем мониторинга и диагностирования. Данная работа направлена на создание экспертной системы для оценки состояния силовых трансформаторов с использованием газов, растворенных в масле, что подтверждает актуальность работы.

Целью работы является разработка методов и средств оценки технического состояния с учетом возрастного состава, условий эксплуатации силового маслонаполненного оборудования на основе хроматографического анализа растворенных газов с помощью статистической теории распознавания образов.

В рамках работы проанализированы существующие традиционные и перспективные методы оценки состояния силовых трансформаторов, разработаны и реализованы алгоритмы идентификации состояния на их основе. Разработанный программный комплекс позволяет оценить и выявить наиболее жизнеспособные методы оценки состояния. Разработан модуль визуализации данных для отображения результатов классификации различными методами. На рисунке 1 представлен результат преобразования семимерного пространства входного вектора данных – семи концентраций газов с помощью аппарата многомерного шкалирования. С помощью встроенной функции можно отображать в двумер-

ном, либо трехмерном пространстве любое количество классов состояний и взаимное расположение их. Таким образом, можно оценивать области и виды классов для подбора оптимального аппарата классификации состояний.

Для оценки технического состояния силового маслonaполненного оборудования существует множество технических средств, методов, а также алгоритмов интерпретации получаемой диагностической информации. В качестве базового метода оценки технического состояния маслonaполненного оборудования предлагается хроматографический анализ растворенных газов (ХАРГ), поскольку охватывает подавляющее большинство возможных медленно развивающихся дефектов.

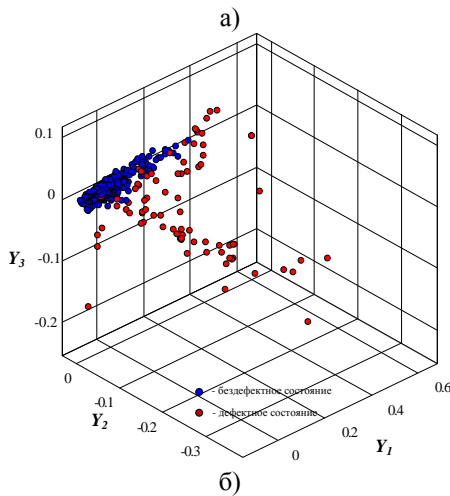
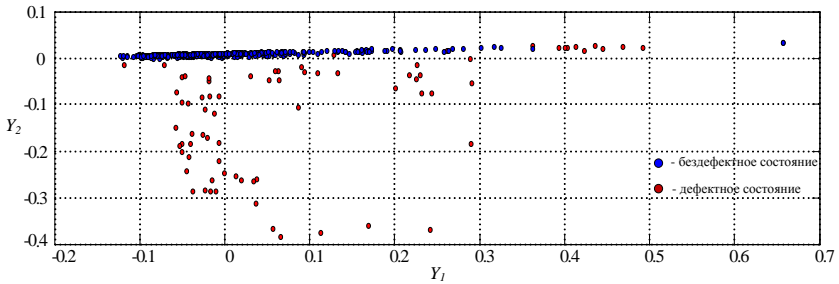


Рис. 1 – Двумерное (а) и трехмерное (б) отображение данных

Разработанная программа на языке Python предназначена для обработки и анализа информации о техническом состоянии маслonaполнен-

ного оборудования на основе хроматографического анализа растворенных газов в масле.

Программа «TransTest» осуществляет:

- ведение БД основного оборудования по паспортным характеристикам и оперативной информации;
- верификацию входной информации и подготовку данных к анализу (выполнение необходимых расчетов, графических построений), предварительную статистическую обработку данных;
- сравнение значений контролируемых параметров с регламентируемыми значениями, а также, первичная оценка технического состояния оборудования;
- диагностику оборудования по четырем методикам (треугольник Дюваля [1], методика Роджерса [2], методика РД [3], методика МЭК[4]);
- углубленную диагностику оборудования. При этом указывается характер дефекта, степень его опасности, (по возможности) локализация;
- автоматическое составление отчетов и протоколов о техническом состоянии оборудования в формате MS Word.

В базе данных собирается наиболее полная информация о состоянии электрооборудования, проверяется ее достоверность по статистическим критериям однородности путем сравнения с параметрами выбранного критерия согласия. Полученная информация поступает в базу знаний, в результате выдается предполагаемый вид дефекта, степень его развития. На основе этой информации специалисты могут принимать решения о дальнейшей эксплуатации оборудования, дополнительных испытаниях или ремонте. Структурная схема программы изображена на рисунке 2.

Преимущество разрабатываемой экспертной системы «TransTest» заключается в универсальности, адаптивности к условиям эксплуатации, возрастным группам, используемым стратегиям обслуживания трансформаторного оборудования. Распознавание и отнесение любого нового замера после соответствующей статистической обработки позволяет уточнить границы классов состояний, что делает систему более гибкой, обучаемой, тем самым снижается риск недостоверной постановки диагноза.

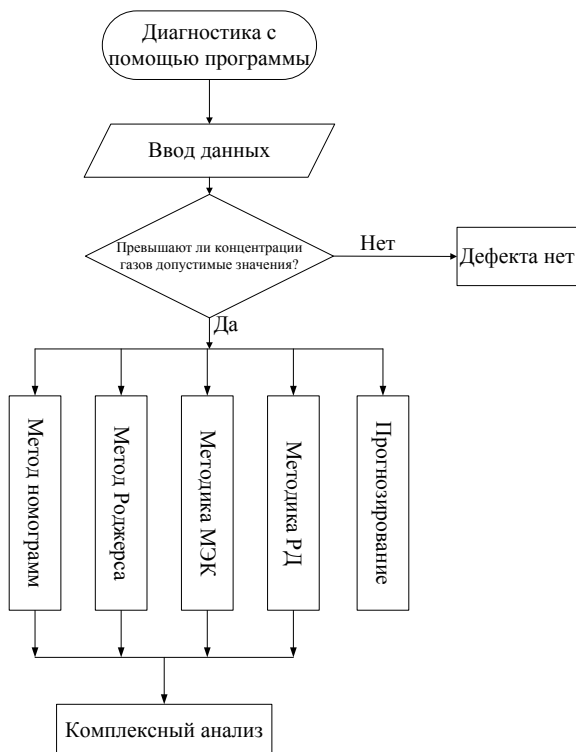


Рис. 2 – Структурная схема.

*Литература:*

1. Duval M 1989 Dissolved gas analysis. It can save your transformer IEEE Electr. Insul. Mag., vol 5, no 6, pp 22-27.

2. R. R. Rogers, "U. K. Experiences in the Interpretation of Incipient Faults in Power Transformers by Dissolved Gas-in-Oil Chromatography Analysis (A Progress Report)"/", Minutes of Forty-Fourth Int. Conf. of Doble Clients, pp. 10-501, 1977.

3. РД 153-34.0-46.302-00 «Методические указания по диагностике развивающихся дефектов трансформаторного оборудования по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле»: разраб. Департамент научно-технической политики и развития РАО «ЕЭС России» – М.: 2001. – 41 с.

4. МЭК 60599 "Эксплуатационное электрооборудование, заполненное минеральным маслом - руководство по интерпретации анализов растворенных и свободных газов" / 1999. – 25с.

## ЦИФРОВЫЕ ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ДАЛЬНЕГО ВОСТОКА

**Е.О. Тепикин, Я.А. Фролова**

**Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, zhenya200036@gmail.com**

*Проведен анализ перспектив развития цифровых технологий на Дальнем Востоке. Исходя из особенностей региона, в рамках цифровизации, предложено внедрение цифровых трансформаторных подстанций (ЦПС). Были оценены капитальные затраты и сроки ввода ЦПС в эксплуатацию. А также описаны потенциально внедряемые технологии на базе ЦПС.*

*The analysis of the prospects for the development of digital technologies in the Far East. Based on the characteristics of the region, in the framework of digitalization, the introduction of digital substations is proposed. The capital costs and timing of putting the digital substations into operation were estimated. Potentially implemented technologies based on digital substations are also described.*

### *Введение*

На сегодняшний день, Дальний Восток является одним из перспективных регионов России. Он обладает большими запасами природных ресурсов, имеет выходы на рынки стран Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР). Все энергетические, инфраструктурные проекты на Дальнем Востоке идут в рамках набирающей обороты цифровизации экономик стран АТР. Скорость цифровой трансформации, в которых намного больше, чем в Европе. На фоне этого Дальний Восток становится драйвером цифровой трансформации для единой энергосистемы (ЕЭС) России.

### *Анализ региона*

В данном регионе находится Чайнинское нефтегазоконденсатное месторождение, через которое проходит магистральный газопровод «Сила Сибири», а также в перспективе запланированы значительные объемы строительства новых предприятий в горнодобывающем кластере. По результатам анализа был выявлен ряд проблем и особенностей выбранного региона, а именно: транспортные узлы имеют недостаточную надежность электроснабжения; слабо развитая энергетическая инфраструктура; сложные климатические условия; низкая плотность населения; а также недостаток квалифицированных кадров.

Учитывая особенности региона, в рамках цифровизации необходимо внедрять автономные объекты с высоким уровнем автоматизации и автоматики. К числу таких проектов можно отнести цифровые подстанции (ЦПС). Внедрение цифровых подстанций – это первый, необходимый и важный шаг на пути цифровой трансформации электроэнергетической отрасли.



### *Цифровые подстанции*

Цифровая подстанция – это элемент активно-адаптивной (интеллектуальной) электросети с системой контроля, защиты и управления, основанной на передаче информации в цифровом формате.

Цифровые подстанции обладают рядом преимуществ, а именно:

- снижение затрат на проектирование, монтаж, пусконаладочные работы;
- увеличение срока службы силового электрооборудования;
- упрощение эксплуатации и обслуживания;
- точный мониторинг работы энергосистемы;
- снижение аварийности в системе.

К минусам ЦПС можно отнести: высокую стоимость оборудования, а также высокий риск кибератак. Вопрос кибербезопасности становится все более насущным и требует внедрение новых мер по защите системы.

### *План модернизации*

В рамках цифровизации региона было выбрано несколько подстанций (ПС). Критериями выбора подстанций стали: морально и физически устаревшее оборудование; проблемы с надежностью и устойчивостью; наличие межсистемных связей; появление новых энергозатратных предприятий. Под данные критерии попадают: ПС Тында (206 МВА), ПС Майя (250 МВА), ПС Мирный (250 МВА), ПС Пеледуй (126 МВА).

Поскольку в нормативной базе не существует необходимых данных для оценки капитальных затрат и сроков реализации для ЦПС, был проведен анализ существующих пилотных проектов, с целью определения удельной стоимости и сроков реализации проекта.

С учетом особенности региона (климатические условия, географическая удаленность), предполагается что примерное время строительства одной ЦПС будет составлять 4 года. Общий срок реализации проекта – 9 лет.

**Таблица 1 – сроки ввода ЦПС в эксплуатацию**

Наименование подстанции	Сроки реализации (начало строительства - ввод в эксплуатацию)
ПС Тында	2020-2023г.
ПС Майя	2022-2025г.
ПС Пеледуй	2024-2027г.
ПС Мирный	2026-2029г.

При расчете капитальных затрат на строительство были учтены коэффициенты удаленности и коэффициенты климатических условий.

Удельная стоимость одного МВА рассчитывается по формуле (1), и составляет в среднем 8 млн. рублей.

$$C = \frac{E}{P} \quad (1)$$

C - удельная стоимость подстанции,  $\frac{\text{млн. руб}}{\text{МВА}}$

E – стоимость существующей подстанции, млн. руб

P – мощность существующей подстанции, МВА

Конечную стоимость ЦПС можно рассчитать по формуле (2).

$$SS = P \cdot C \cdot K_{\text{уд.}} \cdot K_{\text{кл.}} \quad (2)$$

SS - стоимость рассматриваемой подстанции, млн. руб

P - мощность рассматриваемой подстанции, МВА

$K_{\text{уд.}}$  - поправочный коэффициент удаленности объекта

$K_{\text{кл.}}$  - поправочный коэффициент климатических условий

**Таблица 2 – стоимость цифровизации выбранных ПС**

Наименование подстанции	P, МВА	C, $\frac{\text{млн. руб}}{\text{МВА}}$	$K_{\text{уд.}}$	$K_{\text{кл.}}$	SS, млн. руб
ПС Пеледуй	126	8	2.1	1.7	3600
ПС Мирный	250		2.5		8500
ПС Майя	250		2.3		7820
ПС Тында	206		1.8		5042

В итоге суммарная мощность вводимых ЦПС составляет 832 МВА. С учетом коэффициента удаленности (от 1.8 до 2.5) и коэффициента климатических условий (1.7), итоговая стоимость проекта составляет 24.9 млрд. рублей.

Новые технологии

Цифровые подстанции и созданные на их базе цифровые электрические сети в итоге могут обеспечить успешную реализацию в России концепции “Индустрия 4.0”. В данную концепцию входят ряд технологий:

- Онтологические модели деятельности - постепенная оптимизация деятельности бизнес-процессов компании, позволяющая снизить себестоимость конечного продукта.

- Цифровые двойники - создание математических моделей сети и процессов. Позволяет снизить операционные затраты.
- Промышленный интернет вещей - существенное снижение CAPEX и OPEX на сбор данных от удаленных объектов и устройств в системе.
- СМПП – позволяет сделать отслеживание параметров энергосистемы более точными. Позволяет реализовать новые принципы автоматического управления.
- Большие данные - повышение прозрачности деятельности, насыщение данными систем поддержки принятия решений.
- Машинное обучение - автоматизированная обработка массивов данных в рамках задач систем поддержки принятия решений при наличии математических алгоритмов.
- Распределенные реестры - исключение посредников в цепочке реализации кВт\*ч, развитие сервиса для активных потребителей и распределённой энергетики.

### *Заключение*

В итоге, построенные объекты: позволяют снизить аварийность в системе; повысить качество и надёжность электроснабжения; являются основой для перехода на новые принципы автоматики; позволяют перейти к концепции “Индустрия 4.0”. Общий срок реализации проекта - 9 лет. Суммарная стоимость модернизации – 24.9 млрд. рублей.

### *Литература:*

1. Холкин Д.В. Цифровая энергетика: что это такое? [Электронный ресурс] / Д.В.Холкин // Цифровая подстанция. – 2018. – август. – Режим доступа: <http://digitalsubstation.com/blog/2018/08/08/tsifrovaya-energetika-chto-eto-takoe/> – (Дата обращения: 09.11.19)
2. Княгинин В.Н. Цифровой переход в электроэнергетике России [Электронный ресурс] / В.Н. Княгинин, Д.В. Холкин // Технологии. Экспертно-аналитический доклад. – 2017. – сентябрь. – Режим доступа: [https://csr.ru/wp-content/uploads/2017/09/Doklad\\_energetika-Web.pdf](https://csr.ru/wp-content/uploads/2017/09/Doklad_energetika-Web.pdf). – (Дата обращения: 09.11.19)

## ЦИФРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА. ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ. ПЕРСПЕКТИВЫ ИХ РАЗВИТИЯ

**Е.О. Тепикин, Я.А. Фролова**

**Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, zhenya200036@gmail.com**

*Проведен анализ генерации Российского энергетического комплекса. Выявлены современные тенденции на мировом энергетическом рынке. Предложен вариант внедрения новых технологий в развитие единой энергетической системы (ЕЭС) России, основываясь на мировом опыте и техническо-правовой базе.*

*The analysis of the generation of the Russian energy complex. Revealed current trends in the global energy market. An option is proposed for introducing new technologies into the development of the integrated power system of Russia (IPS), based on world experience and a technical and legal basis.*

### *Введение*

Цифровизация в электроэнергетике – это прежде всего экономическая деятельность, коммерческие трансакции (акты взаимодействия), построенные на новых принципах за счет использования информационно-коммуникационных технологий. Из этого следует, что цифровизация есть ни что иное, как преобразование экономических и производственных отношений в энергетике. Она подразумевает принципиально другой способ генерации и потребления электроэнергии.

### *Генерация и потребление*

Согласно отчету о распределении производства электроэнергии в 2018 году (Рисунок 1), большую часть мирового производства генерируют с помощью угольных электростанций.

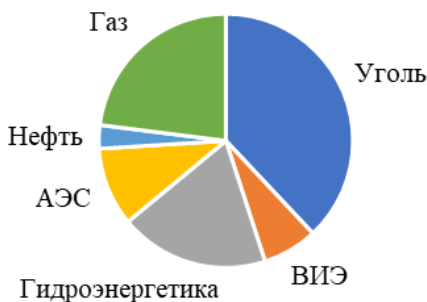


Рис. 1 – Распределение мировой генерации за 2018 год

Современные тенденции направлены на отказ от ископаемого топлива, либо на использование небольших источников электроэнергии. Так наблюдается тенденция перехода на возобновляемые источники энергии (ВИЭ).

Помимо развития ВИЭ также все больше развивается рынок макрогенерации. Все чаще частные дома устанавливают себя солнечные батареи или ветряные генераторы. Причиной этому служит: сложность подключения объекта к общей сети, увеличение цен на тарифы электроэнергии, желанием повысить надежность электроснабжения. Так и промышленные предприятия заинтересованы во внедрении собственной распределенной генерации (РГ).

#### *Распределенная энергетика*

Современные подходы в электроэнергетике подразумевают в себе внедрение распределенной генерации в общую сеть. Расширение применения распределенной генерации является стимулом к построению энергосистем по принципу Интернета энергии.

Интернет энергия – это децентрализованная энергосистема, в которой реализовано автоматическое распределено управление за счет энергетических транзакций между ее пользователями.

Появление новых информационных систем позволит управлять генерацией и потреблением в режиме реального времени.

Этот принципиально новый подход в энергетике позволит повысить эффективность энергосистемы в целом за счет снижения потребности в присоединение мощности, улучшение локальных энергобалансов на базе децентрализованной генерации, а также вовлечения активов пользователей в процесс управления энергосистемой.

#### *Проблемы и их возможные решения*

В существующей архитектуре распределенная энергетика сталкивается с большими издержками по ее внедрению. К ним относятся транзакционные экономические издержки, которые растут пропорционально количеству потребителей, участвующих в транзакциях, издержки на интеграцию оборудования в системы управления, а также на интеграцию в электрические сети.

Главной причиной возрастающего спроса на распределенную генерацию является увеличение тарифных планов на электроэнергию и увеличения стоимости на присоединение промышленных объектов к общей сети. Современные потребители все больше задумываются о качестве поставляемой электроэнергии и ее надежности, тем самым ставя под сомнение получения энергии из общей сети.

Проблема российской электроэнергетики в том, что затраты на модернизации объектов энергетики и строительства новых мощностей бу-

дут настолько велики, что тарифы возрастут в несколько раз, тем самым снизив конкурентоспособность России на мировом рынке экспортируемой продукции.

Наиболее разумным решением данной проблемы является постепенная интеграция распределительной энергетики в крупную генерацию, что способствует постепенной адаптации единой энергосистемы (ЕЭС) России.

В рамках цифровизации электроэнергетического комплекса России необходимо создавать стартовые небольшие проекты по распределенной генерации, тем самым осуществлять отладку данной системы в техническом плане, а также в законодательно-правовом. В последующем это упростит переход на рыночный механизм распределенной генерации и позволит реализовать экономически выгодные проекты. Также постепенная интеграция позволит сократить экономические издержки.

#### *Литература:*

1. Холкин Д.В. Цифровая энергетика: что это такое? [Электронный ресурс] / Д.В.Холкин // Цифровая подстанция. – 2018. – август. – Режим доступа: <http://digitalsubstation.com/blog/2018/08/08/tsifrovaya-energetika-chto-eto-takoe/> – (Дата обращения: 17.10.19)

2. Княгинин В.Н. Цифровой переход в электроэнергетике России [Электронный ресурс] / В.Н. Княгинин, Д.В. Холкин // Технологии. Экспертно-аналитический доклад. – 2017. – сентябрь. – Режим доступа: [https://csr.ru/wp-content/uploads/2017/09/Doklad\\_energetika-Web.pdf](https://csr.ru/wp-content/uploads/2017/09/Doklad_energetika-Web.pdf). – (Дата обращения: 17.10.19)

3. IEA Global Energy & CO2 Status Report [Электронный ресурс] / IEA // GECO 2019. – 2019. – Режим доступа: <https://www.iea.org/geco/electricity/>. – (Дата обращения: 17.10.19)

## **ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ПРИ ТОИР ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ СОСТОЯНИЮ**

**Е.Д. Тимошин, В.М. Левин**

**Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, [evgeniy.97@inbox.ru](mailto:evgeniy.97@inbox.ru)**

*В данной работе представлены результаты моделирования случайных процессов эксплуатации трансформаторов распределительной электрической сети 35/6/0,4 кВ, питающей кустовые площадки нефтедобывающих скважин со стратегией технического обслуживания и ремонта (ТОиР) "по периодически-*

сти" и "по техническому состоянию". Оценка эффективности стратегии ТОиР трансформаторов "по техническому состоянию" производилась в сравнении со стратегией "по периодичности" на основании критериев надежности, а также суммарных затрат на краткосрочном интервале их эксплуатации.

*This paper presents the results of simulation of random operation processes of transformers of distribution electric network 35/6/0. 4 kV, feeding the cluster sites of oil wells with the strategy of maintenance and repair (M&R) "by frequency" and "by technical condition". Evaluation of the efficiency of the transformers maintenance strategy "by technical condition" was made in comparison with the strategy "by periodicity" on the basis of reliability criteria, as well as total costs in the short-term interval of their operation.*

В процессе эксплуатации оборудования электрических сетей неизбежен износ узлов и деталей, потеря работоспособности оборудования. Однако на скорость этих процессов оказывает влияние ряд таких факторов, как режим работы, условия эксплуатации (влажность, температура воздуха, наличие отопляемого помещения и т.п.), срок эксплуатации. Очевидно, что при учете вышеперечисленных факторов частота выхода оборудования из строя, а, следовательно, и ремонтов строго индивидуальна. В подобной ситуации выполнение ТОиР со стратегией "по периодичности" с фиксированным межремонтным периодом не представляется оптимальным решением. Решение данной проблемы заключается в применении диагностического контроля, по результатам которого будет принято решение о необходимости изменения сроков ближайшего планового ТОиР в большую или меньшую сторону [1].

Сравнение стратегий ТОиР выполнялось по таким показателям надежности, как вероятность отказа электрооборудования, частота плановых и аварийных ремонтов. Расчет необходимых показателей производился при помощи вероятностных математических моделей, основанных на теории однородных Марковских процессов с непрерывным временем. Такие модели представляют собой направленные графы, вершинами которых являются возможные состояния системы в течение рассматриваемого интервала эксплуатации, а дугами – переходы из одного состояния в другое. Модели состояний электрооборудования со стратегиями "по периодичности" и "по техническому состоянию" представлены на рис. 1 и 2 [2].

Результаты исследования, проведенного на примере силовых трансформаторов 6/0,4 кВ распределительной сети нефтепромыслов, можно обобщить следующим образом. При увеличении межремонтного периода в среднем в 1,5-2 раза частота плановых ремонтов снизилась в 2-2,5 раза, частота аварийных отключений увеличилась в 1,1-1,3 раза, вероятность отказа трансформаторов увеличилась в 1,1-1,5 раза. Полученные количественные результаты демонстрируют взаимосвязи моделируемых

случайных процессов и в целом согласуются с практикой реальной эксплуатации в сетях указанного назначения.

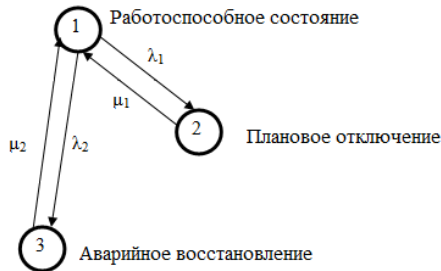


Рис. 1 – Модель состояний электрооборудования со стратегией "по периодичности"

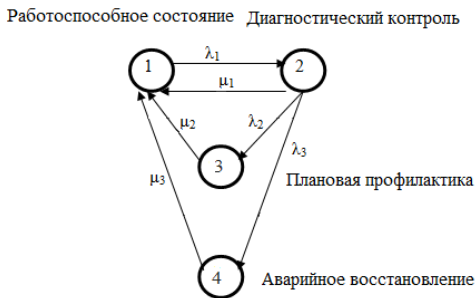


Рис. 2 – Модель состояний электрооборудования со стратегией "по техническому состоянию"

Экономическая эффективность стратегии ТОиР "по техническому состоянию" трансформаторов оценивалась путем сравнения суммарных эксплуатационных затрат на интервале календарного года. Сравнение суммарных затрат по составляющим показывает, что в структуре затрат для реализации стратегии ТОиР трансформаторов "по периодичности" присутствуют затраты на плановые ремонты, затрат и аварийные ремонты, а также ущерб потребителя от простоя оборудования на период ремонтов. Количественно суммарные затраты на ТОиР трансформаторов 6/0,4 кВ со стратегией "по периодичности" на 500 тыс. руб. превышают аналогичную составляющую затрат для стратегии "по техническому состоянию". Кроме этого в структуре суммарных затрат для стратегии "по техническому состоянию" появилась дополнительная составляющая ЗДК (затраты на диагностический контроль). На рис. 3 и 4 приведены круговые диаграммы, отражающие структуру суммарных эксплуатационных затрат для указанных стратегий.



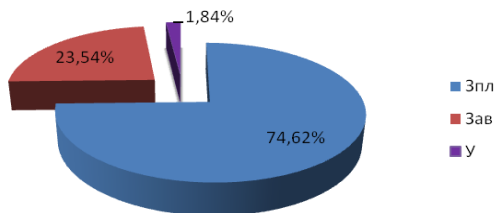


Рис. 3 – Структура суммарных затрат на ТОиР по стратегии ППР

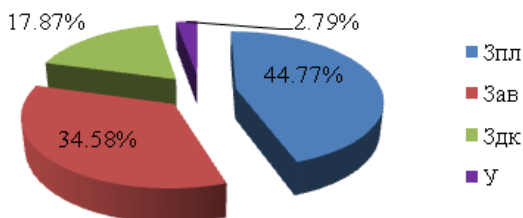


Рис. 4 – Структура суммарных затрат на ТОиР по стратегии ТС

Очевидно, что при проведении ТОиР трансформаторов со стратегией "по техническому состоянию" уменьшилась доля затрат на плановые ремонты в структуре суммарных затрат. Это напрямую связано с уменьшением частоты плановых ремонтов.

Резюмируя полученные результаты исследования, можно сказать, что стратегия ТОиР "по техническому состоянию" позволяет сохранить надежность оборудования на необходимом уровне, индивидуализировав при этом сроки ремонта для каждого трансформатора. С экономической точки зрения, несмотря на возникшие затраты на диагностический контроль, данная стратегия ТОиР в рассматриваемом примере также оказалась эффективнее стратегии "по периодичности".

*Литература:*

1. Надежность технических систем: Справочник / Ю.К. Беляев и др. Под ред. И.А. Ушакова. – М.: Радио и связь, 1985. – 608 с.
2. Левин В. М. Оценка эффективности обслуживания электрических сетей по фактическому состоянию // Методы и средства оценки технического состояния энергетического оборудования / Под ред. А. И. Таджибаева. СПб.: Петербург. энергетический инс-т повышения квалификации, 2006. Вып. 30. – 444 с.

## АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ТОРМОЖЕНИЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

**Е.С. Третьяков, А.П. Долгов**

**Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, ztreyakov@gmail.com**

*В данной работе рассмотрено технологическое решение, позволяющее выполнять требование динамической устойчивости системы при введении в работу одной из размещенных в ней электростанций нового парогазового блока мощностью 850 МВт.*

*This article presents an analysis of a technical solution which satisfies the requirements for dynamic stability of a system with an introduction of 850 MW generation unit at one of the power plants located in the system.*

Одним из важнейших факторов надежности энергосистемы является ее динамическая устойчивость. При неблагоприятном исходе развития аварии в системе может возникнуть асинхронный режим, характеризующийся возникновением разных частот в работе элементов системы, появлением перетоков реактивной и активной мощностей с характерными колебаниями напряжения у потребителей и понижением его до нуля в центрах качания и т.д. В соответствии с текстом приказа министерства энергетики Российской Федерации от 3 августа 2018 года [1], возникновение такого режима недопустимо.

Объект, рассмотренный в статье, является ключевым генерирующим узлом в своем регионе. Вдобавок к трем функционирующим на станции блокам суммарной мощностью 2400 МВт был введен 4-ый энергоблок мощностью 850 МВт. Всего установлено 6 генераторов. Станция связана с системой тремя линиями 500 кВ и шестью линиями 220 кВ (рисунок 1).

Одним из наиболее жестких нормативных возмущений, при котором должна сохраняться динамическая устойчивость системы, является отключение сетевого элемента основной защитой при однофазном коротком замыкании (КЗ) с отказом одного выключателя. При наличии устройства резервирования отказа выключателя (УРОВ) нужно производить отключение ЛЭП в соответствии с логикой действия УРОВ [1]. Для предложенного объекта существует вероятность нарушения синхронной работы генераторов при данном возмущении, в таком случае надо определить возможный метод повышения устойчивости.

В расчетах принималось, что однофазное КЗ способно перейти в трехфазное в процессе аварии, а также реализуется работа УРОВ. Место аварии – точка на линии 500 кВ. Все расчеты производятся в программной среде расчета режимов Mustang.

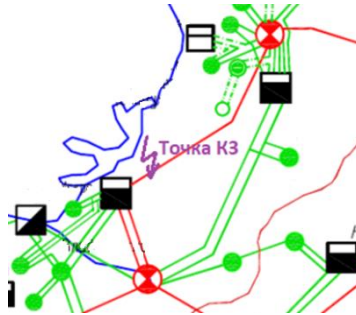


Рис. 1 – Схема связей объекта с системой с указанием места аварии.

Последовательность событий: первые 0,2 сек. имеет место 1-ф КЗ, следующие 0,14 сек. – 3-ф КЗ, далее срабатывает УРОВ с отключением участка. На рисунке 2 приведены графики изменения углов роторов генераторов в процессе аварии.

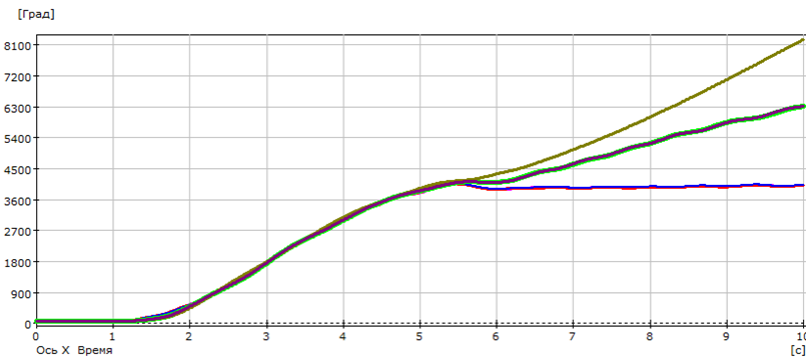


Рис. 2 - Изменение углов  $\delta$  генераторов при развитии аварии

По полученным кривым видно, что роторы некоторых генераторов сделали около 11 полных проворотов вектора ЭДС вокруг вектора напряжения системы до момента синхронизации с системой. Углы  $\delta$  генераторов, работавших в энергоблоке мощностью 850 МВт, продолжают расти. Асинхронный ход не прекращается, значит, требование динамической устойчивости не выполняется.

Стоит отметить, что на станции предусмотрены такие средства повышения устойчивости, как форсировка возбуждения для каждого генератора, импульсные разгрузки турбин некоторых машин, однако их эффективность оказалась недостаточной. Одним из наиболее действенных и простых методов является применение метода электрического тормо-

жения, модифицированного А.П. Долговым, сотрудником кафедры АЭЭС НГТУ.

Сущность метода [2] заключается в подключении генератора на тормозное сопротивление одновременно с отключением синхронной машины от высоковольтных шин станции. Дальнейшее восстановление связи происходит при соблюдении условий точной синхронизации, то есть при нулевом значении скольжения, а также разности углов между векторами ЭДС и напряжения шины, равной нулю. В этот же момент предполагается отключение тормозного сопротивления. Далее выполняется точная синхронизация генератора с системой. На успешность действия электрического торможения в данном случае не влияют такие факторы, как длительность КЗ, скорость изменения угла  $\delta$  между векторами ЭДС и системы, а также значение напряжения на шинах генератора при включении тормозного сопротивления. Генераторы включаются на шины станции поочередно, время и значение сопротивления тормозных сопротивлений подбирается каждому из них индивидуально. Результат расчета с применением этого способа показан на рисунке 3.

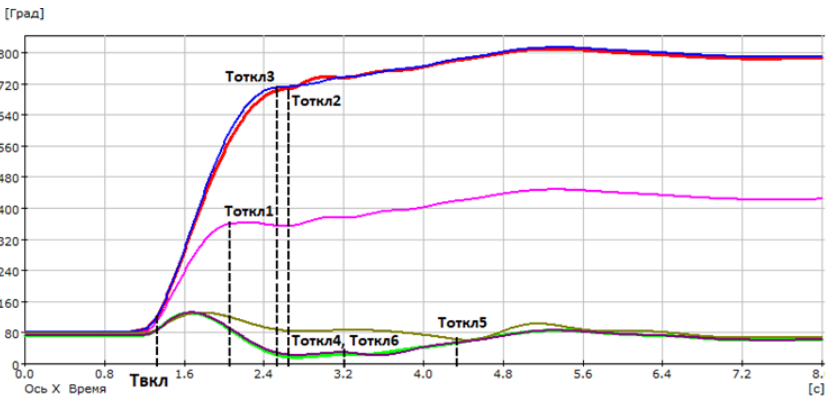


Рис. 3 – Изменение углов  $\delta$  генераторов при наличии ЭТ

Из рис. 3 следует, что динамическая устойчивость синхронных генераторов станции сохраняется. Векторы ЭДС некоторых генераторов при отключенных связях с шиной совершают несколько проворотов относительно вектора напряжения системы, после чего связь восстанавливается. Далее, несмотря на небольшое возрастание углов  $\delta$ , генераторы синхронизируются в первом цикле качаний и начинают работать параллельно с системой, асинхронный ход не возникает.

Преимуществом данного способа является также и то, что открывается возможность работы генераторов с коэффициентом статической

устойчивости меньшим, чем 20%, из-за особенности точной синхронизации: при включении генераторов на шины станции практически отсутствуют колебания режимных параметров, что уменьшает вероятность нарушения статической устойчивости в системе.

Таким образом, применение электрического торможения, усовершенствованного А.П. Долговым, позволяет сохранить динамическую устойчивость при таких возмущениях, когда не действуют другие способы, и автоматически восстановить нормальную схему. Данный способ вызывает интерес также и потому, что не требует значительных объемов капиталовложений на его реализацию и обслуживание.

*Литература:*

1. Приказ Минэнерго России от 03.08.2018 г. № 630 «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок».
2. Долгов А.П. Способ электрического торможения синхронного генератора // Патент России 2676752С1, 2019 г., бюллетень 2.

**РАЗРАБОТКА ВИРТУАЛЬНОГО ТРЕНАЖЕРА  
ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ МЕТОДАМИ  
3D – МОДЕЛИРОВАНИЯ**

**И.С. Федоров, А.В. Причетников, И.А. Тищенко, Д.В. Армеев**  
**Новосибирский государственный технический университет,**  
**г. Новосибирск, [anton.prichetnikov@icloud.com](mailto:anton.prichetnikov@icloud.com)**

*В данной работе обоснована актуальность применения виртуальных тренажеров в области электроэнергетики и представлена собственная разработка компьютерного 3D тренажера электрической станции на примере Новосибирской ГЭС, выполненного с помощью Autodesk 3dsMax и Unity3D.*

*This paper the relevance of the use of virtual simulators in the electric power industry is substantiated and our own development of a 3D computer simulator of a power plant is presented using the example of the Novosibirsk hydroelectric station, made using programs such as Autodesk 3dsMax and Unity3D.*

Для повышения уровня безопасности и корректности действий персонала при выполнении работ и оперативных переключений, необходимо периодическое проведение мероприятий по оттачиванию и совершенствованию знаний и навыков. В виду того, что эксплуатация электрооборудования на производстве непрерывна, у молодых специалистов зачастую отсутствует возможность доступа к управлению энергетиче-

скими объектами, не говоря уже о проведении каких-либо тренировок и переключений.

Задачи «Виртуального инженера» нацелены на формирование и развитие теоретических и практических навыков пользователей при помощи моделирования реальных режимов работы оборудования, как нормальных, так и аварийных, с которыми инженер может сталкиваться на производстве. В качестве обучающихся, могут выступать как студенты профильных специальностей высших и средне-специальных учебных заведений, и колледжей, так и специалисты компаний.

В общем случае, такие компьютерные тренажеры могут позволить:

- ознакомиться со структурой объекта, составом оборудования и его элементами;
- получить представление об этапах технологического процесса.

Первоначальным этапом в разработке виртуального прототипа электрической станции было создание ее 3D модели. В качестве объекта моделирования была выбрана Новосибирская гидроэлектростанция.

Создание модели осуществлялось с помощью программного комплекса Autodesk 3ds Max [1]. Все электроэнергетическое оборудование, такое, как генераторы, трансформаторы, турбины – также моделировались в данном комплексе.

Autodesk 3ds Max — профессиональный программный комплекс, который располагает средствами для создания и визуализации разнообразных по форме и сложности трёхмерных компьютерных моделей с использованием множества техник и механизмов.

Создание производилось на основе фото- и видеоматериалов, которые находятся в свободном доступе в сети интернет. Рендер (или визуализация) 3D модели Новосибирской ГЭС показан на рисунках 1 и 2, приведенных ниже.

Далее, путем написания программных кодов и использования встроенных функций программы Unity 3D [2], был создан первичный функционал для тренажера, а именно:

- Система строительства (рис. 3), которая включает в себя меню строительства и позволяет создавать электроэнергетические объекты и устанавливать их в предназначенных для них монтажных площадках на станции. При этом если пользователь установит объект на место, которое для него не предназначено, данная система укажет ему на ошибку путем окрашивания элемента в красный цвет, в обратной ситуации он будет окрашен в зеленый.

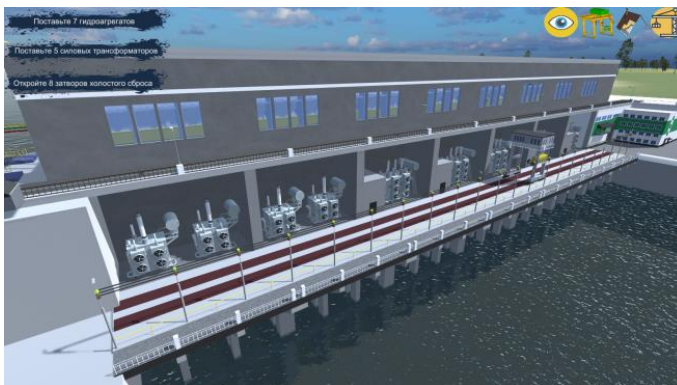


Рис. 1 – 3D модель Новосибирской ГЭС (вид снаружи)



Рис. 2 – 3D модель Новосибирской ГЭС (вид внутри)

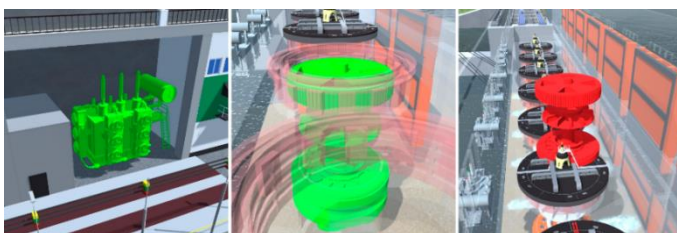


Рис. 3 – Иллюстрация системы строительства

- Система взаимодействия с объектами. Она служит для выделения элемента и вывода всплывающих окон. Если пользователю необходимо получить информацию об объекте или доступ к функциям, заложенным

в нём, то для этого будет достаточно просто кликнуть мышью по данному объекту.

В данном случае (рис. 4) появляется всплывающее окно, в котором указаны технические характеристики трансформатора [3].



Рис. 4 – Иллюстрация системы взаимодействия с объектами

- Автоматизированный список заданий. В тренажере имеется список заданий, которые пользователь может выполнить, с целью отработки своих навыков. В случае успешного выполнения задания, программа информирует пользователя об этом путем удаления задачи из списка.

Сценарий тренажера будет состоять в том, чтобы обучающийся провел электропитание потребителям, например, населенным пунктам, заводам и так далее, начиная с установки генераторов и трансформаторов, заканчивая установкой опор и протягиванием проводов строго по фазам с соблюдением класса напряжения.

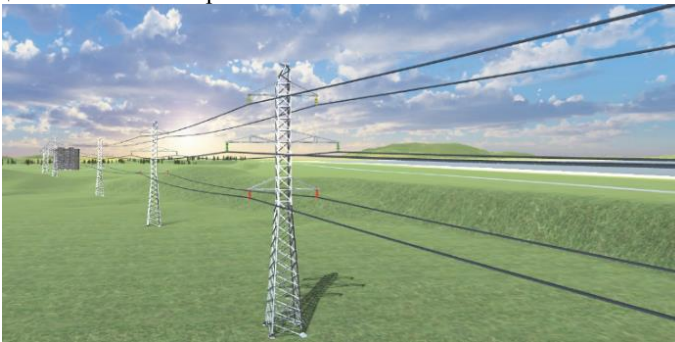


Рис. 5 – 3D модель линий 110 кВ



Таким образом, интерактивный учебно-методический комплекс «Виртуальный инженер» может стать важным инструментом в получении базовых знаний об электроэнергетических объектах и при отработке профессиональных навыков. Комплекс уникален не только своим функционалом, информационной открытостью и публичностью, но и масштабом внедрения. Реализация проекта позволит решить ряд актуальных проблем, связанных прежде всего с совершенствованием теоретических знаний и формированием важных практических навыков, и, что самое главное, даст мощный импульс к развитию отрасли в целом.

В дальнейшем планируется внедрить в тренажёр больше возможностей, а также расширить перечень электрических станций, которые будут участвовать в выработке электрической энергии для электроснабжения виртуальных потребителей.

*Литература:*

1. Autodesk 3ds Max [Электронный ресурс]. URL: <https://www.autodesk.ru>. (Дата обращения: ноябрь 2019).

2. Unity [Электронный ресурс]. URL: <https://unity.com/ru>. (Дата обращения: ноябрь 2019).

3. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. 4-е изд., перераб. и доп. М.: ЭНАС, 2012. 376 с

## **ПРИМЕНЕНИЕ АВТОНОМНЫХ ИСТОЧНИКОВ ПИТАНИЯ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ В УГОЛЬНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ**

**С.М. Шаев, С.В. Родыгина**

**Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, shaevsm@mail.ru**

*Рассмотрены различные варианты применения автономных источников питания на угольных предприятиях, их достоинства и недостатки.*

*Various options for the use of autonomous power sources in coal enterprises, their advantages and disadvantages are considered.*

Кузбасс является центром угольной промышленности России. По оценкам специалистов геологические запасы Кузнецкого угольного бассейна оцениваются более чем в 700 млрд. т, что составляет около 70% всех угольных запасов нашей страны. В регионе расположено более 40 угольных шахт.

По метанообильности и взрывчатости угольной пыли кузбасские шахты относятся к одним из самых опасных в мире: практически все

шахты в регионе – категорийные по газу, а 22 из них – сверхкатегорийные, что требуют особого режима ведения работ, а, следовательно, и высоких требований к обеспечению надежного электроснабжения угольных предприятий.

Одной из основных причин прекращения работы угольных шахт является прекращение электроснабжения.

Для обеспечения гарантированного и бесперебойного режима электроснабжения может использоваться различное оборудование. Так, для обеспечения бесперебойного электроснабжения автономный источник электрической энергии должен быть включен в нормальную схему электроснабжения предприятия для мгновенного автоматического ввода в работу при аварийной ситуации.

Наличие на угольных шахтах электроприемников, попадающих под определение «особой группы», для обеспечения безопасных условий труда под землей, согласно действующему законодательству [1] предполагает необходимость обеспечения потребителей третьим аварийным автономным источником электроэнергии. Наиболее приемлемыми аварийными источниками для обеспечения шахт электроэнергией при крупных авариях в энергосистемах могут быть дизель-генераторные установки, энергопоезда, энергетические установки и передвижные электростанции с газотурбинными двигателями (ГТД).

На данный момент рынок отечественного и зарубежного электрооборудования предлагает широкий выбор аварийных источников питания различной мощности.

Одним из возможных источников аварийного электроснабжения на угольном предприятии может являться источники, использующие энергию транспортных средств, так называемые формируемые источники аварийного электропитания (ФИАЭ) [3].

Практически на каждой угольной шахте имеется железнодорожный парк. Тепловозы работают постоянно, поэтому ФИАЭ, осуществляя свою непосредственную работу, как источник электроснабжения будет находиться в «горячем» резерве. Таким образом, время принятия аварийной нагрузки будет ограничено временем подъезда тепловоза к месту подключения аварийного источника.

Большинство типов тепловозов имеют генераторы постоянного тока, поэтому ФИАЭ в своей структуре должен иметь инвертор.

В современных тепловозах (2ТЭ10М, 2ТЭ10Л, ТЭМ10, ТЭМ60) применяют генераторы (ГП- 311, ГП-311Б, ГП-311В), обладающие следующими характеристиками: мощность до 2 МВт, напряжение 460-465 В, ток 4320 А. Таким образом, применение ФИАЭ на базе тепловозов в качестве аварийного источника оправдано при небольших нагрузках

потребителей «особой» группы. В качестве бесперебойного источника электроснабжения ФИАЭ также применяться не могут.

Следующим большим классом автономных источников электроснабжения являются газотурбинные электростанции, предназначенные для комплексной выработки электрической и тепловой энергии. Газотурбинные электростанции могут использоваться и как автономные источники энергии, и в качестве дополнения к централизованным источникам.

Основными преимуществами газотурбинных электростанций являются:

1. небольшие первоначальные затраты;
2. легкость автоматизации запуска и работы под нагрузкой, простота обслуживания;
3. малый промежуток времени между моментом отключения электроэнергии и моментом полного набора нагрузки;

Топливом для газотурбинных установок может служить природный газ централизованного газоснабжения и шахтный метан.

В Кузбассе имеется единственная шахта им. С.М. Кирова (СУЭК-Кузбасс), которая использует автономный источник электроэнергии - автономную энергоустановку мощностью 3 МВт, работающую в режиме когенерации и использующую в качестве первичного топлива шахтный метан. Но в данный момент невозможно обеспечить гарантированное постоянное поступление шахтного метана, а его транспортировка и хранение приведет к увеличению экономических затрат из-за высокой взрывоопасности. Поэтому использование газогенераторных установок, работающих на метане, для аварийного электроснабжения потребителей «особой» категории проблематично.

Мобильные модульные подстанции (ММПС) имеют широкие возможности применения. Предприятия, изготавливающие ММПС, работают по требованиям конкретных промышленных предприятий. Поэтому ММПС изготавливаются на разные классы напряжения и мощности и могут использоваться в системах электроснабжения для обеспечения как нормального режима электроснабжения, так и для аварийного (гарантированного и бесперебойного) при аварии на питающих подстанциях. Удобство транспортировки ММПС позволяет в кратчайшие сроки установить и подключить её на аварийном участке стационарной подстанции, а также эксплуатировать на время ремонта и/или реконструкции действующей подстанции [2]. При этом данный тип аварийных источников неприменим при авариях во внешних сетях электроснабжения предприятий, так как сами не вырабатывают электрическую энергию, а получают ее из внешних электрических сетей.

В случаях прекращения электроснабжения потребителя из-за аварии на сетях внешнего электроснабжения, необходим автономный источник, генерирующий электроэнергию.

Дизельные электростанции могут применяться как основной источник электроэнергии, резервный источник для организации электроснабжения потребителя I категории, так и в качестве разгрузочного источника в часы максимумов нагрузки.

Преимуществами дизельных электростанций, определяющими их широкое распространение, являются высокая надежность их работы, экономичность эксплуатации, а также простота монтажа, легкость обслуживания и ремонтпригодность, связанные с простотой конструкций дизельных генераторов. Но также существуют и недостатки: высокая стоимость установок, низкая экологичность и высокая акустическая нагрузка установок, высокая требовательность к обслуживанию, в частности ежесезонная замена летнего топлива на зимнее.

Кроме того, дизельные электростанции в нормальном режиме электроснабжения находятся к «холодному» резерву. Для включения в работу и выход на номинальную мощность необходимо время, в некоторых случаях до одного часа. Таким образом, использовать дизельные электростанции как источник бесперебойного электроснабжения тоже не представляется возможным.

Использовать дизельные электростанции в схеме нормального электроснабжения, обеспечив им работу в режиме «горячего» резерва, целесообразно с экономической точки зрения.

Отдельным блоком необходимо указать автономные источники электроэнергии на основе возобновляемых источников: фотоэлектрические станции, ветроэнергетические установки, мини-ГЭС и биогазовые установки. Основным сдерживающим фактором использования данных энергетических установок является их мощность, которой недостаточно для покрытия нагрузки потребителей «особой» группы угольной шахты, а также отсутствие на территории Кузбасса необходимых ресурсов для выработки электроэнергии в промышленных масштабах.

Как вариант осуществления бесперебойного электроснабжения можно рассмотреть строительство дополнительной линии электроснабжения. В этом случае также необходимо провести технико-экономическое обоснование проекта. Кроме этого, целесообразность использования новой линии будет только в том случае, если она не будет связана с региональными сетями, что в условиях Кузбасса невозможно. Но и это не спасет предприятие при глобальной системной аварии на уровне ЕЭС.

**Заключение.** Из вышеизложенного можно сделать вывод, что выбор автономного источника электроснабжения для шахты - вопрос весьма трудный:

необходимо учитывать мощность потребителей «особой» группы, бесперебойная работа которых должна осуществляться в аварийных ситуациях;

предусмотреть схему, исключающую кратковременные перерывы электроснабжении, например, установкой аккумуляторных батарей;

провести технико-экономические расчеты, обосновывающие выбор автономного источника, а также рассчитать экономические показатели его использования.

*Литература:*

1. Постановление Правительства РФ от 27.12.2004 N 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг...»

2. Мобильные и модульные подстанции [Электронный ресурс] URL: <http://www.baltenergo.com.ru/index.php/stroitelstvo-i-rekonstruktsiyaenergeticheskikli-obktov/mobilnye-i-modulnye-podstantsii> (дата обращения: 16.09.2019).

3. Акимов, Э.Т. Создание формируемых источников аварийного электропитания на базе тепловоза / Э.Т. Акимов // Вюник КДПУ. - 2006. - № 4(39). - С. 109-111.

## **АНАЛИЗ РЕЖИМОВ ПЕРСПЕКТИВНОЙ СХЕМЫ СИСТЕМЫ АВТОНОМНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**В.К. Юртаева, А.П. Долгов**

**Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, Yurtaeva\_Lera05@mail.ru**

*В данной статье рассмотрены режимы работы перспективной схемы автономного электроснабжения объекта нефтяного месторождения. Описана исследуемая система электроснабжения, приведены результаты расчета установившегося режима. Определены мероприятия, необходимые для выполнения требований к качеству электроснабжения и приняты меры для конкретной схемы. Произведен анализ режима самозапуска асинхронных двигателей.*

*In this article the modes of operation of the perspective scheme of Autonomous power supply of object of an oil field are considered. The investigated power supply system is described, the result of steady-state mode calculation is given. The measures necessary to meet the requirements for the quality of power supply are defined and*

*measures are taken for a specific scheme. The analysis of the self-starting mode of the induction motors is made.*

В ходе эксплуатации системы автономного электроснабжения объекта нефтяного месторождения выявлена следующая проблема: при однофазных замыканиях на землю (одних из самых неопасных для системы в целом возмущений) происходит каскадное отключение всех имеющихся в работе генераторов, а, следовательно, полная остановка нефтедобычи. Это, очевидно, влечет за собой огромные убытки (порядка сотен миллионов рублей за сутки простоя).

В данной статье приведены результаты исследования перспективной схемы электроснабжения с целью решения следующих задач: повышение качества электрической энергии и надежности электроснабжения, а также устранение перерывов питания ответственных потребителей.

Исследуемый объект – система автономного электроснабжения объекта нефтяного месторождения. Система электроснабжения включает в себя сети напряжением 0,4, 6 и 35 кВ. Генерация осуществляется на базе ГТЭС суммарной мощностью 28 МВт. Генераторные агрегаты объединены в группы и подключены к двум секциям (первую секцию питают 3 генератора по 6 МВт каждый, вторую – 2 генератора мощностью 6 МВт и 4 МВт соответственно). Генераторы обеих секций имеют слабую связь друг с другом, что обуславливает минимизацию воздействия возмущений, происходящих на одной из секций, на соседнюю.

Ниже приведен анализ результатов расчета установившегося режима перспективной схемы электроснабжения нефтяного месторождения, описаны принятые меры по обеспечению требуемого качества электроэнергии для эффективной работы перспективной схемы электроснабжения. Также определены условия, при которых возможен самозапуск асинхронных двигателей, являющихся приводами для станков-качалок, эксплуатируемых на месторождении.

Все расчеты произведены на базе программного комплекса MUSTANG.

Согласно [1], максимальные положительные и отрицательные фактические значения напряжений не должны отклоняться от номинальных значений более чем на 10 %. По результатам расчета были выявлены узлы, в которых необходимо отрегулировать значения напряжений.

Регулирование напряжения в сетях электроснабжения можно осуществить за счет линейных и узловых регулирующих устройств.

В качестве узловых регулирующих устройств использованы батареи статических конденсаторов (БСК). БСК – устройство компенсации реактивной мощности.

В качестве переключателя ответвлений выбраны устройства ПБВ (устройства переключения без возбуждения).

В ходе проверки линий по длительно допустимому току выявлены 5 линий, подлежащих замене по сечению.

Вышеприведенные способы улучшения режима привели, помимо прочего, к уменьшению суммарных потерь в сети с  $0,74+j0,60$  МВА до  $0,70+j0,55$  МВА.

Одним из важнейших эксплуатационных переходных режимов, который обеспечивает непрерывность технологических процессов добычи нефти, является режим самозапуска двигателей.

Алгоритм расчета аварийного возмущения следующий:

1. Трехфазное короткое замыкание на одной из секций шин ГТЭС (с тремя генераторами);
2. Отключение трехфазного короткого замыкания (восстановление питания).

Определены условия, при которых самозапуск возможен, а генераторы сохраняют устойчивость при различных значениях времени перерыва питания.

При перерыве питания в течение 0,5 с генераторы сохраняют устойчивость: углы ротора трех генераторов секции, на которой произошло короткое замыкание, возрастают, а затем уменьшаются до значений, которые имели в предшествующем режиме. При понижении и последующем восстановлении напряжения асинхронные двигатели начинают потреблять большую реактивную мощность. Скольжение в момент аварии начинает расти, а затем опускается до значения, отвечающего текущей нагрузке двигателей. Самозапуск асинхронных двигателей выполним без дополнительных мер (без отключения, например, части двигателей).

При перерыве питания в течение 0,6 с посредством действия противоаварийной автоматики система делится на две независимые друг от друга части, сохраняя при этом устойчивость. Самозапуск асинхронных двигателей успешен.

При более длительных перерывах питания самозапуск асинхронных двигателей так же возможен.

Выполненное исследование показало, что в перспективной схеме электроснабжения каскадного отключения генераторов не происходит.

После принятых мер по улучшению установившегося режима, а именно установки БСК, изменения положения ПБВ и замены сечений некоторых линий, качество электроэнергии приведено в соответствие с установленными нормами.

Анализ режима самозапуска показал, что самозапуск асинхронных двигателей, эксплуатируемых на месторождении, возможен при исследованных возмущениях.

Рекомендуемые меры позволяют успешно и безопасно эксплуатировать перспективную схему исследуемой автономной системы электропитания.

*Литература:*

1. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – Введ. 2014-07-01. – М.: Стандартинформ, 2014. – 16.
2. Долгов А.П. Переходные электромеханические процессы электрических систем: учеб. пособие/Новосиб. гос. техн. ун-т – Новосибирск, 2019. – 236 с.



**СЕКЦИЯ РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА,**  
**ВЫСОКОВОЛЬТНОЕ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ,**  
**ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ**

**ОЦЕНКА ФУНКЦИОНАЛЬНОЙ НАДЕЖНОСТИ  
УСТРОЙСТВ МИКРОПРОЦЕССОРНОЙ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ**

**Д.В. Бакланов, А.Г. Русина, Г.В. Глазырин**  
**Новосибирский государственный технический университет,**  
**г. Новосибирск, baklanov-dmitry@mail.ru**

*Тренды развития цифровизации в энергетике выдвигают повышенные требования к функциональной надёжности микропроцессорных устройств релейной защиты. Актуальность данных исследований подтверждается отсутствием или адаптивным изложением регламентирующих и методических документов в России. Авторами проведён критический анализ зарубежных методик оценки функциональной надёжности. Изложен краткий расчёт с применением выбранной методики.*

*Electric power industry digitalization places high demands on the functional reliability of microprocessor relay protection devices. The relevance of the studies is confirmed by the absence or adaptive presentation of regulatory and methodological documents in Russia. The authors conducted a critical analysis of foreign methods for assessing functional reliability. A brief calculation is given according to the chosen method.*

**Актуальность оценки функциональной надёжности микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики.** Количество эксплуатируемых микропроцессорных (МП) устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) за последние годы значительно увеличилось, и тенденция к росту количества таких устройств сохраняется и сегодня. В [1] приводится анализ неправильных действий МП РЗ. Согласно ему в числе причин неправильной работы выделены «дефекты разработки и сбои программного обеспечения» (11,7% случаев неправильной работы), а также «дефекты и неисправности МП аппаратуры» (15,7%); в 14% случаев причины неправильной работы МП РЗ не выяснены. Таким образом, более 27% случаев неправильной работы устройств МП РЗ связано с программно-аппаратной частью. Аппаратная часть характеризуется надёжностью физического элемента и имеет этап жизненного цикла со сниженной надёжностью в начале эксплуатации, этапом нормальной эксплуатацией и этапом износа, когда надёжность снижается. Особенность надёжности ПО заключается в том, что износа и старения не происходит.

Поэтому для устройств микропроцессорной релейной защиты следует различать аппаратную надёжность и надёжность алгоритмов функционирования, которые имеют особое значение, потому как обработка входных сигналов и выдача команд управления зависит от программного кода, исполняемого процессором. Стоит отметить, что методика оценки аппаратной надёжности на сегодняшний день достаточно изучена и опубликовано много работ по этой тематике. При этом оценка надёжности ПО вызывает вопросы, так как полноценных научных исследований, раскрывающих данную тему, в России не проводилось. Поэтому анализ функциональной надёжности МП РЗ, связанной с правильностью исполнения алгоритмов, затруднителен. Поэтому возникает необходимость определения методики оценки надёжности ПО МП РЗ.

**Методика оценки функциональной надёжности. Модель Муса.** Обратимся к существующим в России современным стандартам определения надёжности МП РЗ. Одним из них является стандарт организации ПАО «РОССЕТИ» [2], в котором дается рекомендация по расчету средней наработки на отказ МП РЗ:

$$T_{д.ср} = 1 / \lambda_{э}, \quad (1)$$

где  $\lambda_{э}$  - общая эксплуатационная интенсивность недостатков или сбоев в ПО МП устройства РЗА. В качестве значения  $T_{д.ср}$  принимается время, равное 25000 ч [2]. При этом данный документ не регламентирует порядок расчета общей эксплуатационной интенсивности сбоев ПО МП РЗ, также не приведено примера расчета функциональной надёжности в отличие от аппаратной надёжности. В связи с этим появляется необходимость поиска иных моделей надёжности программных средств.

Наиболее подходящей и понятной моделью расчета программной надёжности МП РЗ, позволяющей вычислить интенсивность отказов программного комплекса, является модель Муса, которая прогнозирует начальную интенсивность отказов ПО в момент, когда начинается тестирование ПО [3]:

$$\lambda = K \cdot p \cdot w_0 \quad (2)$$

Смысл и значения каждого из параметров приведены в таблице 1.

Параметр  $p$  – линейная частота обращения к программе. Иными словами, это количество прогонов программы за 1с. Важно учесть тот факт, что параметр обратно пропорционален количеству строк кода (*SLOC*). Потому как логично предположить прямую зависимость между размером программы и ее надёжностью. Однако данная модель надёжности опирается на комплексный фактор количества прогонов программы, что также имеет смысл, потому как интенсивность отказов в случае, когда

программа используется условно один раз за год, значительно ниже, чем в случае, когда та же программа задействуется сто тысяч раз за год. Параметр  $w_0$  – количество строк программного кода, содержащих дефекты. По умолчанию принят равным 0,006.

**Таблица 1 - Параметры модели Муса**

Параметр	Описание	Значение
$K$	Константа динамической структуры	$4,2 \cdot 10^{-7}$
$p$	Оценка числа исполнений в секунду	$p = r / (SLOC \cdot ER)$
$r$	Средняя скорость выполнения операций	Константа
$ER$	Коэффициент расширения языка программирования	C - 2,5; FORTRAN – 3,0
$SLOC$	Количество строк кода без учета комментариев и пустых строк	-
$w_0$	Оценка числа первоначальных ошибок в программе	по умолчанию 0,006

Для более точного расчета параметра  $w_0$  может быть применено соотношение:

$$w_0 = N \cdot B, \quad (3)$$

где  $N$  – общее количество ошибок, которое может быть в свою очередь вычислено с применением метрик Холстеда (будет освещено в последующих работах);  $B$  – коэффициент проявления дефектов, равен отношению количества дефектов, которые вызывают отказ, к общему количеству дефектов, невыявленных на этапе тестирования и верификации, по умолчанию  $B = 0,95$ ;  $r$  – средняя частота обращений к командам программы, в общем случае зависит от производительности процессора, которая на сегодняшний день исчисляется гигагерцами. Однако в случае рассмотрения устройств МП РЗ данная величина ограничивается частотой дискретизации, с которой работает данный терминал МП.

**Пример расчета функциональной надежности.** Модель Муса может быть применена для расчета интенсивности отказов и наработки на отказ программы, написанной на языке программирования C++ и предназначенной для обмена информацией по линии RS-485, фрагмент которой представлен на рис. 1. Общее количество строк кода - 5951, значение  $r$  принимается равным 2000Гц. Тогда интенсивность отказов:

$$\lambda = K \cdot p \cdot w_0 = 4,2 \cdot 10^{-7} \cdot 2000 / (5951 \cdot 2,5) \cdot 0,006 = 3,39 \cdot 10^{-10} \text{ 1/с}$$

```

221  ConsoleStrOut("\n\n");
222  }
223
224  bzero( &SAddr, sizeof(struct sockaddr_in) );
225  SAddr.sin_family = AF_INET; // Семейство протоколов Internet
226  SAddr.sin_addr.s_addr = INADDR_ANY; // Адрес клиента не определен
227  SAddr.sin_port = htons(2000);
228  R = bind( S, (struct sockaddr*)&SAddr, sizeof(SAddr) );
229  if(R<0) {
230  ConsoleStrOut("\n\cbind() error: ");
231  R=fdError();
232  if ( R == EBADF ) ConsoleStrOut( "EBADF" );
233  else if( R == ENOTSOCK ) ConsoleStrOut( "ENOTSOCK" );
234  else if( R == EINVAL ) ConsoleStrOut( "EINVAL" );
235  else if( R == EADDRNOTAVAIL ) ConsoleStrOut( "EADDRNOTAVAIL" );
236  else if( R == EADDRINUSE ) ConsoleStrOut( "EADDRINUSE" );
237  else { sprintf(MsgStr,"%d",R); ConsoleStrOut(MsgStr); }
238  ConsoleStrOut("\n\n");
239  }
240
241  R = listen(S,4);
242  if(R<0) {
243  ConsoleStrOut("\n\clisten() error: ");
244  R=fdError();
245  if ( R == EBADF ) ConsoleStrOut( "EBADF" );
246  else if( R == ENOTSOCK ) ConsoleStrOut( "ENOTSOCK" );
247  else if( R == EOPNOTSUPP ) ConsoleStrOut( "EOPNOTSUPP" );
248  else if( R == EISCONN ) ConsoleStrOut( "EISCONN" );
249  ConsoleStrOut("\n\n");
250  }

```

Рис. 1 – Участок кода анализируемой программы

Наработка на отказ составит:

$$MTBF = 1 / (\lambda \cdot 60 \cdot 60 \cdot 24 \cdot 365) = 93,6 \text{ лет}$$

С учетом того, что многие производители МП РЗ в своей технической документации указывают срок наработки на отказ, эквивалентный 50-90 лет, вычисленная наработка на отказ программного обеспечения находится в адекватных пределах, а выбранный метод в целом может быть использован для расчета функциональной надежности МП РЗ. Стоит отметить, что при расчете были учтены все строки кода, поэтому в дальнейшем предполагается сделать поправку в сторону снижения количества строк за счет исключения пустых строк и строк с комментариями, а также более точный учет количества ошибок на 1000 строк кода за счет использования метрик Холстеда. Полученные результаты планируется использовать для комплексной оценки методов повышения надежности МП РЗ, учитывая как аппаратную, так и функциональную надежность.

#### *Литература:*

1. Кузьмичев В.А. Ретроспективный анализ работы устройств РЗА в ЭНЭС // Общие вопросы электроэнергетики. - 2014. - №7. - С. 5-10
2. Стандарт организации ПАО «РОССЕТИ» Микропроцессорные устройства релейной защиты и автоматики. Методические указания по расчёту надёжности
3. Хунов Т. Х., Медведев Д.В., Полесский С. Н Исследование математических моделей прогнозирования надежности. Программного обеспечения. Москва, НИУ ВШЭ

## АНАЛИЗ ВЫСШИХ ГАРМОНИК ТОКА НАМАГНИЧИВАНИЯ ДЛЯ ВЫЯВЛЕНИЯ ВИТКОВЫХ ЗАМЫКАНИЙ ТРАНСФОРМАТОРА

**И.Н. Бuzмаков, И.И. Литвинов, О.В. Танфильев**  
Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, igor.buzmakov@mail.ru

*В работе рассматривается алгоритм выявления витковых замыканий в обмотках трансформаторов. Данный алгоритм будет полезен для диагностики измерительных трансформаторов, а также маломощных силовых трансформаторов. В основе метода лежит анализ фазовых характеристик высших гармоник в токе намагничивания в режиме перевозбуждения магнитного сердечника.*

*In the paper the algorithm for detection of turn-to-turn faults in transformers is proposed. The algorithm will be useful for diagnostics of transformers in which differential protection isn't used. For instance, it's measuring current transformers and low-power voltage transformers. It's supposed to analyze phase characteristics of higher harmonics of magnetization current in no-load transformer condition.*

**Актуальность исследования.** Маломощные силовые и измерительные трансформаторы не имеют дифференциальную защиту, выявляющую витковые замыкания по принципу действия [1], поэтому для выявления указанного повреждения прибегают к диагностике специальными средствами. Однако методы диагностики не всегда обладают достаточной точностью, в то время как задача своевременного определения неисправности трансформатора и заблаговременное устранение этой неисправности или, в крайнем случае, замены трансформатора, становится всё более актуальной и востребованной. Поэтому актуальной является задача совершенствования существующих и разработка новых методов диагностирования повреждений. В настоящей работе предлагается применить метод диагностирования трансформатора, основанный на перевозбуждении сердечника.

**Алгоритм диагностики.** При намеренном перевозбуждении трансформатора повышенным напряжением (при токах не выше номинального) ток питающей обмотки трансформатора, записанный осциллографом, имеет несинусоидальную форму вследствие нелинейности характеристики намагничивания материала сердечника. При появлении межвитковых замыканий трансформатора ток обмотки представляет собой суперпозицию несинусоидального тока намагничивания и синусоидального тока повреждения, что отражается на изменении кривой осциллограммы.

Порядок выявления витковых замыканий в трансформаторах представлен далее:

- 1) Ввести трансформатор в режим холостого хода и подать на одну из его обмоток напряжение (не менее 110% от номинального).
- 2) Снять кривую тока намагничивания при помощи осциллографа.
- 3) Разложить кривую тока в ряд Фурье для получения параметров гармонических составляющих – амплитуды и фазы.
- 4) Составить качественную характеристику отношений параметров гармонических составляющих разных гармоник.
- 5) Сделать вывод о наличии развивающегося повреждения, сопоставив текущую характеристику с эталонной характеристикой (снятой в условиях отсутствия повреждения).

Данный алгоритм необходимо провести не менее двух раз: первый при условии заранее определённого 5-го пункта, а именно перед вводом трансформатора в эксплуатацию, когда достоверно известно, что он полностью исправен; второй раз и все последующие – в процессе эксплуатации. Диагностика трансформатора проводится периодически в течение его срока обслуживания.

**Качественная характеристика полученных параметров.** Для качественного числового анализа полученных параметров можно использовать сравнение параметров гармонических составляющих тока. А именно векторное сравнение полученных характеристик высших гармоник с первой гармоникой, принятой за базис. Для этого используется следующая формула, изначально предложенная в [2] для распознавания броска тока намагничивания и тока внутреннего КЗ в цепях дифференциальной защиты трансформатора:

$$\underline{I}_{n1} = \frac{|\underline{I}_n|}{|\underline{I}_1|} e^{j(\arg(\underline{I}_n) - n \cdot \arg(\underline{I}_1))}$$

Здесь  $|\underline{I}_n|$ ,  $\arg(\underline{I}_n)$  – соответственно параметры амплитуды и фазы  $n$ -ой гармоники,  $|\underline{I}_1|$ ,  $\arg(\underline{I}_1)$  – параметры амплитуды и фазы первой базисной гармоники. В результате вычисления получается вектор  $\underline{I}_{n1}$ , который характеризует отношение амплитуды и фазы  $n$ -ой гармоники по отношению к базисной гармонике.

В результате проведённого расчёта можно получить набор векторов отношений характеристик разных гармоник по отношению к базисной. Полученные векторы возможно отобразить на векторной диаграмме. При сравнении полученной векторной диаграммы с диаграммой, полученной при проведении предыдущей диагностики, можно сделать один из двух выводов, сравнивая модули получившихся векторов и их фазовый сдвиг:

1) Векторы с некоторой погрешностью совпадают с результатами предыдущей диагностики. Это может указывать либо на отсутствие повреждения, если предыдущая диагностика была выполнена на заведомо исправном оборудовании; либо на то, что повреждение, выявленное на предыдущей диагностике, не развивается.

2) Векторы с учётом всех погрешностей отличаются от результатов предыдущей диагностики. Соответственно, это может указывать на появление или развитие повреждения.

Из этих соображений целесообразно принимать решение о замене или ремонте трансформатора.

**Заключение.** Методика, разработанная в данной работе, рекомендуется к применению для диагностики трансформаторов измерения тока, напряжения и маломощных силовых трансформаторов. Витковые замыкания в мощных силовых трансформаторах сопровождаются существенными токами, а потому данный метод не столь эффективен.

Так как внезапный выход оборудования из строя может привести к аварийным ситуациям, нежелательным последствиям, чрезмерным финансовым затратам или остановкам производственного процесса, точная диагностика оборудования и выявление развивающегося дефекта на начальных стадиях позволит избежать перечисленных последствий. Предложенный подход к выявлению межвитковых замыканий в трансформаторах, предложенный здесь, позволяет увеличить точность диагностики, а значит – избежать чрезмерных затрат при внезапном выходе оборудования из строя. Также данную методику возможно комбинировать с уже известными методами выявления неисправностей в трансформаторе для увеличения надёжности и точности диагностики.

В ходе выполненных экспериментов, было обнаружено, что наибольшую точность выявления и очевидность повреждения показывает сравнение 3-ей гармоники с базисной гармоникой. Поэтому целесообразно использовать анализ третьей гармоники.

#### *Литература*

1. Засыпкин А.С. Релейная защита трансформаторов. – Москва: Энергоатомиздат, 1989. – 240 с.
2. Каштенни Б. Усовершенствованный алгоритм отстройки от бросков тока намагничивания / Б. Каштенни, Л. Севов // Релейщик. – 2009. – №1. – С. 30–41.

## ИСПЫТАНИЕ ТРАНСФОРМАТОРА НАПРЯЖЕНИЯ 6-35 кВ НА СТОЙКОСТЬ К ФЕРРОРЕЗОНАНСУ

**О.В. Жердев, О.И. Лаптев**

**Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, lejeunedirichlet@yandex.ru**

*Задачей работы является разработка методики испытаний трансформаторов напряжения 6-35 кВ на стойкость к феррорезонансу и её проверка на имеющихся в наличии ТН (НАМИ-6-95 и НТМИ-6). Предложена методика испытаний на стойкость к двум видам феррорезонансных явлений: автоколебательному процессу в контуре нулевой последовательности, возникающему после однофазных дуговых замыканий, и к явлению «ложной земли». Разработаны математические модели испытательных схем и исследуемых трансформаторов в пакете MATLAB/Simulink. Полученные опытные осциллограммы хорошо согласуются с результатами моделирования.*

*The objective of the work is the development of a test procedure for evaluation of voltage transformers 6-35 kV ability to sustain ferroresonance phenomena and approbation of this procedure on available voltage transformers (NAMI-6-95 and NTMI-6 types). The test procedure for resistance to two kinds of the ferroresonance phenomena is proposed: self-oscillating process in zero sequence circuit following single-phase earth faults, and “false ground” phenomena. Mathematical models of the test circuits and transformers being investigated were developed in the MATLAB / Simulink. Experimental waveforms are in good agreement with the calculated ones.*

В настоящее время наиболее распространенной мерой по предотвращению повреждения ТН из-за феррорезонансных процессов является изменение конструкции самих ТН [1] (как правило, такие ТН называют «антирезонансными»).

В соответствии с технической политикой ПАО «Россети» в настоящее время при реконструкции существующих ПС 6-35 кВ и при проектировании новых требуется применять исключительно антирезонансные ТН. Согласно новому ГОСТ [2] «антирезонансный ТН» – это трансформатор напряжения, устойчиво работающий при наличии в сети феррорезонансных явлений.

Также, согласно [2] антирезонансные свойства ТН должны подтверждаться испытаниями, методика которых также приводится в стандарте.

Однако, приведенное в стандарте [2] определение антирезонансного трансформатора слишком размытое и не даёт однозначного ответа на вопрос – какими свойствами должен обладать такой трансформатор. Есть неоднозначности и в методиках испытаний ТН на стойкость к различным видам феррорезонансных процессов, введённых в этом стандарте.



В частности – методика испытаний ТН на стойкость к «ложной земле» явно была разработана без должного понимания природы этого явления и, опуская лишние детали, по сути сводится к подаче номинального напряжения на обмотку ВН трансформатора напряжения.

В данной работе предлагается пробный вариант методики испытаний ТН на стойкость к устойчивому феррорезонансному процессу, возникающему в контуре нулевой последовательности сети после однофазных дуговых замыканий (после погасания дуги) или при отключении металлических однофазных замыканий на землю, а также – к явлению «ложной земли».

Явление «ложной земли» - это процесс резонансного смещения нейтрали, обычно возникающий только в сетях с очень маленькой ёмкостью фазы на землю. При этом на дополнительной обмотке ТН, предназначенной для измерения напряжения нулевой последовательности, появляется ложный сигнал (напряжение), свидетельствующий об однофазном замыкании на землю, которого на самом деле нет. Трансформатор в этом режиме, как правило, не повреждается.

Общая концепция предлагаемой методики испытаний заключается в следующем:

1. В испытательной схеме производится попытка возбуждения феррорезонанса в исследуемом ТН. Данный процесс может и не возникнуть, если ТН обладает хорошими антирезонансными свойствами. Но по отрицательным результатам возбуждения феррорезонанса вывод об эффективности антирезонансного ТН делать нельзя;

2. Результаты испытаний (осциллограммы) используются для уточнения параметров математической модели исследуемого ТН, разработка которой должна являться неотделимой частью испытаний на стойкость к феррорезонансу;

3. Если опытные осциллограммы хорошо согласуются с полученными в результате компьютерного моделирования, то математическая модель используется для дальнейшего компьютерного исследования антирезонансных свойств ТН.

Схема испытательной установки должна воспроизводить сеть с изолированной нейтралью и иметь возможность воспроизводить однофазное замыкание на землю. За основу была взята модель сети 10 кВ. Разработанная схема установки приводится в [3].

Испытания ТН типов НАМИ-6-95 и НТМИ-6 были смоделированы в пакете MATLAB/Simulink. Результаты сравнения опытной и расчетной осциллограмм тока приведены на рисунках 1 и 2. Из рис.1 и 2 видно, что опытные осциллограммы хорошо согласуются с расчётными, следовательно, полученные математические модели ТН можно использовать

для дальнейшего компьютерного исследования антирезонансных свойств.

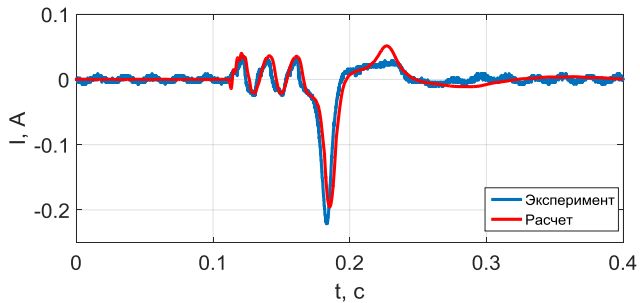


Рис. 1 – Сравнение опытной и расчетной осциллограмм тока в нейтрали испытуемого ТН типа НАМИ-6-95 (в обмотке ТНП)

Также была исследована стойкость ТН типа НТМИ-6 к «ложной земле». Для этого в испытательной установке [3] были использованы конденсаторы с очень маленькой ёмкостью (порядка 3 нФ). Важным отличием от методики, приведенной в ГОСТ [2] является создание небольшой искусственной несимметрии путём подключения между одной из фаз и землёй сопротивления величиной 1 МОм. Сравнение опытных и расчётных осциллограмм напряжения на дополнительной обмотке ТН приведены на рис.3.

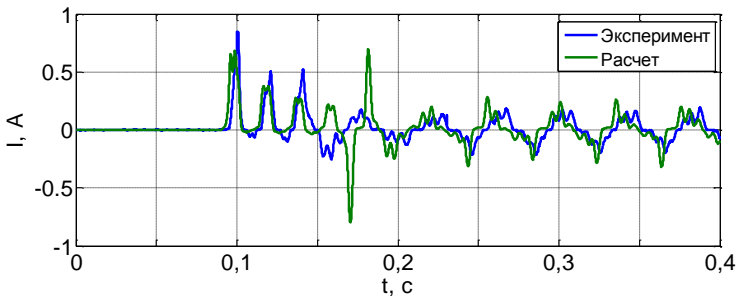


Рис. 2 – Сравнение опытной и расчетной осциллограмм тока в нейтрали испытуемого ТН типа НТМИ-6

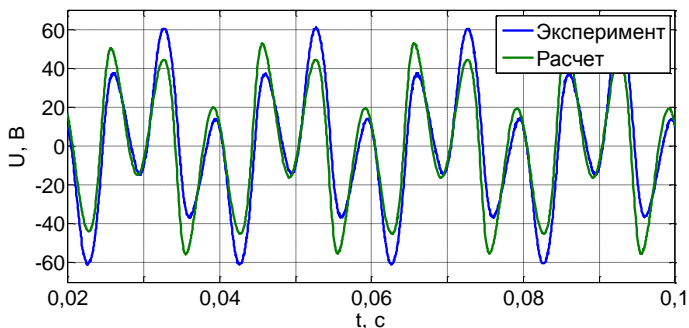


Рис. 3. – Сравнение опытной и расчетной осциллограмм напряжения на дополнительной обмотке испытуемого ТН типа НТМИ-6 при «ложной земле»

#### *Литература:*

1. Лавров Ю.А., Лаптев О.И. Современные антирезонансные трансформаторы напряжения // Новости электротехники. 2009. № 5 (59). С. 2–5.

2. ГОСТ ПНСТ 319-2018. Трансформаторы измерительные. Часть Технические условия на индуктивные трансформаторы напряжения. - Москва: Стандартинформ, 2018.-28 с.

3. Жердев О.В. Разработка установки для испытаний трансформаторов 6-10 кВ на стойкость к феррорезонансу/ О. В. Жердев; науч. рук. О. И. Лаптев // Наука. Технологии. Инновации: сб. науч. тр. : в 9 ч., Новосибирск, 3–7 дек. 2018 г. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2018. – Ч. 4. – С. 109-112

## **ОПРЕДЕЛЕНИЕ ИНДУКЦИОННЫХ ПОТЕРЬ В МЕТАЛЛОКОНСТРУКЦИЯХ**

**М.С. Засулевич, С.С. Шевченко**

**Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, zaulevichmax@gmail.com**

*В данной работе описан такой вид технологических потерь, как индукционные потери в металлоконструкциях опор линий электропередачи всех классов напряжения. Работа посвящена созданию модели, позволяющей определить значение индуцированного внешним полем тока в контуре произвольной формы, имитирующем элемент конструкции опоры ЛЭП. Для создания модели исполь-*

зовались возможности программного пакета мультифизического моделирования *Comsol Multiphysics*.

*This article describes one of the types of technological losses, called "induction losses" in the metal structures of power transmission line towers. The work is devoted to the creation of a model that allows one to determine the value of current in an arbitrary shape circuit induced by an external field. To create the model, we used the capabilities of the multiphysics modeling software package «Comsol Multiphysics».*

Индукционные потери появляются из-за индуцированных в элементах опор линии электропередачи токов, наводимых собственными электромагнитными полями токов в проводах линии. При протекании по линии рабочего тока имеет место магнитное влияние фазного провода ВЛ на металлическую конструкцию опоры. Под действием магнитного поля в замкнутых контурах металлоконструкции опоры наводятся ЭДС взаимной индукции, под действием которых в них протекают токи, вызывающие нагрев и, соответственно, потери. Явление нагрева элементов конструкций опор было обнаружено случайно во время авиаинспекции ВЛ 500 кВ специалистами ОАО “Электросетьсервис ЕНЭС”.

Целью работы является изучение явления индукционных потерь в линиях электропередачи, приблизительная оценка величины потерь применительно к участку реальной ЛЭП и формирования вывода на предмет значимости данного вида потерь.

Создание модели производится в пакете мультифизического моделирования *Comsol Multiphysics*, где для решения задач используется метод конечных элементов.

Основные этапы решения задачи в *Comsol*:

- выбор исходных параметров;
- создание геометрии;
- выбор материалов;
- установка граничных условий и задание необходимых физических параметров;
- построение сетки;
- решение задачи и обработка результатов.

По сути, магнитное влияние фазного проводника воздушной линии на какой-либо элемент ее конструкции можно представить как влияние одного контура произвольной формы на другой. Степень влияния определяется величиной ЭДС взаимной индукции, которая в свою очередь зависит от величины взаимной индуктивности:

$$E = -j \cdot \omega \cdot M, \quad (1)$$

где  $E$  – ЭДС взаимной индукции,  $\Omega$  – частота тока во влияющем контуре,  $M$  – взаимная индуктивность двух контуров.

Взаимная индуктивность – это коэффициент пропорциональности между током и потоком. Она зависит от геометрических параметров контуров и их взаимного расположения.

В первую очередь необходимо убедиться в достоверности создаваемых в пакете Comsol моделей. Для этого была создана модель взаимного влияния двух контуров, для которой существует аналитическое решение. В данной модели рассматриваются две концентрические катушки, лежащие в одной плоскости (рисунок 1), радиусом  $R_1 = 100$  мм и  $R_2 = 10$  мм, радиус проволоки  $r_0 = 1$  мм. Катушки моделируются в двумерном осесимметричном пространстве, по одной из них протекает ток 1А. В пределе  $R_1 \gg R_2 \gg r_0$  аналитическое выражение для взаимной индуктивности между двумя катушками:

$$L_{12} = \frac{\pi \cdot \mu_0 \cdot R_2^2}{2 \cdot R_1}, \quad (2)$$

где  $\mu_0$  – магнитная постоянная,  $R_2$  – радиус внутренней катушки,  $R_1$  – радиус внешней катушки.

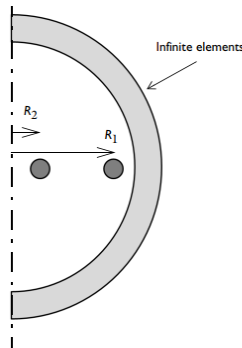


Рис. 1 – Схематическое представление осесимметричной 2D модели концентрических катушек

Подставляя в выражение (2) числовые значения, определяем значение взаимной индуктивности для двух катушек. Затем производим расчет для этой же системы в Comsol и сравниваем полученные значения (таблица 1).

**Таблица 1 – Результаты расчета взаимной индуктивности в 2D модели**

Программный расчет взаимной индуктивности, мГн	Аналитический расчет взаимной индуктивности, мГн
1,97	1,97

Следующим этапом производится расчет индуцированного во внутренней катушке тока:

$$I = \frac{E}{Z}, \quad (3)$$

где  $E$  – ЭДС взаимоиндукции,  $Z$  – полное сопротивление внутренней катушки. После подстановки числовых значений в формулу (3) результат аналитического расчета так же сравнивается со значением, полученным в программе.

Затем переходим к расчету индуцированного тока в контуре произвольной формы (рисунок 2).

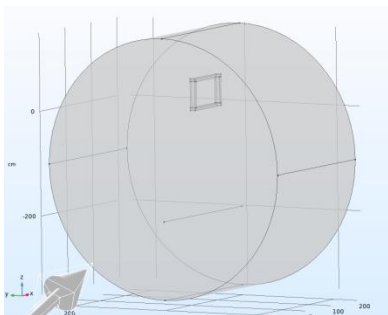


Рис. 2 – Конфигурация модели для расчета индукционного тока в контуре произвольной формы.

В результате произведенных расчетов определено значение индуцированного внешним полем тока в контуре произвольной формы. Отсюда можно перейти к тепловым потерям и, усложняя геометрию модели, определить их значение для реальной опоры ЛЭП.

Литература:

1. Овсянников А.Г., Нечитаев Р.А. Индукционные потери в опорах воздушных линий электропередачи // Научный вестник НГТУ. 2016. Т. 63. № 2. С. 129 - 140.

2. Иродов И.Е. Основные законы электромагнетизма 2-е изд. Учебное пособие для студентов вузов. М.: Высш. шк., 1991. - 289 с.
3. Нечитаев Р.А. Анализ индукционных потерь энергии в опорах воздушных линий электропередачи 500 кВ // Научный вестник НГТУ. 2017. Т. 68. № 3. С. 158 - 171.
4. Тарасов А.Г. Диагностика состояния подземной системы опор ВЛ 220–500 кВ: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02. – Новосибирск, 2005. – 21 с.
5. Self Inductance and Mutual Inductance Between Single Conductors [Электронный ресурс] Режим доступа к журн. URL: [https://www.comsol.ru/model/download/524511/models.acdc.mutual\\_inductance.pdf](https://www.comsol.ru/model/download/524511/models.acdc.mutual_inductance.pdf)
6. П.Л. Калантаров, Л.А. Цейтлин - Расчет индуктивностей: - Справочная книга. - 3-е изд; перераб. и доп. Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1986. - 488 с.: ил.

## **РАЗРАБОТКА И УЛУЧШЕНИЕ МОДЕЛИ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ ТРАНСФОРМАТОРА**

**И.А. Зуев, М.А. Купарев**

**Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, [zuev.ivan97@mail.ru](mailto:zuev.ivan97@mail.ru)**

*В работе рассмотрена актуальная задача синтеза математической модели дифференциальной защиты трансформатора. Правильность работы продольной дифференциальной защиты составляет около 60%. Необходимо улучшить правильность действия защиты.*

*The current problem of synthesis of the mathematical model of differential protection of a transformer is considered. The correctness of the longitudinal differential protection is about 60%. It is necessary to improve the correctness of the protection.*

При проектировании любой системы электроснабжения приходится считаться с возможностью возникновения повреждения или ненормального режима в энергоустановке. Непринятие мер для их устранения может привести к тяжелейшим экономическим или техническим последствиям. Функции ликвидации различного рода аварий или устранения ненормальных режимов возлагаются на релейную защиту и автоматику (РЗА).

Согласно статистике [2] относительный прирост устройств релейной защиты составил более 1,2% в год. По результатам запроса, были получены следующие показатели правильной работы устройств РЗА линий и оборудования:

ВЛ 35кВ – 99,7%; ВЛ 110/220кВ – 98,2%; ВЛ 300/500 кВ – 97,6%; Шин и ошинок – 91,3%; Трансформаторов и автотрансформаторов – 89,5%; Генераторов и блоков 95,3%.

Как можно заметить, наименьшим показателем надежности обладает релейная защита трансформаторов и автотрансформаторов. Данная защита требует улучшения правильности работы.

Одним из перспективных направлений повышения надежности устройств и систем РЗА является разработка новых устройств и систем РЗА, и их алгоритмов [1].

Улучшенная модель дифференциальной защиты трансформатора (ДЗТ) включает в себя:

- 1) Получение сигнала с трансформаторов тока (ТТ).
- 2) Расчет полученных данных, расчет дифференциального тока, определение вида повреждения. Если разность при расчете дифференциального тока больше нуля, то это бросок тока намагничивания (БТН) или внутреннее КЗ. А если разность равна нулю, то внешнее КЗ. В этом же цикле идет расчет содержания второй гармоники в токе. Если содержание второй гармоники меньше 30%, то это внешнее КЗ, а если больше 30%, то это БТН.
- 3) Если в обоих случаях в предыдущем шаге 1, то это внутреннее КЗ и подается сигнал на отключение. Если хотя бы в одном 0, то это БТН.

Результаты моделирования ДЗТ при включении трансформатора представлены на рисунке 1. На верхней части рисунка представлен режим БТН и реле не срабатывает, а на нижней представлен режим включения на КЗ и срабатывание реле.

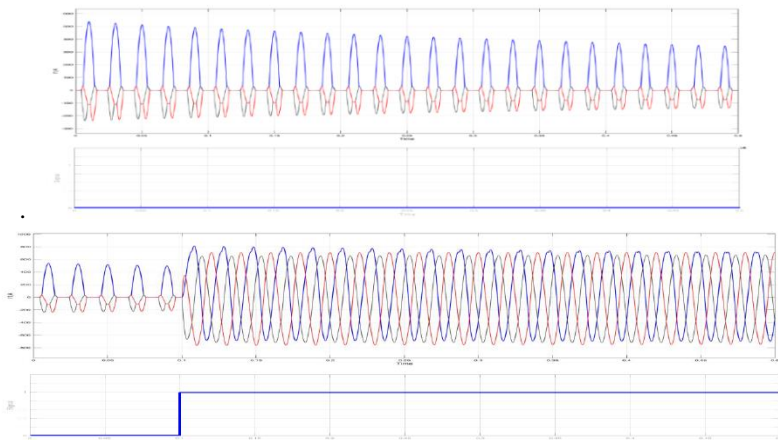


Рис. 1 – Режим БТН(верхний) и режим включения на КЗ(нижний)



Был разработан и улучшен упрощенный алгоритм действия ДЗТ с торможением второй гармоникой тока для отстройки от БТН.

*Литература:*

1. Шалин А.И. Надежность и диагностика релейной защиты энергосистем: Учебник. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2003. – 384 с.
2. Электрические цепи с ферромагнитными элементами в релейной защите / А.Д. Дроздов, А.С. Засыпкин, С.Л. Кужеков и др.; Под ред. В.В. Платонова. – 2-е изд., перераб. ил.

## **РАЗРАБОТКА ГЕНЕРАТОРОВ ИМПУЛЬСНЫХ ТОКОВ ПРЯМОУГОЛЬНОЙ ФОРМЫ**

**Д.А. Зыкова, А.А. Мюльбаер**  
**Новосибирский государственный технический университет,**  
**г. Новосибирск, zykova\_diana@mail.ru**

*Статья посвящена разработке принципиально новой схемы генератора импульсных токов прямоугольной формы с целью решить все недостатки классической схемы такого генератора. Были подобраны оптимальные параметры новой установки. Моделирование процессов, протекающих в схеме, осуществлялось в программном пакете PSpice. Разработанная установка выдает импульсы тока прямоугольной формы длительностью 2 мс с амплитудой от 5 до 250 А и позволяет проводить испытания низковольтных варисторов.*

*The article deals with the design of a fundamentally new scheme of a square wave generator in order to solve all disadvantages of the classical scheme of such generator. During the study, the optimal parameters of the new installation were selected; modeling of the processes in the circuit was carried out in the PSpice software package. The developed generator generates square pulse of current with duration 2 ms with an amplitude of 5 to 250 A and allows testing of low-voltage varistors.*

В высоковольтной импульсной технике для получения импульсной энергии большой величины широко используются генераторы импульсных токов (ГИТ). Они применяются для различных целей, в том числе для проверки низковольтных варисторов на энергоемкость – это нормативный параметр изделия, который показывает какую величину энергии сможет воспринять и рассеять варистор, при этом не разрушившись.

Первые ГИТ стали появляться примерно в конце 60-х годов прошлого века [2]. Классическая схема такого генератора – ряд параллельно соединенных LC-ячеек (рис.1), параметры которых определяются согласно требуемым параметрам импульса тока. Параметры испытательного импульса нормируются ГОСТом [1]. Испытания низковольтных варисторов должны производиться при помощи прямоугольного им-

пульса тока длительностью 2000 мкс и амплитудой от 5 до 250 А, периодичность выдачи импульса должна составлять 1 мин.

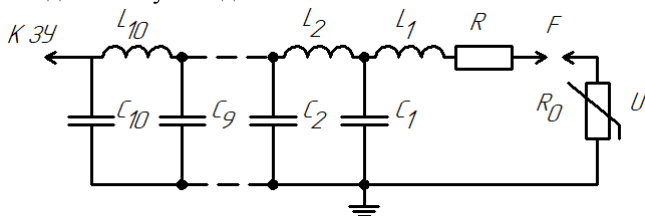


Рис. 1 – Классическая схема генератора импульсных токов

При классической схеме число зарядных контуров,  $LC$ -ячеек, должно составлять от 8 до 12 шт. Принцип работы ГИТ основан на том, что батарея конденсаторов после зарядки с помощью коммутирующих приборов разряжается на нагрузку, которая в данном случае представлена варистором. Но рассматриваемая схема ГИТ влечет за собой ряд недостатков:

1. Сложность настройки параметров схемы для получения импульса тока необходимой формы;
2. Большая площадь, занимаемой установкой;
3. Отсутствие возможности контролировать длительность импульса тока;
4. Невозможность унифицирования установки для различных видов объектов испытаний;
5. Высокая стоимость.

Использование результатов развития еще одной отрасли науки – электроники, позволило решить все вышеперечисленные недостатки классической схемы. При помощи программного пакета PSpice была смоделирована принципиально новая схема установки ГИТ с использованием IGBT-модуля [3] (рис. 2).

Данная схема ГИТ содержит 2 разрядных контура (1,2), создающих необходимую прямоугольную форму импульса тока  $I(t)$  путем сложения апериодического импульса от первого разрядного контура ( $I_1(t)$ ) и колебательного импульса от второго ( $I_2(t)$ ) (рис.3). IGBT-модуль (3) является коммутирующим устройством и помогает контролировать длительность импульса тока, а защитой для данного элемента силовой схемы служит снабберная RCD-цепь, имеющая способность поглощать импульсные перенапряжения, которые могут возникать на контактах IGBT-модуля. Под номером 5 обозначен исследуемый объект – варистор.

Предложенная схема ГИТ позволила сделать установку универсальной для целого ряда объектов испытаний. Так же сокращение числа

элементов схемы упростило подбор ее параметров и уменьшило габариты установки. Благодаря использованию в новой схеме ГИТ достижений силовой электроники появилась возможность контролировать длительность воздействия импульса. Совокупность всех изложенных факторов приводит к уменьшению затрат на производство ГИТ по предложенной схеме.

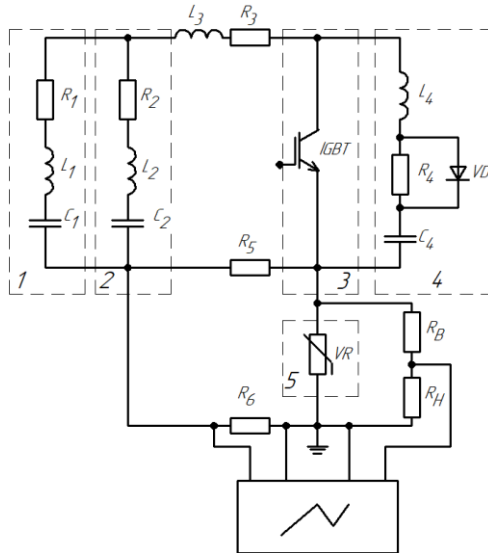


Рис. 2 – Принципиальная схема ГИТ

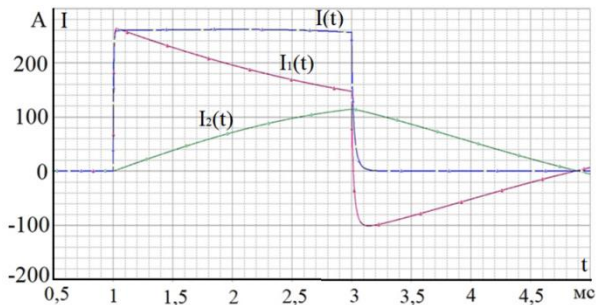


Рис. 3 – Осциллограмма токов

*Литература:*

1. ГОСТ 30265-95. Варисторы. Метод испытания импульсной электрической нагрузкой. – Введ. 1996–07–01. – Минск: Межгос. совет по стандартизации, метрологии и сертификации; М.: Изд-во стандартов, 1996. – 6 с.
2. П. И. Дашук, С. Л. Зайенц, В. С. Комельков, Г. С. Кучинский, И. Н. Николаевская, П. И. Шкурюпат, Г. А. Шнеерсон. Техника больших импульсных токов и магнитных полей. Под ред. В. С. Комелькова. М., Атомиздат, 1970.
3. Baliga, B. Jayant. The IGBT Device: Physics, Design and Applications of the Insulated Gate Bipolar Transistor. William Andrew, 2015.

**СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ IGBT–МОДУЛЯ  
ДЛЯ ГЕНЕРАТОРА ИМПУЛЬСНЫХ ТОКОВ**

**В.А. Кравченко, А.А. Мюльбаер**

**Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, vladimir.kravch98@gmail.com**

*В статье описывается новаторская система управления IGBT– модулем для генератора импульсных токов прямоугольной схемы. Разработанная схема выполняет 2 главные задачи: обеспечивает необходимую длительность импульса тока 2 мс и обеспечивает гальваническую развязку до 4000 В между эмиттером IGBT–модуля и землей. Эффективность схемы подтверждена экспериментально, и на выходе напряжение имеет подходящий сигнал для работы IGBT–модуля.*

*The article describes the innovative control system IGBT– module for a square wave's current pulse generator. The developed circuit performs 2 main tasks: it provides the necessary current pulse duration of 2 ms and provides galvanic isolation up to 4000 V between the emitter of the IGBT–module and the ground. The efficiency of the circuit is confirmed experimentally, and the output voltage has a suitable signal for the operation of the IGBT–module.*

При производстве варисторов требуется постоянный контроль основных параметров выпускаемой продукции. Одним из таких параметров является энергоемкость – способность выдерживать воздействие импульсной электрической нагрузки. Такие испытания варисторов проводятся с применением генераторов импульсных токов (ГИТ).

Авторами была разработана принципиально новая схема ГИТ для испытания варисторов с классификационным напряжением до 1200 В, отличающаяся от цепочечной («классической») схемы, т.е. схемы, составленной из последовательно соединенных LC-ячеек [1]. Инновационность решения заключается в применении аппаратов силовой элект-

троники в качестве управляемого коммутирующего устройства. Роль управляемого ключа исполняет IGBT-модуль, который часто используется как мощное коммутирующее устройство в системах силовой электроники [2]. Главной функцией IGBT-модуля является выполнение среза тока в строго определенный момент времени, для формирования импульса тока длительностью 2 мс.

Для обеспечения своевременной работы IGBT-модуля следовало создать систему управления, которая будет обеспечивать необходимую длительность импульса. Самым простым и эффективным способом является использование специальных драйверов (микросхем или устройств, управляющих полупроводниковым модулем и выполняющих защитные и сервисные функции) [3]. Одними из таких устройств являются IPS драйвера [4]. Причиной отказа от использования драйверов является тот факт, что разность потенциалов между выводом эмиттера IGBT-модуля и землей может достигать 4 кВ. Ни один драйвер не способен выдержать такое напряжение. В связи с этим была разработана система управления применительно к задачам конкретной установки.

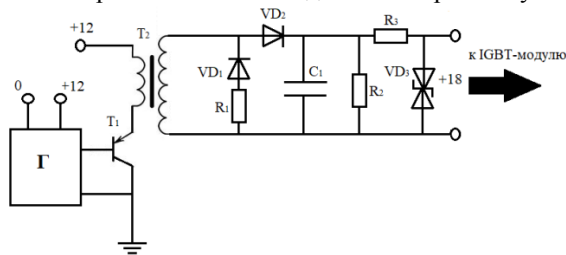


Рис. 1 – Принципиальная схема управления IGBT-модулем

На транзистор ( $T_1$ ) приходит однополярный меандр напряжения частотой 50 кГц, 100 периодов от генератора ( $\Gamma$ ). Частота 50 кГц была выбрана экспериментальным путем в качестве оптимальной, при которой вторичное напряжение на выходе трансформатора ( $T_2$ ) получается 15 В, а ток, потребляемый первичной обмоткой, не превышает 2 А. Трансформатор ( $T_2$ ) необходим для обеспечения гальванической развязки, число витков 4/27 (первичная / вторичная обмотки). Первичная обмотка выполнена из провода с изоляцией 10 кВ.

**Таблица 1 – Экспериментальные данные токов и напряжений в зависимости от начальной частоты сигнала.**

$I_{\text{перв. обмотки}}, \text{ A}$	$f_{\text{меандра}}, \text{ кГц}$	$U_{\text{ген}} (\text{амплитуда}), \text{ В}$	$U_{\text{вых}}$
3,0	10	4,0	14,1
2,28	30	4,0	15,4
1,21	50	4,0	15,3
0,45	70	4,0	8

При помощи транзистора проходящий сигнал усиливается, кроме этого получившийся ток имеет однополярный характер, что может привести к насыщению трансформатора ( $T_2$ ). Во избежание насыщения трансформатора в магнитопроводе сделан зазор, заполненный диэлектриком. Осциллограммы тока, проходящего на первичную обмотку трансформатора, и индуцированного напряжения на вторичной обмотке приведены ниже (рисунок 3).

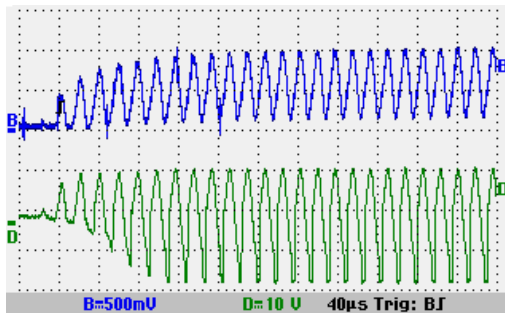


Рис. 2 – Осциллограмма тока после транзистора (B) и индуцированного напряжения в трансформаторе (D)

Параллельно трансформатору подключена цепь из последовательно соединенных резистора ( $R_1$ ) и диода ( $VD_1$ ). Резистор уменьшает ток, протекающий через диод, который снижает амплитуду напряжения на отрицательной полуволне (60 В без диода  $VD_1$ ).

Переменное напряжение на выходе трансформатора выпрямляется однополупериодным выпрямителем ( $VD_2$ ). Для сглаживания пульсаций выпрямленного напряжения установлен конденсатор ( $C_1$ ).

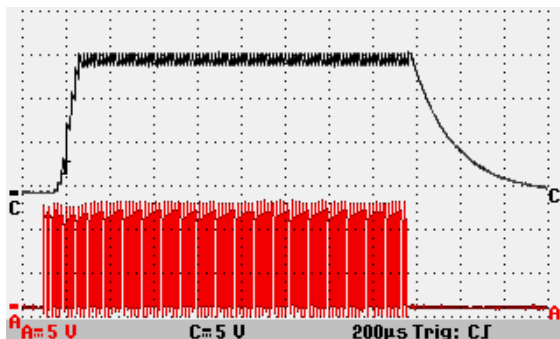


Рис. 3 – Осциллограмма выпрямленного напряжения (С) и начального меандра (А).

Параллельно конденсатору подключен резистор ( $R_2$ ), на который после отключение IGBT-модуля, будет разряжаться остаточный заряд с конденсатора. Резистор  $R_3$  предназначен для уменьшения тока, протекающего через стабилитрон ( $VD_3$ ), и ограничения скорости заряда собственной ёмкости конденсатора IGBT-модуля. Задача стабилитрона заключается в ограничении амплитуды напряжения до 20 В, что обеспечивает надёжное включение IGBT-модуля.

Таким образом экспериментальным путем была разработана схема управления используемым коммутационным аппаратом. Главной её особенностью и достоинством является обеспечение гальванической развязки между генератором постоянного сигнала и IGBT-модулем. Это решение позволяет эксплуатировать IGBT-модуль с необходимым временным промежутком при разности потенциалов до 4 кВ.

#### Литература:

1. Техника больших импульсных токов и магнитных полей. / П. И. Дашук, С. Л. Зайенц, В. С. Комельков и др. – Москва: Атомиздат, 1970. – 471 с.
2. Kong, Q.; Du, M.; Ouyang, Z.; Wei, K.; Hurley, W.G. A Model of the On-State Voltage across IGBT Modules Based on Physical Structure and Conduction Mechanisms. *Energies* 2019, 12, 851. doi: 10.3390/en12050851. ISBN: 1996-1073
3. Хермвиль М., Колпаков А. Управление изолированным затвором IGBT. Основные положения, Часть 1. // Новости Электроники. – 2008. – №11.
4. Вендт, Марита. Разумное управление IGBT-модулями // Силовая электроника. – 2009. – №5. – С. 40–43.

## СПОСОБ ПОЛУЧЕНИЯ ГОДОГРАФА АСИНХРОННОГО РЕЖИМА С ЗАДАННЫМИ ХАРАКТЕРИСТИКАМИ ДЛЯ ПРОВЕРКИ РАБОТЫ ДИСТАНЦИОННОГО ОРГАНА

А.А. Марченко, И.И. Литвинов

Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, alexandra\_nstu@rambler.ru

*Рассмотрена методика получения годографа асинхронного режима с требуемыми параметрами на комплексной плоскости в целях проведения проверки дистанционных органов устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики. Параметры получаемого годографа сопротивления соответствуют таковым, наблюдаемым в реальных энергосистемах в режиме асинхронного хода. Полученные с помощью предложенной методики токи и напряжения подаются на входы проверяемых устройств.*

*The method for obtaining the hodograph with the desired characteristics on the complex plane is discussed in the paper. The nature of the hodograph corresponds to the one observed in electrical power systems during asynchronous operation. The use of the method will facilitate conducting of commissioning and start-up of distance relays in protection devices and automatic equipment. The currents and voltages obtained by means of this methodology are supplied to inputs of the devices being checked.*

Одной из наиболее трудоёмких и ответственных задач в рамках пуско-наладочных испытаний является проверка корректности работы дистанционных органов (ДО) устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) в режиме асинхронного режима (АР) и синхронных качаний.

Автоматизация процесса оценки функционирования средств РЗА при использовании существующих специализированных программно-аппаратных комплексов является практически невозможной ввиду сложности подбора параметров модели для получения желаемого годографа вектора сопротивления в АР. Поэтому предлагается альтернативный метод, где для однозначного определения местоположения годографа необходимо ввести только его радиус  $R_0$  и координаты центра  $\underline{Z}_0$  на комплексной плоскости.

Модель электрической сети, состоящей из двух энергосистем  $S_1$  и  $S_2$  представлена на рис.1. Пусть значения  $\underline{Z}_0$ ,  $R_0$  и  $q$ , равное модулю отношения ЭДС  $\underline{E}_2$  к  $\underline{E}_1$ , заданы, тогда параметры модели используемой контролируемой сети  $\underline{Z}_1$  и  $\underline{Z}_2$  определяются по совокупности систем уравнений (1).



$$\begin{cases} -\underline{Z}_0(q^2 - 1) = q^2 \underline{Z}_1 + \underline{Z}_2; \\ -R_0|q^2 - 1| = q|\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2|; \\ -\underline{Z}_0(q^2 - 1) = q^2 \underline{Z}_1 + \underline{Z}_2; \\ R_0|q^2 - 1| = q|\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2|. \end{cases} \quad (1)$$

Мгновенные значения тока и напряжения, непосредственно подаваемые на входы проверяемого устройства, формируются путем выделения мнимых составляющих комплексных значений токов и напряжений, определяемых по значениям  $\underline{Z}_1$  и  $\underline{Z}_2$ .

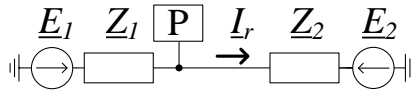


Рис. 1 – Расчетная модель энергосистемы

Для пояснения особенностей методики приведем численный пример. Пусть  $q = 0,95$ ,  $\underline{Z}_0 = 75 + 50i$  Ом,  $R_0 = 80$  Ом,  $\omega_0 = 314$  рад/с,  $|\underline{E}_1| = 5$  В при  $\delta_{10} = \delta_{20} = 0$  рад, значения сопротивлений  $\underline{Z}_1$ ,  $\underline{Z}_2$ , рассчитываются по одной из систем уравнений совокупности (1). Годограф, изображенный на рис.2,а, имеет заданный радиус, а центр окружности находится в точке  $\underline{Z}_0$ . Варьируя значения отношения ЭДС  $q$  ( $q < 1$ ,  $q > 1$ ), начальных фаз ветров ЭДС  $\delta_{10}$  и  $\delta_{20}$ , знак частоты скольжения  $\omega_{AP}$  ( $\omega_{AP} < 0$ ,  $\omega_{AP} > 0$ ), можно, оставляя неизменными радиус годографа и местоположение его центра, изменять такие параметры, как: направление вращения; место на комплексной плоскости первой выборки; расположение большинства выборок на полученной окружности (рис.2,б).

Отметим, что характер годографа сопротивления в реальных энергосистемах при АР отличается от рассмотренного ранее, так как размещение большинства выборок должно быть в относительном смещении от точек, находящихся под или над центром окружности. Добиться правильного распределения выборок на годографе можно, используя новые значения  $\underline{Z}_0$ ,  $\underline{Z}_1$ ,  $\underline{Z}_2$ , учитывающие параметр, названный углом корректировки  $\varphi_{корр}$ , с помощью которого желаемое местоположение максимальной плотности точек смещается по годографу. На рис. 3 показан годограф, построенный по данным вышеприведенного примера с учетом  $\varphi_{корр} = -45^\circ$ .

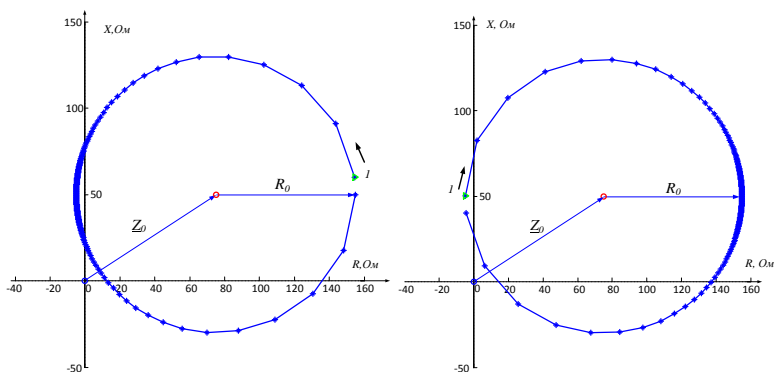


Рис. 2 – Годограф сопротивления с заданными характеристиками:  
 а) вращение – против часовой стрелки, большинство выборок расположено слева от точки  $\underline{Z}_0$ ,  $q < 1$ ,  $\omega_{AP} < 0$ ; б) вращение – по часовой стрелке, большинство выборок расположено справа от точки  $\underline{Z}_0$ ,  $q > 1$ ,  $\omega_{AP} < 0$ .

Для практического применения предлагаемой методики важно контролировать амплитудные значения формируемых сигналов, их можно скорректировать, изменяя  $q$ ,  $\underline{E}_1$  или способ расчёта  $\underline{Z}_1$  и  $\underline{Z}_2$ , при этом конечная форма годографа останется неизменной.

Предложенные алгоритмы для проверки ДО активно используются при пуско-наладочных работах устройств противоаварийной автоматики (ПА), выполненных на базе шкафов многофункционального комплекса ПА (КПА-М) [2]. Такое использование существенно сокращает время, необходимое для завершения пуско-наладочных работ, а также улучшает их качество.

Выводы:

1. Разработаны алгоритмы, позволяющие формировать выходные сигналы устройств РЗА, продаваемые непосредственно на входы испытуемого объекта и позволяющие проверить поведение дистанционных органов в АР работы контролируемого участка сети, в которых годограф сопротивления замера имеет вид окружности.

2. Приведённый подход даёт возможность проверять ДО РЗА, не привязываясь к конкретному типу испытательной установки при наличии в ней поддержки воспроизведения осциллограмм в формате COMTRADE. Предложенные средства обеспечивают автоматизацию процесса подготовки выходных сигналов для проведения испытаний,

что существенно снижает трудоёмкость и повышает качество проведения наладочных и профилактических работ.

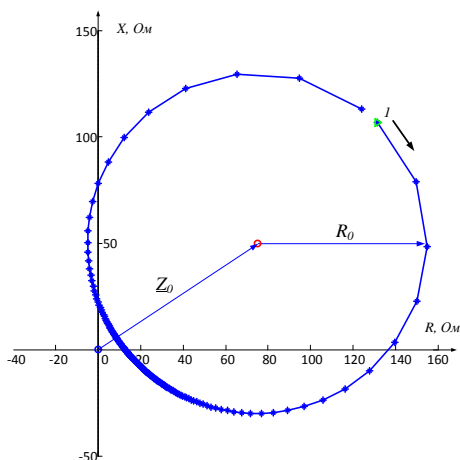


Рис. 3 – Годограф сопротивления с заданными характеристиками: большинство выборок расположено снизу от точки  $Z_0$  ( $\varphi_{\text{корр}} = -45$  электрических градусов)

*Литература:*

1. Э. М. Шнейерсон Цифровая релейная защита // Энергоатомиздат – Москва, 2007.
2. Комплекс потивоаварийной автоматики многофункциональный КРА-М-03.04.05.05.06.09.11.15.-10001-UKhL4. Руководство по эксплуатации [Электронный ресурс] / URL: [http://iaes.ru\\_uploads\\_pages\\_files\\_iaes\\_local\\_re208.pdf](http://iaes.ru_uploads_pages_files_iaes_local_re208.pdf).
3. RETOM-61. Комплекс программно-технический измерительный. Руководство по эксплуатации. BRGA.441323.017 RĖ [Электронный ресурс] / URL: [http://dynamics.com.ru\\_userfiles\\_file\\_secupport\\_retom-61o.pdf](http://dynamics.com.ru_userfiles_file_secupport_retom-61o.pdf).
4. Проверка дистанционного органа устройств РЗ и ПА в асинхронном режиме стандартными средствами испытательного комплекса “РЕТОМ” / В. Е. Глазырин, А. А. Осинцев, И. И. Литвинов, и Е. И. Фролова // Электрические станции № 11 – 2017. – С. 32 – 37.

## МОДЕЛИРОВАНИЕ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ В АВТОНОМНОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЕ С НЕССИМЕТРИЕЙ ФАЗНЫХ ОБМОТОК СТАТОРА ГЕНЕРАТОРА

Н.А. Митрофанов, Г.В. Глазырин

Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, n.a.mitrofanov27@gmail.com

*Рассматриваются переходные процессы в системе генератор-трансформатор-нагрузка. В модели учтен один из возможных видов несимметрии – неодинаковое число витков в фазных обмотках, что позволяет моделировать межвитковые короткие замыкания. Выполнена верификация модели посредством сравнения результатов, полученных при использовании разработанной модели и с помощью средств MATLAB Simulink. Проведен анализ результатов моделирования для холостого хода и нагрузочного режима.*

*Transients in the generator-transformer-load system are considered. The model takes into account one of the possible types of asymmetry - an unequal number of turns in phase windings, which allows you to simulate inter-turn short circuits. The model was verified by comparing the results obtained using the developed model and using MATLAB Simulink tools. The analysis of the simulation results for idle and load conditions is carried out.*

**Введение.** Существующие программные пакеты моделирования переходных процессов в электроэнергетических системах, такие как MATLAB Simulink [1], Mustang, используют для описания электромагнитных процессов синхронной машины уравнения Парка–Горева [2], которые предполагают полную симметрию фазных обмоток статора. Очевидно, что такой метод моделирования не может быть применен для расчета процессов машине с отличающимися параметрами фазных обмоток. В статье приведен вывод системы дифференциальных уравнений, описывающих переходные процессы трехфазной синхронной машины с учетом индивидуальных активных сопротивлений и индуктивностей обмоток. Далее произведено сравнение результатов моделирования переходных процессов в системе, выполненного посредством библиотеки блоков SimPowerSystems, входящей в состав среды MATLAB Simulink, с результатами, полученными с помощью предложенного метода.

**Вывод дифференциальных уравнений для системы «генератор-трансформатор-нагрузка».** В работе [3] подробно представлен вывод систем уравнений, описывающих переходные процессы в генераторе, поэтому сейчас не будем на них останавливаться. Для точного расчета переходных процессов необходимо моделирование как генератора, так и трансформатора, что рассматривается в статье. Схема представлена на рисунке 1.

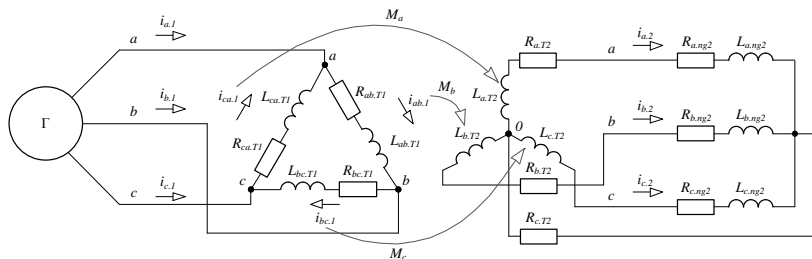


Рис. 1 – Схема подключения нагрузки

Ниже представлено уравнение, связывающее функции времени – токи в обмотках и угол поворота ротора – и производные этих функций. При рассмотрении всех контуров синхронной машины получим следующую систему уравнений в матричном виде:

$$\begin{bmatrix}
 L_{ab\Sigma} & M_{.ab.e} & M_{ca.e} & M_{abf} & M_{abyd} & M_{abysq} \\
 M_{.ab.e} & L_{bc\Sigma} & M_{bc.e} & M_{bcf} & M_{bcyd} & M_{bcysq} \\
 M_{ca.e} & M_{bc.e} & L_{ca\Sigma} & M_{caf} & M_{cayd} & M_{caysq} \\
 M_{abf} & M_{bcf} & M_{caf} & L_f & M_{fyd} & 0 \\
 M_{abyd} & M_{bcyd} & M_{cayd} & M_{fyd} & L_{yd} & 0 \\
 M_{abysq} & M_{bcysq} & M_{caysq} & 0 & 0 & L_{ysq}
 \end{bmatrix}
 \begin{bmatrix}
 di_{ab}/dt \\
 di_{bc}/dt \\
 di_{ca}/dt \\
 di_f/dt \\
 di_{yd}/dt \\
 di_{ysq}/dt
 \end{bmatrix}
 =
 \begin{bmatrix}
 -(\partial\psi_{ab}/\partial\gamma)\omega + u_{\Sigma ab} \\
 -(\partial\psi_{bc}/\partial\gamma)\omega + u_{\Sigma bc} \\
 -(\partial\psi_{ca}/\partial\gamma)\omega + u_{\Sigma ca} \\
 -(\partial\psi_f/\partial\gamma)\omega - R_f i_f + u_f \\
 -(\partial\psi_{yd}/\partial\gamma)\omega - R_{yd} i_{yd} \\
 -(\partial\psi_{ysq}/\partial\gamma)\omega - R_{ysq} i_{ysq}
 \end{bmatrix},
 \tag{1}$$

где  $M_{kf}$ ,  $M_{kyd}$ ,  $M_{kysq}$  ( $k = ab, bc, ca$ ) – значения взаимной индуктивности обмотки возбуждения, продольной и поперечной демпферных обмоток.

В качестве примера для сравнения моделей выполнены расчеты переходных процессов генератора ТВВ-200-2АУЗ с полной симметрией

фазных обмоток статора и трансформатор ТДЦ-250000/110. Работа системы рассматривается в нормальном установившемся режиме под нагрузкой. Результаты расчетов с помощью моделирования численным методом и в среде MATLAB Simulink приведены на рисунках 2 и 3.

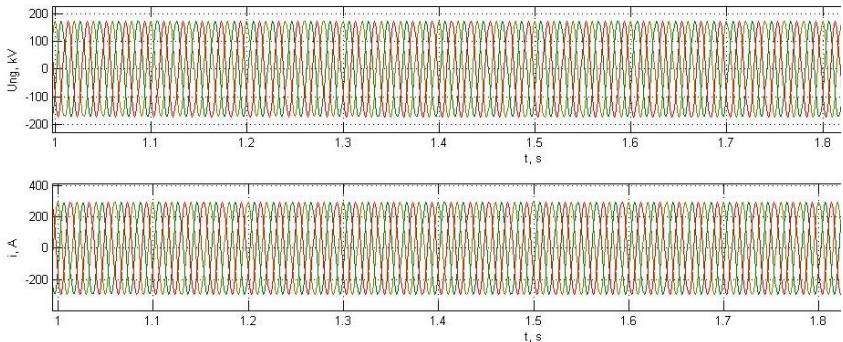


Рис. 2 – Результаты расчетов численным методом моделирования в нормальном установившемся режиме под нагрузкой

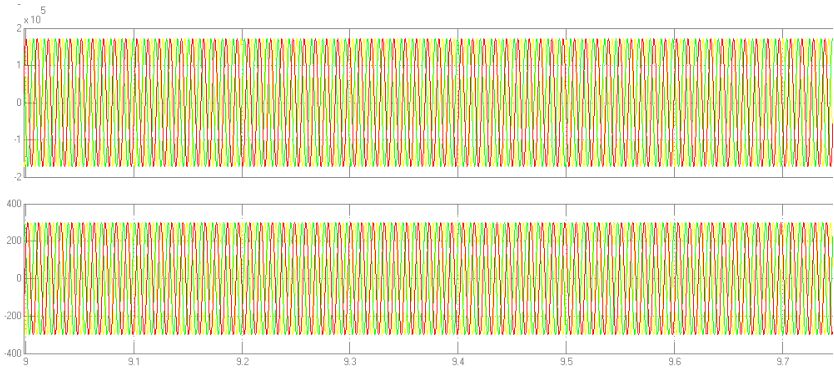


Рис. 3 – Результаты расчетов в среде Simulink в нормальном установившемся режиме под нагрузкой

Из сравнения полученных результатов можно увидеть, что при численном методе моделирования имеем следующее: амплитудное значение напряжения на вторичной обмотке трансформатора составляет  $u_{abT.2} = 172.7$  кВ, амплитудное значение фазного тока вторичной обмотки трансформатора  $i_{a.2} = 294$  А. При моделировании генератора в

среде MATLAB Simulink эти значения составляют:  $u_{abt.2} = 176.1$  кВ,  $i_{a.2} = 302$  А соответственно.

**Выводы.** Полученные в ходе исследования результаты сравнения расчетного метода и модели в среде MATLAB Simulink при работе с симметричными фазными контурами статора и без учета насыщения магнитной системы показали достоверность предлагаемого численного метода моделирования. Реализованная математическая модель дает возможность рассматривать влияние несимметрии фазных контуров статора и насыщения магнитной системы при моделировании синхронной машины.

*Литература:*

1. Моделирование электротехнических устройств в MATLAB. SimPowerSystems и Simulink. – Москва: ДМК Пресс, 2013. – 288 с.
2. Ульянов С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. – М.: Энергия, 1970, – 518 с.
3. Глазырин Г. В. Моделирование переходных процессов синхронной машины с несимметрией фазных обмоток статора: Вестник МЭИ. – 2017. – №5. – С. 34–39.
4. Горев А.А. Переходные процессы синхронной машины. – Л., Наука, 1985. – 502 с.

## **ПРИМЕНЕНИЕ PSCAD ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ РАБОТЫ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ УЧАСТКА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ**

**М.А. Михайлов, А.В. Белоглазов**

**Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, wotysmith@gmail.com**

*Традиционно для анализа работы релейной защиты и автоматики режимы работы электроэнергетической системы рассчитывались вручную, но с развитием технологий появились компьютерные программы, позволяющие моделировать электроэнергетические системы, что существенно упрощает анализ поведения комплекса РЗА и снижает вероятность ошибки. В данной работе была разработана модель участка электрической сети в программном комплексе PSCAD и оценена ее достоверность.*

*Traditionally manual calculations were used in order to analyze behavior of relay protection and automatic emergency control. However, since then many computer programs were developed which allow to simulate power systems, thereby greatly*

*simplifying analysis of protection equipment relay systems interactions and reducing mistake chances. This paper deals with producing a model of an electrical grid using PSCAD and testing its accuracy.*

Рассматриваемый участок сети состоит из двух эквивалентных систем 220 кВ, соединенных с помощью автотрансформаторов и двухцепной ЛЭП 110 кВ, и питающегося от шин одной из автотрансформаторных подстанций кольцевого участка 110 кВ. В PSCAD уже включены модели большого числа силового оборудования, поэтому построение модели участка сети по рассчитанным параметрам не составило труда.

Для оценки достоверности модели было принято решение реализовать на базе полученной схемы электрической сети вторую ступень дистанционной защиты и третью ступень ТНЗНП комплекта выключателя Q1, приведенного на рисунке 1.

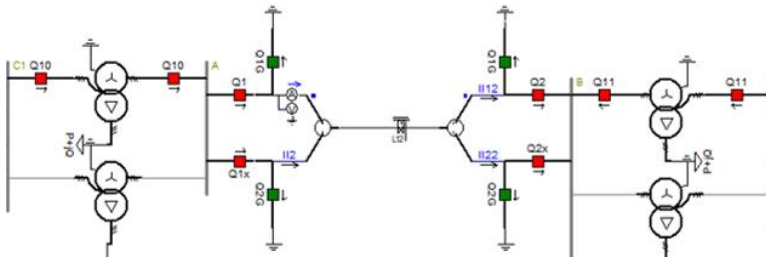


Рис. 1 – Модель защищаемой линии

Работа защит была проверена в самых неблагоприятных условиях, обеспечивающих максимальное измеряемое сопротивление или минимальный ток  $3I_0$ . Результаты работы дистанционной защиты и ТНЗНП приведены на рисунках 2а и 2б соответственно.

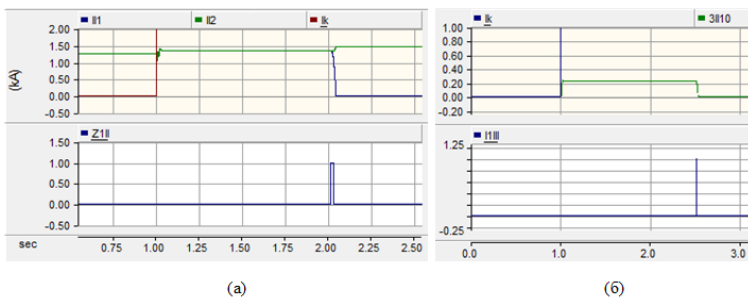


Рис. 2 – Результаты работы защит



Также PSCAD позволяет получить значения, измеряемые реле в режиме КЗ, которые можно сравнить с расчетными:

$$x_{л1расч} = 37,8 \text{ Ом}; x_{л1мод} = 37,77 \text{ Ом};$$

$$r_{л1мод} = 18,36 \text{ Ом}; r_{л1мод} = 18,59 \text{ Ом}.$$

Помимо моделирования силового оборудования PSCAD позволяет создавать логические схемы, что может быть использовано для моделирования схем противоаварийной автоматики. В данной работе было выполнено двухкратное АПВ с ускорением второй ступени дистанционной защиты. Время срабатывания первого цикла  $t_1 = 1$  с, второго -  $t_2 = 6$  с, время готовности  $t_{гот} = 10$  с. На рисунке 3 приведен результат работы АПВ при КЗ на шинах В, самоустраниющегося через 3с, при включенном ускорении защиты.

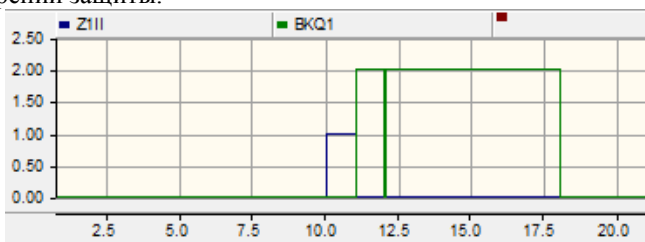


Рис. 3 – Результат работы АПВ

## Выводы

Анализируя результаты выполненной работы, можно заключить следующее:

1. Разработанная модель позволяет получить результаты близкие к расчетным, а модели устройств РЗА выполняют все необходимые функции.
2. Пакет PSCAD позволяет моделировать не только электроэнергетические системы, но и системы РЗА, что может быть использовано для анализа работы данных систем в различных режимах и их взаимодействия друг с другом.

## Литература:

1. Релейная защита электрических сетей: учеб. пособие / А.И. Щеглов, А.В. Белоглазов. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2015. – 144 с.
2. Расчет дистанционной защиты линии электропередачи: метод. пособие / Новосиб. гос.техн. ун-т; сост.: В.А. Давыдов, А.И. Щеглов. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2012. – 28 с.

3. Расчет направленной токовой защиты нулевой последовательности двухцепной высоковольтной линии напряжением 220 кВ: метод. пособие / Новосиб. гос. техн. ун-т; сост.: Л.В. Багинский, В.А. Давыдов, А.И. Щеглов. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2006. – 40 с.

## **ОСОБЕННОСТИ ПОСТРОЕНИЯ СИСТЕМЫ ТЕХНИЧЕСКОГО ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ГИДРОАГРЕГАТОВ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ**

**Д.Ю. Морогин, А.В. Белоглазов**

**Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, dmogin@mail.ru**

*Рассмотрены актуальные вопросы, связанные с разработкой системы диагностирования гидрогенераторов. Представлена схема взаимосвязи элементов системы мониторинга и контроля состояния гидроагрегата и определено направление по развитию экспертной технологии выявления дефектов.*

*The article considers actual issues related with the development of a hydrogenerators diagnostic system. The paper presents a diagram of the relationship of the elements of the monitoring and control system of the state of the hydraulic unit and also article determines the direction for the development of expert technology for detecting defects.*

**Актуальность.** Основной задачей любого предприятия является повышение эффективности производства и качества выпускаемой продукции. На гидроэлектростанциях таким продуктом является электрическая энергия. Только при условии поддержания всех технологических узлов в работоспособном состоянии электростанция сможет обеспечить гарантированную выработку электроэнергии надлежащего качества. Это возможно при наличии средств, позволяющих определять техническое состояние, выявлять дефекты на ранней стадии развития и прогнозировать срок службы отдельных элементов. Поэтому вопрос улучшения существующих систем контроля и создание полноценных систем технического диагностирования является актуальным. В данной работе рассмотрены принципы построения системы технического диагностирования гидроагрегатов (ГА) гидроэлектростанции (ГЭС).

**Техническое диагностирование в настоящее время.** На сегодня наблюдение за гидроагрегатами производится в основном визуально (осмотры, ревизии оборудования через определенный промежуток времени) или с помощью автоматизированных систем мониторинга, которые осуществляют сбор параметров состояния гидроагрегата. Определение состояния гидроагрегата производится после визуальных осмот-

ров или по полученным данным с систем мониторинга. Такие способы являются дорогостоящими мероприятиями и не позволяют обеспечить оперативность диагностики оборудования, так как требуют наличия специально обученного персонала для обработки полученных данных и выявления неисправностей.

**Разработка системы технического диагностирования гидроагрегата.** Целью создания такой системы является автоматизация диагностики и уменьшение числа периодических осмотров и ревизий гидроагрегатов. Это позволит увеличить срок службы за счет постоянного мониторинга ряда параметров, анализа полученной информации с датчиков, раннего диагностирования неисправностей [1]. Система технического диагностирования должна использовать следующие параметры: параметры электрического режима, абсолютную вибрацию отдельных узлов, относительную вибрацию (биения вала), время срабатывания автоматики генератора, тепловое состояние генератора. В условиях эксплуатации гидроагрегатов наиболее подходящим является комплексный подход к созданию системы контроля и диагностики. При выборе средств для построения системы технического диагностирования генератора необходимо осуществлять анализ оперативной, эксплуатационной и ремонтной документаций, актов обследований и т.п., по результатам которого определяются пределы и глубина диагностирования. Для составления списка наиболее значимых при диагностике параметров проводится оценка информационной ценности параметров состояния гидроагрегата. Требования к разрабатываемой системе технического диагностирования гидроагрегатов: система должна быть максимально надежной с резервируемой схемой построения, мониторинг параметров состояния должен осуществляться в режиме реального времени, осуществление контроля параметров в любом эксплуатационном режиме, определение места дефекта и его тяжести, охват всех узлов гидроагрегата, информация о которых позволяет сделать достоверную оценку состояния оборудования, самостоятельность системы, отсутствие участия человека в сборе, обработке данных, определении дефектов и оценке оборудования.

**Структурная схема взаимосвязи элементов системы мониторинга и контроля состояния гидроагрегатов.** Для диагностики гидрогенератора необходимы сбор и обработка различных параметров (тепловое состояние, вибрация и т.п.). Эти операции должны выполняться отдельными подсистемами автоматизированной системы управления технологическими процессами (АСУТП) электростанции: системой термоконтроля, системой мониторинга вибрации, системой мониторинга частичных разрядов, датчиками электрических параметров. Опрос датчи-

ков этих подсистем должен производиться с частотой, позволяющей определить тенденции их изменения. Структурная схема взаимосвязи элементов системы мониторинга и контроля состояния гидроагрегата приведена на рисунке 1.

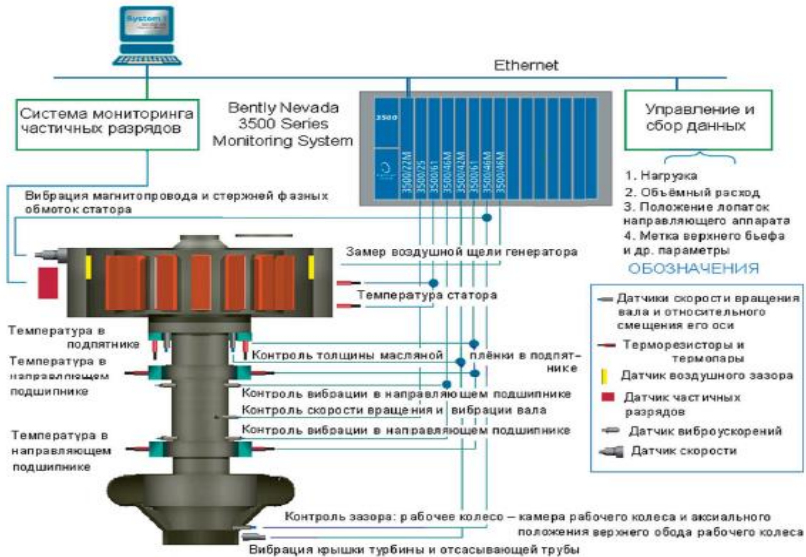


Рис. 1 – Структурная схема взаимосвязи элементов системы мониторинга и контроля состояния ГА

Рассмотрим некоторые элементы АСУТП гидроэлектростанции, выполняющие наиболее ответственные функции при сборе и передачи информации. Контроллер – выполняет операции управления и сбор данных. Контроллер ввода-вывода – выполняет функции управления передачей данных по интерфейсу. Система безопасности - интегрированная система безопасности SIL3, предназначенная для защиты критически важных объектов и персонала предприятия. Уровень SIL соответствует вероятному ущербу. При уровне SIL3 ущербом является гибель персонала или населения, а допустимое число отказов: 1 на 10 млн. часов [2].

Центр безопасности – набор модулей, которые оптимизируют основные функции управления безопасностью без нарушения контролируемого процесса.

**Выявление дефектов.** Во-первых, после сбора и преобразования данных о состоянии гидроагрегата может быть выполнен расчет общей оценки технического состояния. Во-вторых, если применить нечетко-

нейронную экспертную систему, разработанную на кафедре электрических станций НГТУ [3], то можно выявлять отдельные дефекты. В этой экспертной системе для выявления дефектов использовались только параметры вибрации. Для выявления большего количества дефектов необходимо добавить другие, не менее важные параметры, характеризующие объект: данные о температуре и о режиме работы. Выявление дефекта сводится к сопоставлению диагностических признаков объекта с признаками, соответствующими какому-либо дефекту.

**Выводы.** В настоящее время проводится анализ возможных дефектов гидроагрегата, определяется частота их появления, составляются таблицы признаков дефектов. Разрабатывается математическая модель экспертной системы выявления дефектов, учитывающая данные о вибрации, температуре и параметрах режима работы гидроагрегата.

#### *Литература:*

1. Курир В.И. Экспертные Диагностические Системы Гидрогенераторов ГЭС. – Казань, 2013. – 57 с.

2. SIL, SIL 1, SIL 2 и SIL 3 - Оборудование с маркировкой SIL - Астутек - Технологическое оборудование / ООО "АСТУТЕК" [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://astutek.ru/blog/item/sil-sil-1-sil-2-i-sil-3-oborudovanie-s-markirovkoj-sil>

3. Белоглазов, Алексей Владимирович. Разработка адаптивных средств выявления неисправностей и стратегии обслуживания гидроагрегатов : диссертация ... канд. тех. наук : 05.14.02 / Белоглазов Алексей Владимирович; [Место защиты: Новосиб. гос. техн. ун-т].- Новосибирск, 2011.- 188 с.: ил.

## **ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНО-ФАЗНЫЙ АЛГОРИТМ, ИСПОЛЬЗУЮЩИЙ ИНТЕРВАЛЫ ИДЕАЛЬНОЙ ТРАНСФОРМАЦИИ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА**

**А.И. Наумова, И.И. Литвинов, В.Е. Глазырин**  
Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, [naumova\\_sanya@mail.ru](mailto:naumova_sanya@mail.ru)

*В исследовании представлен усовершенствованный дифференциально-фазный алгоритм, предназначенный для применения в продольной дифференциальной защите (ДЗ) сосредоточенных объектов. Усовершенствованный алгоритм сравнения фаз улучшает точность действия ДЗ в условиях насыщения измерительных трансформаторов тока. Представленный метод защиты поз-*

воляет существенно снизить погрешность замера фаз по сравнению с распространёнными на практике методами цифровой фильтрации.

*This research presents the example of power transformer differential protection where percentage restraint and phase comparison principles are combined. This method provides stable work of differential protections during current transformers saturation. This way of phase comparison has a smaller probability of wrong operation in contrast to digital filtration that is often used in digital protection devices.*

Насыщение трансформаторов тока – причина значительных погрешностей в работе современных дифференциальных защит. Отстройка от погрешностей такого рода приводит к снижению чувствительности защиты по отношению к внутренним коротким замыканиям [1].

Как указывается в [1, 2], при больших токах внешних и внутренних повреждений предпочтение следует отдавать именно дифференциально-фазному принципу.

Целью настоящего исследования является разработка нового метода, который позволил бы уменьшить неточность работы дифференциально-фазной защиты. Для этого используется сравнение фаз с использованием интервалов идеальной трансформации трансформаторов тока.

На рис. 1 изображены осциллограммы первичных и вторичных токов трансформаторов тока [3]. В рамках предлагаемого алгоритма используются интервалы, где вторичный ток совпадает с первичным по форме. Возможно легко определить время начала этого интервала: он получается как наименьший из двух интервалов между моментами смены знака производной. На рис.1 интервалу точной работы соответствует интервал  $\Delta t_1$  как наименьший из двух интервалов  $\Delta t_1$  и  $\Delta t_2$ . При этом очевидно, что замер фаз осуществляется в моменты перехода сигнала через пиковые значения. С одной стороны, это необходимо потому, что наличие апериодической слагающей тока исказит замеры по переходам через ноль. С другой стороны, начало интервала точно работы практически совпадает с пиковым значением синусоидального сигнала.

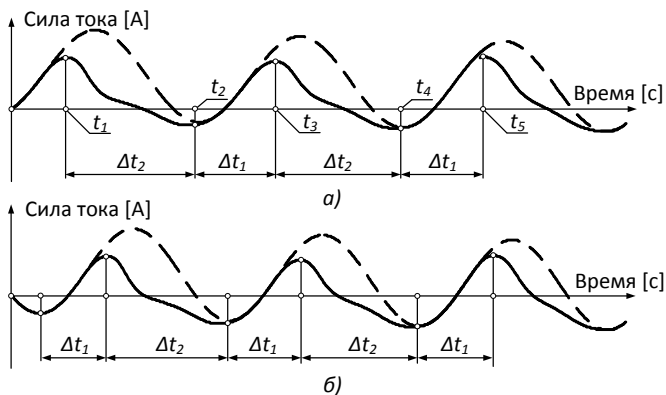


Рис. 1 – Первичный (пунктирная линия) и вторичный (сплошная линия) токи в обмотках ТТ при глубоком насыщении магнитного сердечника: а) насыщение ТТ при первой полувольтне ПП; б), то же при второй полувольтне

Для углубленного изучения возможности применения алгоритма на практике была составлена цифровая модель энергосистемы, включающая в себя модели силового трансформатора и трансформаторов тока с учётом их насыщения. Были рассмотрены наиболее тяжёлые случаи насыщения трансформаторов тока. Точность работы данного алгоритма сравнивалась с точностью работы цифрового фильтра Фурье.

В результате проведённых опытов было установлено, что в случае внешнего короткого замыкания предлагаемый метод в 2 раза точнее метода цифровой фильтрации. В случае внутреннего КЗ предложенный метод также точнее алгоритмов, широко используемых в современных дифференциальных защитах.

Если сравнить результаты алгоритма, предложенного компанией *Siemens*, в котором предлагается компенсация погрешности замера фазы путём спрямления формы тока насыщенного ТТ [4], и метода, предложенного в данном исследовании, то показатели точности последнего также выше.

Вышесказанное обеспечивает повышение чувствительности защиты к внутренним повреждениям. Полученные результаты могут найти широкое применение в области релейной защиты различного рода электроустановок.

*Литература:*

1. Косых Д.А. Сравнение технических характеристик современных продольных дифференциальных токовых защит генераторов. Совершенствование релейной защиты // Энергетик. – 2009. – №12. С.23-25.
2. Багинский Л.В. К выбору принципа работы быстродействующей защиты основных элементов электрических станций и подстанций // Электрические станции, 1978. – № 5. – С. 41-45.
3. Кужеков С.Л., Синельников В.Я. Защита шин электростанций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 184 с.
4. Шнеерсон Э.М. Цифровая релейная защита. – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 549 с.

## **НЕЙРОСЕТЕВАЯ МОДЕЛЬ УЧЁТА МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ ПРИ ПРОГНОЗИРОВАНИИ МОЩНОСТИ НАГРУЗКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ**

**М.Р. Отузбаев, А.Г. Русина**

**Новосибирский государственный технический университет  
г. Новосибирск, otuzbaev-m@mail.ru**

*Прогнозирование мощности нагрузки является актуальной задачей для любой электроэнергетической системы. Применение технологий искусственного интеллекта для решения задач прогнозирования становится всё более и более востребованным, поскольку они дают возможность интегрально учесть множество влияющих факторов. Исследование выполнено для Новосибирской энергосистемы при прогнозировании среднесуточной мощности на год вперед с применением аналитической платформы Deductor.*

*Load power forecasting is an urgent task for any electric power system. The use of artificial intelligence technologies to solve forecasting problems is becoming more and more popular, since they make it possible to take into account many influencing factors integrally. The study was performed for the Novosibirsk power system in forecasting the average daily power for the year ahead using the Deductor analytical platform.*

**Введение.** Прогнозирование нагрузки является неотъемлемой частью процесса планирования и управления режимами электроэнергетических систем. В связи с внедрением технологий и стандартов интеллектуальных энергосистем, а также ограничениями электроэнергетического рынка, роль прогнозирования как никогда актуальна.

В рамках Национальной технологической инициативы (НТИ) был сформирован список технологических барьеров, в число которых входят: система прогнозирования потребления энергии на основе пользовательских данных в режиме реального времени и тестовые площадки для



апробации и обучения систем управления энергосистем microgrid на основе технологии слабого искусственного интеллекта (ИИ). Наличие таких барьеров показывает, что необходимо совершенствовать сложившиеся в электроэнергетике методики прогнозирования.

Существует довольно много методов и моделей прогнозирования, но самым эффективным является метод, объединяющий в себе разработку цифровой математической модели с применением эмпирических методов.

В статье рассматривается среднесрочный прогноз графика нагрузки (ГН) суточной мощности Новосибирской энергосистемы с помощью нейронной сети аналитической платформы Deductor [1].

**Анализ исходных данных за период ретроспективы.** Для анализа был выбран период ретроспективы три года, а верификация разработанной модели осуществлялась на период упреждения в один год.

Следует отметить, что для прогнозирования графиков нагрузки важным этапом является очистка статистической информации, поскольку для процесса электропотребления характерно наличие нетипичных точек (выходные и праздничные дни).

Для учёта внешних метеорологических факторов (температура, давление, облачность, сила и направление ветра) был выполнен корреляционный анализ (рис. 1).

Входные поля			Корреляция с выходными полями	
№	∇	Поле	Мощность	
1		Темп 1		-0,953
2		Давл 1		0,546
3		Темп 2		-0,943
4		Давл 2		0,549

Рис. 1 – Коэффициенты корреляции

Результаты расчётов показали, что из всех метеорологических факторов наибольшими коэффициентами корреляции обладают температура воздуха и атмосферное давление.

**Составление модели.** Искусственная нейронная сеть (ИНС) – это метод машинного обучения и искусственного интеллекта [2, 3]. ИНС состоит из искусственных нейронов, связанных между собой. Каждая входная связь нейрона обладает весом, на который потом умножается входной сигнал. В зависимости от функции активации нейроны могут быть активными и неактивными. Активные нейроны передают сигнал следующему нейрону, в отличие от неактивного. В ИНС группы

нейронном объединяются в последовательные слои, т.е. выходы нейронном предыдущего слоя являются входами нейронов следующего слоя.

Была составлена ИНС состоящая из 5 слоев с количество нейронов в каждом слое 19x13x21x11x1. Первый слой, состоящий из 19 нейронов, являются входным, на нейроны которого подаются ретроспективные данные по погоде и нагрузке и будущие метеорологические показатели. Следующие три слоя нейронов 13x21x11 являются скрытыми, а последний слой из одного нейрона – выходным, из которого следует прогнозное значение среднесуточной мощности.

В результате обучения на ретроспективной информации нейронная сеть настраивает свои веса, находя оптимальную значения для прогноза среднесуточной мощности (Рис. 2).

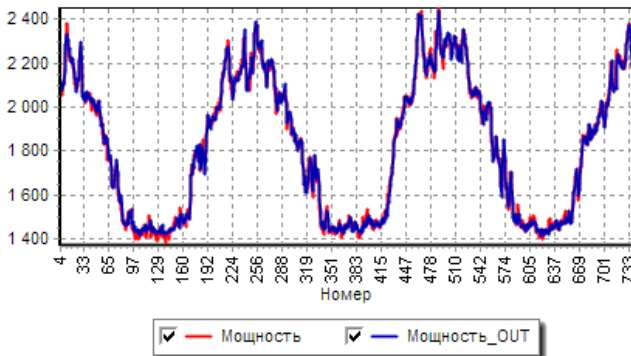


Рис. 2. – Графики нагрузки на период ретроспективы

После обучения разработанная ИНС верифицировалась на времени упреждения в один год. Результатом расчетов является график, представленный на рис. 3.



Рис. 3 – Графики нагрузки на период прогноза

Средняя погрешность модели составила 1,1%. Показателем эффективности применения полученной модели является среднесуточная погрешность прогноза: максимальная погрешность составила 4,88 %, а средняя - 1,36 %.

**Заключение.** Преимущество ИНС по сравнению с традиционными (статистическими) методами заключается в том, что входе моделирования требуется только подобрать необходимую структуру нейронной сети и обучить её на достаточном количестве примеров. Далее применение разработанной модели ограничено только существенными изменениями в переменных, влияющих на прогноз электропотребления объекта. Кроме этого, ИНС при необходимости можно «доучить». Также нейронная сеть идентифицирует скрытые зависимости между различными факторами (например, метеорологическими) и использует их для построения более точного прогноза [4]. При статистическом методе необходимо было бы вводить поправочные коэффициенты для уточнения прогноза.

*Литература:*

1. Deductor: Описание платформы [Electronic resource] // URL: <https://basegroup.ru/deductor/description>
2. Kryukov D., Agafonova M., Arestova A. Comparison of regression and neural network approaches to forecast daily power consumption // 11 International forum on strategic technology, IFOST 2016, 1–3 June 2016: Proceedings. – Novosibirsk: NSTU, 2016– Pt. 2. – P. 247-250.
3. Применение методов искусственного интеллекта в задачах управления режимами электрических сетей Smart Grid: монография / В. З. Манусов, Н. Хасанзода, П. В. Матренин. - Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2019. - 240 с.

4. А.Г. Русина, М.Р. Огузбаев, Разработка модели прогнозирования графиков нагрузки с использованием аналитической платформы Deductor // Интеллектуальный анализ сигналов, данных и знаний: методы и средства: сб. ст. 2 Всерос. науч.-практ. конф. с междунар. участием им. В. В. Губарева, Новосибирск, 11–13 дек. 2018 г. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2018. – С. 267–272.

## АКТУАЛЬНОСТЬ ВНЕДРЕНИЯ И ОСОБЕННОСТИ РЕАЛИЗАЦИИ ЦИФРОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ

**Ю.В. Петрова, А.В. Белоглазов**

**Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, yula2014petrova@yandex.ru**

*В настоящее время переход к цифровым технологиям в системах управления, автоматизации, сбора и обработки информации на электрических подстанциях является одной из важнейших задач. В данной работе проведен анализ особенностей реализации цифровых подстанций на базе существующих традиционных подстанций на примере участка энергосистемы в г. Омске, содержащего две понижающие подстанции 110/10 кВ и 35/10 кВ и связи между ними.*

*Currently, the transition to digital technology in control, automation, information collection and processing systems on electrical substation is one of the most important tasks. The analysis of the peculiarities of the implementation of digital substations on the basis of existing traditional substations in the example sector of the energy power system in Omsk with two step-down substation 110/10 kV and 35/10 kV and the communication s between them is conducted in this paper.*

**1. Введение.** Для начала необходимо определить, что подразумевается под термином «Цифровая подстанция». Согласно определениям стандарта ФСК ЕЭС «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ», цифровая подстанция - это подстанция (ПС) с высоким уровнем автоматизации, в которой практически все процессы информационного обмена между элементами ПС, также управление работой ПС осуществляются в цифровом виде на основе стандартов серии МЭК 61850 [1].

Цифровая подстанция (ЦПС) привносит значительные преимущества с точки зрения проектирования, монтажа и эксплуатации:

- существенное сокращение затрат на кабельные вторичные цепи и каналы их прокладки;
- повышение электромагнитной совместимости современного вторичного оборудования – микропроцессорных устройств и вторичных цепей;

- упрощение и удешевление конструкции микропроцессорных интеллектуальных электронных устройств;
- унифицирование интерфейсов интеллектуальных электронных устройств, упрощение взаимозаменяемости этих устройств и др. [2].

**2. Достижения в области ЦПС в России и за рубежом.** В настоящее время уже реализовано несколько сотен ЦПС, которые работают в Китае, США, Канаде и других странах. В США и Европе значительное число подобных объектов уже находится в опытно-промышленной эксплуатации для наработки опыта и перехода к данной технологии. С 2005 г. в Китае было введено в работу более 10 000 подстанций с высшим напряжением 35-1000 кВ, на которых все вторичные устройства поддерживают МЭК 61850-8-1 (GOOSE, MMS). При этом на около 100 объектов из общего числа реализована шина процесса с применением волоконно-оптических преобразователей тока и напряжения [3].

Рассмотрим также деятельность кампании АВВ, которая активно участвует во внедрении цифровых подстанций по всему миру. За последние годы ЦПС были введены в 16 странах мира [4].

В России также есть успешные примеры реализации цифровых подстанций. Например, подстанция 110/10 кВ имени М. П. Сморгунова. Состав программно-технического комплекса АСУ ПС:

- Устройства сопряжения с шиной процесса - от компании «ДЭП».
- Коммутаторы шины процесса – от компании Sumanitron (со встроенным модулем синхронизации времени РТР).
- Серверы iSAS - от компании «Лисис».
- Коммутаторы шины подстанции – от компании Sumanitron.
- Серверы SCADA и АРМ ОП – от компании «Микроника».
- Дополнительно предусмотрено резервирование системы РЗА микропроцессорными терминалами защит компании «Экра» [5].

Проектные решения на ЦПС 500 кВ «Тобол» предусматривают:

- реализацию РЗА и АСУ ТП по стандарту МЭК 61850;
- передачу измерений с оптических трансформаторов в пункт управления на блоки обработки, далее по протоколу стандарта МЭК 61850-9-2 в устройства РЗА и АСУ ТП;
- коммерческий учет по стандарту МЭК 61850-9-2 [6].

**3. Особенности реализации цифровых подстанций на базе существующих традиционных подстанций.** В работе рассмотрен участок энергосистемы в г. Омск, содержащий две понижающие подстанции 110/10 кВ и 35/10 кВ, а также связи между ними. Особый интерес вызывает возможность реализации цифровых подстанций на 2 объектах сразу с учетом их согласованной работы. Для каждой подстанции разрабо-

тана структура технических средств, которая состоит из трех уровней (рис.1).

1) Полевой уровень. Данный уровень включает: первичные датчики для сбора дискретной информации; устройства передачи команд управления на коммутационные аппараты; первичные датчики для сбора аналоговой информации; шины процесса.

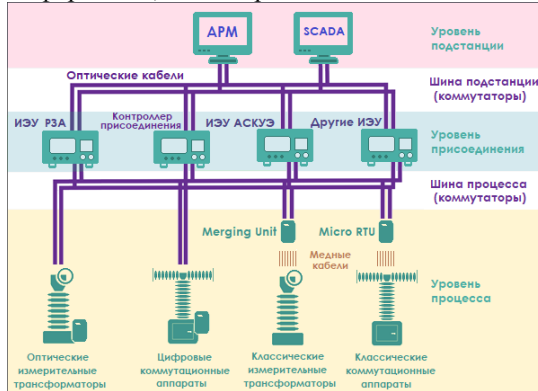


Рис. 1 – Структура технических средств для ЦПС

В качестве первичных датчиков для сбора дискретной информации и устройств передачи команд управления на коммутационные аппараты выступают выносные устройства сопряжения с объектом. Для этих целей могут быть использованы УСО ENMU от «Энергосервис», контроллеры NPT microRTU, контроллеры WAGO-I/O-SYSTEM 750/758. Для сбора аналоговой информации выступают оптические трансформаторы тока и напряжения или блоки оцифровки электромагнитных ТТ и ТН, такие как преобразователи NPT MU. Для создания шины процесса используются промышленные коммутаторы, отвечающие требованиям МЭК 61850–3, поддерживающие технологию VLAN.

2) Уровень присоединения. Данный уровень включает: устройства управления и мониторинга (контроллеры присоединения, многофункциональные измерительные приборы и т.д.); терминалы релейной защиты и локальной противоаварийной автоматики.

В качестве контроллера присоединения могут быть использованы контроллеры NPT BAY или контроллеры компании «Микроника» с поддержкой протоколов МЭК 61850–8-1 и МЭК 61850 – 9-2. В целях обеспечения регистрации и архивирования информации, передаваемой с использованием GOOSE, целесообразно использовать регистратор сообщений, поддерживающий протоколы MMS (МЭК 61850-8-1, ISO 9506), GOOSE (МЭК 61850-8-1), SV (МЭК 61850-9-2LE).

3) Станционный уровень. Данный уровень включает: сервер верхнего уровня (сервер базы данных, сервер SCADA); АРМ персонала подстанции; станционные контроллеры; сервер сбора и передачи технологической информации; станционную шину.

С учетом того, что рассматриваемые понижающие подстанции 110/10 кВ и 35/10 кВ расположены на небольшом расстоянии друг от друга (менее 6 км), предлагается реализовать согласованное управление этими подстанциями посредством создания 4 уровня, включающего: сервер объединяющего уровня (сервер базы данных, сервер SCADA); АРМ объединяющего уровня; сервер сбора и передачи технологической информации для обеспечения совместной работы подстанций.

**Выводы.** Структура технических средств цифровой подстанции предложена в качестве универсальной для подобных проектов подстанций, а отличия и индивидуальные особенности систем управления ПС учитываются путём доработок рассмотренной структуры. Наличие объединяющего модуля, который для каждой ПС обеспечивает мониторинг режимов и управление работой двух рядом расположенных подстанций является новизной в данной области. Исполнение объединяющего распределительного модуля обеспечит надежность в условиях освоения цифровых технологий в электроэнергетике.

#### *Литература:*

1. СТО 56947007-29.240.10.248-2017 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС) – Введ. 2017-08-25. – М.: Изд-во стандартов, 20017. – 135 с.
2. АО «НТЦ ФСК ЕЭС». Цифровая подстанция и ее основные фрагменты [Электронный ресурс]. - <http://www.ntc-power.ru> (дата обращения: 2.11.2017)
3. Цифровая подстанция. Несколько фактов о цифровых подстанциях в Китае [Электронный ресурс]. - <https://www.ruscable.ru> (дата обращения: 4.11.2017)
4. ABB Digital Substation - A proven track record [Электронный ресурс]. - <https://www.youtube.com> (дата обращения: 5.11.2017)
5. Цифровые подстанции. Подстанция имени М. П. Сморгунова [Электронный ресурс]. - <http://digitalsubstation.com> (дата обращения: 5.11.2017)
6. Красная весна. Цифровая подстанция сверхвысокого напряжения [Электронный ресурс]. - <https://rossaprimavera.ru> (дата обращения: 7.11.2017)

7. Цифровая подстанция. Препятствия, мешающие внедрению цифровых подстанций. [Электронный ресурс]. - <http://digitalsubstation.com> (дата обращения: 10.11.2017)

## **АНАЛИЗ БРОСКА ТОКА НАМАГНИЧИВАНИЯ В ОСОБЫХ УСЛОВИЯХ**

**Е.Д. Рубцова, И.И. Литвинов, М.А. Купарев**  
**Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, katerina.rubtsova.98@mail.ru**

*Цель данной статьи – изучение особенностей работы дифференциальной защиты силового трансформатора во время броска тока намагничивания в особых условиях. Разработка усовершенствованных методов для определения состояния нормальной работы или неисправности в зоне защиты с учетом этих случаев.*

*The article aims to study of the features of power transformer differential protection during magnetizing inrush under special conditions. Developing advanced types of differential protection to distinguish between normal operation state and a fault in the protection zone with taking these cases into consideration.*

В современных дифференциальных защитах (ДЗ) силовых трансформаторов (СТ) широко используется торможение второй гармоникой дифференциального тока для обеспечения несрабатывания ДЗ в режиме броска тока намагничивания (БТН) [1,2]. Однако в случае применения электромагнитных трансформаторов тока (ТТ) со стальным сердечником может произойти недопустимая задержка отключения из-за неточностей ТТ, возникающих во время переходного процесса (ПП) при коротком замыкании (КЗ). Проведенные в [3] исследования показывают, что при насыщении ТТ защитное оборудование не может различить БТН и внутреннее КЗ из-за большого содержания второй гармоники в дифференциальном токе. Одно из решений проблемы – применение цифровой обработки данных, определяющей условия работы силового электрооборудования при помощи временных характеристик переходного дифференциального тока. В [4] предложен алгоритм распознавания рассматриваемых режимов. Характер поведения мгновенных значений дифференциального тока в случае КЗ характеризуется неравенством  $\Delta t_1 \geq \Delta t_2$ , где  $\Delta t_1$  - интервал времени между началом четной полуволны дифференциального тока и моментом изменения знака его первой производной (если его длительность больше или равна 10 мс хотя бы в одной из трех фаз, то это говорит о ПП при КЗ);  $\Delta t_2$  соответствует интервалу между концом временного интервала  $\Delta t_1$  и концом полуволны контролируемого диффе-



ренциального тока (рис. 1, а); в случае БТН -  $\Delta t_1 < \Delta t_2$  (период бестоковой паузы во время БТН входит в интервал  $\Delta t_2$ ) (рис. 1, б). Данное соотношение сохраняется и в том случае, когда сердечник ТТ не насыщен.

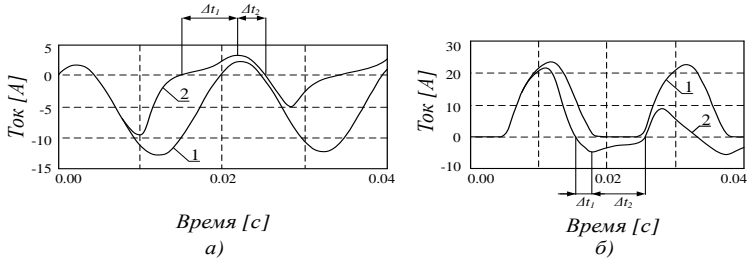


Рис. 1 – Первичные (1) и вторичные (2) токи плеч ДЗ в условиях насыщения измерительных ТТ и интервалы  $\Delta t_1$  и  $\Delta t_2$ : а) при внутреннем КЗ; б) при БТН

Однако некоторые вероятные условия работы силового трансформатора не были рассмотрены в [4], поэтому, прежде чем вводить метод в эксплуатацию, необходимо убедиться, что защитное устройство, использующее его, будет работать должным образом. Необходимо исследование работы дифференциальной защиты, описанной выше, в условиях восстановления питания нагруженного трансформатора, кроме того, необходимо рассмотреть так называемый «последовательный» бросок тока намагничивания (он возникает, когда линии силового трансформатора подключаются к источнику питания асинхронно). Для исследования переходных процессов использовалось математическое моделирование [5]. При моделировании численные параметры модели были взяты для СТ типа ТРДН-25000/110. Значения переменных, определяющих электрическую нагрузку СТ, были установлены достаточно высокими, чтобы имитировать условия холостого хода, после чего имитировалось включение трансформатора. Осциллограммы ПП, полученные в этих условиях, согласуются с типичными БТН, приведенными в литературе [6]. Предложенная модель может быть использована и в условиях асинхронного замыкания линий.

При отсутствии насыщения измерительных ТТ и при идеальном выравнивании токов плеч дифференциальные токи содержат бестоковые паузы. Амплитудные значения БТН приблизительно соответствуют БТН при включении ненагруженного СТ. Кроме того, фазные токи в обмотках, соединенных треугольником, не равны. Однако в реальных условиях всегда существуют токи небаланса. Предположим, что вследствие переключения РПН значение коэффициента трансформации уменьши-

лось на 15-20%, и рассмотрим особенности изменения мгновенных значений дифференциальных токов в этом режиме (Рисунок 2). Наличие синусоидального тока небаланса приводит к исчезновению бестоковой паузы в дифференциальном токе, за счёт чего длительность постоянства знака производной возрастает до 10 мс (Рисунок 2, б, фаза В). При этом интервалы  $\Delta t_1$  и  $\Delta t_2$  для чётных полувольт равны между собой (Рисунок 2, а, б). Типы БТН рассмотрены в [6].

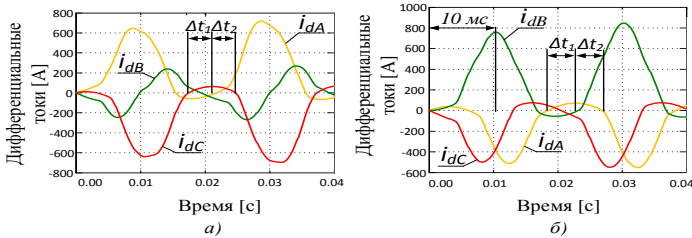


Рис. 2 – Дифференциальные токи нагруженного силового трансформатора с наличием токов небаланса: а) БТН типа I; б) БТН типа II

В соответствии с [4], это является признаком внутреннего повреждения, требующего срабатывания в данном случае ненужной защиты СТ. Чем выше нагрузка - тем выше вероятность ложного срабатывания защиты. Отметим также, что при росте мощности нагрузки дифференциальные токи будут меньше. В этих случаях целесообразно вывести из действия отключение при наличии вытекающего тока нагрузки. Рассмотрим «последовательный» бросок тока намагничивания. Если ТТ насыщаются не одновременно - в дифференциальном токе появляется постоянная составляющая. Предположим, что произошло переключение линий В и С после переключения линии А, и токи протекают через первичные обмотки трансформаторов, соединенные звездой. Как видно из рисунка (Рисунок 3), из-за насыщения ТТ в фазе А продолжительность постоянства знака производной дифференциального тока в линиях А и С превышает 10 мс в течение первого периода ПП. Согласно [4], это приведет к ненужному отключению. Если насыщение происходит позже, то наблюдается нарушение неравенства -  $\Delta t_1 \geq \Delta t_2$ , характеризующее внутреннюю неисправность, что снова приведет к неправильной работе защитного устройства (Рисунок 3). Значит, необходимо использовать данную защиту только в сетях с общим приводом для всех линий у выключателя, потому что только в этих условиях замыкание может выполняться почти одновременно, что исключает последовательный БТН. Эксперименты показывают, что результат не зависит от способа соединения обмоток.

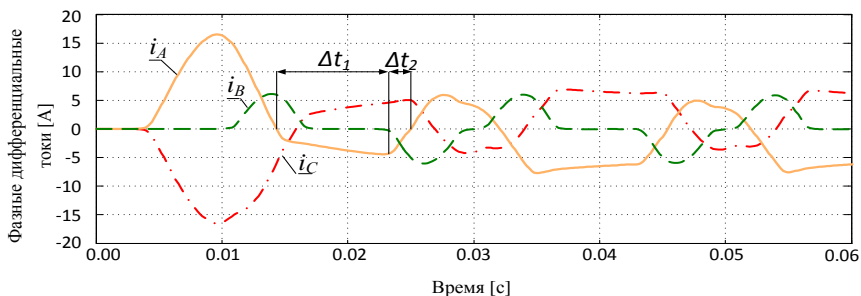


Рис. 3 – Пример, иллюстрирующий, что длительность постоянства знака производной дифференциального тока в линиях А и С превышает 10 мс в течение первого периода

Установлено, что при восстановлении напряжения трансформатора, несущего нагрузку, существует вероятность ложного срабатывания рассматриваемой защиты, поэтому необходимо блокировать отключение при наличии вытекающего тока нагрузки. Кроме того, областью его применения является сеть, в которой последовательный БТН невозможен, а именно, когда выключатели имеют общий привод для всех трех линий.

#### Литература:

1. Циглер Г. Цифровые устройства дифференциальной защиты. Принципы и область применения: пер. с англ. / под ред. чл.-корр. РАН А.Ф. Дьякова. – М.: Энергоиздат, 2005.
2. Шнейерсон Э.М. Цифровая релейная защита. – М.: Энергоатомиздат, 2007.
3. Купарев М.А. Гармонический анализ токов внутренних коротких замыканий дифференциальной защиты трансформатора // Электро. – 2007. – № 3. – С. 15–18.
4. Глазырин В.Е., Купарев М.А. Применение структурных методов распознавания образов для построения дифференциально-фазной защиты сосредоточенных объектов // Электро. – 2003. – № 3. – С. 18–21.
5. Литвинов И.И., Глазырин В.Е. Составление математической модели силового трансформатора при его включении под напряжение и определение численных параметров модели // Электро. – 2017. – №1. – С. 18–24.
6. Засыпкин А.С. Релейная защита трансформаторов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 240 с.

## АЛГОРИТМЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ВЕЛИЧИН, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ РАБОТЫ АОДС

**И.Ф. Рудюк, В.Е. Глазырин, Г.В. Глазырин**  
Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, rudilya944@gmail.com

*В настоящее время все большее распространение получают системы локальной электрогенерации. В качестве меры повышения надежности электроснабжения потребителей, питающихся от данных систем, часто используется связь с внешней энергосистемой. В связи с этим появилась необходимость разработки защиты, позволяющей максимально быстро производить разделение сетей в случае возникновения аварийных ситуаций в локальной электрической сети для предотвращения ее негативного влияния на внешнюю.*

*Currently, local power generation systems are becoming increasingly common. As a measure to improve the reliability of power supply to consumers powered by these systems, communication with an external power system is often used. In this regard, there was a need to develop protection that allows the fastest possible separation of networks in the event of emergencies in the local electric network to prevent its negative impact on the external power system.*

Данная работа посвящена разработке алгоритмов, позволяющих микропроцессорным средствам защиты с необходимым быстродействием выявлять аварийные отклонения напряжений, происходящие при близких коротких замыканиях, и формировать управляющие воздействия, направленные на разделение сетей. Источником информации для работы защиты является трансформатор напряжения (ТН), подключенный к контролируемым сборным шинам 6-10 кВ. Быстрое выявление факта возникновения междуфазных коротких замыканий осуществляется, прежде всего, по уменьшению действующих значений линейных напряжений, а также уменьшению напряжения прямой последовательности или увеличению напряжения обратной последовательности. При разработке алгоритмов наиболее сложной задачей является обеспечение необходимого быстродействия блоков, обеспечивающих получение величин, сравниваемых с уставками. Поскольку при решении рассматриваемой задачи главным требованием к средствам получения сравниваемых величин является быстродействие, в предлагаемых алгоритмах используется цифровая фильтрация сигналов [1].

**Алгоритм определения действующего значения напряжения.** Действующее значение напряжения определяется как среднеквадратичное значение за период. Поэтому для его точного определения необходимо иметь информацию за весь предшествующий период, что достаточно просто реализуется в установившемся режиме, в котором имеется полная информация, соответствующая текущему режиму. В переходном

режиме в период интегрирования попадают замеры, соответствующие предшествующему режиму работы, что приводит к запаздыванию в получении корректной информации о текущем состоянии объекта. Такое запаздывание составляет не менее одного периода контролируемого сигнала. Задержка в срабатывании ИПО нежелательна, поскольку при реализации опережающего деления необходимо иметь время действия менее одного периода промышленной частоты. Для реализации такой быстрой оценки действующего значения контролируемого напряжения предлагается использовать средства цифровой фильтрации, выполняя при этом следующие действия.

1. Входные мгновенные значения контролируемой величины возводятся в квадрат, в результате чего получается последовательность дискретных значений функции, в которой постоянная составляющая соответствует искомому действующему значению.

2. Полученная последовательность пропускается через первый цифровой фильтр низших частот (ФНЧ), с выхода которого сигнал, соответствующий действующему значению, подаётся на компаратор пускового органа.

3. Полученная на выходе первого ФНЧ последовательность пропускается через второй ФНЧ, на выходе которого сигнал с высокой точностью соответствует действующему значению контролируемого напряжения и может использоваться для целей измерения, мониторинга и осциллографирования.

Выполненный таким образом алгоритм позволяет обеспечить необходимое быстродействие пускового органа и позволяет измерять действующее значение входного напряжения с достаточной точностью.

**Алгоритм определения действующего значения напряжения прямой последовательности.** Определение напряжения прямой последовательности осуществляется на основе замеров мгновенных значений линейных напряжений с использованием методов цифровой фильтрации. Для получения напряжения прямой последовательности через линейные напряжения используется следующее выражение:

$$\dot{U}_1 = \frac{1}{3} \left( \dot{U}_{AB} + \dot{U}_{BC} \cdot e^{-j\frac{\pi}{3}} \right) \quad (1)$$

Из этого выражения следует, что для выделения напряжения прямой последовательности необходимо одно из линейных напряжений сдвигать относительно другого на угол  $120^\circ$ . Этот сдвиг выполняется фазовращателем, реализованным средствами цифровой фильтрации. Фазочастотные характеристики (ФЧХ) фазовращателей имеют вид, представ-

ленный на рисунке 1 (зависимости  $\varphi_1(f)$  и  $\varphi_2(f)$ ). Для реализации выражения (1) в каналы  $U_{AB}$  и  $U_{BC}$  устанавливаются фазовращатели, ФЧХ которых имеют параллельные участки вблизи частоты 50 Гц. В соответствии с изложенным, сформированы два цифровых фильтра, ФЧХ которых в рабочем диапазоне частот от 40 до 60 Гц обеспечивает сдвиг фаз двух напряжений относительно друг друга на  $60^\circ$ . Отклонение угла сдвига фаз в этом диапазоне частот не превышает  $0,01^\circ$ .

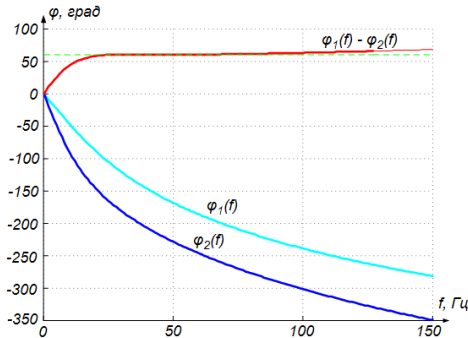


Рис. 1 – ФЧХ пары используемых фазовращателей

Следует отметить, что наличие высших гармонических составляющих в принимаемом сигнале приводит к возникновению погрешности в расчетном значении  $U_{(1)}$ . Небаланс устраняется отсечением высших гармоник и аperiodической составляющей фильтрами низших и высших частот соответственно. На рисунке 2 приведена соответствующая описанному алгоритму структурная схема фильтра напряжения прямой последовательности. Поскольку пусковой орган по напряжению прямой последовательности должен реагировать на действующее значение, его выходной сигнал преобразуется в соответствии с алгоритмом, описанным ранее.

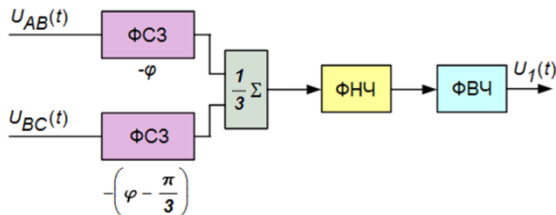


Рис. 2 – Структурная схема цифрового фильтра напряжения прямой последовательности (ФСЗ – фазосдвигающее звено)

**Алгоритм определения действующего значения напряжения обратной последовательности.** Определение напряжения обратной последовательности осуществляется на основе замеров мгновенных значений линейных напряжений с использованием методов цифровой фильтрации. Для получения напряжения обратной последовательности через линейные напряжения используется следующее выражение:

$$\dot{U}_2 = \frac{1}{3} \left( \dot{U}_{AB} \cdot e^{-j\frac{\pi}{3}} + \dot{U}_{BC} \right) \quad (2)$$

Из выражений (1) и (2) видно, что фильтры прямой и обратной последовательности имеют подобную структуру.

На рисунке 3 приведена структурная схема фильтра напряжения обратной последовательности, соответствующая приведенному алгоритму.

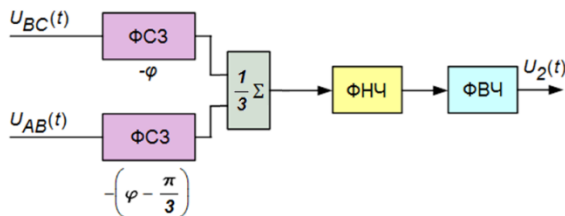


Рис 3 – Структурная схема цифрового фильтра напряжения обратной последовательности.

*Литература:*

1. Глазырин В.Е., Танфильев О.В., Торопов Г.Э. Разработка частотно-независимого алгоритма определения комплексных значений входных величин. // Электро. – 2010. – № 1. – С. 23-26.

## СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ТРАДИЦИОННОГО И СВЕРХПРОВОДНИКОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА

**Е.И. Семенов, В.З. Манусов**

**Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, jekasemenov097@gmail.com**

*В работе рассмотрены оптимальные пути развития конструктивного исполнения и повышения электрических характеристик силовых трансформаторов на основе Теории решения изобретательских задач. Показано, что наиболее*

*перспективными путями развития является изменение диэлектрической среды, совершенствования конструктивного исполнения обмоток и замены материала магнитного сердечника.*

*The paper discusses the best ways to develop design and improve the electrical characteristics of power transformers based on the Theory of Inventive Problem Solving. It is shown that the most promising ways of development is a change in the dielectric medium, improvement of the design of the windings and the replacement of the material of the magnetic core.*

В Теории Решения Изобретательских Задач сформулированы 8 Законов Развития Технических Систем (ЗРТС):

1. Закон полноты частей системы: Необходимым условием принципиальной жизнеспособности технических систем (ТС) является наличие и минимальная работоспособность основных частей системы.

2. Закон «энергетической проводимости» системы: Необходимым условием принципиальной жизнеспособности ТС является сквозной проход энергии по всем частям ТС.

3. Закон повышения степени идеальности системы: Развитие всех ТС идет в направлении увеличения степени идеальности.

4. Закон согласования ритмики частей системы: Необходимым условием принципиальной жизнеспособности ТС является согласование (или сознательное рассогласование) частоты колебаний (периодичности работы) всех частей ТС.

5. Закон неравномерности развития частей системы: Развитие ТС идет неравномерно, чем сложнее система, тем не равномернее развитие ее частей.

6. Закон перехода в надсистему: Развитие системы, достигшей своего предела, может быть продолжено на уровне надсистемы.

7. Закон перехода с макроуровня на микроуровень: (Закон) Развитие рабочих органов идет сначала на макро-уровне, а затем на микроуровне.

8. Закон увеличения степени вепольности: Развитие ТС идет в направлении увеличения степени вепольности – невепольные системы стремятся стать вепольными, а в вепольных [1] системах развитие идет путем увеличения числа связей между элементами, повышения отзывчивости (чувствительности) элементов, увеличения количества элементов.

9. Закон повышение степени динамичности технических систем (Закон)

Механизмы проявления этого закона: неподвижный объект сделать подвижным; жесткую конструкцию разделить на части и дать относительное движение; характеристики объекта сделать переменными и оп-



тимальными на каждом этапе работы - эти механизмы известны ещё из "типовых приёмов".

В настоящее время потенциальные возможности развития и усовершенствования отдельных технических систем могут быть определены с помощью, так называемой, Диаграммы Оценки Идеальности Технических Средств [2]. В списке литературы только 2 источника Диаграмма представляет собой графический способ исследования наиболее важных причинно-следственных отношений между отдельными факторами, которые оказывают наибольшее влияние на развитие устройств. Такие диаграммы служат для анализа корневых причин недостатков того или иного технического устройства (ТУ) или технической системы (ТС).

В настоящей работе предпринята попытка построить диаграмму оценки идеальности технических средств, чтобы определить новые возможности высокотемпературных сверхпроводящих (ВТСП) трансформаторов по сравнению с силовыми масляными трансформаторами. На первоначальном этапе выбраны 24 фактора (линии развития) по которым экспертами даны оценки по 10-бальной шкале для всех факторов, каждый из которых опирается на какой-либо Закон развития и обоснования.

Что дает ДООТС?

1. Можно количественно определить средний уровень идеальности рассматриваемой ТС.
2. Видны «передовики» и «отстающие». Это позволяет чётко определить, в каком направлении необходимо совершенствовать систему.
3. Позволяет оценить качественный уровень.

На диаграмме (Рисунок 1). четко видна новая закономерность: неравномерность развития ТС по разным линиям повышения идеальности.

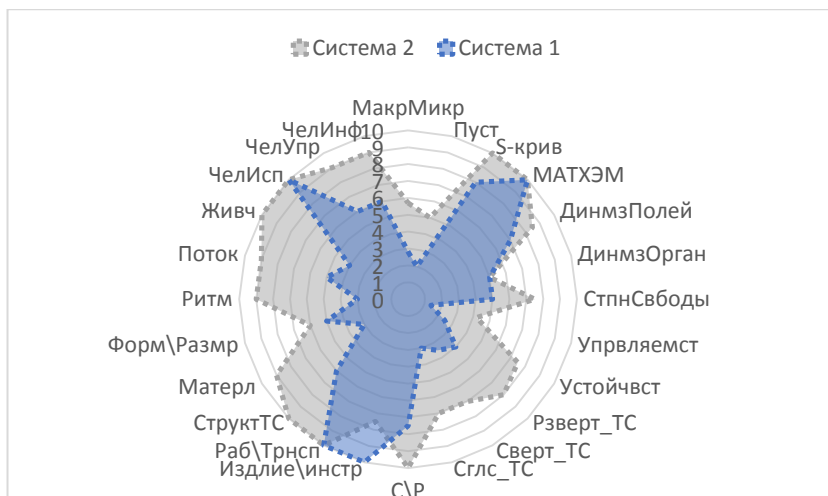


Рис. 1 – Диаграмма оценки идеальности технического средства: Система 1 – традиционный трансформатор; Система 2 – ВТСП-трансформатор

По построенной Диаграмме оценки идеальности технического средства, можно наглядно просмотреть преимущества и недостатки сверхпроводникового и традиционного трансформаторов. ВТСП трансформатор во многих линиях развития выигрывает на фоне традиционного трансформатора.

Идеальность ВТСП трансформатора составила 80,8 процентов. А у традиционного – 54 процентов.

*Литература:*

1. Энциклопедия ТРИЗ: Справочник терминов ТРИЗ-ОТСМ (10-я редакция) [Электронный ресурс]. - <http://www.triz.org.ua/enc/ee10.html>
2. Альтшуллер, Г.С., Злотин, Б.Л., Зусман, А.В. Теория и практика решения изобретательских задач. Методические рекомендации. – Кишинев, 1989. - 127 с.

## АДАПТИВНАЯ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНАЯ ОТСЕЧКА СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА

**А.В. Скаков, И.И. Литвинов, Д.В. Бакланов**  
Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, gogolbar6@mail.ru

*Применение дифференциальной отсечки для защиты силовых трансформаторов позволяет избежать значительных задержек срабатывания продольной дифференциальной защиты в случае насыщения измерительных трансформаторов тока. В данной работе предложен алгоритм адаптивного изменения уставок дифференциальной отсечки трансформатора в зависимости от положения выключателей, связывающих трансформатор с системой (нагрузкой).*

*Applying of the differential cutoff in power transformer protection gives an opportunity to avoid significant delay in differential protection operation in the case of current transformers saturation. An algorithm for adaptive changing of power transformer differential cutoff setpoints was proposed in this paper. The setpoints depend on the position of the circuit breakers connecting the transformer to the system and / or electric load.*

Для повышения быстродействия дифференциальной защиты (ДЗ) при внутренних КЗ может быть эффективно использована дифференциальная отсечка (ДО), реагирующая как на мгновенные, так и на интегральные значения дифференциального тока [1]. Теоретически, применение ДО, реагирующей на мгновенные значения полезного сигнала, позволило бы отчасти решить проблему задержки срабатывания ДЗ при переходном процессе (ПП) в цепях ТТ, так как ток внутреннего повреждения больше броска тока намагничивания (БТН) [2]. Однако для исключения ложного действия ДО её ток срабатывания должен превышать максимальной переходный ток небаланса в режиме внешнего КЗ. Поскольку мгновенное значение переходного тока небаланса может достигать значения дифференциального тока при внутреннем КЗ [3], отстройка ДО от этого режима приводит к недостаточной чувствительности к большинству внутренних повреждений. Аналогично, необходимость отстройки уставки ДО по действующему значению тока от максимальных БТН снижает чувствительность защиты к внутренним КЗ в минимальном режиме работы энергосистемы. Существует возможность повысить чувствительность ДО, адаптируя текущее значение её уставки (мгновенной или интегральной) к текущему режиму работы СТ. Данное мероприятие повысит эффективность работы защиты СТ в целом.

Рассмотрим работу алгоритма адаптации на примере ДО двухобмоточного СТ с двусторонним питанием (рис. 1).

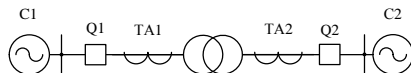


Рис. 1 – Схема для анализа режимов работы ДО СТ

Традиционно ток срабатывания ДО выбирается как, чтобы отсечка не срабатывала в режиме БТН и от действия тока небаланса в режимах внешних КЗ и асинхронного хода (АХ) двух связываемых энергосистем С1 и С2 [4]. Однако в режиме, в котором выключатель Q1 (Q2) отключен, невозможен режим АХ, также, как и режим внешнего КЗ, в которых сквозной ток протекает через СТ. Внешнее КЗ возможно только на линии связи СТ с энергосистемой С2 (С1), но такой режим не вызывает значительного тока небаланса, способного привести к срабатыванию ДО. В этом режиме КЗ на отключенной стороне за местом установки измерительного трансформатора тока ТА1 (ТА2) также потребует отключения СТ. Расчётным режимом для определения уставки ДО в этом случае является режим БТН. Следовательно, при фиксации указанного положения выключателей целесообразно задать такую уставку (мгновенную или интегральную) срабатывания ДО  $I_{до1}$ , которая обеспечивает несрабатывание защиты при максимальном значении БТН со стороны энергосистемы С2 или С1: БТН может произойти в результате снижения и последующего восстановления напряжения со стороны С2, также в этот момент возможно включение выключателя Q1.

Если оба выключателя включены, возможен как АХ, так и внешнее КЗ, а также БТН при восстановлении напряжения после отключения близкого внешнего КЗ. Поэтому в этом режиме уставка ДО  $I_{до2}$  должна быть такой, чтобы обеспечить несрабатывание защиты во всех указанных расчётных условиях. Таким образом, в зависимости от режима работы выключателей Q1 и Q2 чувствительность ДО может быть повышена в  $I_{до2} / I_{до1}$  раз при условии  $I_{до2} > I_{до1}$ .

Структурная схема алгоритма, включающая логические элементы, приведена на рисунке 2. Рассмотрим порядок функционирования адаптивной ДО в предположении, что СТ с двухсторонним питанием подключен к источникам питания выключателями с пофазным приводом. На выходе элемента D1 (D8) формируется логическая «единица» только тогда, когда все замыкающиеся блок-контакты выключателя Q1 (Q2) находятся в отключенном положении.

Элементы D2 (D5), D3 (D6), D4 (D7) выполняют операцию «исключающее или» над входными сигналами.

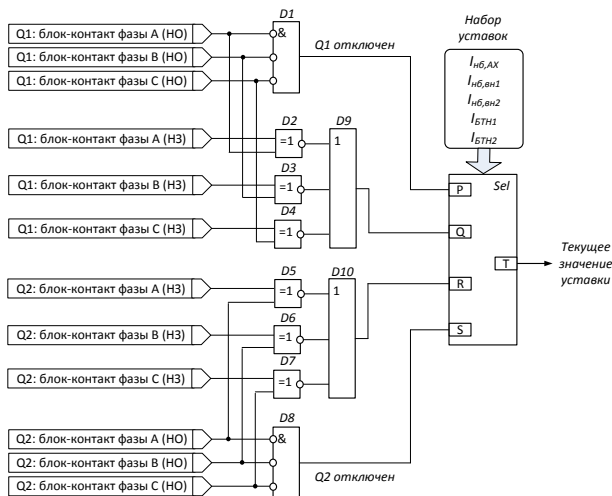


Рис. 2 – Структурная схема алгоритма адаптивной ДО

Так, если замыкающий и размыкающий контакты одновременно находятся в отключенном положении, то формируется сигнал о недостоверности информации о положении выключателя. Если этот сигнал существует продолжительное время, формируется сигнал оперативному персоналу о неисправности контактной системы. Элементы D9, D10 выполняют операцию «или» над входными сигналами. Селектор Sel формирует на выходе T текущее значение уставки ДО на основании полученных дискретных сигналов P, Q, R, S и введенных в память процессора уставках для различных режимов работы защищаемого СТ.

В таблице 1 приведены значения уставок для всех возможных комбинаций входных сигналов триггера. Значения уставок  $I_{\text{БТН1}}$ ,  $I_{\text{БТН2}}$ ,  $I_{\text{нб,ax}}$ ,  $I_{\text{нб,вн1}}$ ,  $I_{\text{нб,вн2}}$  соответственно означают уставки, при которых обеспечено несрабатывание ДО: при БТН со стороны энергосистемы 1; при БТН со стороны энергосистемы 2; при небалансе в режиме асинхронного режима работы энергосистем 1 и 2; при небалансе, вызванном внешним КЗ, питаемом энергосистемой 1; при небалансе, вызванном внешним КЗ, питаемом энергосистемой 2.

Разработанный алгоритм защиты был реализован на базе терминала КПА-М (производство компании ИАЭС, г. Новосибирск). Рассмотренная адаптивная ДО в случае неисправности блок-контактов работает с не меньшей чувствительностью, чем ДО с традиционно выбранными уставками, а при их исправной работе оказывается более чувствительной, при этом оперативный персонал своевременно получает информа-

цию о возникшей неисправности оборудования. Благодаря предложенным мероприятиям чувствительность ДО может быть повышена приблизительно в 1,5 раза в зависимости от различий токов в режиме БТН и внешних КЗ.

**Таблица 1 – Зависимость уставки ДО от входных сигналов селектора Sel**

№, П/П	Вход Р	Вход Q	Вход R	Вход S	Выход Т
1	0	0	0	0	$\max(I_{БТН1}, I_{БТН2}, I_{нб,АХ}, I_{нб,вн1}, I_{нб,вн2})$
2	0	0	0	1	$\max(I_{БТН1}, I_{БТН2})$
3	0	0	1	0	$\max(I_{БТН1}, I_{БТН2}, I_{нб,АХ}, I_{нб,вн1}, I_{нб,вн2})$
4	0	0	1	1	$\max(I_{БТН1}, I_{БТН2}, I_{нб,АХ}, I_{нб,вн1}, I_{нб,вн2})$
5	0	1	0	0	$\max(I_{БТН1}, I_{БТН2}, I_{нб,АХ}, I_{нб,вн1}, I_{нб,вн2})$
6	0	1	0	1	$\max(I_{БТН1}, I_{БТН2})$
7	0	1	1	0	$\max(I_{БТН1}, I_{БТН2}, I_{нб,АХ}, I_{нб,вн1}, I_{нб,вн2})$
8	0	1	1	1	$\max(I_{БТН1}, I_{БТН2}, I_{нб,АХ}, I_{нб,вн1}, I_{нб,вн2})$

Вполне очевидно, что наиболее эффективно применение такой ДО только в случае одностороннего включения СТ под напряжение, однако чёткая работа защиты СТ в этом режиме также важна, как и в нагрузочном режиме.

*Литература:*

1. Шнеерсон, Э. М. Цифровая релейная защита / Э. М. Шнеерсон. – Москва : Энергоатомиздат, 2007. – 549 с.:ил.
2. Токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю линий 110-500 кВ. Расчёты : рук. указ. по релейной защите. – Москва : Энергия, 1980. – Вып. 12. – 88 с., ил.
3. Багинский, Л. В. Основные особенности продольных дифференциальных защит электрооборудования электростанций и подстанций : учеб. пособие / Л. В. Багинский. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2005. – 66 с.
4. Глазырин, В. Е. Расчет уставок микропроцессорной релейной защиты блока генератор-трансформатор : учеб. пособие / В. Е. Глазырин, А. И. Шалин. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2009. – 130 с.

## ПРИНЦИПЫ ПОСТРОЕНИЯ МИКРОПРОЦЕССОРНОГО ОБЩЕСТАНЦИОННОГО УСТРОЙСТВА СИНХРОНИЗАЦИИ

**Д.А. Цыганков, О.В. Танфильев**

**Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, idnettv@gmail.com**

*В работе рассмотрены основные технические решения и алгоритмы работы микропроцессорной системы синхронизации совместно с АСДУ для включения выключателей станции. Определены основные требования к микропроцессорной системе точной ручной синхронизации, функции и решения по способу их реализации.*

*The main technical solutions and algorithms of the microprocessor synchronizing equipment in conjunction with the automated control system for automatic synchronizing and paralleling of generators with power lines are considered. The basic requirements for a microprocessor manual synchronizing equipment system for precise manual synchronization are determined.*

Концепция интеллектуальной сети подразумевает создание общего информационного пространства, объединяющего информационные потоки о схемно-режимной ситуации, составе и состоянии оборудования, параметров режима, что обеспечит более высокий уровень надежности функционирования электроэнергетической системы при скоординированной работе всех объектов электроэнергетики на всех этапах производства, распределения и передачи электроэнергии вне зависимости от форм собственности (ТГК, ОГК, ФСК, МРСК).

Ключевым элементом интеллектуальной сети является система Автоматизированного диспетчерского управления (АСДУ), представляющей собой программно-технический комплекс, осуществляющий удаленное управление оборудованием электрических станций и подстанций. Среди многообразия задач управления, решаемых системой АСДУ электрической станции, целесообразно выделить подсистему управления выключателями, как наиболее ответственную для предотвращения развития и ликвидации последствий аварийных ситуаций, изменения конфигурации сети в нормальных режимах. Подсистема управления выключателями также должна реализовывать возможность включения генерирующего оборудования на параллельную работу с сетью методом точной ручной и/или автоматической синхронизации. Включение выключателей на отходящих линиях, связывающих несинхронные части энергосистемы, секционных (СВ), шиносоединительных (ШСВ), обходных (ОВ) должны предусматривать алгоритмы синхронизации: с контролем синхронизма или без контроля синхронизма.

Включение генератора на параллельную работу предполагает выполнение ряда обязательных операций, обеспечивающих условия синхронизации, включающих в себя выравнивание напряжений генератора и сети; обеспечение равенства частот; совпадение векторов напряжения по фазе в момент включения выключателя. Данные операции могут выполняться вручную, с использованием колонки синхронизации, или автоматически, с использованием устройств автоматической точной синхронизации.

В настоящее время разработаны достаточно совершенные устройства синхронизации, реализующие метод точной автоматической синхронизации с заданным временем опережения [1-3], предложены весьма перспективные алгоритмы адаптивной синхронизации на основе методов автоматического управления с эталонной моделью [4, 5]. Однако включение генератора в сеть на параллельную работу методом точной ручной синхронизации выполняется с использованием колонки синхронизации – электромеханического устройства (панели), в состав которого входит два вольтметра, два частотомера и синхроскоп. Весьма перспективной выглядит задача дальнейшей автоматизации процесса ручной синхронизации, путем создания микропроцессорной колонки синхронизации, осуществляющей сбор и обработку данных о состоянии выключателей станции, векторах напряжений, используемых при синхронизации. В этом случае выполнение процесса синхронизации осуществляется персоналом станции на автоматизированном рабочем месте (АРМ) пульт – столе диспетчерского пункта, а колонка синхронизации и органы управления отображаются на дисплее монитора.

Внедрение общестанционных микропроцессорных устройств точной ручной синхронизации позволит повысить надежность системы за счет максимальной самодиагностики, предупреждения сбоев и функций самовосстановления, а также обеспечит повышение наблюдаемости (сбора информации) о текущем состоянии сети и ее элементов, с обработкой данных в режиме реального времени.

Разработанные в ходе работ принципы общестанционного устройства синхронизации легли в основу прототипа устройства синхронизации, реализованного на технических средствах локальной противоаварийной автоматики, разработанных АО "ИАЭС". Комплекс обеспечивает включение выключателей под его контролем, и выполняют следующие функции:

— по данным от аналогово-цифрового преобразователя (АЦП), производит вычисление частоты напряжения, скольжения напряжений и других производных величин, необходимых для осуществления процесса синхронизации, в том числе и визуализации;



— определяет и формирует угловые зоны разрешения и блокирования сигналов включения с учетом коррекции векторов синхронизируемых напряжений;

— передает данные в персональную электронную вычислительную машину - автоматизированное рабочее место дежурного инженера станции;

— формирует команды на включения выключателя, подгонки частоты и напряжения, а также изменения скорости вращения агрегатов и изменения уровня напряжения;

— осуществляет регистрацию и осциллографирование процессов синхронизации.

Микропроцессорный синхронизатор может работать как локальное устройство, так и входить в состав программно-технического комплекса ПТК АСДУ. Комплекс выполняет регистрацию информации о технологическом процессе и состоянии технологического оборудования станции, полученной от системы сбора. По данной информации система управления ПТК подготавливает необходимую информацию для корректной работы устройства синхронизации. Определяет коммутационные аппараты, где будет выполняться процесс синхронизации, передает информацию о режиме синхронизатора (точная ручная синхронизация, точная автоматическая синхронизация, режим наблюдения за штатным устройством автоматической синхронизации, режим контроля синхронизма).

Методы включения выключателей с использованием устройства синхронизации, передаваемые от ПТК:

1. Метод точной «ручной» синхронизации. Метод предусматривает непосредственное участие оператора в выполнении действия по включению вращающегося и возбужденного генератора на параллельную работу с сетью. При этом оператор через автоматизированное рабочее место (АРМ) синхронизатора выполняет:

— контроль и регулирование частоты вращения турбины и напряжения (возбуждения) генератора с целью уравнивания частоты и напряжения генератора с соответствующими параметрами сети;

— наблюдение за соотношением фаз напряжений сети и генератора, а также за динамикой его изменения;

— включение выключателя генератора в момент, наиболее благоприятный для «мягкого» вхождения генератора в синхронизм с сетью (с учетом скорости включения выключателя).

2. Метод точной «автоматической» синхронизации заключается в полной автоматизации предыдущего метода.

3. Метод включения без контроля синхронизма предусматривает ускоренную операцию по включению вращающегося и возбужденного генератора для опробования оборудования после капитального ремонта, для прогрузки цепей релейной защиты и автоматики (РЗА) и т.д.

4. Метод включения с контролем синхронизма предусматривает выполнение операции по включению несинхронно работающих частей системы на параллельную работу без прямого участия оператора.

При включении выключателя любым из перечисленных методов микропроцессорное устройство синхронизации обеспечивает выдачу следующей информации:

- величины напряжений частей системы и разности этих напряжений;
- частоты напряжений частей системы и разности этих частот;
- разрешение подачи команды «Включить выключатель» с помощью виртуальной кнопки, активной только в допустимой зоне для каждого из методов;
- виртуальные ключи (кнопки) «Прибавить/Убавить» (для метода «точной» синхронизации);
- возможность отмены операции включения

#### *Литература:*

1. Микропроцессорный автоматический синхронизатор АС-М№. Руководство по эксплуатации. ООО «АСУ-ВЭИ». Москва, 2010. 53 с.
2. Устройство точной автоматической синхронизации СПРИНТ-М. Руководство по эксплуатации. ЗАО «РАДИУС Автоматика». Москва, 2003. 43 с.
3. SYNCHROTECT. Synchronizing and paralleling devices and systems // Datasheet, 3BHS901067 E01 Rev. C, ABB, 2012. – 95 p.
4. Хрущев Ю.В. Управление движением генераторов в динамических переходах энергосистем. – Томск: STT, 2001. – 310 с.
5. Беляев Н.А. Синтез систем адаптивной синхронизации генераторов с электрической сетью на основе методов автоматического управления с эталонной моделью: диссертация на соискание ученой степени канд. тех. наук.: 05.14.02 / Беляев Николай Александрович – Томск, 2015. – 170 с.

## АКТУАЛИЗАЦИЯ ЗНАЧЕНИЯ СТУПЕНИ СЕЛЕКТИВНОСТИ В РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЕ

С.А. Химич, А.А. Осинцев

Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, khimichsergey@inbox.ru

*В связи с развитием технологий выполнения защитных и коммутационных аппаратов возникает необходимость актуализации значения ступени селективности. В исследовании производится анализ составляющих ступени селективности с целью определения её точного значения и возможного уменьшения при применении современных аппаратов релейной защиты и выключателей. Для анализа были выбраны различные типы реле и выключателей.*

*Due to development of technologies of protective and switching devices, it becomes necessary to update the value of the selective time interval. Selective time interval is widely used in relay protection and significantly affects its speed. The study analyzes the components of the selective time interval in order to determine its exact value and possible reduction when using modern relay protection devices and breaker. For the analysis, various types of relays and breaker were selected.*

Для обеспечения селективности МТЗ используется отстройка от защит смежных участков по времени срабатывания. При данной отстройке применяется такое понятие как ступень селективности (СС). В справочной литературе приводятся различные величины СС (от 0,3 до 0,5 сек.). При практическом применении иногда используют значения, существенно отличающиеся от справочных, обосновывая это состоянием или типом установленного оборудования. Так на ТЭЦ 2 (г. Новосибирск) значение СС составляет 0,8 сек. для защит присоединений генераторного напряжения. Данный выбор обоснован использованием старых масляных выключателей. На предприятии ООО “Первый завод” (г. Калуга) в сети 6,3 кВ используют ступень 0,1 сек. Выбор данного значения оправдан установкой новых вакуумных выключателей и микропроцессорных защит. Так возникает вопрос выбора точного значения СС в каждом конкретном случае.

При расчете МТЗ отстройка по времени производится следующим образом. Начиная от конечного потребителя, выдержка времени каждой последующей защиты отличается от предыдущей на ступень селективности. Таким образом, чем дальше защита от потребителя, тем больше ступеней селективности содержит ее выдержка времени. Поэтому размер ступени селективности существенно влияет на быстродействие, которое, также как и селективность, является одним из основных требований, предъявляемых к РЗ.

Для расчета значения ступени предлагается следующая формула:

$$\Delta t = (t_{c32} - t_{c31}) + (\Delta t_{c32+} - \Delta t_{c31-}) + t_{отк2} + t_{в1} \quad (1)$$

где  $\Delta t$  – степень селективности между защитами В1 и В2 (последующей и предыдущей защиты в цепи питания соответственно),  $t_{c32}$  – время срабатывания реагирующего органа В2,  $t_{c31}$  – время срабатывания реагирующего органа В1,  $\Delta t_{c31-}$  – погрешность отсчета выдержки времени В1,  $\Delta t_{c31+}$  – погрешность отсчета выдержки времени В2,  $t_{отк2}$  – полное время отключения В2,  $t_{в1}$  – время возврата реле В1.

Проведем исследование следующих аппаратов:

- 1) Токовое реле – РТ-40;
- 2) Реле времени – ЭВ, РВ;
- 3) Статическое реле – РСТ-80;
- 4) Микропроцессорное устройства защиты – БЗП-01;
- 5) Релюзер – Rec15;
- 6) Вакуумные выключатели 10-220 кВ;
- 7) Маломасляные и элегазовые выключатели 10-330 кВ;

Рассмотрим и определим значение каждого слагаемого в отдельности:

### **1. Время срабатывания реагирующего органа**

Время от момента, когда входная воздействующая или характеристическая величина электрического реле, находящегося в начальном или исходном состоянии, принимает в заданных условиях определенное значение, до момента, когда реле завершает срабатывание. Расчетным является режим, при котором время срабатывания предыдущей защиты максимально, а последующей - минимально.

### **2. Погрешность отсчета выдержки времени**

Реле времени, с помощью которого устанавливаются времена срабатывания защит, могут иметь погрешность как в сторону уменьшения времени срабатывания, так и в сторону увеличения.

Расчетным является наиболее неблагоприятный режим, при котором погрешность предыдущей защиты увеличивает время её действия, а погрешность последующей – уменьшает.

### **3. Полное время отключения выключателя**

Были выбраны выключатели с разными номинальными напряжениями, разных типов, и от разных производителей.

Путем анализа паспортных данных выключателей были определены их времена полного отключения и рассчитаны среднее значение для маломасляных-элегазовых (0,078с.) и для вакуумных выключателей (0,051с.).

#### 4. Время возврата реле

При отключения КЗ предыдущей защитой, реле последующей защиты должно вернуться в исходное состояние, поэтому время возврата также необходимо учитывать.

Определив все необходимые параметры, произведем расчет ступеней селективности при согласовании различных защит. Расчет представлен в 2 таблицах, таблица 1 соответствует установке маломасляных и элегазовых выключателей, таблица 2 – вакуумных.

**Таблица 1 – Расчетные значения ступеней селективности при использовании маломасляных и элегазовых выключателей**

Последующий аппарат	РТ4Х+ЭВ, РВ	РСТ-80	БЗП-01	Rec15
Предыдущий аппарат				
РТ40+ЭВ,РВ	0,533	0,478	0,308	0,328
РСТ-80	0,463	0,388	0,218	0,238
БЗП-01	0,373	0,298	0,128	0,148

При согласовании с реклоузером в обеих таблицах значения соответствуют расчетам при установке вакуумного выключателя.

Из полученных значений видно, что расчетные значения ступени селективности при применении реле электромеханического и статического типа находятся в диапазоне справочных значений, в то время значения для микропроцессорных защит и реклоузеров отличаются в разы.

**Таблица 2– Расчетные значения ступеней селективности при использовании вакуумных выключателей**

Последующий аппарат	РТ4Х+ЭВ, РВ	РСТ-80	БЗП-01	Rec15
Предыдущий аппарат				
РТ40+ЭВ,РВ	0,506	0,451	0,281	0,301
РСТ-80	0,436	0,361	0,191	0,211
БЗП-01	0,346	0,271	0,101	0,121
Rec15	0,361	0,286	0,116	0,136

Анализ результатов позволяет сделать следующие выводы:

- При применении электромеханических и статических реле полученные результаты расчета совпадают со справочными.
- Применение расчетных значений ступеней селективности значительно уменьшает время действия защиты, при использовании новых типов защитных и коммутационных аппаратов, при этом сохраняя селективность релейной защиты.
- Расчет ступени селективности позволяет определить её точное значение для каждого конкретного случая. При этом для расчета необходима лишь информация, содержащаяся в технической документации исследуемых аппаратов.

*Литература:*

1. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов. – 4-е изд, перераб. И доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.: ил.1998. – 400 с.
2. Чернобровов, Н.В. Релейная защита энергетических систем: учеб. пособие для техникумов / Н.В. Чернобровов, В.А. Семенов. – М.: Энергоатомиздат, 1998. – 800 с.

## **СПОСОБЫ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ АЛГОРИТМОВ АВТОМАТИКИ ФТКЗ**

**А.А. Черемных, Д.М. Лямцева, О.В. Танфильев**  
**Новосибирский государственный технический университет,**  
**г. Новосибирск, [agio5014@mail.ru](mailto:agio5014@mail.ru)**

*Представленная статья посвящена разработке и совершенствованию алгоритмов автоматике фиксации тяжести короткого замыкания. В работе предложены несколько способов повышения эффективности функционирования алгоритма фиксации тяжести короткого замыкания. Одним из способов является определение тяжести КЗ непосредственным прямым измерением величины угла между ЭДС и напряжением на шинах электростанции.*

*This article discusses the development and improvement algorithms for short-circuit clamping devices using in emergency automation. The paper suggests several ways to increase the algorithm efficiency for fixing the severity of a short circuit. One of them based on direct mutual angle measurements.*

Опасность коротких замыканий для устойчивости параллельной работы в энергосистеме определяется избыточной кинетической энергией, развиваемой агрегатами электростанций в передающей части энергоси-

стемы за время короткого замыкания (КЗ). Устройства, фиксирующие тяжесть КЗ (ФТКЗ, АРКЗ), устанавливаются, как правило, на электростанциях в составе комплекса устройств противоаварийной автоматики, обеспечивающих повышение устойчивости параллельной работы электростанции с энергосистемой (АПНУ) [1-3]. Нарушение динамической устойчивости генерирующего оборудования является одним из наиболее тяжелых аварийных режимов, для предотвращения которого требуется незамедлительная выдача управляющих воздействий, направленных на резкое снижение мощности первичного двигателя (ИРТ, ДРТ, ОГ).

Произвести оценку тяжести КЗ затруднительно в связи с трудностью непосредственного измерения величины избыточной энергии. О тяжести КЗ косвенно можно судить по другим параметрам, определяющим величину избыточной энергии. Традиционные устройства ФТКЗ работают с использованием методов оценки тяжести КЗ по величине снижения напряжения прямой последовательности или по величине относительного сброса активной мощности прямой последовательности. Данные методы в некоторых режимах могут приводить к выдаче избыточных управляющих воздействий, что является крайне нежелательным ввиду экономического ущерба для субъектов электроэнергетики. В связи с этим, появляется необходимость совершенствования существующих алгоритмов для снижения вероятности неселективной работы ФТКЗ.

Одним из способов совершенствования ФТКЗ является реализация определения тяжести КЗ непосредственным прямым измерением величины угла между ЭДС и напряжением на шинах электростанции средствами устройств синхронизированных векторных измерений. Устройства синхронизированных векторных измерений могут быть использованы для актуализации параметров схем замещения контролируемого участка сети в условиях работы управляемого силового оборудования. В свою очередь это существенно может улучшить качество работы алгоритма контроля передаваемой мощности в исходном режиме, а также существенно точнее оценивать тяжести КЗ непосредственным прямым измерением угла. Реализация предложенных алгоритмов в перспективе позволит минимизировать возможность выдачи избыточных управляющих воздействий, что приведет к значительному снижению экономического ущерба для субъектов электроэнергетики в условиях работы устройств ФТКЗ(АРКЗ) при ликвидации аварий с нарушением динамической устойчивости генерирующего оборудования.

Еще одним подходом, позволяющим улучшить и сделать более гибким алгоритм фиксации тяжести КЗ, является использование органа

определителя вида КЗ. Реализация данного органа позволит осуществлять более гибкую настройку управляющих воздействий, тем самым снизив вероятность избыточных управляющих воздействий устройства.

В связи с этим, разработка алгоритмов автоматики фиксации тяжести короткого замыкания непосредственным прямым измерением величины угла между ЭДС и напряжением на шинах электростанции является весьма актуальной.

Целью работы является повышение эффективности функционирования алгоритма ФТКЗ. Для реализации предложенных подходов на настоящий момент поставлены и решены следующие задачи:

- анализ существующих алгоритмов ступеней ФТКЗ (АРКЗ) и методов их настройки;
- разработка методики эффективной(автоматической) настройки ступеней, позволяющие снизить возможность выдачи избыточных управляющих воздействий;

Для оценки работы алгоритма ФТКЗ с определением тяжести КЗ непосредственным прямым измерением взаимного угла, а также верификации существующих технических решений в части алгоритмов ФТКЗ требуется разработка математической модели многомашинной энергосистемы. Разработка и верификация моделей электроэнергетической системы выполнены в программных пакетах Matlab и ETAP, в качестве тестовой используется модель (рис.1), предложенная АО «СО ЕЭС» для сертификационных испытаний устройств ФТКЗ и АРКЗ [1].

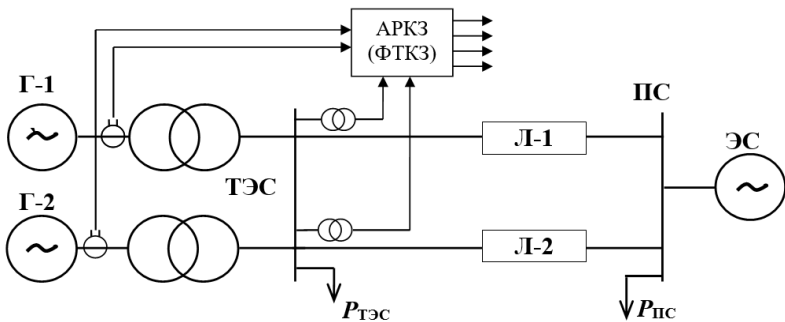


Рис. 1 – Схема тестовой модели энергосистемы АО «СО ЕЭС» для проведения испытаний устройств АРКЗ (ФТКЗ)

#### Литература:

1. СТО 59012820.29.020.008-2016. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматики разгрузки при коротких замыканиях.



Устройства фиксации тяжести короткого замыкания. Нормы и требования.

2. СТО 56947007-33.040.20.204-2015 Типовые функции цифровых устройств противоаварийной автоматики ФСМ, ФТКЗ, АЧР, ЧАПВ, ЧДА, КПр, САОН, АОПО, АРПМ

3. Вайнштейн Р.А. Основы противоаварийной автоматики в электроэнергетических системах: учебное пособие / Р.А. Вайнштейн, Е.А. Пономарев, В.А. Наумов, Р.В. Разумов; ООО Научно-производственное предприятие «ЭКРА». – Чебоксары: Издательство «Издательская фирма», 2014. – 177 с. ил.

## **ЭКСПОНЕНЦИАЛЬНОЙ ФОРМЫ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ИСПЫТАНИЙ НИЗКОВОЛЬТНЫХ ВАРИСТОРОВ**

**И.В. Шмаков, А.А. Мюльбаер**

**Новосибирский государственный технический университет,  
Г.Новосибирск, shmakov-ilya-98@mail.ru**

*Генератор импульсных токов был разработан для испытания низковольтных варисторов на энергоемкость токами, имеющими двухэкспоненциальную форму импульса. Параметры установки подобраны так чтобы выполнялись требования ГОСТ 30265-95. Во время работы над проектом были сделаны: силовая часть установки, делитель напряжения для измерения остающегося и зарядного напряжения, безиндуктивный шунт для измерения испытательного импульса, блок управления установкой, зарядное устройство, корпус установки.*

*The surge-current generator was designed and assembled to test the voltage-variable resistor with a classification voltage from 150 to 1200 V for exposure to a pulse electric load. The wave of the test current pulse is two-exponential in accordance with the requirements of GOST 30265-95. During the work on the project, the following items were made: the power unit, the voltage divider for measuring the remaining and charging voltage, the non-inductive flux collector for measurement of the test impulse, the unit control unit, the charger, and the unit case.*

Целью данной работы является создание генератора импульсных токов. ГИТ предназначен для испытания низковольтных варисторов на энергоемкость. Испытания необходимо производить раз в минуту. Установка создает двухэкспоненциальный импульс тока, рисунок 1, длительностью фронта 8 мкс ( $T_1$ ) и импульса 20 мкс ( $T_2$ ), амплитуда тока изменяется от 0,50 кА до 10 кА и напряжением от 0,250 кВ до 12 кВ [2].

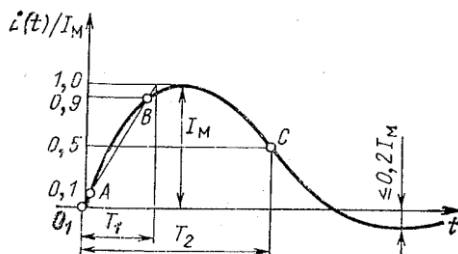


Рис.1 – Форма испытательного импульса тока

Установка представляет из себя металлический корпус серого цвета с органами управления и испытательной камерой на одной стороне. Каркас сварен из профильных труб и обшит листовым металлом. На основании из капролона располагаются основные узлы: зарядное устройство, конденсаторная батарея, коммутатор, испытательная камера, плата сбора данных, токовое реле, разрядный резистор, индуктивности и резисторы силовой цепи.



Рис.2– Общий вид установки

Силовая схема (рисунок 3) установки состоит из следующих узлов: зарядное устройство (1), реле разряда конденсатора (2), коммутационный аппарат (3), объект испытаний (4), делитель напряжения (5), измерительный шунт (6), индуктивность и активное сопротивление необходимое для создания импульса нужной формы и длительности (7), конденсатор с зарядно-разрядным сопротивлением (8).

Расчет параметров схемы производился по методу нормированных величин [2]. Проверялись параметры в программе «OrCAD». Ток обрат-

ной полярности не должен превышать 20 % от амплитудного значения согласно ГОСТ 30265-95. Ток обратной полярности может как повредить установку, так и снова зарядить конденсатор, что является не безопасным для персонала, работающего за установкой. Для решения этой проблемы был предусмотрен кроубарный диод.

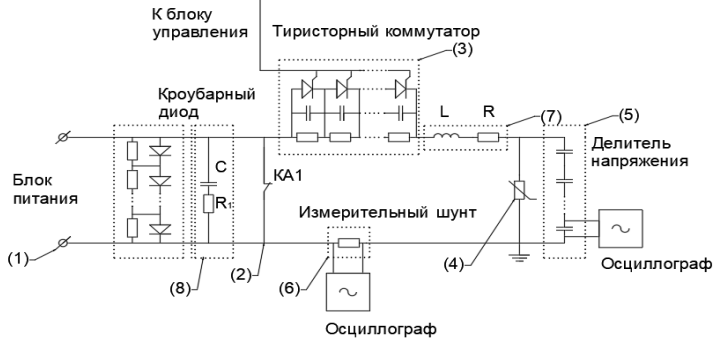


Рис. 3 – Принципиальная схема силовой части генератора токов экспоненциальной формы

Конструктивной особенностью кроубарного диода и коммутатора является то, что они входят в состав одного узла. Коммутатором является тиристорная сборка, подключенная параллельно со снаберной цепью. В качестве коммутатора рассматривались разрядник и управляемый разрядник. Разрядник имеет сложную настройку так как на пробой влияют внешние условия и состояние электродов и поэтому сложно добиться желаемо коммутационного напряжения. Коммутиционное напряжение в управляемом разряднике не зависит от внешних факторов, но также необходимо производить обслуживание электродов, но рабочий диапазон выпускаемых образцов не позволяет один разрядник требуется несколько штук на разные диапазоны напряжения. Высоковольтные тиристоры позволили сделать цифровое управление, что упростило работу за ней.

Для того что бы измерить параметры тока и напряжения на исследуемом объекте были изготовлены шунт и делитель напряжения. Для того чтобы уменьшить внешнее взаимодействие с другими компонентами цепи шунт был сделан безиндуктивным. Этого параметра удалось достичь с помощью коаксиальной конструкции, а чтобы активное сопротивление не менялось при большом числе испытаний подряд резистивная часть сделана из манганиновой фольги.

Испытания шунта при токах 1 А и 2 А при частотах от 10 Гц до 12 кГц показали, что его параметры не зависят от частоты (рисунок 4).

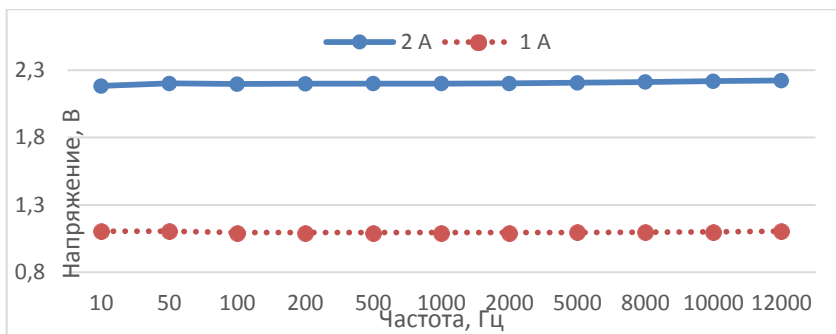


Рис. 4 – Амплитудно-частотная характеристика шунта

Делитель изготовлен на основе высоковольтных SMD-конденсаторов. На плате делителя смонтирован BNC-разъем. Корпус изготовлен из медной трубки и пластины. Из-за малой длительности импульса корпус делителя выполняет роль экрана. Для надежной фиксации внутренних компонентов был залит эпоксидный компаунд.

Данные с органов измерения поступают на плату сбора данных, где они преобразуются из аналоговых в цифровые и поступают на компьютер.

*Литература:*

1. Дашук П. Н., Зайенц С. Л., Комельков В. С., Кучинский Г.С., Николаевская И.Н, Куропат П.И., Шнеерсон Г.А.. Техника больших импульсных токов и магнитных полей. Под ред. В.С. Комелькова. М.: Атоимиздат, 1970. 472 с.
2. Щеглов Н.В. Испытательные и электрофизические установки высокого напряжения: учеб. пособие. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2007-244 с.
3. ГОСТ 30265-95. Варисторы. Метод испытания импульсной электрической нагрузкой. – Введ. 1996–07–01. – Минск: Межгос. совет по стандартизации, метрологии и сертификации ; М. : Изд-во стандартов, 1996. – 6 с

## СЕКЦИЯ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА

### **ИССЛЕДОВАНИЕ КИНЕТИКИ ПИРОЛИЗАТОРФА ПОСЛЕЕГО СЕДИМЕНТАЦИОННОГО РАЗДЕЛЕНИЯ В ЖИДКОСТЯХ С РАЗЛИЧНОЙ ПЛОТНОСТЬЮ**

**Д.Б. Алтынбаева, К.Т. Ибраева**  
**Национальный исследовательский Томский политехнический**  
**университет, г. Томск, Dba10@tpu.ru**

*Целью данной работы является исследование кинетики пиролиза торфа после его седиментационного разделения в жидкостях с различной плотностью. Для исследования кинетики торфа использованы термогравиметрический анализ и метод Коутса–Редферна. Результатом работы являются значения энергии активации пиролиза фракций различной плотности из торфа.*

*The aim of this work is to study the kinetics of peat pyrolysis after its sedimentation separation in liquids with different densities. To study the kinetics of peat, thermogravimetric analysis and the Coats–Redfern method were used. The result of the work is the activation energy of pyrolysis of fractions of different densities from peat.*

#### **Введение**

Использование традиционных источников энергетики в качестве топлива сопровождается загрязнением окружающей среды [1]. Основными источниками вредных выбросов в атмосферу являются станции, использующие в качестве топлива каменные и бурые угли, антрациты. Поэтому многие страны постепенно замещают использование ископаемого органического топлива возобновляемыми источниками энергии (ВИЭ).

Наиболее используемым ВИЭ является биомасса [2], что обусловлено её повсеместной распространённостью и большими объёмами образования. Однако в естественном виде биомасса обладает низкими теплотехническими характеристиками, что препятствует её энергетическому использованию, подводя к решению о необходимости переработки.

Наиболее перспективным методом переработки биомассы является пиролиз, он позволяет получать энергетически ценные продукты (твёрдые и жидкие топлива, газы). Разработка модели термической переработки требует изучения большого количества физических и химических величин, необходимых для получения достоверных и адекватных результатов, в частности энергии активации. Также, при математическом описании процессов необходимо учитывать, что в промышленности для обеспечения механизации переработки используют топливо в измельченном виде, что приводит к разному составу измельченных частиц, а,

следовательно, и к различным плотности и массе [3]. В связи с этим целью данной работы является исследование кинетики пиролиза торфа после его седиментационного разделения в жидкостях с различной плотностью.

### Объект и методы исследования

В работе рассмотрен образец торфа (месторождение Суховское, Томская область), седиментационно разделенный на фракции в жидкостях с различной плотностью [4]. Пробы были высушены до воздушно-сухого состояния, значения их влажности и зольности определены согласно ГОСТ Р 52911-2013 и Р 55661-2013 соответственно (Табл. 1).

**Табл. 1. Выход и характеристики проб торфа после седиментационного разделения**

Проба	Исходная	Плотность, кг/м <sup>3</sup>				
		≤1400	1400-1600	1600-1800	1800-2280	2280-2860
Влажность, W <sup>a</sup> , %	8,7	10,6	10,7	10,6	5,0	4,2
Зольность, A <sup>d</sup> , %	22,8	9,5	13,5	19,8	38,6	46,0
Выход, %	100,0	0,4	36,6	40,4	6,2	16,4

Для расчёта энергии активации проведены дифференциальная сканирующая калориметрия (ДСК) и термогравиметрический анализ (ТГ) на термоанализаторе STA 449C Jupiter (Netzsch, Германия). Образцы нагревались со скоростью 15°C/мин, температурный диапазон эксперимента составил от 20°C до 1000°C. Масса навески проб составляла 20 мг. Анализы выполнены в инертной среде (Ar) с целью исключения влияния окислительных реакций на точность результатов исследования.

Величина энергии активации рассчитывалась по методу А. Коутса и Дж. Редферна [5]. В основе метода лежит гипотеза о том, что в процессе термического разложения твёрдых топлив протекают одноступенчатые реакции первого порядка, подчиняющиеся законам Аррениуса. Уравнение энергии активации согласно Коутс-Редферну имеет следующий вид:

$$\ln \left[ \frac{-\ln(1-\alpha)}{T^2} \right] = \ln \left[ \frac{AR}{\beta E} \left( 1 - \frac{2RT}{E} \right) \right] - \frac{E}{RT}$$

где  $\alpha$  – степень конверсии;  $T$  – температура нагрева, К;  $A$  – предэкспоненциальный коэффициент;  $R$  – газовая постоянная, Дж/(моль·К);  $E$  – энергия активации, кДж/моль;  $\beta$  – скорость реакции, К/мин.

Далее в соответствии с формулой для реакции первого порядка, строится график зависимости от  $1/T$  результатом является прямая, наклон которой равен  $E/R$  [6].

### Результаты исследований и их обсуждение

Процесс разложения органической части торфа протекает в температурном диапазоне от 220 до 600-650°C, при температуре свыше 650°C происходит разложение карбоната кальция, входящего в состав минеральной части фракций [7].

По результатам ТГ (рис. 1, а) построена зависимость  $\ln(-\ln(1-\alpha)/T^2)$  от  $1/T$  (рис. 1, б). По кривым ТГ можно заметить, что процесс термического разложения протекает в 3 стадии: I) 220-300°C; II) 300-360°C; III) 360-570°C (для разных фракций температурные диапазоны сдвигаются на 5-10°C). Это объясняется различным составом органической и минеральной части проб.

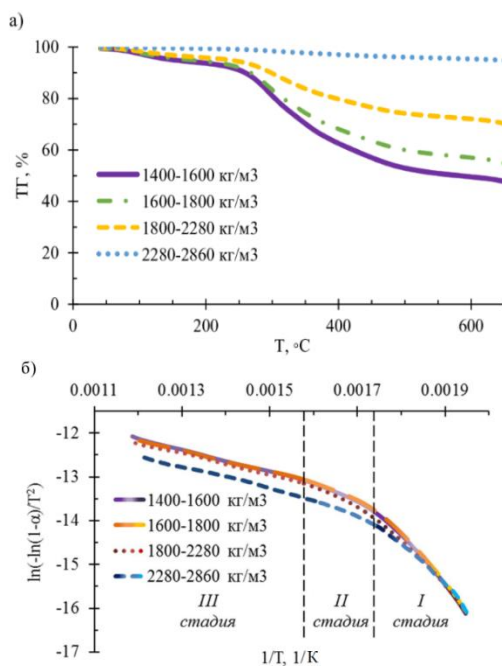


Рис. 1 - Зависимости необходимые для расчёта энергии активации каждой фракции торфа: а) ТГ, % от Т, °С, б)  $\ln(-\ln(1-\alpha)/T^2)$  от  $T^{-1}$ , 1/К

Рассчитанные величины энергии активации для каждой стадии в зависимости от плотности фракций приведены в табл. 2.

Из полученных данных (табл. 2) видно, что энергия активации для первой стадии имеет наибольшее значение, которое уменьшается с уве-

личением плотности. А значения энергии активации для второй и третьей стадий изменяются на 2-3 кДж/кг.

**Табл. 2. Энергия активации пиролиза торфа разделенного на фракции, кДж/моль**

Стадия	Фракция, кг/ м <sup>3</sup>			
	1400-1600	1600-1800	1800-2280	2280-2860
I	92,13	91,31	81,66	76,28
II	36,20	34,58	36,58	33,43
III	20,38	19,97	19,74	20,19

### **Выводы**

В работе приведены результаты ТГА образца торфа седиментационно разделенного на фракции. Рассчитана энергия активации пиролиза рассматриваемых проб, методом Коутса–Редферна. Установлено, что пиролиз торфа протекает в три стадии. При этом с ростом плотности фракций значение энергии активации на первой ступени разложения снижается.

Работа выполнена при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований (проект № 18-38-00648).

### *Литература*

1. Lelieveld J. The contribution of outdoor air pollution sources to premature mortality on a global scale // Nature. - Vol. 525. P. 367–371.
2. Тимофеева С. С. Перспективы использования торфа в региональной энергетике // Известия Томского политехнического университета. – 2014. – Т. 325, № 4: Техника и технологии в энергетике. – С. 46-55.
3. Сухушин А.С., Шаненков И.И., Табакаев Р.Б. Исследование характеристик торфа после седиментального разделения по фракциям в жидкостях разной плотности // Энергетика и энергосбережение: теория и практика: матер. 4 Всерос. науч.-практ. конф. – Кемерово: Кузбас. гос. тех. ун-т, 2018. – С. 105
4. Заворин, А.С. Состав и термические свойства минеральной части бурых углей (теплотехнический аспект). – Новосибирск: Изд во ИТ СО РАН, 1997. – С. 187.
5. Coats A.W., Redfern J.P. Kinetic parameters from thermogravimetric data // Nature. – 1964. – Vol. 201. – P. 68–69.
6. Алтынбаева Д.Б. Оценка энергии активации термического разложения биомассы методом COATS-REDFERN // Электроэнергетика



глазами молодежи – 2018: матер. 9 междунар. молод. науч.-техн. конф. – Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2018. – Т. 3. – С. 15-18.

7. Direct sulfation of calcium carbonate / M.J.H. Snow, J.P. Longwell, A.F. Sarofim // Industrial and Engineering Chemistry Research.– 1988. – Vol. 27, iss. 7. – P. 268-273. – doi: 10.1021/ie00074a011.

## **СВЯЗЬ МЕЖДУ ТЕПЛОВЫДЕЛЕНИЕМ В ХОДЕ РАЗЛОЖЕНИЯ БИОМАССЫ И ДИНАМИКОЙ ВЫХОДА ПРОДУКТОВ ПИРОЛИТИЧЕСКОЙ ПЕРЕРАБОТКИ**

**А.В. Астафьев, Р.Б. Табакаев**

**Национальный исследовательский Томский политехнический  
университет, г. Томск, [ava31@tpu.ru](mailto:ava31@tpu.ru)**

*Цель работы – исследование влияния выхода продуктов пиролиза биомассы с различным компонентным составом на тепловыделение в процессе разложения сырья. В качестве методов исследования использованы физический эксперимент и аттестованные методики ГОСТ. Результатом исследования являются температурные интервалы образования продуктов пиролиза и их связь с разложением основных компонентов сырья.*

*The aim of the work is research of the effect of biomass pyrolysis products yield with different component composition to the heat release during the decomposition of raw materials. Physical experiment and certified GOST methods were used as research methods. The result of the study is the temperature intervals of formation of pyrolysis products and their relationship with the decomposition of the main components of raw materials.*

### **Введение**

Огромное негативное влияние на окружающую среду, связанное с деятельностью энергетического сектора, заставляет искать варианты вовлечения в производство энергии возобновляемых источников. Одним из наиболее перспективных ресурсов является растительная биомасса, при переработке которой преимуществом является замкнутый цикл углекислого газа.

Низкий уровень вовлеченности биомассы в энергетику на сегодняшний день обуславливается тем, что заложенная в нее энергия зачастую является рассредоточенной по большим площадям. В связи с этим возникают проблемы с использованием биомассы на крупных энергоустановках. Более того, при переработке растительной биомассы традиционными методами возникают проблемы со шлакованием поверхностей нагрева.

В связи с вышеперечисленным актуальным является разработка методов, позволяющих повысить энергетическую эффективность биомассы. В литературе широко исследуется пиролитическая переработка,

позволяющая получить ценные в различных областях твердые, жидкие и газообразные продукты. Кроме того, отмечено [1, 2], что основные компоненты растительной биомассы (целлюлоза, гемицеллюлоза и лигнин), при нагреве свыше 270°C без доступа воздуха разлагаются с выделением теплоты. Однако, разнообразные продукты разложения этих компонентов могут вступать между собой во вторичные реакции, в связи с чем общая картина пиролиза лигноцеллюлозного сырья усложняется.

Целью работы является исследование связи между выходом продуктов и тепловыделением в ходе пиролиза биомассы с различным содержанием основных компонентов – лигнина, целлюлозы и гемицеллюлозы.

### Методика исследования

Объектом исследования являлись опилки – вид древесной биомассы, отличающийся высоким содержанием лигнина, солома и отруби – отходы сельскохозяйственной деятельности с большим содержанием целлюлозы, а также суховской торф, имеющий более сложный состав и содержащий менее 10% лигнина и целлюлозы в своем составе. Материальный баланс пиролитической переработки определялся согласно ГОСТ 3168-93. Динамика выхода пиролизного конденсата в зависимости от температуры нагрева определялась с помощью физического эксперимента на установке, представленной на рис. 1.



Рис. 1 – Установка для определения динамики выхода пиролизного конденсата

Предварительно определялась влажность сырья, после чего оно взвешивалось и загружалось в реактор. После этого производился его

нагрев со скоростью 10 °С/мин, что соответствует средней скорости по ГОСТ 3168-93. Уровень пиролизного конденсата, выделяющегося в ходе нагрева, измерялся с интервалом в 25°С от начала выделения продуктов (200°С) до конца эксперимента (500°С).

### Обсуждение результатов

Из составленного материального баланса исследуемого сырья видно, что преобладающим выходом из суховского торфа обладает углеродистый остаток (рис. 2), что связано с более высокой степенью разложения торфа по сравнению с растительной биомассой. Выход пирогенетической воды, образующейся в ходе реакций пиролиза, протекающих с выделением теплоты, для растительной биомассы находится на одном уровне (28,5-35,3%), при этом большее значение соответствует опилкам, что может быть связано с более высоким содержанием лигнина.

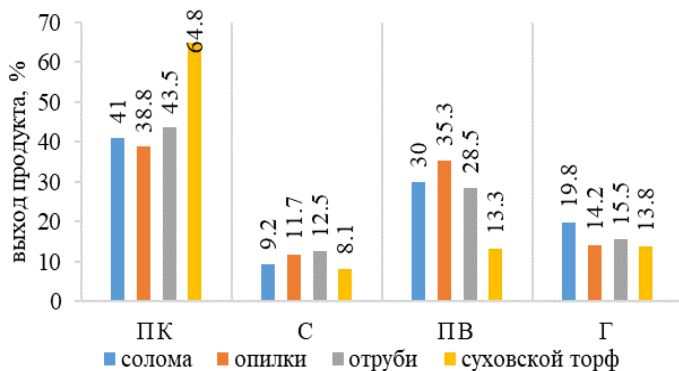


Рис. 2 – Материальный баланс пиролиза исследуемого сырья: ПК – полукокк, С – смола, ПВ – пирогенетическая вода, Г – газ

Пик выхода пиролизного конденсата при разложении соломы приходится на температурный интервал 325-350°С (рис. 3), при этих температурах происходит распад целлюлозы с образованием жидких и газообразных продуктов пиролиза [1]. Еще одним продуктом распада целлюлозы при этих температурах является левоглюкозан – составляющая растворимой части смолы [3]. Аналогичный интервал для опилок приходится на температуры 375-400°С (рис. 3), это связано с тем, что лигнин разлагается при более высоких температурах, при этом одним из продуктов разложения является смола [3], выделение которой наблюдалось в ходе эксперимента после достижения 350°С. При разложении отрубей наблюдается равномерное выделение пиролизного конденсата в температурном интервале 300-400°С (рис. 3), что может быть обусловлено одинаковым содержанием лигнина и целлюлозы в их составе. Вы-

ход пиролизного конденсата из торфа равномерен от 325 до 450°C (рис. 3), это может быть связано с тем, что помимо лигнина и целлюлозы в нем содержится значительное количество гуминовых и фульвовых кислот, легкогидролизуемых веществ, разлагающихся в полученном температурном интервале.

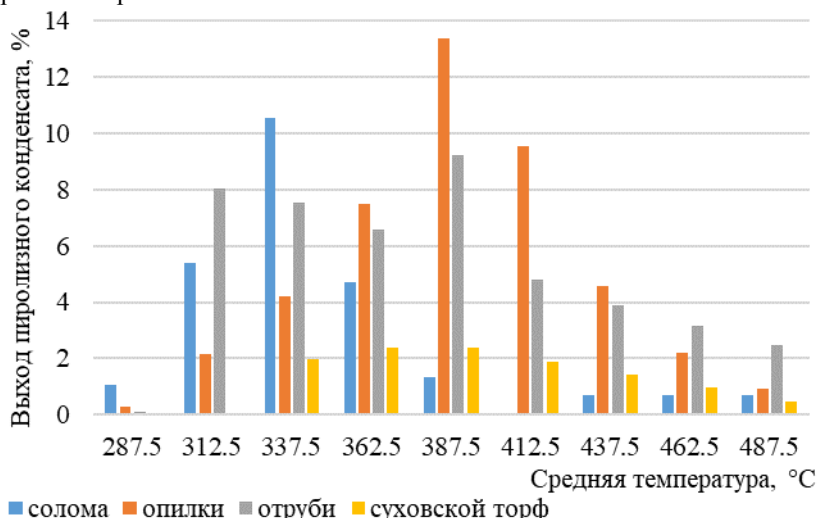


Рис. 3 – Динамика выхода пиролизного конденсата в ходе пиролиза

Для всех исследуемых топлив температурам максимального выделения пиролизного конденсата соответствует протекание экзотермических реакций, теплота которых может быть использована для организации процесса пиролиза в автотермическом режиме [4].

*Работа выполнена при поддержке РФФ (проект № 19-79-00085).*

#### *Литература:*

1. Белый В.А., Удуратина Е.В. Влияние неорганических солей на кинетику каталитического пиролиза древесины // Бутлеровские сообщения. – 2013. – Т. 34, № 6. – С. 57-64
2. Браунинг Б.Л. Химия древесины. М.: Лесная промышленность, 1967. 415 с.
3. Азаров В.И. и др. Химия древесины и синтетических полимеров: Учебник для вузов. - СПб.: СПбЛТА, 1999. - 628 с.

4. Tabakaev R.B. and others. Autothermal pyrolysis of biomass due to intrinsic thermal decomposition effects // Journal of thermal analysis and calorimetry. – 2018. – Vol. 134, №. 2. – P. 1045-1057.

## АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ СОЛНЕЧНОЙ ПАНЕЛИ

Л.С. Белолобская, А.А. Рахимжанов, С.Л.Елистратов  
г. Новосибирск, lbelolubskaya@gmail.com

*В работе исследуется изменение эффективности использования солнечной энергии при условии изменения температуры на солнечные панели. Проведено исследование влияния температуры на режим работы монокристаллической и поликристаллической солнечных панелей. Получены изменения энергетических параметров.*

*This research is about efficiency change of the solar energy under the condition of a change in temperature on solar panels. In the state, the temperature influence on work conditions of the mono crystalline and multicrystal photovoltaic modules is conducted. Changes in energy parameters are obtained.*

В настоящее время доля солнечной энергии в условиях энергосбережения увеличивается, ведутся активные разработки в этой сфере над повышением качества, стабильности и улучшения характеристик солнечных элементов. Одним из важных факторов, влияющих на стабильность выходных характеристик солнечных элементов, является температура. Повышение температуры солнечных элементов при облучении солнечным светом отрицательно влияет на их эффективность фотообразования, в результате чего падает выходная нагрузочная мощность и эффективность панелей в общем.

Рассмотрим и сравним монокристаллическую и поликристаллическую панели, характеристики которых представлены в таблице 1.

**Таблица 1 – Характеристики солнечных панелей**

Солнечная панель	Название	Размеры, мм	Эффективность ячейки
Моно	НПТ-240НДЕ4	12,5*12,5	20
Поли	КС175GHT-2	15*15,5	16

На рисунке 1 продемонстрирована зависимость вольтамперных характеристик монокристаллической панели от температур [2].

Найдем эффективность панели, при  $I = \text{const} = 7.5 \text{ A}$ , тогда мощность будет зависеть только от величины напряжения:

$$N = I \cdot U, \quad (1)$$

где  $N$  – электрическая мощность,  $I$  – сила тока,  $U$  – напряжение  
Тогда снижение эффективности панели можно вычислить по формуле:

$$\xi = \frac{\Delta N}{\Delta T} = \frac{44-38}{75-25} = 0,12 \frac{\kappa Bm}{^{\circ}C \cdot m^2}, \quad (2)$$

где  $\xi$  – коэффициент снижения эффективности,  $\Delta N$  – изменения мощностей,  $\Delta T$  – перепады температур

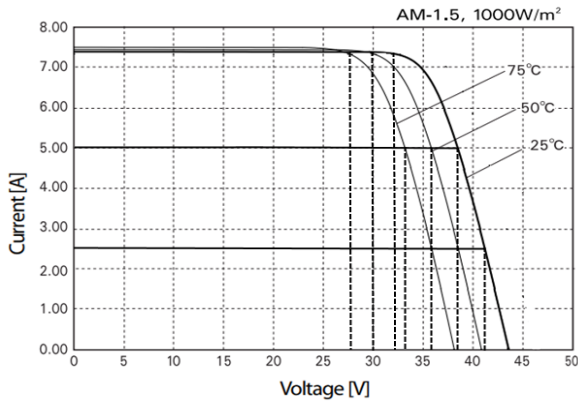


Рис. 1 – Вольтамперная характеристика монокристаллической панели в зависимости от температуры

Результаты вычислений представлены в таблице 2

**Таблица 2 – Зависимость выходных характеристик от величины силы тока и температуры для монокристаллической панели**

Моно	t, °C			I, A	N, Вт		
	75	50	25				
U, В	27,5	30	32	7,5	206,25	225	240
	33	36	38	5	165	180	190
	36	38	41	2,5	90	95	102,5
	44	41	38	0	0	0	0

С ростом температуры ( $t$ ) наблюдается падение выходного напряжения ( $U$ ) солнечного элемента, а также его мощность ( $N$ ).

На рисунке 2 можно увидеть зависимость мощности от изменения температуры при разных значениях тока

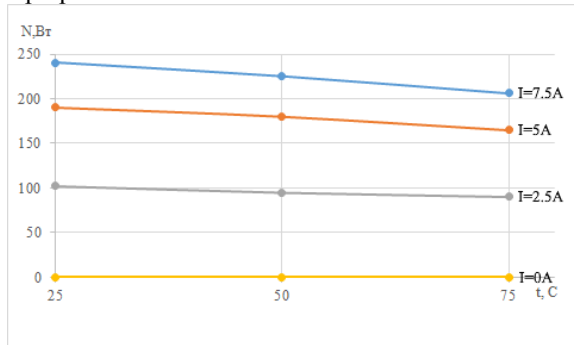


Рис. 2 – Зависимость мощности от изменения температуры при разных значениях тока

На рисунке 3 продемонстрирована зависимость вольтамперных характеристик монокристаллической панели от температур [1].

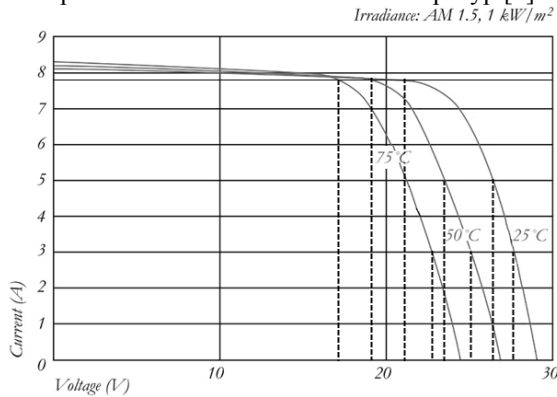


Рис. 3 – Вольтамперная характеристика поликристаллической панели в зависимости от температуры

Найдем снижение эффективности поликристаллической панели при  $I = \text{const} = 7.8 \text{ A}$  по формуле 2

$$\xi = \frac{\Delta N}{\Delta T} = \frac{21 - 16,5}{75 - 25} = 0,09 \frac{\text{кВт}}{\text{°C} \cdot \text{м}^2},$$

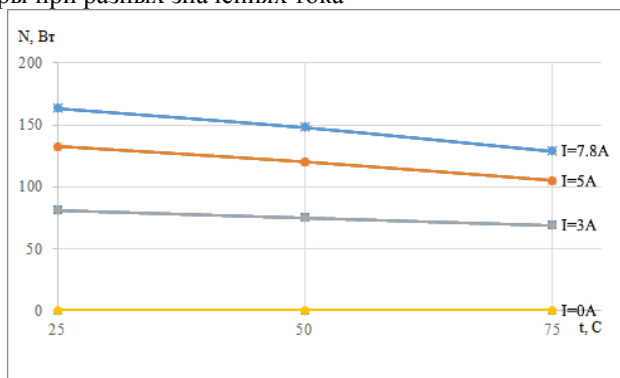
Результаты вычислений представлены в таблице 2

**Таблица 3 – Зависимость выходных характеристик от величины силы тока и температуры для поликристаллической панели**

Поли	t, °C			I, A	N, Вт		
	75	50	25				
U, В	16,5	19	21	7,8	128,7	148,2	163,8
	21	24	26,5	5	105	120	132,5
	23	25	27	3	69	75	81
	23,5	25,5	27,5	0	0	0	0

С ростом температуры (t) наблюдается падение выходного напряжения (U) солнечного элемента, а также его мощность (N).

На рисунке 4 можно увидеть зависимость мощности от изменения температуры при разных значениях тока



**Рис. 4 – Зависимость мощности от изменения температуры при разных значениях тока**

В результате проведенных исследований выявлено, что с ростом температуры наблюдается падение выходного напряжения солнечного элемента, а также его мощность. Найдены коэффициенты снижения эффективности для двух видов солнечных панелей.

*Литература:*

1. Электронный каталог Kyocera KC175GHT-2 [Электронный ресурс] URL: <https://www.yumpu.com/xx/document/read/19243235/kyocera-kc175ght-2> (дата обращения:06.11.2019)
2. Электронный каталог Sunyo HIT-240HDE4 [Электронный ресурс] URL: <https://www.enfsolar.com/Product/pdf/Crystalline/522ec55d0831e.pdf> (дата обращения:06.11.2019)



## ИЗМЕНЕНИЕ РАЗМЕРОВ ЧАСТИЦ ПЕСКА ВО ВРЕМЯ РАБОТЫ КОТЛА С КИПЯЩЕМ СЛОЕМ

П.В. Белявская, П.А. Щинников

Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, belyavskaya-polina95@mail.ru

*В этой статье рассматривается проблема образования агломерированных структур с увеличенным размером частиц в кипящем слое котла, сжигающего кородревесные отходы. А также приводится способ решения этой проблемы посредством дренирования слоя с соответствующей подачей необходимого количества свежего песка*

*The problem of the formation of agglomerated structures with an increased particle size in a fluidized-bed boiler is considered in this article. The solution to this problem is disclosed in this article by draining the layer with the appropriate supply of the required amount of fresh sand.*

При выполнении режимных наладок на котлах типа КМ-75-40, сжигающих кородревесные отходы в кипящем слое было обнаружено, что КПД котла составляет около 84 %. Наиболее важные проблемы, определяющие надежность и эффективность эксплуатации котла, были связаны с работой топки и псевдоожиженного слоя. Эти проблемы носят комплексный характер взаимосвязанных процессов химических превращений при горении топлива в слое и взаимодействия материала слоя с продуктами сгорания и золой, а также аэродинамических и массообменных процессов в слое.

В течение длительной эксплуатации в слое образуются агломерированные структуры с увеличенным размером частиц. При этом ухудшается псевдоожижение слоя и при той же скорости воздуха на решетке. Слабое перемешивание в слое приводит к росту перекосов по температуре в зоне слоя. Для снижения перекосов целесообразно повышение скорости газов в слое за счет правильного выбора сечения решетки и топки в зоне слоя. [1] Однако это может приводить к повышению заноса пароперегревателя и хвостовых поверхностей нагрева.

Как показывает мировая практика эксплуатации котлов с КС на КДО, при содержании соединений натрия и калия в золе более 5% агломерация слоя неизбежна. В этом случае необходимо дренировать слой с соответствующей подачей свежего песка. Материал слоя становится более грубым во время работы. Это происходит потому, что топливо содержит всегда некоторое количество песка и гравии. С другой стороны, слой шлифует частицы, и они уменьшаются до диаметра частиц примерно 0,3 мм, после чего частица выходит из слоя. Если показания температуры слоя начинают существенно отличаться, материал

слоя становится слишком грубым. [2] Грубость материала слоя можно контролировать при помощи частого удаления грубого материала. Материал слоя считается в хорошем состоянии, если удаленный песок содержит менее 10-15 % частиц размером более 1,2 мм.

Как правило новый подпиточный песок имеет средний размер частиц 0,5 мм, и количество частиц размером меньше 0,3 мм прилб. 10-13%. В использованном песке средний размер частиц составляет 0,65 мм и в нем количество частиц размером меньше 0,3 мм только 2%, так как маленькие частицы уносятся с дымовыми газами из топки.

Расход добавленного песка может быть рассчитан исходя из материального баланса Na и K по следующей формуле:

$$\frac{G_{дп}}{G_з} \approx (1 - \alpha_{ун}) \frac{S_з - S_{ун}}{S_c}$$

Где  $G_{дп}$ ,  $G_з$  – расход свежего песка и топливной золы соответственно, кг/ч;  $S_з$ ,  $S_{ун}$ ,  $S_c$ , - концентрация Na + K в топливной золе, золе уноса, в материале слоя, %;  $\alpha_{ун}$  – доля золы уноса. [3]

В ходе испытаний было установлено, что для надежной работы котла при критической концентрации Na + K, равной 1%, отношение расхода добавляемого песка к расходу золы топлива, поступающей в слой, должно быть 0,31, те 2,6 т/ч песка при дренаже 3 т/ч на номинальной нагрузке (рис.1).

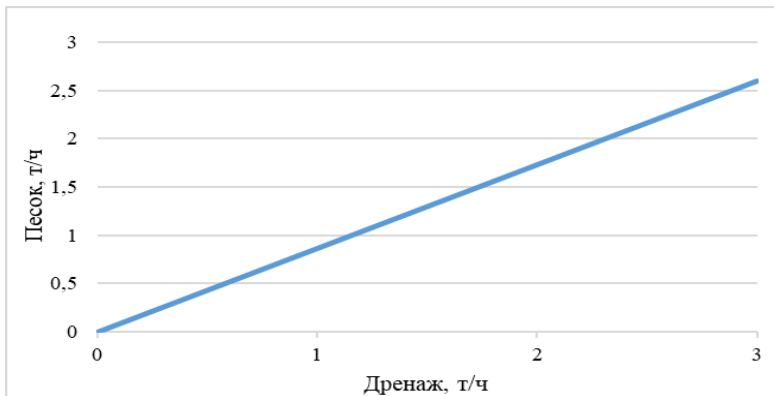


Рис. 1 – соотношение рециркуляции инертного наполнителя

### *Литература:*

1. Рябов Г.А., Фоломеев О. М., Ханеев К. В., Санкин Д. А., Мельников Д. А. Зарубежный опыт и перспективы использования технологии ЦКС в России// Сб. трудов научно – практической конференции «Повышение надежности и эффективности эксплуатации электрических станций и электрических систем», М.: МЭИ, 2012.
2. Гидродинамика и теплообмен в псевдооживленном слое/С. С. Забродский. – М.: Госэнергоиздат, 1963. – 488 с.
3. Рябов Г.А., Толчинский Е.Н., Надыров И.И., Фоломеев О.М., Трухачев С.Н., Шапошник Д.А. Применение котлов с циркулирующим кипящим слоем для замены устаревших пылеугольных котлов // Теплоэнергетика. – 2000. – № 8. – С. 14 – 19.

## **ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО НИЗКОКИПАЩЕГО РАБОЧЕГО ТЕЛА ДЛЯ КОНТУРА ГЕОТЭС**

**А.В. Бояршин, П.В. Стрельникова, О.К. Григорьева**  
**Новосибирский государственный технический университет**  
**г. Новосибирск. fcsibir96@mail.ru**

*Рассмотрен вопрос выбора низкокипящего рабочего тела для контура ГеоТЭС, в качестве альтернативного метода выработки электрической и тепловой энергии.*

*Considered the issue of choosing low-boiling working fluid in the work of the geothermal power plant circuit as an alternative method for generating electrical and thermal energy.*

Низкокипящие рабочие тела (НРТ) - вещества, представляющие собой органические или синтетические вещества с низкой температурой кипения, пары которых используются для вращения турбин в различных циклах.

НРТ должно соответствовать следующим технико-экономическим показателям: быть легкодоступным, то есть наличие промышленного производства с минимальными затратами на процесс получения и исходное химическое сырье, чтобы обеспечить восполнение потерь рабочего тела в процессе эксплуатации; обладать низкой стоимостью, чтобы обеспечить снижение издержек производства и повышение конкурентоспособности; быть химически инертным по отношению к конструкционным материалам и смазочным маслам, чтобы обеспечить использование традиционных и дешевых материалов; соответствовать показателям по критическому давлению, чтобы обеспечить снижение металлоемкости, толщины стенки теплообменного оборудования и трубопроводов;

наличие или отсутствие теплообменника-рекуператора, который усложняет конструкцию и повышает стоимость установки [1].

**R-134a.** В настоящее время данный фреон является одним из лидеров на рынке НРТ. Его свойства соответствуют современным экологическим требованиям и с хорошим результатом используются во многих холодильных установках и системах кондиционирования во всем мире. Помимо применения в чистом виде R-134a используется также как компонент множества смесей. Он является хлорнесодержащим, озонобезопасным фреоном. Данный фреон широко используется как заменитель ранее распространенных фреонов R-12 и R-22.

Более того, данное рабочее тело имеет достаточно большой рабочий диапазон по температуре и давлению, однако вещество не лишено и недостатков, к числу которых можно отнести значительное поглощение влаги, а также способность разлагаться при касании с нагретыми поверхностями или при воздействии прямого пламени. В процессе разложения фреона образуется агрессивный, высокотоксичный продукт распада. Кроме того, R-134a имеет достаточно высокий потенциал воздействия на глобальное потепление  $GWP = 1300$ , в то же время данное значение наименьшее для распространенных в работе на сегодняшний момент фреонов. Используется на Паужетской ГеоЭС, блок мощностью 2,5 МВт. КПД цикла 28%. [2]

**R-410a** - хладагент более высокого давления, чем фреон R-134a и должен использоваться только в оборудовании, разработанном специально для него. Особенности: более высокая охлаждающая способность; большая эффективность в режиме отопления; доступное техническое обслуживание; безопасен. R-410A - перспективный хладагент, не разрушающий озонового слоя, относящийся к группе гидрофторуглеродов (ГФУ).  $GWP=1890$ .

### **R-290**

Относится к группе гидрофторуглеродов (ГФУ/НFC). Потенциал разрушения озона  $ODP = 0$ , потенциал глобального потепления  $GWP = 3$ .

Характеризуется низкой стоимостью и нетоксичен. При использовании данного хладагента не возникает проблем с выбором конструктивных материалов деталей различных механизмов. Пропан хорошо растворяется в минеральных маслах. Однако, пропан как хладагент имеет принципиальный недостаток. Пропан образует с воздухом взрывоопасные смеси при концентрации паров: от 2,1 до 9,5%.

Хладагент R290 является лучшим вариантом выбора для замены R404A и R407C, если принимать во внимание экологичность. Сильными сторонами пропана являются термодинамические свойства, широкая

доступность, низкая стоимость, совместимость с минеральными и алкилбензоловыми маслами и со всеми материалами, используемыми в компрессорных и холодильных системах.

**Описание схемы с использованием указанных выше хладагентов.** Греющий теплоноситель из геотермальной скважины с температурой 70 °С поступает в теплообменник, где через стенку передает тепло рабочему телу (хладагенту). Испарившийся в теплообменнике хладагент поступает в фреоновую турбину ( $T_0$ ) где, совершив работу покидает турбину ( $T_1$ ) и поступает в воздушный конденсатор. В воздушном конденсаторе хладагент охлаждается и конденсируется при средней минимальной температуре окружающей среды -8 °С. Сконденсировавшийся хладагент поступает в теплообменник ( $T_2$ ). По указанным выше параметрам, был проведен расчет цикла, все полученные данные сведены в таблицу 1.

**Таблица 1. - Сводная таблица**

	R-134a	R-410a	R-290
Критическое давление, МПа	4,060	4,926	4,3
Давление конденсации, МПа	0,324	0,87	0,53
$T_0$ , °С / $h_0$ , кДж/кг.	60/431	60/455	60/637
$T_1$ , °С / $h_1$ , кДж/кг.	3/399	3/426	3/576
$T_2$ , °С / $h_2$ , кДж/кг.	3/282	3/273	3/347
$\eta$	23%	18%	21%

Выбор оптимального НРТ связан не только с экологическими, но и с экологическими факторами. Не только в нашей, но и во многих других странах запрещено применение ряда хорошо изученных НРТ, таких как фторхлоруглероды, которые обладают высоким потенциалом глобального потепления.

В России потенциал использования геотермальной энергии довольно высок. В северных районах Дальнего Востока, и особенно на Камчатке и Курильских островах, достаточно подземных источников теплоты для того, чтобы полностью обеспечить теплом и электроэнергией большие районы. Возможность использования различных температурных режимов и климатических условий окружающей среды позволяет эффективно производить электроэнергию с помощью бинарных энергоустановок

*Литература:*

1. Гафуров А.М., Выбор оптимального низкокипящего рабочего тела для системы охлаждения конденсаторов паровых турбин по экономическим показателям// Инновационная наука. – 2016. – № 4-3. –С. 48-50.
2. Гафуров Н.М., Гафуров А.М Отечественный опыт создания геотермальной электростанции с бинарным циклом//Форум молодых ученых – 2017г. - №5(9) – С. 519-522.
3. Цветков О. Б. Диоксид углерода: природный экологически безопасный хладагент // Холодильная техника. 2001. №3. С.10-12.
4. Москвичева В. Н., Петин Ю. М. Результаты экспериментальных работ на Паратунской фреоновой электростанции // Использование фреонов в энергетических установках. 1974. С. 29-40.
5. Огуречников Л. А. Геотермальная энергетика // Геотермальные ресурсы в энергетике. 2005. С. 58-66.

## ХАРАКТЕРИСТИК ТЕЧЕНИЯ В КАНАЛЕ-ИМИТАТОРЕ ТВС

**С.М. Волков<sup>1,2</sup>, М.А. Воробьев<sup>1</sup>, И.А. Евдокименко<sup>1,3,4</sup>**

<sup>1</sup>Институт теплофизики им. С.С. Кутателадзе СО РАН,  
г. Новосибирск

<sup>2</sup>Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск

<sup>3</sup>Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, s.volkov@g.nsu.ru

<sup>4</sup>Инженерная школа Polytech Nantes, г. Сен-Назер, Франция

*Настоящая работа посвящена экспериментальному исследованию локальных гидродинамических параметров течения жидкости, в канале, имитирующем тепловыделяющую сборку ядерной энергетической установки. Сборка состояла из 7 стержней в треугольной компоновке, которые фиксировались в канале при помощи двух дистанцирующих решеток. При помощи электродиффузионного метода было измерено локальное напряжение трения на центральной стержне сборки. Методом ЛДИС были измерены профили скорости жидкости. Полученные данные необходимы для верификации защитных кодов.*

*The investigation is devoted to an experimental study of the local hydrodynamic parameters of a fluid flow in a channel simulating a fuel assembly of a nuclear power plant. The assembly consisted of 8 rods in a triangular arrangement, which were fixed in the channel using two spacer grids. Using the electrodiffusion technique, the local friction stress on the central rod of assembly was measured. Using the LDA method, fluid velocity profiles were obtained. The data obtained is necessary for verification of security codes.*

В настоящее время остро стоит проблема обеспечения безопасности работы ядерных энергетических установок. Для предотвращения ава-

рийных ситуаций необходимо детальное понимание гидродинамических процессов, происходящих при движении теплоносителя в активной зоне реактора АЭС. Существует множество работ, посвященных экспериментальному исследованию гидродинамических параметров течения жидкости в каналах ТВС [1-5]. Существенная часть результатов отечественных исследований представлена в таких учебных пособиях как [6, 7]. Цель данной работы – получение данных о локальной гидродинамике течения в модельной ТВС с помощью современных методов измерений, позволяющих получать данные об осредненных и пульсационных характеристиках потоков.

Схема экспериментальной установки изображена на рисунке 1а. Она представляет собой замкнутый по жидкости контур. Насосом 1 рабочая жидкость подается в канал 2. Расход жидкости определяется по перепаду давления на расходомерной диафрагме 3. Рабочая жидкость с выхода рабочего канала через гибкую пластиковую трубу 4 подавалась в бак 5. При помощи системы термостабилизации, состоящей из нагревателя 6, клапана 7, змеевика 8, термопары 9 и измерителя-регулятора 2ТРМ1 10, температура жидкости в баке поддерживалась постоянной и равной  $22 \pm 0.1^\circ\text{C}$ . Рабочий участок представлял собой трубу сложного сечения (Рисунок 1б) в которой при помощи двух дистанцирующих решеток, расположенных на расстоянии 400мм удерживалось 7 вертикальных стержней диаметром 10мм в треугольной компоновке. Расстояние между центрами стержней составляло 14мм.

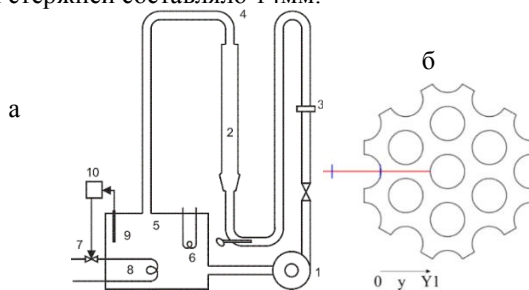


Рис. 1 – Экспериментальная установка по измерению: напряжения трения (а), профиля скорости (б)

Для измерения профиля скорости применялась однокомпонентная ЛДИС (Лазерная доплеровская измерительная система) ЛАД-08 производства ИТ СО РАН с фокусным расстоянием 500 мм. Для регистрации сдвига частоты, в рабочей зоне помещалось прозрачное измерительное окно диаметром 10 мм. Лазерные лучи заводились в рабочую зону перпендикулярно плоскости измерительного окна, как показано на рисунке 1б. Доплеровский сдвиг зависит от скорости потока линейно. Для уве-

личения рассеянного излучения в поток были добавлены полиамидные частицы PSP-20, диаметром 20 мкм. Перемещение ЛДИС осуществлялось при помощи координатного позиционирующего устройства с точностью 0.025 мм.

Для измерения локального напряжения трения на стенке центрального стержня применялся электродиффузионный метод. В качестве рабочей жидкости использовался электролит, состоящий из водного раствора ферри- и ферроцианида калия и карбоната натрия. Датчик представляет собой фрагмент платиновой фольги толщиной 50 мкм и шириной 1 мм, вклеенный в стенку центрального стержня сборки и заподлицо зашлифованный с ней. Датчик выполняет роль катода, анодом выступает сам стержень сборки. Между датчиком и анодом прикладывается напряжение, что вызывает электрический ток в цепи, который связан с напряжением трения следующим соотношением:

$$\tau_w = AI^n,$$

где  $A$  и  $n$  калибровочные коэффициенты.

Эксперимент проводился при числах Рейнольдса 2500, 5000, 10000. Число Рейнольдса определялось как

$$Re = V_l D_h / \eta,$$

где  $V_l$  – приведенная скорость жидкости,  $\eta$  – кинематическая вязкость жидкости,  $D_h$  – гидравлический диаметр канала равный учетверенной площади сечения канала, деленной на смоченный периметр.

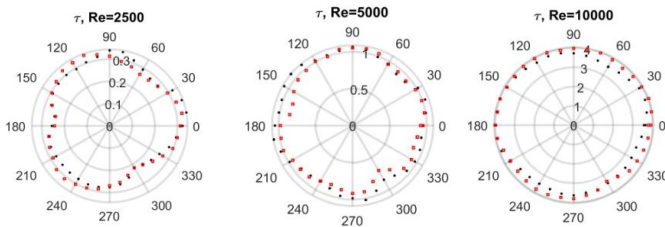


Рис.2 – Азимутальные распределения напряжения трения на стенке и его пульсаций при  $P/D=1,4$ ,  $D=10$ мм

На рисунке 2 представлены результаты измерений локального напряжения трения на стенке центрального стержня сборки на различных расстояниях  $H$  от дистанционирующей решетки (200 и 300 мм.).

Видно, что изменение расстояния до дистанционирующей решетки не оказывает существенного влияния на структуру потока. При малых числах Рейнольдса наблюдается неоднородное распределение напряжения трения по углу, что вызвано, очевидно, особенностями



геометрии канала. Но при увеличении числа Рейнольдса и переходе течения к режиму развитой турбулентности, структура потока становится аксиально симметричной. Эти данные подтверждаются измеренными при  $H=200$  мм профилями скорости (Рис. 3).

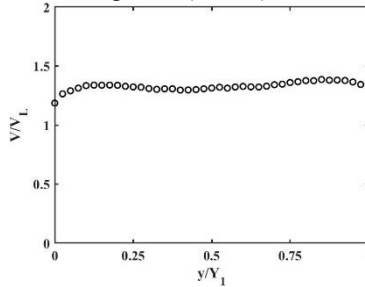


Рис. 3. Профиль скорости

Измерения проведены вдоль линии, приведенной на рисунке 1б. Профиль скорости вдоль измеренной линии практически равномерен с небольшим снижением в области между стержнями.

Приведенные экспериментальные данные могут быть использованы для валидации расчетных кодов.

#### Литература:

1. Krauss. T., Meyer. L. Experimental investigation of turbulent transport of momentum and energy in a heated rod bundle // Nuclear Engineering and Design. –1998. –№ 3. –P. 185-206.

2. Moller S.V. On phenomena of turbulent flow through rod bundles // Experimental Thermal and Fluid Science. –1991. –№ 1. –P. 25-35.

3. Rehme K. Pressure drop performance of rod bundles in hexagonal arrangements // Int. J. of Heat and Mass Transfer. –1972. –№ 12. – P. 2499-2517

4. Распределение скорости жидкости в экспериментальной модели тепловыделяющей сборки с дистанционирующей решеткой / О.Н. Кашинский и др.// Теплофизика и аэромеханика. –2018. –Т. 25. –№ 2. –С. 227-231.

5. Изучение гидродинамических процессов течения теплоносителя в ТВС – Квадрат реактора PWR с различными перемешивающими дистанционирующими решетками / С.М. Дмитриев и др. // Теплофизика и аэромеханика. –2018 –Т.25. –№ 5.– С. 725-734.

6. Теплообмен в ядерных энергетических установках / Б.С. Петухов, Л.Г. Генин, С.А. Ковелев, С.Л. Соловьев. –Учебное пособие для вузов. – М.: Издательство МЭИ, 2003. – 548с., ил.

7. Гидродинамика и теплообмен в атомных энергетических установках. / Субботин В.И., Ибрагимов М.Х., Ушаков П.А., Бобков В.П., Жуков А.В., Юрьев Ю.С. –М.: Атомиздат, 1975. 408с.

## **АНАЛИЗ РАБОТЫ ДВУХТОПЛИВНОЙ ПГУ С ПАРАМЕТРАМИ ПАРА $p_0 = 9$ МПа И $t_0=500^\circ\text{C}$**

**А.С. Воронкова, О.В. Боруш**  
**Новосибирский государственный технический университет,**  
**г. Новосибирск, voronkova.nastya@mail.ru**

*В статье рассматривается двухтопливная ПГУ с параллельной схемой на начальные параметры пара  $p_0 = 9$  МПа,  $t_0=500^\circ\text{C}$ . Представлены схемы установок, результаты расчетов, рассмотрены возможности применения технологии в условиях ценовых соотношений на газ и уголь.*

*This article describes the dual-fuel CCP with a parallel scheme on steam parameters  $p_0 = 9$  MPa,  $t_0 = 500^\circ\text{C}$ . Also there are results of calculations, plant diagrams and the possibility of using the technology in the fuel prices conditions.*

На сегодняшний день одним из направлений повышения эффективности производства электрической энергии может служить переход к парогазовым установкам (ПГУ). Разнообразие технических схем и возможностей их применения позволяет использовать данные установки не только при строительстве новых энергетических объектов, но и при модернизации уже существующих. [1]

В данной работе предлагается рассмотреть двухтопливную парогазовую установку с параллельной схемой работы. В состав данной ПГУ входит газотурбинная установка (ГТУ), камера сгорания (КС), котел-утилизатор (КУ), паротурбинная установка (ПТУ) и паровой котел (ПК). Посредством газотурбинной установки обеспечивается выработка электрической энергии при сжигании газа в КС, отработавшие в ГТУ газы направляются в КУ для генерации части пара, совмещаемого далее с паровым потоком ПТУ, помимо этого котлом-утилизатором обеспечивается частичное вытеснение системы регенерации ПТУ за счет разделения общего потока питательной воды. ПТУ представляет собой паровую турбину с системой регенерации, состоящей из подогревателей низкого давления, деаэрата и подогревателей высокого давления. ПК обеспечивает паровую турбину острым паром заданных параметров и при необходимости паром промежуточных перегревов. Топливом для ПК является уголь. [2]

В данной статье проводится анализ работы двухтопливной ПГУ с газовой турбиной на 100 МВт и паровой турбиной на 200 МВт с парамет-

рами острого пара  $p_0 = 9$  МПа,  $t_0 = 500^\circ\text{C}$ . Рассматриваются две схемы работы установки: без промежуточного перегрева (ПП) и при наличии промежуточного перегрева (рисунок 1). Схемы установок представлены на рисунке 1.

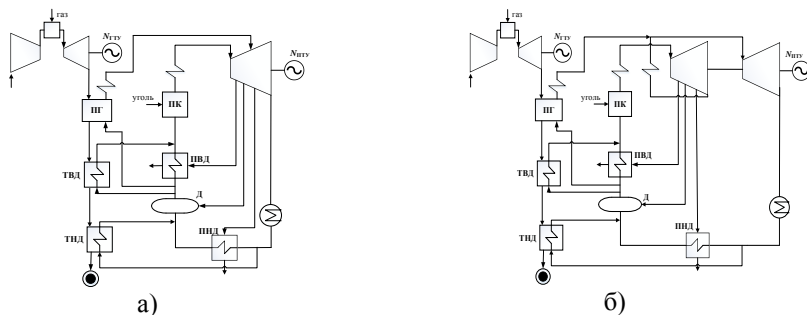


Рис. 1 – Тепловая схема двухтопливной ПГУ с параллельной схемой работы: а) без промежуточного перегрева; б) с промежуточным перегревом

На основании предложенных схем был выполнен расчет для двух вариантов работы установки: автономный режим и режим ПГУ. Результаты расчётов сведены в таблицу 1.

**Таблица 1 – Техничко-экономические показатели работы установки**

Наименование величины	Ед. измерения	Без промежуточного перегрева	С промежуточным перегревом
Тепловой поток, подведенный к ГТУ	МВт	211,34	
Расход острого пара на турбину	кг/с	226,95	177,32
Подведенная теплота при работе ПГУ в составе ПГУ	МВт	411,73	385,63
КПД-нетто ПГУ в автономном режиме	%	35,78	37,73
КПД-нетто парогазовой установки	%	44,79	46,74

Можно сделать вывод, что при начальных параметрах пара 9 МПа и 500°С схема установки с промежуточным перегревом является предпочтительнее, кроме того без применения ПП степень влажности пара на выходе из турбины достигает 15% (при рекомендуемых 12%), что может значительно сказаться на работе последних ступеней паровой турбины. [3]

Стоит обратить внимание, на преимущества работы ПТУ в составе ПГУ. Из рисунка 2 видно, что при работе без промежуточного перегрева в автономном режиме удельный расход условного топлива составляет 0,358 кг у.т./кВт·ч против 0,275 кг у.т./кВт·ч при работе в режиме ПГУ. Для схемы с промежуточным перегревом наблюдается аналогичная ситуация (0,326 и 0,263 кг у.т./кВт·ч). Схема с промежуточным перегревом позволяет снизить расход топлива на 5-9%.

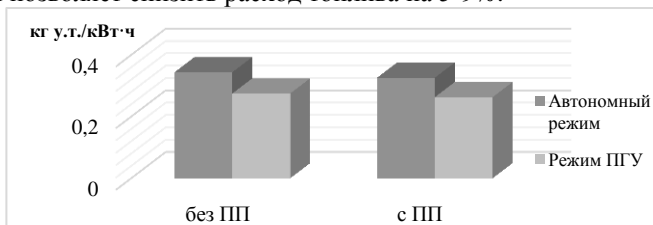


Рис. 2 – Удельный расход условного топлива

Представленный вариант парогазовой установки может найти применение в преимущественно угольных регионах, с наличием газа в топливном балансе. Одним из таких регионов является Новосибирская область. Однако, в этом случае необходимо учитывать наличие разницы стоимости двух видов топлива. Предлагается определить соотношение цены газа к углю, при котором обеспечивается равная эффективность двухтопливной технологии (ПГУ) с «чисто» угольной (ПТУ) и «чисто» газовой (бинарная ПГУ). [4]

При сравнении технологий выбраны установки номинальной мощностью 300 МВт, число часов работы – 5000 ч. Проводится попарное сравнение технологий, в ходе которого для каждой пары определяют суммарный по двум технологиям годовой расход угля и газа, а затем определяют соотношение цены газ/уголь:

$$\delta = \frac{\sum_{i=1}^2 B_{i \text{ уголь}}^{\text{год}}}{\sum_{i=1}^2 B_{i \text{ газ}}^{\text{год}}} = \frac{C_{\text{газ}}}{C_{\text{уголь}}}.$$

Полученные результаты представлены в таблице 2.

**Таблица 2 – КПД и расходы топлива для разных типов установок**

Без промежуточного перегрева				С промежуточным перегревом			
	ПТУ	ПГУ(д)	ПГУ(б)		ПТУ	ПГУ(д)	ПГУ(б)
$\eta_{\text{нетто}}, \%$	35,78	44,78	0,6	$\eta_{\text{нетто}}, \%$	37,73	46,74	0,6

**Продолжение таблицы 2**

<i>b</i> , кг у.т./(кВтч)							
уголь	0,344	0,275	–	уголь	0,326	0,264	–
газ	–		0,205	газ	–		0,205
<i>B</i> , кг у.т./с							
уголь	25,78	14,05	–	уголь	24,45	13,16	–
газ	–	7,21	16,8	газ	–	7,21	16,8
<i>B</i> год, тыс. т у.т.							
уголь	464,1	252,94	–	уголь	440,1	236,91	–
газ	–	129,83	302,4	газ	–	129,83	302,4
все-го	464,1	382,77	302,4	всего	440,1	366,74	302,4
$\delta$	ПТУ-ПГУ(д)	ПГУ(д)-ПГУ(б)	ПГУ(б)-ПТУ	$\delta$	ПТУ-ПГУ(д)	ПГУ(д)-ПГУ(б)	ПГУ(б)-ПТУ
	5,52	0,59	1,53		5,21	0,55	1,46

Фактическое соотношение цен в Новосибирской области составляет 2,44 (при цене газа 5500 руб./(т.у.т), а угля – 2250 руб./(т.у.т)). Из таблицы 2 видно, что:

- в паре ПТУ-ПГУ(б) увеличение цены газа приведет к росту  $\delta$ , следовательно угольная технология станет предпочтительнее;
- для пары ПТУ-ПГУ(д) фактическое соотношение цены газ/уголь меньше расчетного ( $\delta_{\text{расч.}}=5,52$  и 5,21), следовательно в данном случае двухтопливная технология становится предпочтительнее;
- при сравнении пары ПГУ(д)-ПГУ(б) наблюдается противоположная ситуация: фактическое соотношение цены газ/уголь больше расчетного ( $\delta_{\text{факт.}}=2,44 > \delta_{\text{расч.}}=0,59$  и 0,55), двухтопливная технология – предпочтительнее.

**Выводы:**

1. Применение двухтопливной парогазовой технологии с параллельной схемой работы может служить предпочтительным вариантом, особенно на территориях, с возможностью использования как угля, так и газа.

2. Анализ двух схем с применением промежуточного перегрева и без него показал, что схема с ПП обеспечивает лучшие технико-экономические показатели по сравнению со схемой без промежуточного перегрева.

3. Применение в Новосибирской области двухтопливной ПГУ предпочтительнее ПТУ и бинарной ПГУ технологий в условиях изменения ценовых соотношений на топливо.

#### *Литература:*

1. Ольховский Г.Г. Парогазовые установки на угле. Опыт разработки и применения, пути использования в России: аналитический обзор. М.: ВТИ, 2000. – 58 с.

2. Расчет двухтопливной ПГУ с параллельной схемой работы: учеб. пособие / П.А. Щинников, О.В. Боруш, А.А. Францева, А.А. Зуева. Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2018. – 128 с.

3. Долговский Н.М. Тепловые электрические станции и тепловые сети: учеб. пособие. М.-Л.: Энергетическое изд-во, 1963. – 160 с.

4. Топливная конкурентоспособность ПГУ с преимущественным использованием угля / П.А. Щинников, О.В. Боруш, А.А. Францева, А.А. Зуева // XIV Междунар. науч.-техн. конф. Совершенствование энергетических систем и топливно-энергетических комплексов: материалы. Саратов. 2018. С. 167–172.

## **КАТАЛИТИЧЕСКИЙ ПИРОЛИЗ ОТХОДОВ МУКОМОЛЬНОГО ПРОИЗВОДСТВА В НЕПОДВИЖНОМ СЛОЕ**

**М.А. Гайдабрус, А.В. Астафьев, Р.Б. Табакаев**  
**Национальный исследовательский Томский политехнический  
университет, г. Томск, 779030742352@mail.ru**

*В работе исследован каталитический пиролиз биомассы в неподвижном слое. Целью работы является снижение выхода смолы при медленном пиролизе отрубей за счет добавки катализатора. Эффективность используемого катализатора оценивалась по изменению выхода продуктов пиролиза. Было установлено, что добавление 3,5 г катализатора на 1 г отрубей снижает выход смолы примерно в 5 раз.*

*The catalytic pyrolysis of biomass in a fixed bed was investigated. The aim of the work is to reduce the yield of resin during slow pyrolysis of bran due to the addition of a catalyst. The effectiveness of the catalyst used was evaluated by changing the yield of pyrolysis products. It was found that adding 3.5 g of catalyst per 1 g of bran reduces the yield of resin by about 5 times*

Постоянное увеличение потребности человечества в энергии, а также постепенное истощение традиционных видов топлива приводят к выводу о необходимости вовлечения возобновляемых источников энергии (ВИЭ), способных заменить привычные органические ресурсы (уголь, газ и нефть) [1]. Одним из наиболее распространённых ВИЭ в настоящий момент является биомасса, но при этом существует ряд причин, ограничивающих рост доли ее использования. Во-первых, высокая влажность приводит к проблемам транспортировки в зимний период (слеживается и смерзается) и необходимости предварительной сушки [2]. Во-вторых, при сжигании некоторых видов биомассы наблюдается шлакование поверхностей нагрева.

Одним из путей решения этой проблемы является пиролитическая переработка биомассы. Процесс пиролиза представляет собой термическое разложение биомассы в отсутствие кислорода с получением энергетически ценных твердых, жидких и газообразных продуктов [3]. Однако в процессе конверсии также образуются смолы, представляющие собой вязкую жидкость. Эти смолы могут конденсироваться на элементах технологического оборудования в процессе переработки биомассы или при её сжигании, образуя отложения на низкотемпературных поверхностях нагрева. Эти отложения сказываются на эффективности термической переработки или КПД топливосжигающего оборудования [4]. В связи с вышеизложенным целью настоящей работы является снижение выхода смол при медленном пиролизе отрубей в неподвижном слое за счет использования катализатора.

#### **Методика исследования**

В качестве объекта исследования были рассмотрены пшеничные отруби.

Возможность термической переработки биомассы изучалась методом низкотемпературного пиролиза в соответствии с ISO 647: 2017. Для этого была выполнена экспериментальная установка, представленная на рисунке 1. Эта установка содержит реактор (1), приемную колбу (2), охлаждающую емкость (3), соединительную трубку (4), трансформатор (5) и регистратор температуры в комплекте с термопарой (6).

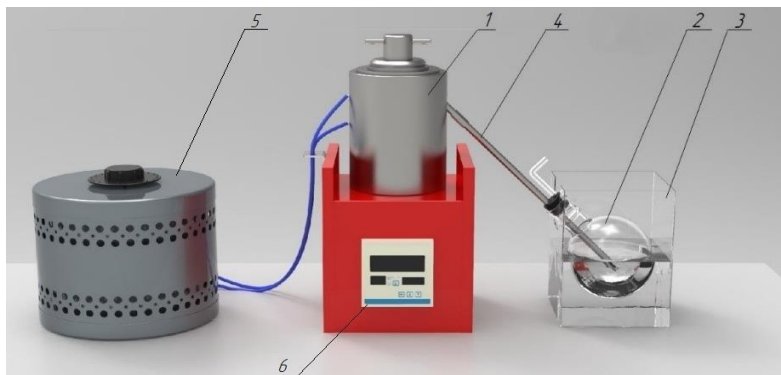


Рис. 1 - Лабораторная установка для определения выхода продуктов пиролиза: 1 – реактор; 2 – колба; 3 – охлаждающий сосуд; 4 – соединительная трубка, 5 – трансформатор, 6 – регистратор температуры (ТМ 5104) в комплекте с термопарой (тип ХА)

В ходе эксперимента предварительно определяли влажность биомассы при помощи анализатора влажности «Элвис-2С» (ЭЛИЗА, Россия). Отруби взвешивали (10 г), загружали в установку, после чего в течение 5 минут заполняли ее азотом и нагревали. Скорость и температура нагрева были выбраны в соответствии с рекомендациями ISO 647: 2017.

Во время процесса нагрева жидкие и газообразные продукты покидают реактор 1 по соединительной трубке 4, попадая в колбу 2. Охлаждаясь, пирогенетическая вода и смола конденсируются в колбе. В конце эксперимента установку охлаждали, полученные продукты извлекали и взвешивали.

При исследовании катализатора эксперимент осуществляли аналогично описанной выше методике, добавляя катализатор КГО (1,7% CuO, 3,6% MgO, 17%  $Cr_2O_3$ , основа –  $Al_2O_3$ ) к отрубям. Катализатор, представляющий собой сферические частицы размером 2-3 мм, размещали ровным слоем поверх исходного топлива в реакторе 1.

На основании результатов эксперимента составлялся материальный баланс термической обработки, отнесенной к сухой массе исходного сырья.

### Результаты и их обсуждение

Материальный баланс исходного сырья представлен на рисунке 2.



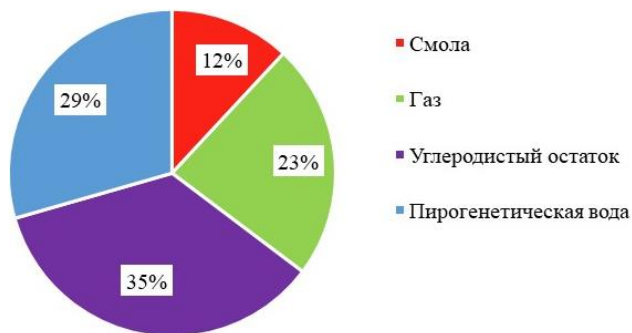


Рис.2 – Материальный баланс выхода продуктов пиролиза отрубей

Как видно из диаграммы, содержание смолы в продуктах пиролиза превышает 10% от исходной массы сырья. Такая высокая концентрация смолы в летучих продуктах пиролиза будет приводить к их конденсации, в результате чего будет наблюдаться постепенное уменьшение проходного сечения трубопроводов.

На рисунке 3 представлена зависимость выхода смолы каталитического пиролиза в зависимости от соотношения  $m_k/m_t$ , где  $m_k$  – масса катализатора,  $m_t$  – масса исходного топлива.

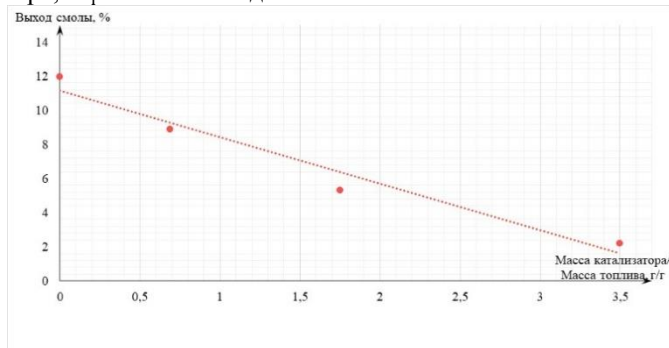


Рис.3 – Зависимость выхода смолы от соотношения  $m_k/m_t$

Из полученного графика видно, что с увеличением массы катализатора, выход смолы при медленном пиролизе в неподвижном слое уменьшается. При соотношении 3,5 г катализатора КГО на 1 г отрубей, значение снизилось в 5 раз по сравнению со значением, полученным без катализатора. Зависимость, которая описывает изменение выхода смолы, имеет линейный характер.

### **Заключение:**

В результате работы установлено, что применение катализаторов уменьшает выход смолы при медленном пиролизе в неподвижном слое. Так, при добавлении 3,5 г катализатора КГО (1,7% CuO, 3,6% MgO, 17% Cr<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, основа – Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>) на 1 г исходного сырья, количество смолы уменьшилось в 5 раз (на 9,37%) относительно значений, полученных без катализатора.

*Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (проект №18-38-00648).*

### *Литература:*

1. *Федеральная служба государственной статистики*: Потребление электроэнергии по субъектам Российской Федерации [Электронный ресурс]. – URL: [http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat\\_main/rosstat/ru/statistics/efficiency/#](http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_main/rosstat/ru/statistics/efficiency/#) (дата обращения 15.10.2019)
2. *Demirbas A.* Combustion characteristics of different biomass fuels // *World Journal of Environmental Engineering*. – 2015. – No 2. – P. 58-66.
3. *Цыганов А.Р., Клочков А.Р.* Биознергетика. Энергетические возможности биомассы. – Минск: Беларус. наука, 2012. – 143 с.
4. *Chunshan Li* Tar property, analysis, reforming mechanism and model for biomass gasification – An overview // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2009. – No 13. – P. 594-604.

## **ЭНЕРГИЯ ИЗ МУНИЦИПАЛЬНЫХ ОТХОДОВ.**

**В.А. Ликанина, А.А. Францева**

**Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, likanina\_varvara@mail.ru**

*В статье рассматривается текущая экологическая проблема, связанная с накоплением твердых бытовых отходов, технология для переработки ТБО с последующим получением энергии, а также современные решения для улучшения технологии.*

*This article discusses the current environmental problem associated with the accumulation of municipal solid waste, technology for the processing of solid waste with subsequent generation of energy, as well as modern solutions to improve the technology.*

В настоящее время в России по данным статистики ежегодно город с населением около 1 млн человек выбрасывает на прилегающие террито-

рии до 400 тысяч тонн ТБО, что соответствует удельному выходу отходов на одного жителя в нашей стране порядка 350—400 кг в год.

Система сбора и обработки мусора в России практически не обновлялась в течение последних 40—50 лет. В большинстве случаев мусор захоранивается на специальных полигонах. Сбор фильтратов и свалочных газов при этом не производится, что создаёт значительную экологическую опасность для окружающей территории.

С 2017 года в субъектах Российской Федерации началось внедрение новой системы обращения с отходами, согласно ФЗ № 89 «Об отходах производства и потребления». Вся реформа призвана урегулировать сферу сбора и вывоза мусора и сделать ценообразование в данной области прозрачным. Комплексы должны строить региональные операторы с поддержкой государства, остальные затраты компенсировать за счет выплат населения. Традиционно тариф для конечного потребителя формировался из платы за сбор, вывоз и захоронение отходов. ТБО может быть использовано в производстве тепловой энергии с целью экономии органического топлива и решения экологических проблем. Преимущества использования ТБО как топлива в его «отрицательной стоимости», возобновляемости, экологической составляющей, сбережении земли.

В данной работе предлагается рассмотреть схему технологического процесса термической переработки ТБО (слоевое сжигание ТБО на механической переталкивающей колосниковой решетке).

Схема установки представлена на рисунке 1.

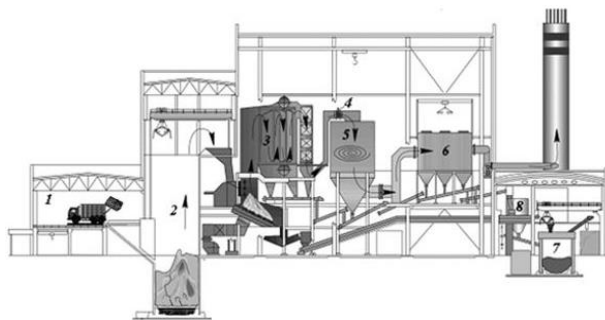


Рис. 1 – Схема процесса термической утилизации ТБО:1-приемное отделение для ТБО;2-приемный бункер;3-котлоагрегат; 4- узел подачи активированного угля и извести;5- абсорбер; 6-рукавный фильтр;7- бункер шлака;8-бункер золы(продуктов газоочистки).

Такая система является предпочтительной для несортированных отечественных ТБО.[1]

Принцип работы подвижной колосниковой решетки заключается в медленном (среднее время пребывания отходов на решетке составляет приблизительно 1 час) перемещении переработанных отходов в слое, который сжигается в последующих стадиях, а именно: высушивание, пиролиз/газификация, сжигание и дожигание/спекание. Успешное сжигание коммунальных отходов происходит в том случае, если конструкция котла отвечает требованию "3Т" (время, температура и турбулентность), как в отношении твердой массы, так и газообразных продуктов сгорания.[2]

Ни одна из альтернативных технологий не гарантирует уровень энергоэффективности, который достигается заводами, применяющими технологию сжигания отходов на подвижной решетке, особенно с учетом годовой загрузки.

Принято считать, что для этой технологии не проводятся исследования по улучшению, однако, это не так. Одной из инноваций является использование покрытия Inconel 625 вместо огнеупорной футеровки. Inconel 625 является антикоррозийным материалом (содержание железа до 6%). Такое покрытие позволяет не использовать сложную в исполнении систему рециркуляции дымовых газов. Также новое покрытие позволяет прочищать от отложений радиационную часть котла. Общая стоимость котла с таким покрытием будет выше, но в дальнейшем позволит исключить затраты на обслуживание огнеупорной футеровки.[2]

Ниже представлены наиболее важные современные решения и методы улучшения эксплуатационных показателей котлов с подвижной колосниковой решеткой:

- Выбор соответствующих материалов для изготовления котла, а именно использование сплавов стали с никелем, хромом и молибденом.
- Распыляемые покрытия - использование сверхзвукового пламенного, термического и плазменного распыления может увеличить срок службы защитных слоев.
- Правильный расчет геометрии котла - для равномерного распределения скорости дымовых газов, плавного перемещения между проходами котла и минимизации скорости столкновения дымовых газов с поверхностями нагрева котла.
- Методы снижения соотношения Cl/S в дымовых газах - Достигается, в частности, путем обеспечения соответствующей температуры, смешивания и содержания кислорода в дымовых газах.
- Недопущение возникновения точек концентрации тепла, обеспечение равномерное распределение температуры - достигается за счет тщательного смешивания дымовых газов, надлежащего регулирования

процесса и обеспечения максимально возможного однородного потока отходов.

- Впрыск химикатов в зоны горения - целью такого впрыска ( $\text{Ca}(\text{OH})_2$  или  $\text{Mg}(\text{OH})_2$ ) является снижение концентрации  $\text{HCl}$  в отходящих газах, уменьшение накопления примесей на поверхностях теплопередачи и снижение их агрессивности

- Усовершенствованная система регулирования горения - Оптимальные условия горения достигаются при минимальных выбросах загрязняющих веществ, благодаря автоматическому регулированию различных параметров процесса сжигания отходов для получения энергии. Примером такого решения является Колосниковая решетка Inova от компании HitachiZosenInova, которая, благодаря разделению на 4 отдельных зоны, позволяет осуществлять независимый контроль положения, наклона, движения и распределения воздуха в каждой зоне отдельно, таким образом системе проще отреагировать на колебания характеристик топлива из отходов.[2]

### **Выводы:**

1. Большинство современных мусоросжигающих станций имеет очень высокий энергетический КПД, а электрический КПД нужно улучшать. Чтобы обеспечить коэффициент готовности и снизить затраты на эксплуатацию и обслуживание, в последнее время было обращено внимание на ряд новых технологий.

2. Основным преимуществом можно считать адаптивность технологии сжигания на подвижной колосниковой решетке к использованию в широком диапазоне состава и физико-химических свойств переработанных отходов. Это преимущество особенно важно в случае термической обработки коммунальных отходов, состав которых сильно разнится в зависимости от места производства отходов и времени года.

### *Литература:*

1. Тугов А.Н., Москвичев В.Ф., А.Н.Рябов и др. Опыт освоения сжигания твердых бытовых отходов на отечественных ТЭС// Теплоэнергетика. – 2006. – № 7. – С. 55-60.

2. Energy recovery from municipal waste based on moving grate technology/MaciejCyranka, MichałJurczyk //DeGruyteropen.-2016, Vol. 20, No.1, pp.23-33.-DOI: 10.1515/agriceng-2016-0003.

## ПУТИ МОДЕРНИЗАЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ ПЕРВОЙ И ВТОРОЙ ОЧЕРЕДИ НА НОВОСИБИРСКОЙ ТЭЦ-4 НА ПГУ

**А.Н. Лопатка, В.Г. Томилов**  
**Новосибирский Государственный технический университет,**  
**г. Новосибирск, belkas70@mail.ru**

*В статье представлен обзор основных положений энергетики России. Изложена главная причина необходимости модернизации Новосибирской ТЭЦ-4. Учитывая особенности самой станции, предложено несколько вариантов ее развития с использованием парогазовых установок. Дан общий итог работы.*

*The paper presents the review of Russian energy sector general principles. The main reason for modernization necessity of Novosibirsk TPP-4 is described. Taking into account the features of the station itself, several options for its development using combined cycle gas turbines have been proposed. The total result of the work is summed up.*

Энергетика в нашей стране играет важную роль в экономике, в жизни населения. От её стабильности и прогресса зависят темпы роста других отраслей хозяйства, стабильность их работы. Энергетика обеспечивает достойный уровень жизни населения.

Основу отечественной энергетики составляют тепловые электростанции (ТЭС). В обозримом будущем традиционные схемы ТЭС будут вытесняться парогазовыми установками (ПГУ), имеющими значительно более высокие энергетические, технико-экономические и экологические характеристики.

В качестве исследуемого объекта выступает Новосибирская ТЭЦ-4. Оборудование, поставленное в 50х годах, физически и морально устаревает, что приводит к снижению надежности, увеличению ремонтного обслуживания и, как следствие, к росту тарифов. Модернизация с использованием ПГУ – один из способов решения подобных проблем. Несколько вариантов модернизации на ТЭЦ-4 предложено далее по статье.

На сегодняшний день эта станция покрывает весь Калининский, часть Заельцовского и часть Дзержинского района (зона № 1, рис.1). В условиях обширной застройки в Калининском районе и строящихся новых микрорайонов (зона № 2, рис.1) необходимо значительное повышение тепловой и электрической мощности станции, так как в будущем упомянутые районы будут обеспечиваться энергией от ТЭЦ-4.



Рис. 1 – Потребители ТЭЦ-4

План модернизации станции представляет собой использование свободного пространства первой очереди для установки нового оборудования и использование оборудования второй очереди, к которой относятся две турбины ПТ-22-90 и турбина Т-30-90, а также четыре парогенератора ТП-170. Расположение очередей представлено на рисунке 2.

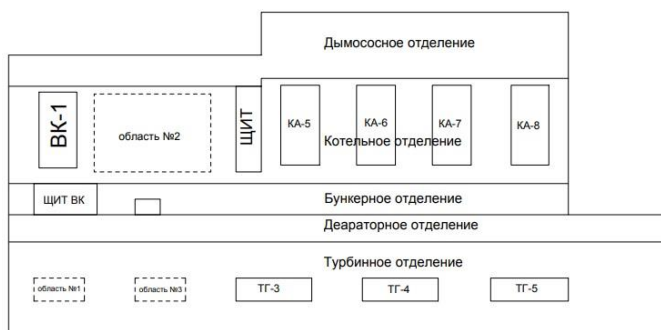


Рис. 2 – План главного корпуса (I и II очереди)

Первый вариант модернизации представляет собой покупку и расположение новой парогазовой установки (ПГУ) [1] на свободном пространстве первой очереди. Газовая турбина и вспомогательное оборудование для нее будет располагаться в области №1, котел-утилизатор (КУ) в области №2, а паровая турбина с дополнительным оборудованием будет находиться в области №3.

Также понадобятся дополнительные газопроводы на территории станции для подачи газа от газораспределительной станции № 6. Однако данный вариант подвержен некоторым ограничениям: высота дымовой трубы первой очереди равна 60 м; размеры газовой и паровой турбин ограничены размерами площадок (13×6м).

Поскольку нет ограничения по мощности установки, необходимо подобрать турбину по подходящим размерам и рассчитать ее тепловую и электрическую мощности и срок окупаемости.

Второй вариант модернизации представляет собой покупку и расположение газовой установки, при которой пар, получаемый из КУ, будет направляться в турбины второй очереди. Тем самым необходимо будет пересмотреть тепловые схемы и попытаться без больших потерь соединить КУ с турбинами. Однако и этот вариант имеет ограничения. Необходимо такой выбор газовой турбины и котла-утилизатора, которые должны обеспечивать необходимые характеристики пара на протяжении всего срока эксплуатации.

Данный вариант выступает в качестве альтернативного способа генерации энергии, то есть оборудование второй очереди продолжает работать в штатном режиме. Таким образом, генерация тепловой мощности в ПГУ должна быть не меньше, чем могут выдавать существующие турбины. В противном случае этот вариант рассматривать не стоит.

Если удастся подобрать должное оборудование, не уступающее в производстве энергии, необходимо будет произвести сравнение топливного и ценового качества.

Третий вариант представляет собой совмещение газовой установки с котлоагрегатом №5 (рис. 2). Таким образом, необходимо будет реконструировать парогенератор на двойную работу на угле и газе с ПГУ. Подобная схема была уже реализована на Псковской ГРЭС [2]. Такой вариант модернизации позволит увеличить электрическую мощность, снизить затраты топлива.

Внедрение парогазовых установок в энергетику России является перспективным направлением. Каждый из предложенных вариантов в ходе работы может претерпеть незначительные изменения в своей концепции. Поскольку реализация возможна только одного проекта, необходимо каждый вариант свести к общим характеристикам, чтобы выбрать наиболее технико-экономичный и экологически безопасный вариант развития станции.



*Литература:*

1. Цанев С.В., Буров В.Д., Ремезов А.Н. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций/ Под ред. С.В. Цанева.-М. МЭИ, 2009. – 579 с.

2. Буринов М. А., Коновалов Р. Н. Надстройка тепловой схемы энергоблока К-215 Псковской ГРЭС газотурбинными установками // Обобщение опыта эксплуатации теплотехнического оборудования, тепловых сетей, зданий и сооружений энергопредприятий: Сб. докл. техн. конф. М.: ЦПТИ ОРГРЭС, 2004. С. 120-141.

## **ВАРИАНТЫ РАСШИРЕНИЯ БЛАГОВЕЩЕНСКОЙ ТЭЦ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ УГЛЯ В ТЕХНОЛОГИЯХ ПГУ И ПГУ**

**Н.С. Масалова, П.А. Щинников**  
**Новосибирский государственный технический университет,**  
**г. Новосибирск, natalya.masalova@inbox.ru**

*В статье рассмотрены три варианта расширения Благовещенской ТЭЦ, определены расходы условного топлива на отпущенную энергию. Проведен анализ топливных издержек вариантов расширения.*

*This article discusses three options for expanding the Blagoveshchensk CHPP, defines the equivalent fuel costs for supplied energy. An analysis of fuel costs of expansion options was carried out.*

Основным топливом российской энергосистемы является газ, его доля в энергобалансе страны составляет около 75% [9] с тенденцией к росту. У газа перед его основным конкурентом – углем – есть ряд преимуществ: низкая цена, делающая его дешевле угля, если пересчитывать по теплотворной способности; уровень эксплуатационных затрат газовых станций ниже в среднем в 1,5 раза, чем угольных; газ – более экологичное топливо. Также проблемой угольной отрасли является ее отставание в технологическом развитии. Благодаря этому газ вытесняет уголь из топливно-энергетического баланса вообще и из генерации в частности.

В то же время во многих регионах России основным топливом является уголь, в основном из-за непосредственной близости станций к месторождениям. В таком случае повышение эффективности использования именно этого вида топлива является актуальной задачей. На примере модернизации Благовещенской ТЭЦ показаны топливные затраты при использовании разных технологий. Рассмотрены три варианта расширения станции:

- ПТУ, работающая на буром угле, в состав которой входят турбина Т-120/130-130 и котлоагрегат Е-420-13,8-560 БТ, рис. 1;
- ПТУ с коэффициентом бинарности равном 1, состоящая из паровой турбины Т-40/50-8,8 и ГТУ 6ГА мощностью 82 МВт, рис. 2;
- Двухтопливная ПТУ с дополнительной подачей пара из общей магистрали, состоящей из турбины Т-63/76-8,8 и ГТУ ГТЭ-60, рис. 3.

ПТУ

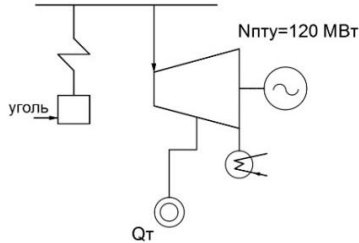


Рис. 1 – Вариант второй очереди с ПТУ

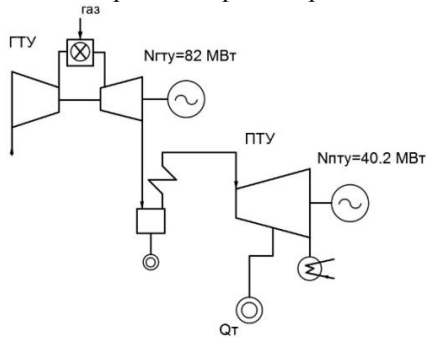


Рис. 2 – Вариант второй очереди с бинарной ПГУ (ПГУБ)

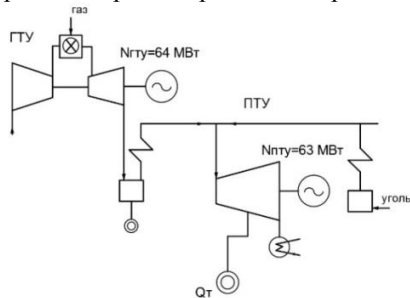


Рис. 3 – Вариант второй очереди с двухтопливной ПГУ (ПГУД)

Расчеты проведены с использованием подходов [1,2,3,5,7,8] для трех вариантов расширения ТЭЦ при стоимости газа и угля Ц<sub>г</sub> = 5221,57 руб/тыс. м<sup>3</sup> и Ц<sub>у</sub> = 2000 руб/т. [4,6]. Результаты расчетов приведены в таблице №1.

**Таблица 1 – Годовые затраты на топливо по вариантам**

Наименование	ПТУ	ПГУ(д)	ПГУ(б)
Секундный расход условного топлива брутто, кг.у.т./с			
Уголь	8,811	2,673	-
Газ	-	5,7327	7,6384
Годовой расход натурального топлива, т/год и тыс. м <sup>3</sup> /год			
Уголь	515 438,65	156 374	-
Газ	-	108 606	144 709,6
Годовые топливные затраты, руб/год			
Всего	1 030 877 300	879 841 831,4	755 611 217,2

Видно, что технология двухтопливной ПГУ выгоднее ПТУ по издержкам на топливо при равенстве отпуска энергии потребителю. Однако приведенный в качестве сравнения вариант бинарной ПГУ предпочтительнее при сложившихся ценах на топливо.

Разрыв в топливных издержках можно сократить почти в двое путем использования усовершенствованной технологии угольной генерации. Для того, чтобы ПГУ(д) стала выгоднее ПГУ(б) необходимо обеспечить снижение коэффициента бинарности (для рассматриваемой технологии он составляет 0,87).

### **Заключение**

Использование технологии двухтопливной ПГУ позволяет сократить издержки на топливо почти на 15%, по сравнению с ПТУ.

### *Литература:*

1. Григорьева О. К. Расчет тепловых схем теплофикационных паротурбинных установок: методические указания к курсовому и дипломному проектированию / О. К. Григорьева, О. В. Боруш; Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2014 – 64 с.
2. Зуева А. А. Варианты ПГУ с преимущественным использованием угля / А. А. Зуева, П. А. Щинников // Повышение энергоэффективности объектов энергетики и систем теплоснабжения : материалы 2 Всерос. науч.-техн. конф. с междунар. участием, Омск, 19 апр. 2018 г. – Омск : Изд-во ОмГУПС, 2018. – С. 178–183.
3. Каталог УТЗ [Электронный ресурс]. URL: [http://www.utz.ru/articles/img/2017\\_rus\\_nomenk.pdf.pdf](http://www.utz.ru/articles/img/2017_rus_nomenk.pdf.pdf) (Дата обращения: 07.10.2019).

4. ПАО «Газпром». Паспорт №12\17 качество газа за сентябрь 2017г. [Электронный ресурс]. URL: <https://mrgdv.ru/wp-content/uploads/2016/09/1507513472-092efe32c522c92695622d10a145ffa5.pdf> (Дата обращения: 14.10.2019).
5. Расчет двухтопливной ПГУ с параллельной системой работы/ П.А. Щинников, О.В. Боруш, А.А. Францева, А.А. Зуева. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2018. – 218 с.
6. Степан Точилин. Угольная мафия: в Райчихинске развернулась теневая угледобыча// Амурская правда. 2018. – 11 мая. – Режим доступа: <https://ampravda.ru/2018/05/11/081850.html> (Дата обращения: 14.10.2019).
7. Топливная конкурентоспособность ПГУ с преимущественным использованием угля / П. А. Щинников, О. В. Боруш, А. А. Францева, А. А. Зуева // Проблемы совершенствования топливно-энергетического комплекса : материалы 14 междунар. науч.-техн. конф., Саратов, 30 окт. - 1 нояб. 2018 г. - Саратов : СГТУ, 2018. - Вып. 9. - С. 167-171.
8. Щинников П. А. Теплофикационный показатель для двухтопливной ПГУ с паровой турбиной типа Т / П. А. Щинников, А. А. Зуева // Энергетика и теплотехника : сб. науч. трудов – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2017. – Вып. 21. – С.53-58.
9. Щинников П. А. Современные проблемы энергетики. Курс лекций для студентов специальности 13.04.01 «Теплотехника и теплоэнергетика» НГТУ. – Новосибирск: Изд. НГТУ, 2018. – 294 стр.

## **КОМБИНИРОВАННЫЕ ГЕОТЭС С БИНАРНЫМ ЦИКЛОМ**

**А.С. Мошкирева, О.К. Григорьева**  
**Новосибирский государственный технический университет,**  
**г. Новосибирск, mns96@mail.ru**

*В данной работе рассматривается один из источников возобновляемой энергии – геотермальная. Для выработки электричества применяются различные технологические схемы на основе геотермальных ресурсов, одна из которых комбинированная геотермальная электростанция с бинарным циклом.*

*In this article are available renewable energy sources — geothermal. For the generation of electricity, heterogeneous technological schemes based on geothermal resources are used, one of which consists of a geothermal power plant with a binary cycle.*

Перед современной энергетикой на сегодняшний день стоит немало проблем, к которым можно отнести ухудшение экологии, постепенное истощение топливных запасов, а также постоянное увеличение энерго-

потребления. Для комплексного решения данных проблем можно использовать геотермальные электростанции.

Геотермальные станции работают на возобновляемых источниках энергии, следовательно, не используют топливные запасы и не имеют вредных выбросов в атмосферу. К тому же в сравнении с солнечными и ветряными электростанциями способны обеспечивать постоянное энергоснабжение вне зависимости от погодных условий и времени суток.

Перспективной отраслью развития геотермальной энергетики на данный момент является утилизация тепла низкотемпературного теплоносителя с помощью бинарных установок.

Бинарный метод подразумевает передачу тепла геотермальных вод другому, чаще всего низкокипящему, рабочему телу, которое реализует органический цикл Ренкина. Таким образом появляется возможность использовать геотермальные источники с пониженными температурами.

Комбинированные геотермальные электростанции с бинарным циклом отличаются тем, что геотермальные воды не только являются источником тепла для второго контура, но и непосредственно используются в паровой турбине для преобразования теплоты в механическую энергию.

Примером электростанции, работающей по комбинированному бинарному циклу, может служить Паратунская ГеоТЭС, построенная на Камчатке.

На сегодняшний день бинарные геотермальные электростанции в России могут быть экономически эффективны при температуре термальной воды от 70°C. К настоящему времени бинарные ГеоТЭС работают во многих странах, и их суммарная мощность превышает 500 МВт [1].

Результаты термодинамических расчетов показывают, что при равных исходных условиях при использовании бинарного энергоблока в геотермальных электростанциях комбинированного цикла можно увеличить мощность ГеоТЭС на 15% [2].

#### *Литература:*

1. Гафуров А. М., Осипов Б. М., Гафуров Н. М., Гатина Р. З. Перспективы использования бинарных циклов в утилизации низкопотенциальной теплоты на геотермальных электростанциях // Известия ВУЗов. Проблемы энергетики. 2017. №5-6. С.14-23.
2. Томаров Г.В., Шипков А.А. Современная геотермальная энергетика: геотермальные электростанции с бинарным циклом // Теплоэнергетика. 2017. №4. С.3-12.

## ВЛИЯНИЕ ПОДАЧИ ВОДЯНОГО ПАРА НА ПОТОЧНУЮ ГАЗИФИКАЦИЮ МЕХАНОАКТИВИРОВАННОГО УГЛЯ

А.Д. Никитин<sup>1</sup>, А.П. Бурдуков<sup>2</sup>, А.Ф. Рыжков<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Уральский федеральный университет, г. Екатеринбург

<sup>2</sup>Институт теплофизики СО РАН, г. Новосибирск, [pi-kitin.a.d@yandex.ru](mailto:pi-kitin.a.d@yandex.ru)

*Для разработки перспективной парогазовой установки с внутрицикловой газификацией механоактивированного угля на воздушном дутье исследуется влияния подачи водяного пара на реакционную способность топлива и состав синтез-газа. Проведена пробная серия экспериментов на модернизированном поточном реакторе мощностью до 1 МВт. Полученные данные сопоставлены с термодинамическими расчетами. Добавка пара увеличивает реакционную способность топлива и приближает состав газа к равновесному.*

*To develop a promising integrated gasification combined cycle with mechanically activated coal and air blasting, the effects of steam supply on the reactivity of the fuel and the composition of the synthesis gas are studied. A trial series of experiments was carried out on a modernized entrained flow reactor with a capacity of up to 1 MW. The data obtained are compared with thermodynamic calculations. The addition of steam increases the reactivity of the fuel and brings the gas composition closer to equilibrium.*

Парогазовые установки с внутрицикловой газификацией твердого топлива позволяют вырабатывать энергию с высокой эффективностью и минимальным воздействием на окружающую среду. Большинство действующих промышленных газификаторов работают на кислородном дутье, тогда как работа на воздушном дутье повышает эффективность цикла ПГУ-ВЦГ на 1,5-2%, снижает капитальные затраты, а также более предпочтительна с точки зрения регулирования мощности ПГУ и эксплуатации. Подача пара в газификатор способствует повышению эффективности цикла за счет увеличения работы расширения газовой турбины и улучшению экологичности за счет снижения образования оксидов азота при сжигании синтез-газа в камере сгорания ГТУ. Однако применение паровоздушного дутья на ПГУ-ВЦГ требует дополнительных мер по интенсификации процесса конверсии топлива по сравнению с парокислородным дутьем.

Принципиально возможны два пути интенсификации паровоздушной газификации. Первый способ – за счет высокотемпературного нагрева воздуха и пара во внешнем (дополнительном) котле, характеризующийся большими капитальными затратами при ограниченной температуре нагрева (600-800°C). Второй способ – за счет повышения реакционных свойств топлива путем сочетания механической и паровой активации угольного топлива.

Выполненные ранее в ИТ СО РАН поисковые исследования паровоздушной газификации механоактивированного топлива на стенде мощностью 1 МВт доказали принципиальную возможность проведения процесса без подвода тепловой энергии из внешнего источника. Однако в рамках этих исследований, нацеленных на решение других задач, не были получены данные по изменению реакционных характеристик топлива в быстротекущем процессе и не был получен синтез-газ с достаточной теплотой сгорания для работы ПГУ-ВЦГ. Целью данной работы является исследование влияния подачи пара на изменение состава синтез-газа и реакционных характеристик угля на модернизированном поточном газификаторе. Модернизация заключается в организации тангенциальной подачи пара для повышения полноты газификации за счет увеличения времени пребывания частиц в реакторе.

Экспериментальные исследования проводятся поточном стенде ИТ СО РАН мощностью до 1 МВт. Стенд включает камеру сжигания в виде улиточного завихрителя, камеру газификации в виде цилиндрического канала и камеру для осаждения КЗО. Подача воздуха и топлива осуществляется в камеру сжигания. Для размола топлива установлены мельницы грубого и тонкого помола, что позволяет варьировать размер частиц. Подача водяного пара в модернизированном стенде осуществляется тангенциально через вставку, расположенную между камерами сжигания и газификации. Для контроля температуры на стенде применяется автоматизированная измерительная система. Состав синтез-газа ( $\text{CO}$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2$ ,  $\text{O}_2$ ,  $\text{NO}$ ,  $\text{SO}_2$ ) определяется газоанализатором ТЕСТ-1.

Проведена пробная серия с варьированием доли пара при паровоздушной газификации длиннопламенного каменного угля. Уголь был механически активирован в мельнице-дезинтеграторе непосредственно перед экспериментом, размер частиц составлял менее 70 мкм. Расход угля составлял 20 кг/ч, расход воздуха – 40 м<sup>3</sup>/ч (коэффициент избытка воздуха 0,4). Доля пара составляла 0, 0,235 и 0,5 кг пара на кг угля. Температура стенки камеры газификации составляла 1150-1200°С. Полученный состав синтез-газа приведен в таблице 1.

Для сопоставления с экспериментальными данными проведены термодинамические расчеты равновесного состава синтез-газа при исследованных режимах газификации. Расчет выполнен по методике [1], в основе которой лежит материальный баланс химических элементов, зависимость константы равновесия водяного газа от температуры и тепловой баланс продуктов газификации. Результаты расчета приведены в таблице 2.

**Таблица 1 – Экспериментальный состав синтез-газа**

Расход пара, кг/кг угля	H <sub>2</sub> O, % об.	CO <sub>2</sub> , % об.	CO, % об.	H <sub>2</sub> , % об.	N <sub>2</sub> , % об.	Теплота сгорания сухого газа, МДж/м <sup>3</sup>
0	10	13,5	5,6	1,9	69,0	1,01
0,25	20	11,2	7,0	2,5	59,3	1,44
0,5	26	9,2	7,1	3,1	54,7	1,66

**Таблица 2 – Равновесный состав синтез-газа**

Расход пара, кг/кг угля	H <sub>2</sub> O, % об.	CO <sub>2</sub> , % об.	CO, % об.	H <sub>2</sub> , % об.	N <sub>2</sub> , % об.	Теплота сгорания сухого газа, МДж/м <sup>3</sup>
0	5,9	6,5	19,7	8,7	59,2	3,64
0,25	12,5	9,5	13,4	8,3	56,3	2,91
0,5	24,4	11,8	5,3	5,3	53,2	1,63

Из сопоставления таблиц видно, что экспериментально полученный состав синтез-газа значительно отличается от равновесного. Это объясняется малым временем пребывания частиц (около 0,4-0,5 с) в камере газификации из-за малой длины камеры и высокой скорости потока. Для увеличения времени пребывания при последующих экспериментах принято решение о снижении расхода угля и воздуха. Однако, несмотря на низкую эффективность процесса газификации, заметно, что при увеличении доли пара в дутье, полученный экспериментально состав синтез-газа становится ближе к равновесному. Это позволяет сделать предварительный вывод об увеличении реакционной способности угля за счет подачи водяного пара. Для количественной оценки увеличения реакционной способности угля планируется отобрать пробы коксозольного остатка при различных режимах газификации и исследовать их характеристики методом термогравиметрического анализа

*Исследование выполнено при поддержке РФФИ в рамках научного проекта №19-38-50071*

#### *Литература:*

1. Никитин А.Д., Худякова Г.И., Рыжков А.Ф. Методика расчета режима работы двухступенчатого поточного газогенератора // Теплотехника и информатика в образовании, науке и производстве: сб. докл. VI Всерос. науч.-прак. конф. – Екатеринбург: Изд-во УрФУ, 2017. – С. 87–91.



## ФОРМИРОВАНИЕ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ ПГУ ТЭЦ МОЩНОСТЬЮ 900МВт В НИЖНЕМ НОВГОРОДЕ

Е.А. Палагина, П.А. Щинников  
Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, ekaterinapalagina1@gmail.com

*В работе рассматривается ПГУ ТЭЦ в г. Нижний Новгород. Разработана принципиальная расчетная тепловая схема ПГУ со связями, отражающими основные тепловые потоки, влияющие на эффективность установки. Установлены места «врезки» и формирование тепловой схемы утилизационного контура, а также температурные напоры в элементах тепловой схемы.*

*The paper deals with the CCGT CHP in Nizhny Novgorod. The basic design thermal scheme of CCGT with connections reflecting the main heat flows influencing efficiency of installation is developed. The places of "tie-in" and the formation of the thermal scheme of the utilization circuit, as well as the temperature heads in the elements of the thermal scheme are established.*

Проектом предусматривается строительство и ввод в эксплуатацию ПГУ ТЭЦ в составе двух дубль блоков парогазовых установок электрической мощностью по 450 МВт и тепловой мощностью по 420 Гкал/ч (с учетом пиковой водогрейной котельной) с установкой на каждый блок двух газовых турбин, двух котлов-утилизаторов паропроизводительностью 224 т/ч и одной паровой теплофикационной турбины. Основное оборудование устанавливается в главном корпусе.

В состав основного оборудования каждого блока входят две газотурбинные установки SGT5-2000E (аналог ГТЭ-160) производства фирмы «Силловые машины», два вертикальных паровых котла-утилизатора Пр-224/51-7,70/0,58-509/206 (П-107), произведенных фирмой «ЗиО-Подольск», одна паровая турбина Т-125/150-7,4 производства фирмы «Силловые машины», генератор газовой турбины типа ТЗФГ-160-2МУЗ, генератор паровой турбины типа ТЗФП-160-2МУЗ, котел пусковой паровой типа ДЕ-25-14-225 ГМ[1-3].

При проведении расчетов, при заданной мощности ГТУ в заданном районе строительства, а также на основе информации о температуре окружающей среды, определены удельный расход условного топлива ГТУ  $b_{ГТУ} = 0,326$  кг.у.т/кВтч, температура газов на выходе из газовой турбины  $T_k = 565,6$  К, секундный расход топлива и тепловой поток, подведенный к ГТУ, кг.у.т/с, МВт[5]:

$$B_{ГТУ} = N_{ГТУ} \frac{0,123}{3,6\eta_{ГТУ}} = 14,9; \quad (1)$$

$$Q_{под}^{ГТУ} = 29,3B_{ГТУ} = 438,3. \quad (2)$$

При расчете ПТУ построен качественный процесс расширения пара в турбине с выявлением всех характерных точек процесса и определением в них термодинамических параметров рабочего тела, определены расходные характеристики для формирования тепловой схемы ПГУ. Расход острого пара на турбину составляет, кг/с[5]:

$$G_0 = k_G \frac{10^3 N_{\text{ПТУ}}}{H_0 \eta_i} = 123,7. \quad (3)$$

Формирование тепловой схемы велось на основании полученных результатов по параметрам и расходам рабочего тела в обоих циклах. Разработка схемы началась с ПТУ, учитывая ее автономный режим работы. По известным параметрам конденсации и температуре питательной воды, были определены параметры деаэрации и количество регенеративных подогревателей с учетом нагрева воды в каждом из них. Далее установлены места размещения поверхностей нагрева котлоутилизаторов в схеме.

*Литература:*

1. Электронный каталог ОАО Силовые машины. Паровые турбины [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.energyed.ru/res/Discipline/Engine/tur-2-5.pdf> – Загл. с экрана.
2. Электронный каталог ООО Сименс. Газовые турбины [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.siemens.com/ru/ru/home/produkty/energetika/proizvodstvo-energii/gazovie-turbiny.html> – Загл. с экрана.
3. Электронный каталог АО Бийский котельный завод. Котлы паровые [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://www.bikz.ru/production/kotly\\_paroviye/gaz\\_zhidkoe\\_toplivo/serii\\_de\\_4\\_0\\_6\\_5\\_10\\_16\\_25\\_t\\_ch/e-25-1\\_4-225gmde-25-14-225gm-o/](http://www.bikz.ru/production/kotly_paroviye/gaz_zhidkoe_toplivo/serii_de_4_0_6_5_10_16_25_t_ch/e-25-1_4-225gmde-25-14-225gm-o/) – Загл. с экрана.
4. Григорьева, О. К. Расчет тепловых схем теплофикационных паротурбинных установок: методические указания / О. К. Григорьева, О.В. Борущ, Г. В. Ноздренко – Н.: Изд-во НГТУ, 2014. – 65с.
5. Щинников, П. А. Расчет двухтопливной ПГУ с параллельной схемой работы: Учебное пособие / П. А. Щинников, О.В. Борущ, А. А. Францева, А. А. Зуева. – Н.: Изд-во НГТУ, 2018. – 128с.

## АНАЛИЗ РАЗВИТИЯ ВИЭ ДЛЯ МИКРОГЕНЕРАЦИИ В СИБИРИ

**Н.С. Пономарёв, О.К. Григорьева**  
**Новосибирский государственный технический университет,**  
**г. Новосибирск, [ponomarev.nick.54@gmail.com](mailto:ponomarev.nick.54@gmail.com)**

*В докладе рассматриваются практические аспекты использования ВИЭ для микрогенерации в Сибири.*

*The article discusses the practical aspects of the use of renewable energy formi-generation in Siberia.*

В 2018 г. на рассмотрение правительства был представлен проект изменения ФЗ «Об электроэнергетики» по вопросам микрогенерации, стимулирующий развитие микрогенерации на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ), установленных у потребителей энергии, включая физических лиц. Вопросы создания правового поля, технических и экономических механизмов функционирования микрогенерации являются одним из трендов энергетики не только в России, но и во всем мире [1]. В настоящее время в этом направлении ведется научный и практический поиск, позволяющий ускорить процесс формирования перечисленных фактов.

Для развития микрогенерации необходимо определить потенциальные группы потребителей, которые могут реализовывать функции микрогенерации в системе [2]. В Новосибирской энергосистеме следующая структура потребителей:

- Промышленные потребители 750 кВА и выше.
- Промышленные потребители до 750 кВА.
- Ж/д транспорт.
- Городской транспорт.
- Непромышленные потребители.
- Сельхоз потребители.
- Население.

Для оценки целесообразности рассмотрения микрогенератора с использованием солнечной установки были выбраны 2 потребителя, расположенных в том же районе, где предполагается установка солнечной батареи:

1. жилое помещение, площадью 50 м<sup>2</sup>;
2. общественное здание, площадью свыше 500 м<sup>2</sup>, оснащенное системой АСКУЭ.

Для выбранных потребителей были рассчитаны объемы генерации и объемы собственного потребления от ВИЭ, в соответствии с типовыми графиками нагрузок. Данные представлены в таблице 1.

**Таблица 1–Объемы выработки и потребления электроэнергии**

Показатель	Э <sub>генерации</sub> в сутки от ВИЭ, кВтч	Э <sub>собственного потреб</sub> в сутки от ВИЭ, кВтч
Вариант №1 (жилое помещение)	3...12	3...8
Вариант №2 (общественное помещение)	12...45	15 ... 25

В работе рассматриваются только СЭС, так как ветряные электростанции имеют ряд больших ограничений по месту установки и по конкретному расположению [3].

На данный момент на территории Новосибирской области рассматривается возможность установки различного оборудования локальных энергетических установок, основные примеры приведены в таблице 2.

**Таблица 2 - Данные о параметрах солнечных установок**

№	Мощность	Стоимость*	Срок службы
1	100 Вт(1 x 100)	6 000 руб.	30 лет
2	200 Вт(2 x 100)	11 100 руб.	30 лет
3	300 Вт(3 x 100)	16 600 руб.	30 лет
4	400 Вт(4 x 100)	22 100 руб.	30 лет
5	200 Вт(2 x 100)	18 900 руб.	30 лет
6	200 Вт(2 x 100)	10 900 руб.	30 лет
7	300 Вт(3 x 100)	16 600 руб.	30 лет
8	400 Вт(4 x 100)	24 000 руб.	30 лет

\*Стоимость аккумуляторной батареи для солнечной установки равна 11 тыс. руб.

Для оценки целесообразности использования солнечных установок были проанализированы данные по инсоляции (таблица 3) и фактические значения по выработке (рисунок 3 и 4) установленной солнечной панели на территории города Новосибирска.

**Таблица 3 - Данные об инсоляции на территории НСО**

Месяц	Среднесуточная инсоляция, кВт*ч	Световой день, ч
Январь	0.82	7.88
Февраль	1.68	9.78
Март	3.05	11.85

Апрель	4.41	14.08
Май	5.56	16.1
Июнь	5.91	17.23
Июль	5.75	16.72
Август	4.66	14.93
Сентябрь	3.09	12.78
Октябрь	1.81	10.58
Ноябрь	0.99	8.53
Декабрь	0.59	7.35

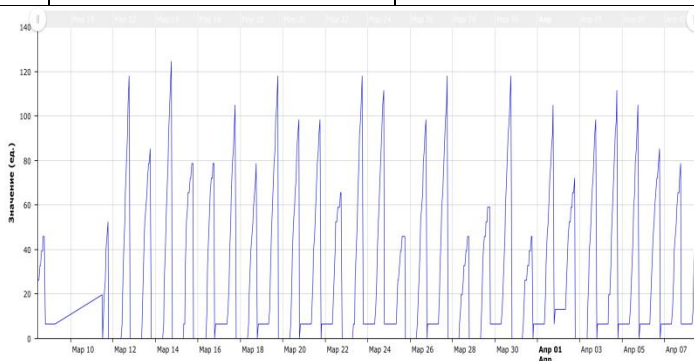


Рис. 1. Фактическая генерация электроэнергии солнечной батареей с часовой дискретностью

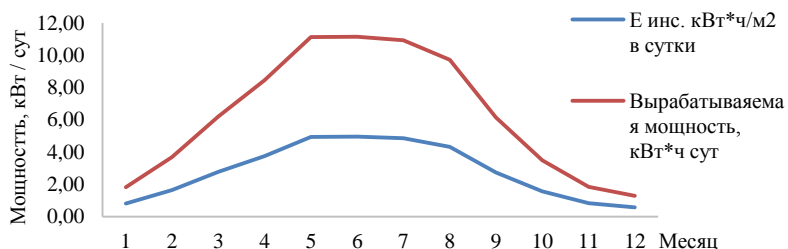


Рис. 2. Фактическая генерация электроэнергии солнечной батареей с месячной дискретностью

### Выводы

Полученные результаты по значениям инсоляции показали, что использование ВИЭ в качестве источника микрогенерации на территории Новосибирской области считается возможным и целесообразным. В качестве рекомендаций для развития микрогенерации могут быть предложены такие стимулы:

- получение дополнительного дохода от выдачи излишков энергии в систему;
- участие государства в части дотирования затрат на установку источников энергии.

*Литература:*

1. Энергетический бюллетень "Микрогенерация на основе ВИЭ", июнь, 2017.– с.14-18.
2. Нарышкин А.А., Тюрин А.Е. Перспективы применения в России опыта северной Европы в части использования ВИЭ/ Вестник ЧГУ, №1, 2017, с.64-69.
3. Колосов Р.В., Пученкин А.В., Титов В.В. Возобновляемые источники энергии в системах малой генерации // Актуальные проблемы электроэнергетики. Материалы научно- технической конференции. Н. Новгород, 2018. С. 207–211

## **СЖИГАНИЕ НИЗКОСОРТНОГО ТОПЛИВА В ВИХРЕВЫХ ТОПОЧНЫХ УСТРОЙСТВАХ**

**В.В. Просветлюк, К.А. Корнеев, Е.Б. Жуков  
ООО «СКБ ПроЭнергоМаш» г. Барнаул**

**Алтайский государственный технический университет им. И.И.  
Ползунова, г. Барнаул, vprosvetlyuk@yandex.ru,  
korneev31cska@gmail.com, jukov23j@yandex.ru**

*В данной статье рассмотрено сжигание низкосортного топлива в вихревых топочных устройствах. Сделан анализ низкотемпературных технологий сжигания, содержащих эффективные механизмы стабилизации горения. Показаны преимущества использования вихревых топков с газовыпускным окном в котлах, таких как: использование всей энергии, заключенной в топливе; снижение недожога топлива; повышение технико-экономических и экологических характеристик котла.*

*This article discusses the combustion of low-grade fuel in vortex combustion devices. The analysis of low-temperature combustion technologies that contains effective mechanisms for the stabilization of combustion. The advantages of using vortex furnaces with a gas outlet window in boilers are shown, such as: the use of all the energy contained in the fuel; reduction of underburning of fuel; improvement of techno-economical and ecological characteristics of the boiler.*

Опыт развития энергетики стран ближнего зарубежья и ряда регионов Российской Федерации последних нескольких лет, показывает активно реализуемые программы по переводу коммунальной энергетики на использование альтернативных видов топлив. Возможность умень-

шить зависимость от поставок природного газа и мазута видится в использовании биотоплива, такого, например, как древесина – основного вида среди возобновляемых энергетических источников, так и других низкосортных и нетрадиционных топлив.

Наиболее актуальной для Сибирского региона в данном аспекте видится разработка и активное вовлечение в топливный баланс сельскохозяйственных отходов, отходов деревоперерабатывающих предприятий, отходов углеобогащения.

Существующие технологии сжигания низкосортных топлив имеют целый ряд недостатков, не позволяющих полностью использовать заложенную в них энергию. Применение в энергетике альтернативных видов топлив затруднено недостаточной изученностью свойств этих топлив и процессов при их сжигании в топочных устройствах.

Для экономичного и экологически более чистого сжигания углей и вовлечения низкосортных топлив и отходов в топливный баланс предприятий необходима разработка научных основ организации высокоэффективных технологий сжигания. Исходя из подробного анализа в ООО «СКБ Прозергомаш» и на кафедре Котло- и реакторостроения АлтГТУ за основу разработок выбраны низкотемпературные технологии сжигания, содержащие эффективные механизмы стабилизации горения.

Разработка технологических схем и оптимизация геометрий вихревых топок (ВТ) нового типа, пригодных для встраивания в топочные объемы котлов КЕ, ДКВр и КВТС проводились экспериментально и традиционно используемым численным мат. моделированием. Принципы аэродинамического удержания разрабатывались с опытной проверкой на опилках, подсолнечной, гречневой лузге, и других легких частицах. [1]

На основе этих исследований было разработано и спроектировано несколько конструкций ВТ, защищенных патентами РФ. Эксплуатация ВТ показала их высокую эффективность. Только для сжигания лузги реконструировано и установлено более 40 котлов производительностью по пару от 1 до 20 т/час.

Главной особенностью разработанных конструкций ВТ, в отличие от типовых, НТВ и других топок, является введение центрального газопускного окна (ГО). ГО совместно с соответствующей подачей дутья, позволяет создать активную аэродинамическую обстановку в ВТ, надежное удержание частиц и увеличение в десятки раз критической загруженности (без выпадения частиц из вихря) топки вращающимся потоком горящего топлива.

Кардинальное изменение аэродинамики ВТ при введении ГО было отмечено Г.Ф. Кнорре при разработке циклонных топок, С.В. Алексеен-

ко. ГО позволяет выделять камеры сгорания и камеры дожигания. Надежное удержание частиц, наличие потоков горящих циркулирующих частиц, распределенная подача дутья и контролируемые пониженные температуры в ВТ позволяют при введении ГО стабилизировать воспламенение топлива, контролировать выгорание горючего и подавлять эмиссию вредных выбросов.

Реконструированные котлы, 2шт. ДКВр-20ШпВТ, благодаря вихревой аэродинамике, имеют повышенную стабильность горения и эффективность. Недожог не превышает 5-2%, в то время как в типовых угольных котлах недожог угля достигает 40-60%.

По всем выбросам вредных веществ превышений нормы нет, экологические показатели котлов гораздо выше нормируемых значений.

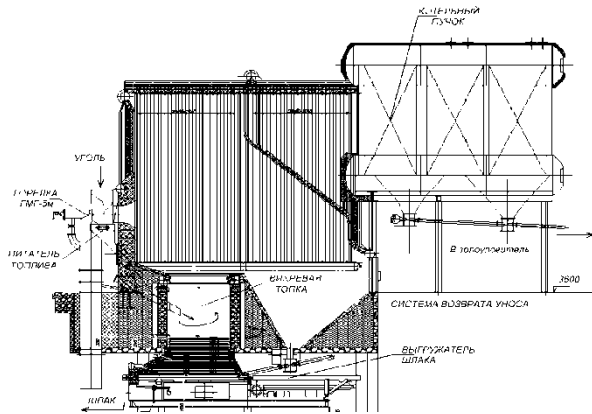


Рис. 1 - Котел ДКВр-20-13ШпВТ, переведенный на сжигание измельченных углей

Развитие нового направления организации топочного процесса в вихревых топках нашло интерес и за рубежом. В 2007 г. разработаны проекты реконструкции перевода на вихревое сжигание угля 5 котлов, в том числе за рубежом: ЧКД-35 в г. Габрово, Болгария и DZL-6, в г. Ханое, Вьетнам.

По данной технологии с установкой топки «Торнадо» (рис.3) могут быть реконструированы котлы серий ДКВр, КЕ, КВТС и др. с переводом их на различные виды топлива.



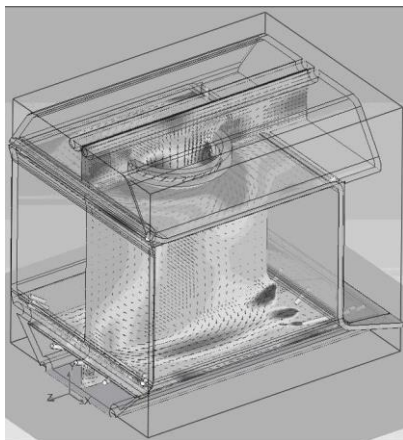


Рис. 2 - Математическое моделирование аэродинамической обстановки в 3D-моделе котла «Торнадо»

Данные котлы спроектированы с учетом всех современных технологий котлостроения, имеют повышенный к.п.д. и повышенную безопасность при эксплуатации. Реализованный в топочном процессе принцип вихревой сепарации позволяет максимально использовать всю энергию, заключенную в топливе, снизить механический и химический недожог топлива, повысить технико-экономические и экологические характеристики котла.

*Литература:*

1. Опыт применения котлов с вихревыми топками для утилизации растительных отходов / Пузырев Е.М., Шарапов М.А., Шарапов А.М., Щуренко В.П. НИЦ ПО «Бийскэнергомаш», Барнаул, ЗАО ПО «Бийскэнергомаш», Бийск // Ползуновский вестник – 2004. – №1 – С. 137–140.

## ТЕРМИЧЕСКАЯ ПЕРЕРАБОТКА ОТХОДОВ МУКОМОЛЬНОГО ПРОИЗВОДСТВА

**Е.А. Прохвятилов, Н.С. Кузьменко, А.В. Астафьев**  
**Национальный исследовательский Томский**  
**политехнический университет, г. Томск**

*В работе представлены результаты термической переработки отрубей в режимах быстрого и медленного пиролиза.*

*Comparison of fast and slow pyrolysis of bio-mass, for example, bran. Estimation of the percentage of output pyrolysis products.*

### **Введение**

Утилизация отходов предприятий агропромышленного комплекса (АПК), как правило, ограничивается захоронением или складированием на специально выделенных территориях. К отходам такого вида можно отнести: отруби, солому, лузгу и многое другое. В свою очередь, эти отходы могут быть переработаны для нужд энергетического комплекса.

Однако традиционные методы сжигания биомассы сопровождаются высокими эксплуатационными затратами. Во-первых, биомасса в естественном состоянии имеет высокую влажность (30,4-79,7%) [1], снижающую эффективность горения топлива, к тому же, в зимний период топливо промерзает при транспортировке. Во-вторых, плавкостные характеристики золы достаточно низкие ( $t_A=700^\circ\text{C}$ ) [2], вследствие этого поверхности нагрева шлакуются и ухудшается теплопередача, снижается ресурс энергоустановки и коэффициент полезного действия выработки электроэнергии или тепла.

Одним из возможных вариантов переработки отрубей в энергетически ценные продукты, является процесс пиролиза. Причем для биомассы предпочтительным вариантом является низкотемпературный его тип (диапазон температур от  $450$  до  $650^\circ\text{C}$ ) [3].

Подобное использование биомассы позволяет получить горючие продукты: твердые, жидкие и газообразные, – которые в последствии можно сжигать в котлах, без возникновения дополнительных расходов на обслуживание оборудования.

Цель работы заключается в термической переработке отходов мукомольного производства при различных режимах пиролиза (быстрый и медленный нагрев).

### **Методика исследования:**

*Объект исследования – отруби.*

Характеристики золы данного топлива  $t_A=780^\circ\text{C}$ , теплота сгорания 16-18 МДж/кг, выход летучих 69,7-83,4%. [4].

*Методика медленного пиролиза*

Исследовался по методике ГОСТ 3168-93 «Топливо твердое минеральное. Методы определения выхода продуктов полукоксования». Суть метода сводится к нагреву перерабатываемого сырья до 520 °С в специальной установке (рис. 1) в среде азота и выдержке его при данной температуре в течении 10 минут. Скорость нагрева составляет в среднем 10 °С/мин.

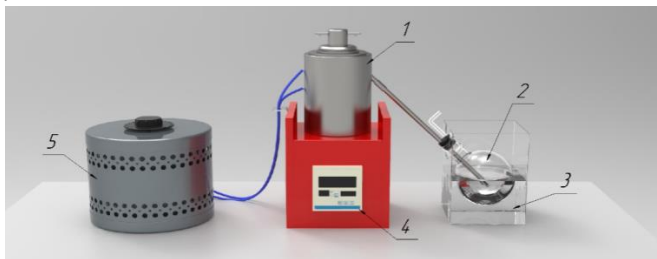


Рис. 1 – Установка медленного пиролиза: 1) реактор, 2) колба-приемник смол, 3) емкость с водой, 4) термометр многоканальный, 5) трансформатор

#### *Методика быстрого пиролиза*

Отличие быстрого типа пиролиза заключается в более высоких скоростях нагрева (100-1000 °С в минуту). Для осуществления данного вида термической переработки разработана установка, приведенная на рис. 2.

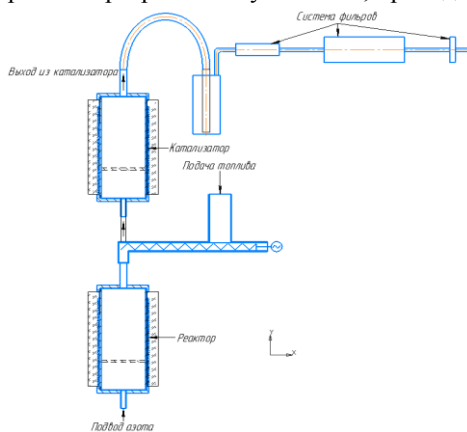


Рис. 2 – Установка быстрого пиролиза

Перед экспериментом реактор установки заполняли азотом, с расходом 1 л/мин. и нагревали до 500 °С. Затем, при помощи шнекового дозатора, в него загружается топливо, с расходом 1 г/мин. В процессе экспе-

римента летучие продукты пиролиза осаждались на фильтрах, газ уходил в атмосферу. После проведения эксперимента извлекался углеродистый остаток и взвешивался.

#### *Составление материального баланса*

Взвешивались все части установки, на которых оседают продукты пиролиза, до проведения эксперимента и после него, получая прирост по массе. Взвешивалось также загружаемое топливо и коксовый остаток впоследствии. Доля газообразных продуктов вычислена путем вычитания жидких продуктов и коксового остатка из 100% загружаемого топлива.

#### *Результаты и их обсуждение*

В табл. 1 представлены результаты быстрого и медленного пиролиза.

**Таблица 1 – Продукты пиролиза**

Вид пиролиза	Выход жидких продуктов по отношению к массе топлива, %.	Масса углеродистого остатка, по отношению к массе топлива, %.	Газообразные продукты
Быстрый пиролиз	43	11	46
Медленный пиролиз	41	35	24

Из них видно, что при быстром режиме пиролиза наибольший выход у жидких (43%) и газообразных продуктов (46%), а коксовый остаток не превышает 11%. В свою очередь, применяя медленный пиролиз, удается получить большее количество твёрдых продуктов в виде коксового остатка (35%).

При сравнении типов пиролиза можно отметить, что выход смолопродуктов достаточно высок. Эти продукты пагубно влияют на поверхности нагрева котельного агрегата, конденсируясь на них создается липкий слой, улавливающий твердые частицы, тем самым ухудшая теплообмен.

Для снижения смол была проведена серия экспериментов, с применением катализатора КГО (производство ИКСО РАН).

На рис. 3 построен график зависимости массы катализатора к выходу смол в %.

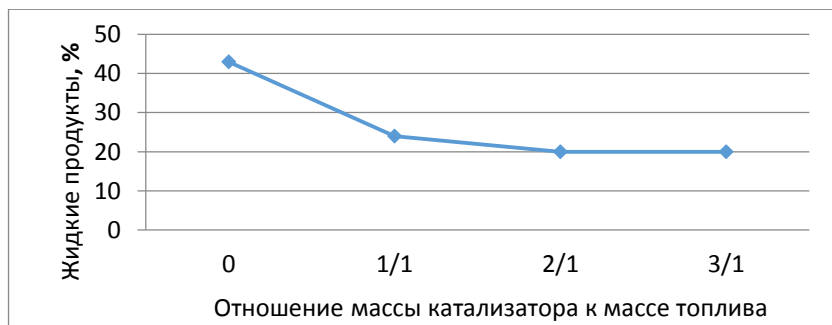


Рис. 3 – График зависимости жидких продуктов от массы катализатора

Из полученных данных видно, что при применении катализатора КГО (1,7% CuO, 3,6% MgO, 17% Cr<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, основа – Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>), количество смол на выходе заметно ниже. При соотношении массы к массе отрубей  $m_{\text{катаг.}}/m_{\text{отрубей}}=1/1$  выход жидких продуктов сократился в 1,8 раза, по сравнению с результатом без использования катализатора. При большем соотношении  $m_{\text{катаг.}}/m_{\text{отрубей}}=2/1$  эта разница составила 2,15. Используя большее соотношение  $m_{\text{катаг.}}/m_{\text{отрубей}}=3/1$  показания не изменились, следовательно, дальнейшее увеличение массы катализатора не целесообразно.

### Заключение

В ходе экспериментов было определено, что для получения жидких (43%) и газообразных (46%) продуктов оптимальным способом является быстрый тип пиролиза. Для получения коксового остатка (31%) оптимален медленный тип пиролиза. А для того, чтобы минимизировать выход смолопродуктов, присутствующий в обоих режимах пиролиза, можно использовать катализатор КГО, с оптимальным соотношением  $m_{\text{катаг.}}/m_{\text{топлива}}=2/1$

*Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (проект №18-38-00648).*

### Литература

1 Advantages and disadvantages of composition and properties of biomass in comparison with coal: an overview, Fuel / S.V. Vassiliev, C.G. Vassileva, V.S.Vassiliev: 2015. – 158 с.

2 Characterization of ashes from wood and straw, Biomass and Bioenergy / B. Orlandes, B.-V. Steenari: 1995

3 Получение и исследование жидких биотоплив из биомассы дерева методом пиролиза. / К. В. Куликов, В. В. Литвинов, В. Н. Пиялкин, С. А. Забелкин, В. Н. Башкиров: 2012

4 Свойства твердых продуктов пиролиза различных видов биомассы / Ибраева К.Т., Табакаев Р.Б., Заворин А.С.

## **ПРЕИМУЩЕСТВА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПИКОВЫХ СЕТЕВЫХ ПОДОГРЕВАТЕЛЕЙ**

**А.А. Рахимжанов, А.А. Топлер, В.Г. Томилов**  
**Новосибирский государственный технический университет,**  
**г. Новосибирск, amir\_191996@mail.ru**

*В данной статье рассмотрены преимущества использования пиковых сетевых подогревателей. Проведено сравнение пиковых сетевых подогревателей и пиковых водогрейных котлов.*

*The article discusses the benefits of using peak network heaters. Peak network heaters and peak boilers are compared.*

В настоящее время при изменении конъюнктуры цен на энергоносители, продукцию металлургического и машиностроительного комплекса назрела необходимость вернуться к использованию пиковых сетевых подогревателей как более надежных источников пиковой тепловой мощности. Нужно изменить соотношение между пиковыми тепловыми нагрузками, обеспечиваемыми пиковыми водогрейными котлами и сетевыми подогревателями, в сторону увеличения нагрузок последних там, где это выгодно по показателям надежности и экономичности.

Пиковые сетевые подогреватели могут быть подключены непосредственно к паропроводам котлов через редукционно-охладительную установку (РОУ), в которой понижаются параметры пара до требуемой величины. Использование вместо РОУ противодавленческой турбины позволяет не терять, а полезно использовать потенциал парового потока для получения электроэнергии на тепловом потреблении. После турбины пар противодавления подается на пиковые сетевые подогреватели, где используется для подогрева сетевой воды [1]. Поступающую от потребителей сетевую воду нагревают в базовом режиме тепловой нагрузки паром отопительных отборов в основных сетевых подогревателях теплофикационных турбин, а в пиковом режиме дополнительный нагрев сетевой воды осуществляют в пиковых сетевых подогревателях паром противодавления противодавленческих паровых турбин (Рисунок 1).

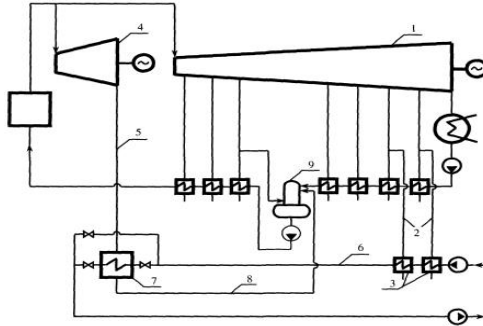


Рис. 1 – Схема ТЭЦ с противоавлапческой паровой турбиной и пиковых сетевым подогревателем

1 – теплофикационная турбина с отопительными отборами, 2 – отопительные отборы, 3 – основные сетевые подогреватели, 4 – противоавлапческая паровая турбина, 5 – паропровод противоавлапчения, 6 – сетевой трубопровод, 7 – пиковый сетевой подогреватель, 8 – конденсатор, 9 – деаэрактор повышенного давления

Пароводяные подогреватели менее подвержены температурным разверкам по сравнению с водогрейными котлами. Максимальная температурная разверка между некоторыми трубами в водогрейном котле достигает 40-50 °С. Чтобы предотвратить пережог труб, необходимо обеспечить достаточно высокое качество противонакипной обработки подпиточной воды теплосети, которое достигается в установках ионообменного умягчения. Во всем поверхностном пароводяном теплообменнике разверки температур не превышают 5 °С, поэтому противонакипная обработка подпиточной воды может производиться по упрощенной технологии с помощью ультразвуковых установок или дозирования в тракт подпиточной воды хорошо зарекомендовавших себя антинакипинов, таких как ОЭДФ-Zn, ИОМС-1 и их аналогов.

Например, в газомазутных водогрейных котлах КВ-ГМ-100 зарегистрированы многочисленные повреждения труб верхнего конвективного пакета из-за перегрева металла, вызванного интенсивным ростом внутренних отложений. Температура воды в развернутых змеевиках верхнего пакета достигает 165-175 °С [2].

Согласно типовой энергетической характеристики котла ПТВМ-100, составленной для безнакипного состояния поверхностей нагрева, при температуре уходящих газов 183 °С согласно [3], составляет 0,012 т/Гкал, т.е. перерасход условного топлива составляет 12 кг на каждую Гкал теплоты, выработанную котлом. За год по стране водогрейными котлами вырабатывается около 190 млн Гкал теплоты, и перерасход

условного топлива составляет огромную величину около 2,3 млн т/год, что наносит значительный ущерб отечественному топливно-энергетическому комплексу.

Кроме увеличения расхода топлива, наличие накипи вызывает также увеличение гидравлического сопротивления как пиковых водогрейных котлов, так и сетевых подогревателей. При увеличении гидравлического сопротивления падает скорость движения воды в трубах котла, из-за чего возникают явления пристенного кипения, приводящие к еще более интенсивному накипеобразованию и перегосу труб. Время пребывания воды в трубах водогрейного котла ПТВМ-100 при двухходовой схеме достигает 34 с, а при четырехходовой - 59 с, что существенно больше, чем в пиковых пароводяных подогревателях, где оно составляет 5-10 с. Для поддержания оптимальной скорости воды в трубах котла и требуемого давления за котлом необходимо увеличивать мощность сетевых насосов. Нормативное гидравлическое сопротивление котла ПТВМ-100 составляет  $\Delta H = 9,2$  м, а пикового сетевого подогревателя ПСВ-315-14-23 – 5,5 м. Согласно [4] определено, как увеличится мощность насоса при увеличении гидравлического сопротивления пиковых водогрейных котлов и сетевых подогревателей при номинальном расходе воды через котел ПТВМ-100 2140 т/ч. Результаты расчетов представлены на Рисунке 2.

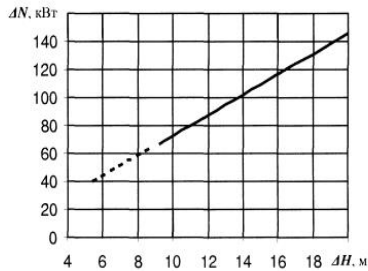


Рис. 2 – Увеличение мощности сетевых насосов в зависимости от величины гидравлического сопротивления  
 \_\_\_\_\_ – пикового водогрейного котла ПТВМ-100, - - - - - пикового сетевого подогревателя ПСВ-315-14-23

Опыт эксплуатации котлов ПТВМ-100 показал, что рабочее гидравлическое сопротивление этих котлов составляет не менее 20 м вод. ст. Из графика видно, что при увеличении гидравлического сопротивления котла ПТВМ-100 до 20 м мощность насоса увеличилась на 79 кВт, т.е. удельное увеличение расхода электроэнергии на собственные нужды составляет 0,79 кВт ч/Гкал. По России увеличение гидравлического сопротивления водогрейных котлов вызывает перерасход 150 млн кВт ч в



год электроэнергии, что сопоставимо с годовой выработкой электроэнергии одной электростанцией средней мощности. Нормативное гидравлическое сопротивление пикового сетевого подогревателя почти в 2 раза ниже, чем у пикового водогрейного котла, и при одинаковой интенсивности накипеобразования затраты электроэнергии на преодоление сопротивления подогревателя будут меньше.

*Литература:*

1. Орлов М.Е., Шарапов В.И. Способы повышения эффективности обеспечения пиковых тепловых нагрузок на тепловых электростанциях// Энергосбережение в городском хозяйстве: Материалы Второй Российской научно-технической конференции. Ульяновск: УлГТУ. 2000. С. 78-80;
2. Информационное письмо № 9-85. Обобщения опыта внедрения мероприятий, повышающих надежность работы газомазутных водогрейных котлов ПТВМ и КВ-ГМ. М.: Союзтехэнерго. 1985. 26 с.;
3. Типовая энергетическая характеристика водогрейного котла КВ-ГМ-100 при сжигании мазута. ТХ 34-70-014-85. М.: СПО Союзтехэнерго. 1986. 20 с.;
4. Шарапов В.И., Орлов М.Е. Технологии обеспечения пиковой нагрузки систем теплоснабжения. - М.: Издательство «Новости теплоснабжения», 2006.– 208 с.

**ВЫСОКОЭФФЕКТИВНЫЙ ТЕПЛОБМЕННЫЙ АППАРАТ  
ДЛЯ СИСТЕМЫ ЖИЛИЩНО-КОММУНАЛЬНОГО  
ХОЗЯЙСТВА**

**Н.Ю. Саввин, Н.Ю. Никулин,  
Белгородский государственный технологический университет  
им. В.Г. Шухова,  
г. Белгород, n-savvin@mail.ru**

*Рассмотрены конструкции теплообменников – кожухотрубных и пластинчатых, широко используемых в системах теплоснабжения жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации. Отмечены их положительные и отрицательные конструктивные и технологические характеристики. Предпочтение отдается пластинчатым теплообменникам с более высоким коэффициентом теплопередачи.*

*The designs of heat exchangers – shell-and-tube and plate, widely used in heat supply systems of housing and communal services of the Russian Federation are considered. Their positive and negative design and technological characteristics are*

*noted. Preference is given to plate heat exchangers with a higher heat transfer coefficient.*

На территории Российской Федерации более распространено централизованное теплоснабжение, что было обусловлено технической политикой Советского Союза о структуризации систем теплоснабжения. Энергетическое, экологическое и техническое преимущество централизованного теплоснабжения над децентрализованным в условиях монополии государственной собственности считалось априорным. Автономное и индивидуальное теплоснабжение отдельных домов было выведено за рамки энергетики и развивалось по остаточному принципу.

В настоящее время в РФ ведется массовое индивидуальное жилищное строительство. Вокруг крупных городов строятся коттеджные поселки и частные домовладения. Это характерно для большинства регионов РФ и, в частности, для Белгородской области, в которой созданы городские агломерации вокруг Белгорода, Старого Оскола, Губкина. Так количество частного жилищного фонда в собственности граждан увеличилось с 8995 тысяч квадратных метров (2000 г.) до 27609 тысяч квадратных метров (2017 г.) [1]. В городских агломерациях Белгородской области предусматривается (кроме строительства индивидуальных жилых домов) строительство многоэтажных жилых домов, детских садов, средних общеобразовательных школ. Это требует создания децентрализованных систем теплоснабжения. [2]

Наибольшее распространение в системах теплоснабжения получили кожухотрубные и пластинчатые теплообменные аппараты. В таблице 1 приведено сравнение конструктивно-технологических и технических характеристик двух типов теплообменных аппаратов.

**Таблица 1**

Характеристика теплообменных аппаратов	Пластинчатый теплообменник KelvionNT-50X	Кожухотрубный теплообменник FUNKEB150
Тепловая мощность, МВт	1	1
Коэффициент теплопередачи, кВт/(м <sup>2</sup> С)	4	2,5
Масса в сборе, кг	600	1500
Материал	Нержавеющая сталь	Сталь, латунь, нержавеющая сталь
Специальный фундамент	Требуется	Разрешается использовать бесфундаментное размещение
Срок службы, лет (по паспорту)	5-10	15
Время разборки, рабочая смена	1	0,5
Чувствительность к вибрации	Чувствителен	Нечувствителен

Уплотнения	1. Уплотнения EPDM или Nitril, после разборки необходимо заменить 2. Возможны протечки после механической чистки и сборки на старых уплотнениях	При разборной конструкции уплотнения бесклеевые, легко меняются на новые
Теплоизоляция	Необходима	Необходима
Доступность для внутреннего осмотра и чистки	Разборный, доступный осмотр, замена любой части, трудность механической очистки пластин	Разборный, доступный осмотр, возможна промывка и очистка механическим способом
Соединение при сборке	Разъемные	Разъемные
Обнаружение течи при нарушении целостности	Немедленно после возникновения	Корпус: немедленно после возникновения; трубки: при проведении химического анализа воды
Активная коррозия при температуре более 80°С	Подвержен при применении некачественных материалов	Подвержен при применении некачественных материалов
Деформация поверхности теплопередачи при различных давлениях в греющем и нагреваемом контурах	Неизбежна	Отсутствует
Изменение коэффициента теплопередачи при деформации поверхности теплопередачи	Неизбежно	Отсутствует
Изменение коэффициента теплопередачи при зарастании поверхности (толщина отложений 0,3 мм)	До 2,5 раз меньше	До 10%
Вид промывки	Только химическая	Гидродинамическая (вода), при необходимости - химическая

Из таблицы следует, что кожухотрубные теплообменные аппараты более удобны и просты в эксплуатации, имеют меньшую стоимость. Основным их недостатком является сравнительно низкий коэффициент теплопередачи.

Пластинчатые теплообменники обладают более высоким коэффициентом теплопередачи. Необходимо выделить и другие преимущества: малые габаритные размеры (компактность), низкая величина недогрева, оптимальные трудозатраты при ремонте оборудования, увеличение КПД теплового пункта.

В России, в основном, осуществляется сборка пластинчатых теплообменников из комплектующих зарубежных фирм. Исключением явля-

ется Ижевский завод «Теплоэффект», который осуществляет выпуск пластин собственного производства. Сборка теплообменников на заводе выполняется из пластин, изготовленных на импортном оборудовании, на рамах отечественных производителей «Теплотекс» ГУП «Мостеплоэнерго», ООО «ТехноИнжПромСтрой». Наиболее распространены пластинчатые теплообменники разборного типа (РПТО) (рис.1)

Разборные пластинчатые теплообменники производятся и поставляются следующими фирмами: «Теплотекс» (комплектующие APV – Дания); «Альфа Лаваль Поток» (комплектующие Alfa – Laval – Швеция); «СВЕП Интернешнл АБ» (комплектующие Swep – Швеция); «Ридан» (комплектующие Sondex – Дания); «Машимпекс» (комплектующие GEA – Германия); «FUNKE RUS» (комплектующие – Германия); «Данфос» (комплектующие Данфос – Финляндия); «ТехноИнжпромСтрой» (комплектующие Zondex – Дания) и другие.

Тем не менее, недостатком ПТО являются высокие гидравлические потери, вследствие чего скорость воды в каналах теплообменного аппарата не должна превышать 0,4 м/с. Следовательно, это ограничивает возможность регулирования тепловой мощности и ухудшение их массогабаритных характеристик путем увеличения скорости теплоносителя.

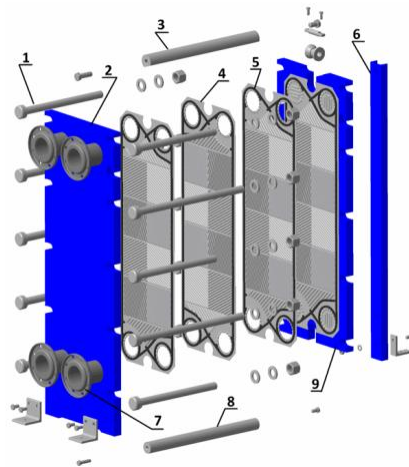


Рис. 1 – Разборный пластинчатый теплообменник

- 1 - стяжная шпилька; 2 – опорная плита; 3 – верхняя направляющая; 4 – гофрированная пластина; 5 – прокладка; 6 – задняя стойка; 7 - вход иили выход греющей или нагреваемой среды; 8 – нижняя направляющая; 9 – прижимная плита

Используемые в настоящий момент пластины имеют следующие геометрические характеристики: продольный шаг – 10–11 мм, по нормали к вершине гофры – 9–10 мм; высота гофр – 3 мм; толщина пластин – 0,4–0,5 мм; эквивалентный диаметр элементарного канала – 6 мм.

Основным показателем количества тепловой энергии, передающейся через теплообменную поверхность от греющего контура к нагреваемому, выступает коэффициент теплопередачи **K**, **Вт/(м К)**. Данный показатель находится в прямой зависимости от коэффициента теплоотдачи, **Вт/(м<sup>2</sup>К)**, то есть, чем выше значение  $\alpha$ , тем больше **K**. Отсюда следует, что для повышения коэффициента теплоотдачи необходимо интенсифицировать процесс теплообмена. [3]

Различают три метода интенсификации теплообменных процессов – активный, пассивный и комбинированный.

Активные методы интенсификации включают механические воздействия на поток, пульсацию потока жидкости, вибрацию поверхностей теплообмена, применение электростатических и электромагнитных полей, вдув и отсос теплоносителя в приграничном слое.[4]

К пассивным методам относят специальную физико-химическую обработку поверхностей теплообмена, использование устройств, обеспечивающих перемешивание и закручивание потока, применение шероховатых и развитых поверхностей, а также различных способов воздействия на поверхностное натяжение, в том числе добавление в теплоносители необходимых примесей. [5]

На кафедре «Теплогасоснабжения и вентиляции» Белгородского государственного технологического университета им. В.Г. Шухова проводятся исследования по интенсификации работы пластинчатого теплообменника. Разработана полупромышленная установка «Независимая система отопления жилого здания», представленная на рис. 2.

Целью активного эксперимента является исследование зависимости коэффициента теплопередачи **K**, **(Вт/мК)**, для пластины от следующих факторов: температура греющего теплоносителя  $t$ , °С, скорость теплоносителя (воды) в греющем контуре  $V_{гр}$ , м/с, скорость движения теплоносителя (воды) в нагреваемом контуре  $V_{нг}$ , м/с, время обработки поверхности пластин  $\tau$ , с.

Результаты экспериментальных исследований позволят разработать оригинальную конструкцию высокоэффективного пластинчатого теплообменника для систем теплоснабжения жилищно-коммунального хозяйства.

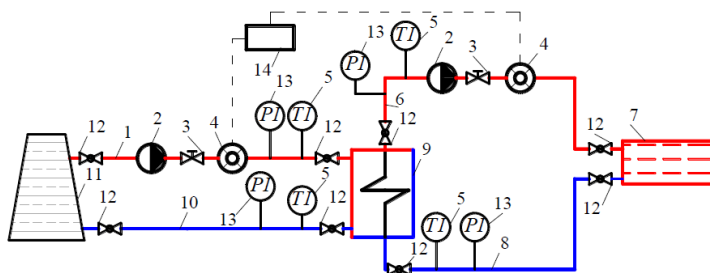


Рис. 2 – Схема полупромышленной установки «Независимая система отопления жилого здания»: 1 – подающий трубопровод от источника теплоснабжения; 2 – насос; 3 – регулирующее устройство; 4 – расходомер; 5 – датчик температуры; 6 – подающий трубопровод от теплообменника; 7 – потребители системы отопления; 8 – обратный трубопровод (от системы отопления в теплообменник); 9 – теплообменник; 10 – обратный трубопровод к источнику теплоснабжения; 11 – источник теплоснабжения; 12 – шаровый кран; 13 – манометр; 14 – тепловычислитель

#### *Литература:*

1. Белгородская область в цифрах. 2018: Крат. стат. сб./Белгородстат. - 2018. - 300 с.
2. Правительство Российской Федерации постановление от 17 декабря 2010 г. N 1050 о федеральной целевой программе "Жилище" на 2015 - 2020 годы
3. Кушев, Л. А. Применение теплообменных аппаратов в системах ЖКХ Белгородской области / Л. А. Кушев, Н. Ю. Никулин, Ю. Г. Овсяников // Научно-технические проблемы совершенствования и развития систем газозенергоснабжения: материалы междунар. научн.-практ. конф. – Саратов, 2018. – С. 111-116.
4. Жукаускас, А. А. Конвективный перенос в теплообменниках / А. А. Жукаускас. – М.: Наука, 1982. – 472 с.
5. Нащокин, В. В. Техническая термодинамика и теплопередача / В. В. Нащокин. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – М.: Высш. шк., 1975. - 497

## **СПОСОБ ОЦЕНКИ КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЙ В ГЕНЕРИРУЮЩЕЕ ОБОРУДОВАНИЕ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ГАЗА ПОДЗЕМНОЙ ГАЗИФИКАЦИИ УГЛЯ**

**И.С. Садкин, П.А.Щинников**

**Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, sadkinvanya@mail.ru**

*Представлен один из методов оценки капиталовложений в энергоблок, главным преимуществом которого является привязка к параметрам энергоблока, а не конкретным наименованиям энергетического оборудования.*

*The material presents one of the methods for assessing investment in a power plant, the main advantage of which is binding to the parameters of the power unit, and not to specific examples of power equipment.*

На сегодняшний день вопрос продолжения масштабных исследований в области подземной газификации угля, а тем более возобновления деятельности опытно-промышленных или промышленных станций в России является дискуссионным [1-3].

Главный продукт подземной газификации угля – это горючийгаз-энергоносителя, который затем можно применять для выработки тепло- и электроэнергии. Многолетний опыт работы станций «Подземгаз» в СССР и современные зарубежные разработки доказали техническую достижимость стабильного ведения процесса газификации угольного пласта с получением газа достаточно постоянного состава и характеристик[4-7].

Одной из важнейших задач в процессе определения целесообразности использования подземной газификации угля является оценка технико-экономических показателей не только самих станций по газификации, но и всего энергокомплекса в целом, включающего в себя все звенья: от угольного месторождения до генерирующего оборудования.

Очевидно, что метод подземной газификации применим только для регионов, имеющих угольные месторождения. Отсюда с высокой степенью уверенности можно предположить, что и энергетика этих регионов будет построена на угольной генерации, основа которой – паросиловые установки. Однако при использовании газа наиболее эффективными являются схемы ГТУ и ПГУ, менее материалоемкие, но обладающие более высоким КПД.

Возникает необходимость сравнения различных технологических схем, имеющих принципиальные различия в составе основного и вспомогательного оборудования. Поэтому важной задачей является разработка актуального инструмента, который бы позволил сравнивать вло-

жения в перечисленные схемы, основываясь не на конкретных образцах оборудования, а на параметрах, на которые проектируется энергоблок.

Предлагается использовать степенную функцию [8]:

$$K = K_0 \cdot \prod_{i=1}^p c_i \cdot \prod_{j=1}^m \left( \frac{x_j}{x_j^0} \right)^{n_j}$$

где  $K_0$  – базовое значение капиталовложения;  $c_i$  – коэффициенты приведения, зависящие от технологической схемы и типа оборудования;  $x_j$  – определяющие параметры, отражающие материалоемкость;  $x_j^0$  – базовые значения определяющих параметров.

При сравнении различных схем принимаются следующие условия и допущения:

1. Газ подземной газификации угля, поступающий на электростанцию/энергоблок, очищен и пригоден к использованию без дополнительной подготовки. Весь цикл его очистки производится на станции газификации угольного пласта.

2. Номинальная мощность электрогенераторов и тепловых отборов равна для сравниваемых вариантов электростанций/энергоблоков.

3. Сравнение вариантов, различающихся по уровню вредных выбросов, осуществляется с учетом дополнительных расходов и капиталовложений на необходимую инфраструктуру для обеспечения предельно допустимых выбросов.

Таким образом обеспечивается приведение рассматриваемых вариантов к одинаковому энергетическому и экологическому эффекту.

В работе проведено сравнение стоимостных оценок, полученных с помощью данного метода, с заводскими и проектными данными, оценками полной стоимости строительства новых энергоблоков ведущими мировыми энергетическими компаниями.

На основе сравнения определен интервал мощностей энергоблоков (до 300 МВт), в котором наблюдается наименьшее расхождение между оценками, допустимое для предварительного технико-экономического планирования.

На основе описанного метода предлагается определить диапазон стоимости газа подземной газификации франко-станция, при котором его применение экономически целесообразно в современных условиях.

### *Литература*

1. Корнилов Д. Есть ли будущее у подземной газификации углей? // Наука в Сибири. - 2004. - № 31-32 (2467-2468). С. 10.

2. Крейнин Е.В. Еще раз о реанимации подземной газификации угля в России. // Уголь. - 2006. - №7. С. 58-59.



3. Садкин И.С., Ворогов В.А. Подземная газификация углей: прошлое или будущее? // Материалы X Международной интернет-конференции молодых ученых, аспирантов, студентов. –Пермь: Изд-во ПНИПУ, 2018. - С. 340-347.
4. Крейнин Е.В. Техничко-экономические перспективы подземной газификации угля//Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2009. - №8. – С.347-352.
5. Подземная газификация углей в СССР/Р.И. Антонова, А.Е. Бижанишвили, М.С. Блиндерман, Е.П. Грабская и др. — М.: ЦНИЭИУголь, 1990. — 96 с.
6. Underground coal gasification (UCG): A new trend of supply-side economics of fossil fuels / Fei Mao // Natural Gas Industry B. – 2016. –Vol. 3, Iss. 4. – P. 312-322.- doi:10.1016/j.ngib.2016.12.007
7. Prospects for underground coal gasification in carbon-constrained world /S. Julio Friedmanna, Ravi Upadhyeb, Fung-Ming Kong // Energy Procedia. – 2009. –Vol. 1, Iss. 1. – P. 4551-4557.- doi:10.1016/j.egypro.2009.02.274
8. Ларионов В.С., Ноздренко Г.В., Щинников П.А., Зыков В.В. Техничко-экономическая эффективность энергоблоков ТЭС – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 1998. – 30 с.

## **ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГЕОТЕРМАЛЬНОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ В КАЛИНИНГРАДСКОЙ ОБЛАСТИ**

**П.В. Стрельникова, А.В. Бояршин, О.К. Григорьева  
Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, 961607@mail.ru.**

*Данная статья рассматривает факторы, сопутствующие строительству комбинированной электростанции на примере совместного использования газотурбинных и геотермальных технологий для Калининградской области.*

*This article is discusses the factors associated with the construction of a combined power plant using the example of the combined use of gas turbine and geothermal technologies for the Kaliningrad region.*

В 2018 году после ввода в эксплуатацию новых электростанций суммарная установленная мощность калининградских электростанций достигла 1525 МВт против 995 МВт годом ранее. Прирост мощности составил 53%. Электроэнергия в области в основном производится на газовых электростанциях[1].

Однако в Калининградской области имеется острая проблема дефицита мощностей существующего газопровода для запуска всей системы сразу и дальнейшего подключения потребителей. Основанием для этого является ограниченная пропускная способность трубопроводов, 2,5 млрд куб. м в год - трубопровод Минск - Вильнюс - Каунас – Калининград, пролегание трубопроводов через соседние страны, а также ограниченный максимальный объем хранения газохранилищ и хранилищ СПГ на Маршале Василевском. Доставка СПГ до Калининграда производится только морским путем, что увеличивает транспортные издержки и стоимость топлива.

Решением имеющейся проблемы, может являться использование имеющихся в регионе геотермальных ресурсов.

В Калининградской области выявлены многочисленные геотермальные аномалии. В пределах площадей нефтяных месторождений воды ниже водонефтяного контакта (ВНК) имеют температуру от +60 °С (Гусевская площадь) до +96 °С (Ладушкинская площадь). В западной части области (Зеленоградский, Гурьевский и Багратионовский районы) установлена Калининградская геотермальная аномалия с температурой подземных вод выше +95 °С, а на севере (Славский район) находится южная часть Западно-Литовской аномалии (температура более +80 °С). В настоящее время Калининградская область входит в число пяти первоочередных геотермальных проектов по направлению «Тепло и энергообеспечение на основе геотермальных ресурсов» Международной программы стратегического развития геотермальной энергии для стран Европы и Центральной Азии [2].

Одним из вариантов использования геотермальных ресурсов является комбинированная геотермально парогазовая установка. Данная установка включает в себя 2 контура выработки электроэнергии (рис. 1):

1. Контур ГТУ - конструктивно объединённая совокупность компрессора, камеры сгорания, газовой турбины, электрического генератора, газоздушного тракта, теплообменного аппарата, системы управления и вспомогательных устройств;

2. Фреоновый контур – установка состоящая из фреоновой турбины, рабочим телом которой является фреоновый пар, теплообменных аппаратов.

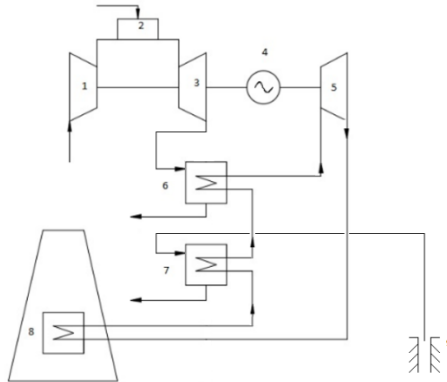


Рис. 1 - Схема комбинированной геотермально парогазовой установки.

1 – компрессор, 2 – камера сгорания, 3 – газовая турбина, 4 – генератор, 5 – турбина, 6 – испаритель, 7 – подогреватель, 8 – конденсатор, 9 – геотермальная скважина.

Исходя из вышесказанного, было выбрано 3 расчетных варианта использования геотермальных ресурсов:

1. максимальная температура геотермальных вод  $96^{\circ}\text{C}$  (г. Ладушкин);
2. температура геотермальных вод  $80^{\circ}\text{C}$  (г. Светлогорск, Пионерский, Зеленоградск);
3. температура геотермальных вод  $54^{\circ}\text{C}$  (г. Гусев).

По выбранным параметрам теплоносителя был проведен расчет тепловой схемы, представленной на рисунке 3. Результаты расчетов сведены в таблицу 2.

В основу расчета выбрана ГТУ АВВGT5 с следующими параметрами:

- Мощность – 2,65 МВт;
- КПД – 27,2%;
- Степень повышения давления – 12;
- Начальная температура –  $950^{\circ}\text{C}$ ;
- Температура уходящих газов –  $445^{\circ}\text{C}$ .

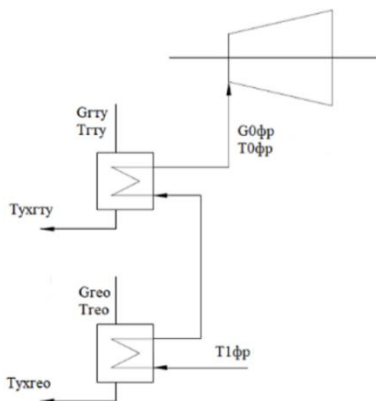


Рис. 3 – Расчетная тепловая схема

**Таблица 1 – Зависимость количества скважин от температуры геотермальных вод.**

	Обозначения	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
Температура геотермальных вод	$T_{гео}$	96	80	54
Теплота полученная от уходящих газов ГТУ, кВт	$Q_{ух}$	5396,1		
Теплота полученная от геотермальной скважины, кВт	$Q_{гео}$	5396,1		
Расход фреона, кг/с	$G_{фр}$	42,38		
Мощность фреоновой турбины, кВт	$N_{фр}$	9240		
Мощность питательного фреонового насоса, кВт	$N_{пнфр}$	174,4		
Мощность ГТУ, кВт	$N_{гту}$	2650		
Суммарная мощность комбинированной геотермально-фреоново-парогазовой установки, кВт	$N$	11715,6		
КПД ГТУ, %	$\eta_{гту}$	27,2		

КПД комбинированной фреоново-парогазовой установки по отпуску электро-энергии, %	$\eta$	75,12		
Расход геотермальной воды, кг/с	Geo	19,53	25,81	53,80
Площадь теплообменного аппарата, м <sup>2</sup>	F	67	90	130

Строительство геотермальной электростанции позволит региону иметь экологически чистую электроэнергию, независимую от геополитических событий и цен на топливные ресурсы. Помимо всего прочего, термальные воды после срабатывания основного потенциала можно использовать для санаторно-курортного лечения в бальнеологических целях, что повысит туристическую привлекательность региона.

#### *Литература:*

1. Распоряжение Губернатора Калининградской области О схеме и программе перспективного развития электроэнергетики Калининградской области на 2019-2023 годы и признании утратившими силу отдельных решений Губернатора Калининградской области от 28 апреля 2018 г №238-р.

2. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1 : 1 000 000 (третье поколение) : объяснительная записка / Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации, Федеральное агентство по недропользованию, Всероссийский научно-исследовательский геологический институт. - Санкт-Петербург : Картографическая фабрика ВСЕГЕИ. Серия Центрально-Европейская. Лист N-(34) - Калининград / Н. В. Лукьянова [и др.]; под ред. В. П. Кирикова. - 2011. - 226 с. : вкл. л. (16) + 10 карт в папке. - Библиогр.: с. 206-215.

3. Харин А.Г., Усанов А.Н. 2015 «О проблеме обеспечения энергетической безопасности Калининградской области».

4. Алхасов А.Б. Возобновляемая энергетика 2-е издание. — М.: Физматлит, 2012. — 256 с. — ISBN 978-5-9221-1244-4.

## ИСПОЛЬЗОВАНИЕ БИОТОПЛИВА В ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВКАХ

**Р.И. Хазиев, О.К. Григорьева**  
**Новосибирский государственный технический университет,**  
**г. Новосибирск, Rustam\_97@bk.ru**

*В работе рассмотрены виды биотоплив, их достоинства и недостатки.  
The article considers the types of biofuels, their advantages and disadvantages.*

Скаждым годом увеличение потребления энергоресурсов возрастает и по прогнозам[1] к середине нынешнего столетия рост потребления первичных ресурсов по сравнению с 2010 г. удвоится и составит около 28 млрд. т. В данном случае возрастает роль возобновляемых источников энергии, таких как геотермальные, солнечные, ветряные электростанции, а также биотопливо, которое в составе энергетических установок имеет минимальное количество вредных выбросов.

Биотопливо – это альтернативный источник энергии из растительно-го или животного сырья, из продуктов жизнедеятельности организмов или органических промышленных отходов. Различают жидкое биотопливо (биоэтанол, биодизель, биометанол, биобутанол, диметилвый эфир), твёрдое (дрова, пеллеты) и газообразное (биогаз, водород).

Биоэтанол получают, в основном, из злаковых культур, кукурузы, сахарного тростника и сахарной свеклы путем ферментативного брожения. В основном используется смесевое топливо, содержащее 10 % этанола и 90 % бензина [3]. Основной недостаток этанола как топлива – его меньшая теплотворная способность, что приводит к более высокому расходу смесевого топлива. Второй недостаток – высокая способность к поглощению воды, что может приводить к расслоению смесевого топлива. Однако все эти отрицательные моменты можно обойти, используя топливо с низким содержанием (до 10 %) этанола. Кроме того, первый недостаток компенсируется высоким октановым числом этанола (108), позволяет развивать гораздо более высокую мощность по сравнению с установкой, работающей на бензине. Процесс сгорания этанола намного эффективнее по сравнению с бензином, что, среди прочего, уменьшает токсичность выхлопных газов.

Биодизель получают путем проведения реакции этерификации (в присутствии катализатора взаимодействие метанола и растительных масел, в первую очередь из рапсового, пальмового и соевого) [2]. В странах Европы в основном для получения биодизеля выращивают рапс, в США – соя, в Канаде – канаола; в России – растительное масло. Биодизель в сравнении со обычным дизельным топливом почти не содержит

серы. При попадании в почву или воду он в отличие от дизеля практически полностью разлагается уже через три недели. Кроме того, биодизель обладает хорошими смазывающими характеристиками. Однако более высокая вязкость не позволяет использовать его в холодное время, и требуется применять смеси, состоящие на 20 % из биодизеля и на 80 % из солянки [3].

#### *Литература:*

1. Марков В.А., Бирюков В.В., Каськов С.И. Использование этанола как экологического энергоносителя для теплоэнергетических установок // Теплоэнергетика. 2016. №9. С.28-35.

2. Панченко А. В. Биотопливо как альтернативный источник энергии // Энергобезопасность и энергосбережение. 2007. №6. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/biotoplivo-kak-alternativnyy-istochnik-energii> (дата обращения: 15.10.2019).

3. Биотопливо. Реальность и мифы. [Электронный ресурс]. - URL: <http://www.nsc.ru/HBC/article.phtml?nid=455&id=5> (дата обращения: 17.10.2019).

## **КИПЯЩИЙ СЛОЙ КАК ПЕРСПЕКТИВНОЕ НАПРАВЛЕНИЕ В КОТЛОСТРОЕНИИ**

**И. С. Назаров, Н.В. Шарков, Е. Б. Жуков**

**Алтайский государственный технический университет,  
г. Барнаул, [web@mail.altstu.ru](mailto:web@mail.altstu.ru)**

*В статье рассмотрена проблема сжигания низкосортных топлив. Описана перспективная технология сжигания топлива в кипящем слое, которая позволяет использовать многие отходы в качестве выгодного топлива для получения энергии. Приведён пример успешного ввода в эксплуатацию котлов с кипящим слоем. Также отмечены котлоагрегаты на кипящем слое, которые как таковые больше не используются из-за малой изученности и недостаточного освоения такой технологии.*

*The article considers the problem of low-grade fuels burning. A promising fluidized-bed (FB) fuel combustion technology is described. Such technology allows using many types of wastes as a profitable fuel for energy generating. The article presents the example of the successful commissioning of boilers with a fluidized bed and FB boilers, which were converted to the typical combustion scheme or become preservation equipment due to poor knowledge and insufficient development of such technology.*

Современные тенденции развития энергетики таковы, что энергетические станции Российской Федерации и стран ближнего зарубежья,

стремятся минимизировать вредные выбросы котельного оборудования, а так же максимально снизить топливную составляющую себестоимости вырабатываемой энергии, за счет внедрения в топливный баланс станции отходов собственного производства, если таковое имеется, или производств находящихся неподалеку предприятий.

Одной из современных технологий, обеспечивающих значительное сокращение выбросов и снижение топливной составляющей, является вовлечение в топливный баланс низкосортных углей, или совместное сжигание низкосортных углей и твердых видов топлива из растительной биомассы (кородревесных отходов).

Под растительной биомассой, традиционно используемой в малой и средней энергетике, понимаются отходы сельскохозяйственной деятельности, такие как лузга подсолнечника, овса, гречихи. Данные виды отходов уже нашли широкое применение в энергетической отрасли в котлах сравнительно небольших мощностей. Другим видом растительной биомассы, наиболее распространенным в энергетике нашей страны и стран ближнего зарубежья, является отходы деревообрабатывающей промышленности.

Сжигание в топках котлов большой и средней мощности измельченных древесных и растительных отходов представляет существенную проблему как из-за трудности удержания легких парусных частиц в процессе их выжигания, так и из-за возможности образования значительных отложений золы в топке и в котельных пучках. При выносе частиц из топки (рис. 1) возникает опасность периодических пожаров в дымоходах и золоуловителях котельной установки по мере накопления в них недожога.

Существующие технологии совместного сжигания низкосортных топлив, таких как бурый уголь, высокозольный каменный уголь, или высоковлажные кородревесные отходы, имеют целый ряд недостатков, не позволяющих полностью использовать заложенную в них энергию. Применение в энергетике альтернативных видов топлива затруднено также и недостаточной изученностью свойств этих топлив и процессов при их сжигании в топочных устройствах.

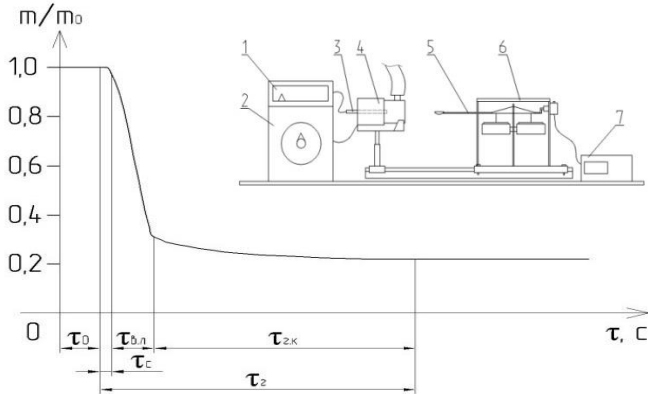




Рис. 1 – Вынос несгоревшего топлива из дымовой трубы

Между тем, за рубежом эти виды топлива применяются в достаточно большом количестве, что решает экономическую и экологическую проблему.

Кафедра КиРС АлтГТУ, совместно со специалистами различных котлостроительных предприятий, занимается изучением свойств и характеристик низкосортных топлив. Определяются кинетические характеристики всех стадий процесса горения от прогрева и сушки до выгорания коксового остатка (Рис. 2, Рис. 3, Рис. 4).



$\tau_0$  – время до разогрева частицы,  $\tau_c$  – время сушки частицы,  $\tau_{в.л.}$  – время выхода летучих из частицы,  $\tau_{г.к.}$  – время горения коксового остатка,  $\tau_g$  – время выгорания частицы,  $\tau_g = \tau_c + \tau_{в.л.} + \tau_{г.к.}$

Рис. 2 – Установка Механотрон. Динамика термического разложения топлива

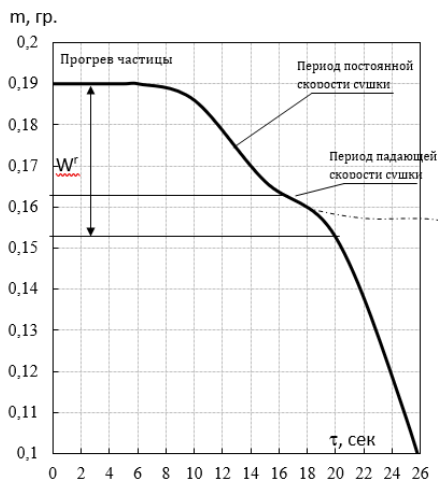


Рис. 3 – Динамика сушки частицы березы при температуре 550°C

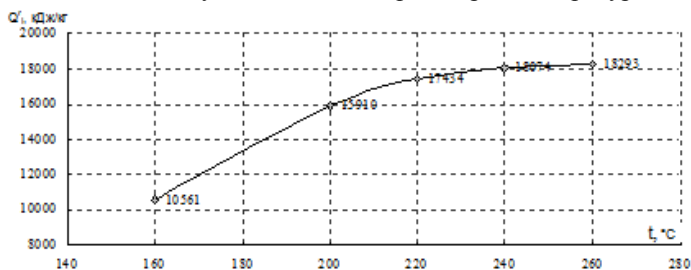


Рис. 4 – Зависимость теплоты сгорания древесных отходов от температуры бертерирования (термического разложения без доступа воздуха)

На данный момент существует несколько способов сжигания низкосортных топлив. Перспективной технологией, на которой стоит заострить внимание, является кипящий слой (КС). Основным принципом, на котором основывается такой способ сжигания, является удержание частиц топлива во взвешенном состоянии. Оно достигается нижним дутьём в топку под слой таким образом, чтобы топливо взлетело, но не уносило за пределы топки, а левитировало в пределах слоя. Воздух, проходя сквозь слой, раздвигает его частицы и слой становится подобен и приобретает свойства жидкости. Благодаря этому в топке реализованы все виды теплообмена: конвекция, излучение и теплопередача, так как частицы непосредственно касаются поверхностей нагрева. В КС частицы топлива сгорают быстрее и качественнее, чем при классическом сло-

ево м сжигании, за счёт взаимного истирания частиц и сбивания золы друг с друга. Однако, достигнуть баланса в подаче воздуха и уносе частиц очень сложно, что приводит к большим показателям механического недожога (до 40%).

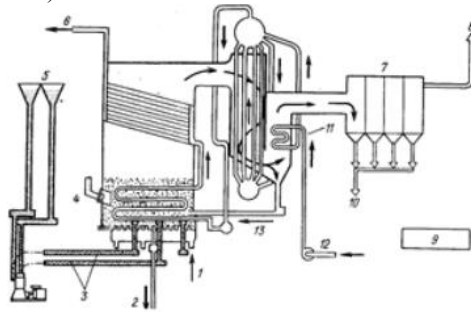


Рис. 5 – Схема котла с КС

Температуру горения в слое необходимо уменьшать для снижения эмиссии оксидов азота ( $\text{NO}_x$ ) и защиты КС от спекания, для этого конструируют специальную погружную поверхность нагрева, которая принимает температуру слоя на себя и снижает его температуру. Теплообмен с такой поверхностью получается очень интенсивный, но, находясь непосредственное в слое, она подвергается абразивному износу, что усложняет эксплуатацию.

Эффект оживления слоя достигается за счёт определённой скорости потока воздуха под слой, эта скорость – скорость псевдооживления (скорость флюидизации  $U_f$ ). Существует её минимальная величина (минимальная скорость псевдооживления  $U_{mf}$ ), при которой в слое начинается оживление. Если эту скорость увеличить, то получится низкотемпературный форсированный кипящий слой (ФКС). В ФКС под слой подаётся около 40 – 60% всего воздуха в топку, а остальной над слоем. Из-за недостатка окислителя, слой не разогревается до слишком высоких температур, тем самым отпадает необходимость в погруженных поверхностях нагрева, и эксплуатация значительно упрощается. Конструкция топки выполняется такой, чтобы организовывались небольшие вихри, которые возвращают унесённые частицы топлива обратно в слой. ФКС характеризуется своей возможностью сжигать практически любые виды топлива и горючих отходов (отходы углеобогащения, шламы, фрезерный торф, растительные отходы, включая подсолнечную и гречневую лузгу, древесные отходы, отходы производства мебели, опилки, щепу, лигнин) при относительно низкой температуре (800-1000°C) без спекания.

ния слоя. Тем не менее топки на ФКС всё ещё требуют тонкой настройки дутья, для уменьшения уноса частиц из слоя.

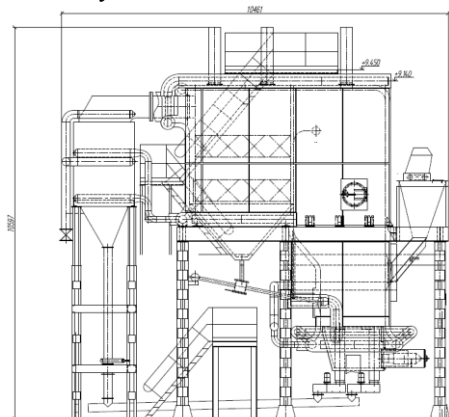


Рис. 6 – Общий вид котла KB-29-150ФКС

При дальнейшем увеличении скорости потока воздуха на ожигение частицы топлива начинают активно вылетать из слоя, отдавая своё тепло топке по всей высоте. Если организовать эффективный возврат таких частиц обратно в КС с возможностью регулирования возврата, то получится хорошая схема с интенсивным теплообменом по всей топке, которая будет не прихотлива к тонкой регулировке дутья, а, следовательно, более манёвренная и неприхотливая к эксплуатации. Такая схема получила название циркулирующий кипящий слой (ЦКС). Её основным элементом является сепаратор, улавливающий унесённое топливо из слоя и возвращающий его обратно. Освоенными конструкциями таких сепараторов являются швеллерковые сепараторы (Рис. 7) и горячие циклоны, которые благодаря инерционной сепарации отделяют поток газов от вынесенных из слоя частиц с большой эффективностью (до 99,9%) из-за плотного потока частиц в уходящих газах. В основаниях опускных стояков сепараторов сконструированы клапаны, за счёт которых осуществляется регулирование количества возвращаемого топлива. Само топливо возвращается по принципу пневмотранспорта, который организован за счёт ещё большего увеличения скорости потока. Недостатком конструкции ЦКС является трудность установки циклона и его газоплотного соединения с котлом.

Следует отметить, что концентрация топлива в слое достигает до 3% для КС и ФКС и до 6% для ЦКС. Остальное вещество в слое – это его наполнитель. Он может быть инертным – песок, кварцевый песок и т.п., или участвовать в химических реакциях – известняк. Оксид кальция

CaO вступает в реакцию с серой, содержащейся в топливе, образуя в восстановительной зоне горения сульфид кальция CaS, а в окислительной зоне — сульфат кальция CaSO<sub>4</sub>.

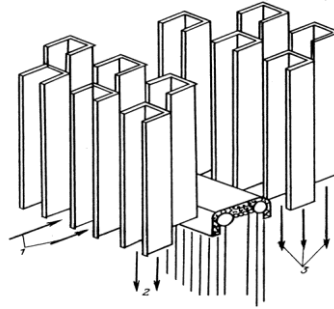


Рис. 7 –Швеллерковый сепаратор

слоевое сжигание                      сжигание в кипящем слое                      факельное сжигание

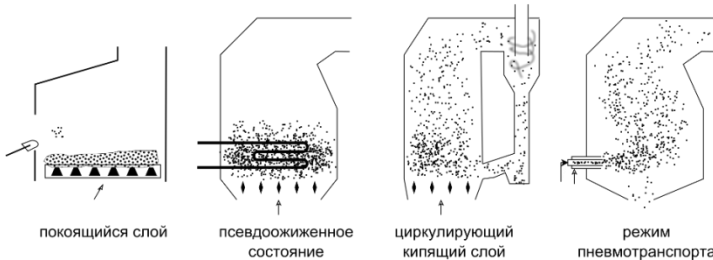


Рис. 8 –Классификация методов сжигания в зависимости от скорости потока

Хоть технология кипящего слоя для сжигания низкосортных топлив не является освоенной в полной мере, в настоящее время многие котельные малой и средней энергетики используют котлы на КС. Более 3000 котлов работают на КС по всему миру, в основном за рубежом. Однако, подобный успешный опыт имеется у российских производителей. Например, группы компаний ООО «НИЦ ПО БЭМ» и ООО «БЭМЗ» разработали, смонтировали и ввели в эксплуатацию три котла КВ-29-150ФКС для котельной БГОК. На момент наладки и испытаний (сразу после монтажа) котлоагрегатов были достигнуты следующие мощности: котёл ст.№1 – 23,96 МВт (80% от номинальной), котёл ст.№2 – 22,56 МВт (80% от номинальной), котёл ст.№3 – 28,26 МВт (95% от номинальной). Сейчас котлы находятся в эксплуатации и полностью обеспечивают потребителя.

Помимо БГОК, существуют и неудачные опыты внедрения котлов на КС, которые на данный момент либо переделаны под классические схе-

мы сжигания топлива, либо находятся в консервации, как, например, котёл с кипящим слоем на барнаульской ТЭЦ-3, выведенный из эксплуатации с 2003 года. Это происходит из-за отсутствия опыта, финансирования и, на тот момент, отсутствие серьёзной потребности в такой технологии. В настоящее время экологические и экономические показатели являются основными критериями в любом производстве, что делает способ сжигания топлива в кипящем слое очень перспективным направлением, которое имеет смысл изучать осваивать и внедрять на подходящих для этого котельных, которых более чем в достатке.

#### *Литература:*

1. Ryabov, G.A. Coal – fired power plant designed with circulating fluidized bed boilers – a scientific assessmen [Text] / G. A. Ryabov, B. P. Afanasev, R. A. Petrosian [at al.] // Symposium of New coal Technologies, 10 – 13 May, 1993. – Finland, Espoo, 1993.

2. Рябов, Г.А. Техническое перевооружение ТЭС с использованием технологии сжигания углей в циркулирующем кипящем слое [Текст] / Г. А. Рябов, И. И. Надыров, Б. Л. Кадников, И. Б. Годик // Электрические станции.– 1996. – № 8. – С. 58–61.

3. Тумановский, А.Г. Развитие технологии сжигания топлив [Текст] / А. Г. Тумановский, В. Р. Котлер, Г. А. Рябов [др.]//Теплоэнергетика. – 1996. – № 7. – С. 30 – 39.

4. Жуков Е.Б., Фурсов И.Д., Якимова И.С. ИССЛЕДОВАНИЕ СЖИГАНИЯ НИЗКОСОРТНОГО УГЛЯ /. Журнал «Современная наука: исследования, идеи, результаты, технологии. MODERNSCIENCE: researches, ideas, results, technologies" Днепрпетровск: Издательство НПВК «ТРИАКОН» Украина 2014. С. 173 - 178.

5. Фурсов И.Д., Жуков Е.Б., Гаврин Н.С, Меняев К.В. ТЕХНОЛОГИЯ СЖИГАНИЯ ДРЕВЕСНЫХ ОТХОДОВ В КОТЛАХ МАЛОЙ И СРЕДНЕЙ МОЩНОСТИ /. Сборник статей I Международной заочной научно-практической конференции "Проблемы техносферной безопасности -2015" (10 февраля 2015г.); Алт.гос.техн.ун-т им. И.И.Ползунова. - Барнаул: Изд-во АлтГТУ, 2015 - с.206-209.

6. Zhukov E.B., CO-COMBUSTION TECHNOLOGY OF COAL AND WOOD WASTE/Zhukov E.B., Puzirev E.M., Menyaev K.V.The 8th International Symposium on Coal Combustion (8thISCC) Beijing, China, July 19-22, 2015

**СЕКЦИЯ МЕНЕДЖМЕНТ В ЭНЕРГЕТИКЕ**  
**И В ЭЛЕКТРОМАШИНОСТРОЕНИИ**

**СОСТАВЛЕНИЕ ПЛАНА РЕМОНТНЫХ РАБОТ И ТО ГЭС**

**Е.И. Бобкова, А.В. Кравченко**  
**Новосибирский государственный технический университет,**  
**г. Новосибирск, natasha.bobkova.79@mail.ru**

*В статье рассмотрены процессы, которые осуществляются во время планирования ремонта и ТО гидроэлектростанции, а также совокупность нормативных документов, согласно которым должны проводиться ремонтные работы и техническое обслуживание.*

*The article discusses the processes that are carried out during the planning of repair and maintenance of a hydroelectric power station, as well as a set of regulatory documents, according to which repairs and maintenance should be carried out.*

Главной задачей энергетических компаний является экономичное и бесперебойное производство электроэнергии. Для реализации данной задачи требуется поддержание соответствующего состояния агрегатов станции, это производится путем проведения технического обслуживания и ремонтных работ. Ремонт требует высоких затрат, как трудовых, так и материальных. Проводимые работы должны соответствовать нормам, стандартам и нормативам, действующим внутри данной отрасли.

В процессе эксплуатации происходит физический и моральный износ основных фондов электростанции, к которым относятся здания, сооружения, оборудования и т.д. Размер износа характеризуется рядом факторов, а именно условия эксплуатации, ее продолжительность, качества технического обслуживания, режима нагрузки, качества материалов и конструктивного исполнения и т.д.

Для достижения стабильной работы станции необходимо анализировать, прогнозировать воздействие вышеперечисленных факторов, а также проводить оценку состояния оборудования станции. Следовательно, обеспечение бесперебойности производится путем своевременного ТО и ремонта, которые нужно планировать. Планирование ремонтных работ является сложным процессом, так как требуется учитывать множество факторов при его составлении.

Организация ремонта происходит на основе учета энергетического оборудования, организации хозяйства запасных частей, разработки нормативной базы. [2]

В состав данных учета входят состояние, сроки службы отдельных деталей, место расположения, эксплуатационные данные, замеченные дефекты, проведенные ремонтные работы.

С целью сокращения затрат, как материальных, так и временных, на ремонтные работы и техническое обслуживание организуется хозяйство запасных частей. [4]

Нормативная база содержит совокупность нормативов, а именно: периодичность ремонта и длительность ремонтного простоя, трудоемкость работ и требуемое количество персонала, потребность в материалах, запасных частях, инструментах, приспособлениях и в специальных механизмах. [4]

Для составления плана ремонтных работ, установления сроков их проведения требуется оценить износ оборудования. Именно величина износа позволяет определить сроки проверки, чистки, регулировки, замены и ремонта деталей и узлов, позволяющие поддерживать технико-экономические показатели на заданном уровне и обеспечивать надежность работы оборудования.

Как говорилось ранее, что организация производственных процессов и выполнение технического обслуживания и ремонтных работ оборудования гидроэлектростанций производится в соответствии с положениями, нормами и требованиями нормативной, технической, технологической и организационно-распорядительной документации, должна соответствовать требованиям национальных стандартов, нормативных документов федерального органа государственной власти, уполномоченного в области технического надзора в электроэнергетике, стандартов и руководящих документов, действующих в отрасли, правил, норм и инструкций по безопасности труда, а при необходимости ранее разработанная документация должна быть актуализирована. [3]

Планирование ремонта оборудования состоит из разработки перспективных планов ремонта основного оборудования и установок гидроэлектростанций, вспомогательного оборудования установок, общестанционного оборудования, а также годовых и месячных планов ремонта основного оборудования установок, вспомогательного оборудования установок, общестанционного оборудования и графиков технического обслуживания. [3]

Формирование плана ремонтных работ должно осуществляться согласно следующей последовательности:

- устанавливаются базовые нормативные циклы, их структура и нормативные межремонтные ресурсы для каждой мощностной группы установок конкретной электростанции;



- по принятой величине прогнозируемой средней наработки установок за один календарный год и нормативному межремонтному ресурсу разрабатывается «эквивалентный» ремонтный цикл, соответствующий принятой наработке.

На составление плана ремонта оборудования оказывает влияние множество факторов, таких как:

- проведение первого капитального ремонта головных установок;
- проведение первого капитального ремонта серийных установок;
- гидротурбинные и гидрогенераторные установки, которые включены в работу при напорах на 15–20% ниже расчетных (минимальных) выводятся в капитальный ремонт через 1–2 года после окончания монтажа;
- планирование общестанционного ремонта оборудования, связанного со снижением рабочей мощности гидроэлектростанции, производится одновременно с ремонтом основного оборудования. [2]

При нерациональной организации ремонтных работ и технического обслуживания может появиться проблема неравномерной занятости рабочего персонала. Для избегания этого требуется учитывать сроки выполнения капитального ремонта резервного вспомогательного оборудования в периоды между капитальными ремонтами основного оборудования и капитального ремонта общестанционного оборудования, отключение которого не ограничивает рабочую мощность гидроэлектростанции, в периоды между ремонтами основного оборудования. [1]

Не позднее, чем за два месяца до начала ремонта должно быть завершено уточнение номенклатуры и объема ремонтных работ. [3]

После того, как ведомость утверждена, в нее могут быть внесены изменения по результатам различных испытаний и пр. Гидроэлектростанции, подрядные организации–исполнители ремонта за 20 дней до начала ремонта проводят проверку выполнения подготовительных работ согласно плану подготовки к ремонту.

Прежде чем приступить к выполнению ремонтных работ, производится проверка готовности станции. Проводит данную процедуру комиссия, состав которой определяется гидроэлектростанцией, не позднее чем за 10 дней до начала ремонта.

В том случае, если комиссия установит неготовность станции к исполнению ремонтных работ, то дата начала ремонта, его продолжительность и т.д. может быть изменена.

Перед началом ремонта необходимо ознакомление рабочих бригад с объемом предстоящих работ.

После полного согласования и утверждения плана ремонта, а также подтверждения комиссией готовности станции к проведению ремонта, организация-исполнитель приступает непосредственно к ремонту.

Начало ремонта установок гидроэлектростанции - время отключения гидрогенератора. [2]

Таким образом, можно сделать вывод, что составление плана ремонтных работ и ТО достаточно сложный процесс, который требует высоких трудовых и материальных затрат, а также проведение операций должно соответствовать установленным временным рамкам.

### *Литература*

1. Приказ Минэнерго России «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики» от 25.10.2017 № 50503 // Зарегистрировано в Минюсте России. № 26.03.2018;

2. ГОСТ «ГОСТ Р 55260.1.7-2013 Гидроэлектростанции. Часть 1-7. Сооружения ГЭС гидротехнические. Общие требования по ремонту и реконструкции сооружений и оборудования = Hydro power plants. Part 1-7. Hydroelectric power stations. General requirements for repair and reconstruction of constructions and equipment» от 01.05.2015 № 1055 - ст // М.: Стандартинформ. 2015 г.;

3. Приложение к приказу ОАО «РусГидро» «ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ. РЕМОНТ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ, ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ. ОРГАНИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ. НОРМЫ И ТРЕБОВАНИЯ» от 04.12.2012 № 1158 // М.: Официальное издание. с изм. и допол. в ред. от С изменениями, утвержденными приказом ОАО «РусГидро» от 31.07.2013 года № 694;

4. Колпачков В.И., Ящура А.И. Производственная эксплуатация, техническое обслуживание и ремонт энергетического оборудования // Справочник. Москва: 2017.

## **ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗМЕЩЕНИЯ ГЕНЕРАЦИИ НА БАЗЕ ВИЭ В РЕГИОНАХ РОССИИ**

**А.Д. Винник, А.А. Варенник**

**Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, AnastasiaVin19@gmail.com**

*Вопросы развития генерации на базе ВИЭ в настоящее время актуальны как за рубежом, так и в России. В работе проведено исследование перспектив размещения ВИЭ в регионах России. Проанализированы тарифы в совокупно-*

сти с потенциалом установки ВИЭ и выделены потенциально привлекательные регионы. В одном из данных регионов рассмотрен проект установки ВЭУ, рассчитана себестоимость производства электроэнергии, которая оказалась на 80,65% ниже, чем в настоящее время. Сделан вывод о привлекательности данного региона для размещения ВИЭ. Намечены дальнейшие направления исследования.

*Issues of generation development based on renewable energy sources are currently relevant both abroad and in Russia. The article covers the prospects for the deployment of renewable energy in the regions of Russia. Tariffs in regions were analyzed in conjunction with the potential for renewable-energy power plants and the most promising ones were identified. In one of these regions a wind turbine installation project was considered, and the cost of electricity production was calculated, which turned out to be 80.65% lower than at present. It is concluded that this region is attractive for renewable energy. Further areas of research are outlined.*

Использование возобновляемых источников энергии, в отличие от использования ископаемого топлива, дает ряд преимуществ и возможностей, начиная от экологических до социально-экономических и политических.

По данным REN 21 к таким преимуществам относятся: сдерживание изменения климата - большинство источников возобновляемой энергии приводят к минимальным или нулевым выбросам, даже если учитывать полный жизненный цикл технологий; повышение энергетической безопасности; сокращение загрязнения воздуха за счет уменьшения выбросов; повышение надежности энергоснабжения при нестабильных погодных условиях; доступ к энергии с более низкими затратами, т. к. в большинстве стран мира технологии на базе ВИЭ представляют собой самый дешевый способ производства электроэнергии [5].

Хотя приведенные данные подтверждают, что возобновляемые источники энергии становятся все более экономически и социально привлекательными, они медленно внедряются на российский энергетический рынок. Причиной этому является оснащённость страны ископаемым топливом и проведение экономической политики, зависящей от экспорта, который составляет 60% от всего экспорта страны и приносит 35% доходов в федеральный бюджет.

Однако, ВИЭ постепенно внедряются в российские энергосистемы, существует государственная поддержка «зеленой энергетики», осуществляемая по договорам предоставления мощности (ДПМ ВИЭ 1.0) и по действующей программе предполагается строительство 5,5 ГВт ВИЭ с 2013 по 2024 год. На 1 января 2019 года за счет ВИЭ обеспечивается 1,09 ГВт установленных мощностей, что составляет 0,42% от общего значения [3].

В России тариф на электроэнергию не является единым для всех регионов. В 2019 году он находится в диапазоне от 1,11 до 8,42 руб./кВтч,

что в основном связано с дефицитом топлива в регионах. Использование ВИЭ может способствовать скрещению этого значения до более однородного и именно эти регионы могут быть перспективными для развития и внедрения установок.

В рамках исследования был произведен анализ регионов России в котором сопоставлялись регионы с подходящими климатическими условиями для эффективного применения установок на базе ВИЭ с высоким значением установленного тарифа на электроэнергию. Результаты анализа представлены в таблице 1

**Таблица 1 – Перспективные для установки ВИЭ регионы [2].**

Название региона	Тариф	Климатические особенности
Чукотский АО	8,42 руб/кВтч	Средняя скорость ветра 5,5-6,5 м/с. Максимальная скорость ветра 42-80 м/с. Средняя температура -4 °С до +12 °С. Средний уровень инсоляции 3,12 кВт*ч/м2
Камчатский край	6,8 руб/кВтч	Средняя скорость ветра 4-6 м/с. Максимальная скорость ветра 20-40 м/с. Средняя температура -9°С до +11 °С. Средний уровень инсоляции 3,62 кВт*ч/м2
Республика Саха (Якутия)	6,19 руб/кВтч	Средняя скорость ветра от 1,8 до 2,5 м/с. Средняя температура -8,8°С, максимальная +38,4°С, минимальная -64,5°С. Средний уровень инсоляции 3,38 кВт*ч/м2

На основании проведенного сопоставления в качестве объекта исследования было выбрано село Инчоун с населением 365 человек (на 2018 год), расположенное в Чукотском районе Чукотского автономного округа России, севернее мыса Дежнёва на берегу Северного Ледовитого океана. Транспортная связь с селом осуществляется морским путём и по воздуху вертолётom.

Чукотский АО является технически изолированной энергосистемой, поэтому генерацию электрической энергии в селе осуществляет дизельная электростанция, принадлежащая ООО «Электро-Инчоун». Потребителями электроэнергии в поселке является население, начальная школа, фельдшерско-акушерский пункт, Дом культуры, библиотека, почта, узел связи, банно-прачечный комплекс, магазин и действует отделение муниципального сельхозпредприятия «Заполярье». По данным, предоставленным компанией, в 2018 году объем полезного отпуска составил 713,762 тыс. кВтч, а себестоимость электроэнергии можно оценить в

68,21 руб./кВтч [4]. Однако, в связи с постановлением правления тариф для населения должен быть ограничен на уровне 4.64 руб./кВтч, а для розничных покупателей – 19,73 руб./кВтч в 2018 году. Чтобы достигнуть таких тарифов выделены субсидии в размере 23 054 тыс. руб. для возмещения недополученных генерирующими компаниями доходов [1].

С целью снижения себестоимости электроэнергии в работе был рассмотрен вариант постройки ветро-дизельной электростанции в селе.

На основе прогноза графиков нагрузки потребителей, данных о ветроэнергетическом потенциале и анализа потенциальных поставщиков энергооборудования, были определены основные параметры объекта. Электростанция будет состоять из 1 ветроагрегата (ВЭУ), мощностью 300 кВт, предназначенного для работы в условиях заполярья. Оборудование произведено японской компанией Komaihaltek (данные установки уже используются в пос. Тикси, Республике Саха – Якутия, с 2017 года). Расчет себестоимости электроэнергии на данной установке представлен в таблице 2

**Таблица 2 – Расчет себестоимости электроэнергии**

Показатель	Значение	Показатель	Значение
Стоимость ВЭУ с учетом доставки и установки	45000 тыс. руб.	Срок службы ВЭУ	25 лет
Амортизация ВЭУ (линейным методом)	1800 тыс. руб.	Объем выработки ВЭУ	875,28 тыс. кВтч
Обслуживание ДЭГ	200тыс.руб.	Объем выработки ДЭГ	34,582 тыс. кВтч
Обслуживание ВЭУ	450тыс.руб.		
Стоимость 1 т. дизельного топлива	75,9 тыс. руб.	Объем полезного отпуска	713,762 тыс. кВтч
Стоимость доставки 1т. Дизельного топлива	49,9 тыс. руб.	Кол-во топлива	27 т.
Расходы на ФОТ	2433 тыс. руб.	Кол-во доп. топлива	10 т.
<b>Себестоимость кВтч</b>		<b>13,2 руб./кВтч</b>	

Согласно данным таблицы 2, строительство рассматриваемой электростанции снизит существующую себестоимость с 68,21 руб./кВтч до 13,2 руб./кВтч (на 80,65%) и сократит годовое потребление дизельного топлива со 130 до 37 тонн (на 71,36%). Полученное значение себестоимости выше установленного тарифа для населения, но на 49,5% ниже для розничных покупателей, что поможет существенно сократить выде-

ляемые субсидии из бюджета страны для возмещения недополученных доходов.

Таким образом, на основании проведенного исследования можно сделать вывод о перспективности установки ВИЭ в районах Чукотского автономного округа.

Дальнейшее развитие исследования будет включать в себя:

- Оценку показателей эффективности проекта
- Разработку рекомендаций по привлечению инвесторов
- Рассмотрение аналогичных проектов для других регионов

#### *Литература:*

1. Постановление правления от 18 декабря 2017 года № 26-э/1 г. Анадырь «Об установлении тарифов на электрическую энергию (мощность), поставляемую покупателям на розничном рынке Чукотского автономного округа, с учетом субсидии на возмещение недополученных доходов гарантирующим поставщикам в связи с доведением цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность) до базовых уровней цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), на 2018 год. [электронный ресурс] / URL:

[http://www.chukotenergo.ru/upload/sbit\\_tarif/Post\\_KGRCiT\\_18-12-2017\\_26-E1.pdf](http://www.chukotenergo.ru/upload/sbit_tarif/Post_KGRCiT_18-12-2017_26-E1.pdf)

2. Доклад об особенностях климата на территории Российской Федерации за 2018 год. – Москва, 2019. – 79 стр.

3. Единая энергетическая система России [электронный ресурс] / URL: <https://so-ups.ru/index.php?id=ees>

4. Электро-Инчоун [электронный ресурс] / URL: <http://teplochukotka.ru/electro-inchoun>

5. Why is renewable energy important? [электронный ресурс] / URL: <https://www.ren21.net/why-is-renewable-energy-important/>

## **ЗНАЧЕНИЕ ПРОВЕДЕНИЯ ФИНАНСОВОГО АНАЛИЗА ДЛЯ ПРЕДПРИЯТИЙ ЭНЕРГЕТИКИ**

**Д.В. Зайцева, О.А. Стародубцева**

**«Новосибирский государственный технический университет»,  
г. Новосибирск, savchenko-darya@bk.ru**

*В данной статье даны понятия финансового состояния предприятия и его анализа, рассмотрены цель и задачи анализа финансового состояния, этапы его проведения, а также важность его проведения для руководства предприятия и его внешних партнеров.*

*Abstract: this article describes the concepts of the financial condition of the enterprise and its analysis, the purpose and objectives of the analysis of the financial condition, the stages of its implementation, as well as the importance of its implementation for the management of the enterprise and its external partners.*

Анализ финансового состояния предприятий энергетики на современном этапе развития экономики является очень актуальным. Именно от финансового состояния предприятия зависит успех или провал предприятия, его конкурентоспособность. От анализа и оценки финансового состояния энергетического предприятия зависят интересы, как самого предприятия, так и его партнеров, его потенциал в деловом сотрудничестве. Анализ финансового состояния позволяет своевременно выявить и устранить недостатки финансовой деятельности, определить их причины, а так же найти резервы улучшения финансового состояния. Поэтому, для того чтобы обеспечить предприятию долгосрочную перспективу развития, ТОП-менеджерам необходимо уметь объективно оценивать финансовое состояние не только своего предприятия, но и знать финансовое положение своих реальных и потенциальных конкурентов.

Исследователи обращают внимание на различное количество лиц, заинтересованных субъектов в получении информации о финансовой ситуации на предприятии и его деятельности. Каждый субъект имеет свою точку зрения и преследует свои интересы при анализе финансового состояния организации, причем отличные от других. Интересы компаний энергетики зависят от заинтересованных сторон, таких как советы директоров, инвесторы, клиенты, директивные органы и конкуренты. Это обусловлено различным отношением к анализируемой организации, и потому руководству организации необходимо принимать во внимание точки зрения других субъектов [1, с.79].

Определимся с понятиями по предмету исследования

*Финансовый анализ* – это изучение основных показателей финансового состояния и финансовых результатов деятельности организации с целью принятия заинтересованными лицами управленческих, инвестиционных и прочих решений.

*Предмет финансового анализа* – финансовое состояние предприятия, позволяющее оценить текущее финансовое состояние и изменения, которые происходят в финансовых показателях.

*Финансовое состояние предприятия* – обеспеченность/необеспеченность необходимыми денежными ресурсами энергетического предприятия для осуществления своей финансово-хозяйственной деятельности и своевременного проведения денежных расчётов [1, с.78].

Особенности энергетических компаний, особенно энергосбытовых, заключается в том, что в балансе практически отсутствуют внеоборотные активы; основная часть оборотных активов – дебиторская задолженность, в обязательствах – кредиторская задолженность, для этих организаций долгосрочные кредиты не характерны.

В результате реформирования отрасли выявились следующие проблемы, касающиеся финансового анализа предприятий, а именно:

- нормативная правовая база не предусматривает обязательного публичного раскрытия энергетическими компаниями данных финансовой отчетности,

- отсутствуют требования к наполнению финансовой отчетности,

- отсутствуют отраслевые стандарты учета и отчетности.

В связи с этим проведение анализа финансового состояния энергобытовых компаний затрудняется, так как достоверность его результатов напрямую зависит от информационной базы, включая методики сбора, обработки информации и однозначное понимание сущности используемой терминологии и показателей [2].

Финансовое состояние может быть устойчивым, неустойчивым и кризисным.

Для оценки финансового состояния и проводится финансовый анализ, информационной базой для проведения которого служит бухгалтерская (финансовая) отчетность предприятия и цель проведения которого состоит в поиске резервов повышения рыночной стоимости предприятия и обеспечения его долгосрочного развития.

*Основные задачи анализа.*

1. Определение финансового положения организации, своевременное выявление и устранение недостатков в финансовой деятельности;

2. Выявление изменений в финансовом состоянии по сравнению с прошлыми периодами, а так же, определение основных факторов, вызывающих эти изменения;

3. Разработка прогнозных моделей финансового состояния при разработке различных вариантах изменения внешних факторов и использования своих ресурсов;

4. Нахождение резервов улучшения финансового состояния предприятия;

5. Разработка мероприятий по укреплению финансового состояния и эффективному использованию финансовых результатов.

При проведении финансового анализа предприятий энергетической отрасли необходимо обратить внимание на изменения, происходящие в данной отрасли, т.е. каким образом происходят государственное регу-



лирование, формирование рынка электроэнергии, какие компании становятся лидерами на рынке и за счет каких факторов [3].

При этом необходимо своевременно делать анализ финансового положения предприятия для того чтобы определить наиболее значимые стороны своей деятельности и затем выстроить свою бизнес-модель таким образом, чтобы обеспечить долгосрочное стабильное функционирование.

На практике, как правило, выделяют внешний и внутренний анализ. Внутренний анализ проводится непосредственно сотрудниками организации. Внешний анализ проводится сторонними аналитиками, например аудиторскими компаниями [4, с.114] (см. табл.1).

**Таблица 1 - Факторы, влияющие на финансовое состояние предприятия**

Внутренние (управляемые)	Внешние (неуправляемые)
1) наличие гибкой структуры капитала	1) государственно-кредитная, налоговая, законодательная, таможенная политика
2) превышение доходов над расходами, с целью сохранения платежеспособности	2) положение предприятия на рынке
3) производство и реализация конкурентоспособной и качественной продукции.	3) уровень безработицы
4) эффективность хозяйственной и финансовой деятельности	4) финансовое состояние предприятия, партнеров, контрагентов, конкурентов

Работа по анализу финансового состояния позволяет выявить сильные и слабые стороны компании энергетики, выбрать правильный путь к наилучшему ее развитию и добиться значительного роста прибыли.

*Литература:*

1. Дубовая О.Ю., Стародубцева О. А. Особенности оценки финансового состояния предприятия // Производственный менеджмент : теория, методология, практика: сбю материалов 3 междунар. науч.-практ. конф.. Новосибирск, 25 нояб., 2015 г. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2015. – С. 78-82.

2. Ильенков Д.А.Методика анализа финансового состояния энергосбытовых компаний в процессе либерализации электроэнергетики. [Электронный ресурс] URL:

ocviewer.yandex.ru/view/44127913/?page=20&\* ( дата обращения: 07.11.19).

3. Ключкова Н.В. Понятие финансово-экономической стабильности энергетического предприятия. [Электронный ресурс] URL: <http://vestnik.ispu.ru/sites/vestnik.ispu.ru/files/publications/24-26.pdf> (дата обращения 07.11.19).

4. Первова О.Ю. Теоретические аспекты управления финансовыми потоками организации / Первова О.Ю. // Российское предпринимательство. – 2013. – No 13. – С. 112 - 117.

## **СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ КАЧЕСТВОМ В АО «НОВОСИБИРСКЭНЕРГОСБЫТ»**

**А.В. Королёва, Г.А. Семякина**  
**Новосибирский государственный технический университет,**  
**г. Новосибирск, ann140498@mai.ru**

*Политика АО «Новосибирскэнергообит» в области качества – это гарантия высокого уровня услуг по всем направлениям деятельности посредством сочетания высококвалифицированного персонала, надежного оборудования и лидерования в технологиях и методах управления.*

*The policy of JSC Novosibirskenergosbyt in the field of quality is a guarantee of a high level of services in all areas of activity through a combination of highly qualified personnel, reliable equipment and leadership in technologies and management methods.*

АО «Новосибирскэнергообит» – является одной из крупнейших энергообитовых компаний, единственным гарантирующим поставщиком электроэнергии на территории г. Новосибирска и Новосибирской области.

Деятельность компании заключается в покупке электроэнергии на оптовом рынке и продажа на розничном рынке электроэнергии потребителям;

АО «Новосибирскэнергообит» - это профессиональная стабильная команда, в которой каждый работник является носителем корпоративной культуры и ценностей.

За последние несколько лет у компании прослеживается положительная тенденция, рост показателей, способствующий переходу от неустойчивого финансового состояния к нормальному финансовому состоянию. В свою очередь рост показателей – является признаком расширения деятельности [4].

Основные факторы успеха АО «Новосибирскэнергообит»: высокое качество предоставляемых услуг; использование новейшего программного обеспечения; длительные и устойчивые отношения с партнерами; положительная репутация компании; территориальная близость к объектам работ; большой опыт работы и решения всего комплекса проблем энергетики; финансовое благополучие организации;

высококвалифицированные сотрудники; клиентоориентированность; социальная ответственность.

Рассмотрев основные аспекты компании АО «Новосибирскэнергообит» перейдем к рассмотрению внедрения СМК на предприятии.

Залог благополучия и высокой конкурентности предприятия, связанного с электроэнергетикой, невозможен без хорошо налаженной системы управления качеством в электроэнергетике

Прежде всего, следует отметить, что под качеством в электроэнергетике следует понимать степень соответствия присущей совокупности свойств, характеристик электроэнергетики и поставку электроэнергии потребителю в требуемом объеме и требуемого качества [5].

Выделим главные отраслевыми особенностями электроэнергетики [3]:

невозможность запастись электрической энергией в значительных масштабах, в связи с чем имеет место постоянное единство производства и потребления; необходимость бесперебойности энергоснабжения потребителей; необходимость разработки графиков нагрузки на каждый день каждого месяца с учетом сезона, климатических условий, дня недели и других факторов.

СМК представляет собой совокупность организационной структуры инновационного сектора экономики, существующей в её рамках, полномочий и ответственности его субъектов, процессов деятельности, трудовых, материальных и финансовых ресурсов [1].

Таким образом, система менеджмента качества – это организационная система, основанная на процессной модели и ориентированная на достижение запланированных целей – результатов деятельности предприятия, сформулированных руководством.

Системы управления качеством в энергетике - отдельная отрасль систем контроля, которые обязаны учитывать следующие положения: ориентированность качества, в первую очередь, на потребителя; обеспечение качества - во многом это системный процесс, захватывающий всю структуру компании; вопросы улучшения связаны не только с производством, но и с маркетингом и послепродажным обслуживанием; обновление технологии и поддержание ее на необходимом уровне; в про-

цессе должны быть заинтересованы все, кто задействован в создании продукции или услуг.

Система качества АО «Новосибирскэнергосбыт» ориентирована на четыре основных направления: ответственность руководства; ориентация на потребителя; ориентация на сотрудников; ориентация на процессы.

В компании сформирован отдел по качеству (ОпК). Основной задачей отдела по качеству является обеспечение превентивного контроля и выработка предложений по улучшению качества во всех подразделениях и по всем видам услуг предприятия[4]. В процессе своей деятельности Отдел по качеству реализует следующие задачи: организация и проведение обучения персонала вопросам СМК, а также проведение консультаций в области качества; планирование и выполнение мероприятий, направленных на повышение эффективности качества функционирования предприятия; проведение внутреннего аудита в подразделениях предприятия.

Для координации усилий менеджмента по внедрению системы менеджмента качества на предприятии создан совет по непрерывному совершенствованию. Основные функции совета: согласование направления деятельности предприятия в области качества; анализ текущего состояния внедрения СМК; рассмотрение результатов проекта СМК; рассмотрение предложений по совершенствованию.

На предприятии разрабатывается и внедряется процедура проведения внутренних проверок (аудита) качества, направленных на идентификацию несоответствий в процессах, а также на выявление эффективности системы качества[4].

Ключевые процессы проверяются дважды в год. Первая проверка осуществляется владельцем процесса, вторая – ОпК. В случае обнаружения нарушений в исполнении регламентирующих документов, соответствующих ключевым процессам, к персоналу, допустившим наличие замечаний, в обязательном порядке применяются меры дисциплинарного воздействия.

В компании введена система «5С» во всех подразделениях предприятия. Эта система позволяет вовлечь персонал в процесс внедрения СМК, оптимизировать работу и систему хранения документов, составлять схемы расположения сотрудников, рабочих мест, сокращать производственные расходы и повышать эффективность использования материально-технических ресурсов.

Электрическая энергия является одним из наиболее востребованных видов продукции. Как и любой другой вид продукции, э/э обладает совокупностью свойств, характеризующих её способность удовлетворять

требованиям, предъявляемым потребителям к этой продукции. Поэтому внедрение системы менеджмента качества в АО «Новосибирскэнерго-сбыт» позволяет повысить качество обслуживания клиентов и качество оказываемых им услуг.

В результате проделанной работы была рассмотрена организация системы качества в АО «Новосибирскэнерго-сбыт». Следует отметить, что руководство предприятия придает большое значение правильному пониманию Политики предприятия в области качества всеми её сотрудниками. Внедрение СМК повысило статус предприятия и вывело их на новый уровень. Развёртывание системы менеджмента качества на предприятии осуществляется посредством каскадирования СМК и поэтапного вовлечения персонала от высшего руководства до рядовых служащих в процессы непрерывного совершенствования. На предприятии проводится организация и проведение обучения персонала вопросам СМК.

Однако, несмотря на то, что в АО «Новосибирскэнерго-сбыт» поддерживается в рабочем состоянии и постоянно совершенствуется система менеджмента качества, возникают сложности при внедрении СМК, связанные с непониманием важности некоторых стратегий, вводимых для развития предприятия, со стороны сотрудников. Как следствие, у них отсутствует личная заинтересованность в повышении показателей деятельности.

Для изменения ситуации, АО «Новосибирскэнерго-сбыт» рекомендуется ввести перечень принципов, направленных на мотивацию и наиболее эффективное внедрение СМК: гарантия занятости и создание благоприятной обстановки; гласность и ценности предприятия; управление, основанное на информации; управление, ориентированное на качество; поддержание частоты и порядка на рабочем месте.

#### *Литература:*

1. Гродзенский, С.Я. Менеджмент качества: Учебное пособие / С.Я. Гродзенский. - М.: Проспект, 2015. - 200 с.
2. Методы и средства управления качеством : учебное пособие / Е. М. Зубрилина [и др.] ; Дон. гос. техн. ун-т.- Ростов-на-Дону : ДГТУ , 2017.-86с.
3. Системы электроснабжения : [учебник] / Н.П. Гужов, В. Я. Ольховский, Д. А. Павлюченко - Новосибирск : Изд-во НГТУ , 2015.-257с.
4. Годовой отчёт АО «Новосибирскэнерго-сбыт» [Электронный ресурс]. –Режим доступа: <http://www.nskes.ru/>
5. Системы управления качеством в энергетике: важное звено в СМК[Электронный ресурс]. –Режим доступа: <https://www.iksystems.ru>

# ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ГОСУДАРСТВЕННО-ЧАСТНОГО ПАРТНЕРСТВА ПРИ УПРАВЛЕНИИ ИНВЕСТИЦИЯМИ

Д.В. Линкер, А.В. Кравченко  
Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, [diana-linker@mail.ru](mailto:diana-linker@mail.ru)

*В статье проанализированы теоретические основы государственно-частного партнерства. Рассмотрена оценка оптимального уровня доходности от участия частного капитала в проектах государственно-частного партнерства.*

*The article analyzes the theoretical foundations of public-private partnership. The estimation of the optimal level of profitability from the participation of private capital in public-private partnership projects is considered.*

Экономическое развитие является важным фактором существования любой страны. Успешное экономическое развитие должно происходить, опираясь не только на собственный опыт страны, но и заимствуя действительно перспективные механизмы развития. Одним из таких механизмов для российской экономики стало взаимодействие государственной власти и частного бизнеса - государственно-частное партнерство (ГЧП). Это сотрудничество помогает успешно развивать рыночную экономику, что позволило ей развиваться и широко использоваться в развитых странах.

ГЧП является относительно новым явлением в мировой экономике. Его успешное развитие будет определяться несколькими ключевыми факторами, влияющими на расширение масштабов и форм взаимодействия государства и бизнеса (табл.1).

**Таблица 1 – Формы ГЧП.**

Форма	Характеристика
Контракты	Они заключаются между государством и частной компанией для осуществления определенных видов деятельности (как административный договор).
Аренда	Особенность заключается в том, что на условиях, указанных в договоре, государственная собственность передается частному партнеру во временное пользование и за определенную плату.
Концессия	Особенность заключается в том, что государство в рамках партнерский отношений (оставаясь собственником

	имущества) дает полномочия частному партнеру выполнять определенные функции в течении некоторого периода времени и дает ему полномочия для обеспечения нормального функционирования концессионного объекта.
Соглашение о разделе продукции	В соглашениях о разделе продукции партнеру государства принадлежит только ее часть. Раздел продукции между государством и инвестором, его условия и порядок определяются в соглашении.

В целом, государственно-частное партнерство - это юридически закрепленная форма взаимодействия между государством и частным сектором в отношении государственной и муниципальной собственности, а также услуг, оказываемых и предоставляемых государственными или муниципальными органами, учреждениями или предприятиями с целью реализации социально значимых проектов во всех видах экономической деятельности.

Государственно-частные партнерства имеют широкий спектр бизнес-структур и форм партнерства: от «частной финансовой инициативы» до совместных предприятий и концессий, продажи части акций государственных предприятий, занимающихся коммерческой деятельностью [1]. При реализации проектов ГЧП обе стороны имеют определенную для себя выгоду (табл.2).

**Таблица 2 – Выгода государства и частной стороны.**

Государство	Частная сторона
Уменьшите стоимость создания любой существенной инфраструктуры.	Защищенность инвестиций.
Снижение всех рисков.	Гарантированная рентабельность.
Доступ к прочим источникам капитала.	Условная независимость в принятии своевременных решений.
Повышается надежность государственных инвестиций и вероятность получения ожидаемого результата.	

Сектор производства электроэнергии является одним из крупнейших бенефициаров частных инвестиций с использованием механизма ГЧП и проектного финансирования. Проекты ГЧП были особенно успешными

в создании новых генерирующих мощностей. Электрогенерирующие мощности большие и очень дорогие, и поэтому хорошо вписываются в структуру финансирования проекта. Как правило, такие проекты связаны с созданием совершенно новых активов, которые должны стать отдельными, изолированными объектами, пригодными для использования в качестве обеспечения по кредитам и обеспечения независимого потока доходов. Проекты ГЧП, связанные с объектами передачи и распределения в энергетическом секторе, встречаются гораздо реже. В отличие от создания генерирующих мощностей, передачу и распределение электроэнергии сложнее вписать в модели ГЧП. Одним из немногих исключений в этом случае является строительство длинных линий электропередач или межсетевых узлов.

Проекты, реализация которых возможна посредством заключения ГЧП-соглашений, не всегда могут обладать достаточной коммерческой привлекательностью для потенциального инвестора.

Обеспечение того, чтобы частная сторона во всех аспектах своей деятельности заключалась в том, что при условии грамотного структурирования и квалифицированного управления инвестициями в течение определенного периода времени это означает, что их деятельность и возможность получения небольшого, но гарантированного дохода не будут. Продолжительность периода гарантированного дохода позволяет реализовать инвестиционные программы, которые очень важны для всех коммунальных предприятий, одновременно привлекая как государственное финансирование на безвозвратной основе, так и кредитные ресурсы для реализации. В то же время, в соответствии с российским законодательством, муниципалитет имеет значительные возможности для организации коммунального комплекса. Соглашения о механизмах воздействия на организацию коммунального комплекса.[2]

Исходя из опыта, накопленного в Новосибирской области, основными проблемами в разработке и применении концессионных моделей государственно-частного партнерства в муниципальном секторе являются:

- трудности в планировании долгосрочных параметров на долгосрочную перспективу;
- трудности планирования количества и объема потребительских подключений и инвестиционных обязательств по ним;
- проблема высокого уровня задолженности муниципальных унитарных предприятий;
- требование обязательной регистрации передаваемого имущества;
- сложный механизм межмуниципальных концессий;



- неспособность муниципалитета принять определенные обязательства концедента по договору концессии;
- отсутствие в законодательстве необходимости возмещения расходов концессионера, которые не были возмещены ему в конце срока действия соглашения с использованием метода индексации.

*Литература:*

1. Государственно-частное партнерство: теория и практика/ В.Г. Варнавский, А.В. Клименко, В.А. Королев и др.; Гос. ун-т – Высшая кола экономики. – М.: Изд. дом Гос. ун-та – Высшей колы экономики, 2010.
2. Федеральный закон от 13.07.2015 г. № 224-ФЗ «О государственно-частном партнерстве, муниципально-частном партнерстве в Российской Федерации и внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».

## **СТРАТЕГИИ ПОВЕДЕНИЯ НЕЗАВИСИМЫХ ЭНЕРГОСБЫТОВЫХ КОМПАНИЙ В РОССИИ**

**И.Я. Миллер, А.И. Апенькина, Ю.В. Дронова**  
**Новосибирский государственный технический университет**  
**г. Новосибирск**

*Для повышения уровня конкуренции вводятся новые условия работы, как на розничном, так и на оптовом рынках. Как следствие принятия таких нормативно-правовых актов, в будущем намечается серьезная конкуренция между гарантирующими поставщиками и независимыми сбытовыми компаниями.*

*To increase the level of competition, new working conditions are being introduced, both in the retail and wholesale markets. As a result of the adoption of such regulatory legal acts, in the future there will be serious competition between guaranteeing suppliers and independent sales companies*

Актуальность темы заключается в исследовании положении независимых сбытовых компании на рынке сегодня и возможности адекватной конкуренции с региональными гарантирующими поставщиками с учетом последних изменений в правилах работы оптового рынка энергии и мощности и розничного рынка энергии.

**Цель работы:** Разработка рекомендаций по выбору стратегии для независимой сбытовой компании.

### **Энергосбытовой бизнес в мире**

Энергосбыт — деятельность по продаже электрической и тепловой энергии потребителям (в значении «сбыт (продажа) энергии»). Терми-

ном «энергосбыт» также обозначают энергосбытовые организации, осуществляющие в качестве основного вида деятельности продажу произведённой или приобретённой электрической энергии.

Включает следующие основные составляющие:

По сути, энергосбытовая организация является представителем интересов потребителя в электроэнергетике (агентом) и снимает с предприятий нагрузку по взаимодействию с другими энергетическими компаниями (поставщиками и сетевыми организациями) и инфраструктурными организациями (АТС, СО ЕЭС, Совет рынка).

Для защиты интересов конечных потребителей в каждой стране создается энергосбытовая компания с большой долей участия государства, которая носит название «поставщик последней инстанции» или как в РФ «гарантирующий поставщик». Чем более «развитым» является рынок, тем больше доля независимых сбытовых компаний. Например, в [3]. В табл.1 представлены сравнение показателей нескольких стран.

**Таблица 1-Структура энергосбытовых компаний в странах мира**

Показатель	Пенсильвания	Альберта (Канада)	Виктория (Австралия)	Германия	Великобритания	Италия	Норвегия	Огайо (США)
Доля потребителей, обслуживаемых НЭСК	69%	75%	87%	91%	85%	73%	99%	76%
Количество НЭСК ед. на зону деятельности ТСО	50-100	28	23	80	Около 30	Более 50	Более 30	23
Сроки смены ЭСК дней	5	10-15	20	21	21	Менее месяца	6	7

Однако существенное отличие от иностранного опыта является соотношение количество независимых сбытовых компаний по отношению к доле гарантирующего поставщика. На рис. 1 представлены причины снижения доли АО-ГП.



Рис. 1 – Динамика изменения доли гарантирующих поставщиков

Это говорит о достаточно слабой позиции независимых сбытовых компаний и низкой степени «развитости» российского рынка.

### Стратегия поведения энергосбытовых компаний

Возникает вопрос, что является ключевым фактором для выбора той или иной стратегии? По моему мнению, это желания собственников, которые они устанавливают для менеджмента компании. Основные факторы, которые должны быть учтены.

На основе разработанного алгоритма формирования стратегии для одной энергосбытовой компании были разработаны основные элементы стратегии (табл. 2 – 5).

**Таблица 2-Выбор модели и формы ЭСК**

Этап	Требования
Выбор региона	Территория Российской Федерации, и соседние государства (СНГ)
Выбор потребителей	Основные требования к потребителям: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Платежеспособность</li> <li>• Крупные потребители (не менее от 3000 МВт·ч в год)</li> <li>• Не льготные (исключаются объекты мин. обороны, опасных производств, объектов стратегического назначения, населения и т.д.)</li> <li>• Наличие АСКУЭ</li> <li>• Наличие стабильных режимов нагрузки</li> </ul>
Выбор поставщиков	Основные условия заключения сделок на РСВ: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ориентирование на ДДЭ и ДДМ с ценой ниже, чем на РСВ</li> <li>• Минимизация работы на БР</li> </ul>

**Таблица 3 - Разработка плана по достижению КПЭ**

Стратегия	Целевой ориентир
Стратегия лидерства по издержкам	Оптимизация работы на ОРЭМ (работа в секторе ДД)
Стратегия рыночной ниши	Активный поиск новых потребителей

**Таблица 4 - Варианты стратегии НЭСК**

КПЭ	Доля рынка	Дебиторская задолженность	Динамика присоединения потребителей
Оптимистический вариант	20%	Снижение дебиторской задолженности (максимальное значение 20% в краткосрочном периоде и 5% в долгосрочном)	5 и более потребителей
Ожидаемый	10%	Снижение дебиторской задолженности (максимальное значение 15% в краткосрочном периоде и 3% в долгосрочном)	2 потребителя подходящих по всем требованиям
Пессимистичный	3%	Снижение дебиторской задолженности (максимальное значение 7% в краткосрочном периоде и 1% в долгосрочном)	Два и менее

**Таблица 5 - План достижение КПЭ**

Стратегия	Целевой ориентир
Стратегия лидерства по издержкам	Оптимизация работы на ОРЭМ (работа в секторе ДД)
Стратегия рыночной ниши	Активный поиск новых потребителей

На основе ключевых точек разрабатываемой стратегии с учетом трех сценариев были определены минимальные ценовые пороги, которые представлены в виде графика точки безубыточности на рис. 2.

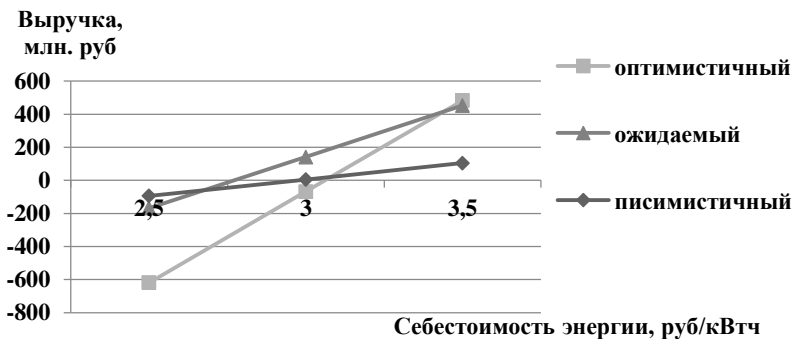


Рис. 2 – Точка безубыточности

Вывод. В статье рассмотрены основные аспекты разработки стратегии независимой энергосбытовой компании, позволяющие получить оценки минимальных значений себестоимости энергии при выходе в конкретный регион. Такой подход формирует весь набор ключевых показателей эффективности для отслеживания этапов реализации стратегии.

#### Литература

1. Горяева К.А. Энергосбытовая отрасль России: специфика и экономические особенности [Электронный ресурс] – Электрон. Дан. Санкт-Петербург, 2019. – Режим доступа: <http://naukovedenie.ru/PDF/85EVN315.pdf> (дата обращения: 15.05.2019).
2. Полушина И.С. Обоснование стратегии развития энергосбытовой организации на региональном рынке [Электронный ресурс] – Электрон. Дан. Москва, 2019. – Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/n/obosnovanie-strategii-razvitiya-energobytovoy-organizatsii-na-regionalnom> (дата обращения: 15.05.2019).
3. Википедия. Энергосбытовая деятельность [Электронный ресурс] – Электрон. Дан. Москва, 2019. – Режим доступа: <https://ru.wikipedia.org/wiki/Энергосбыт> (дата обращения: 15.04.2019).
4. Организация энергетического рынка: [учебное пособие] / Ю. В. Дронова; Новосиб. гос. техн. ун-т. Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2017 85, [1] с.

## СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОСВЕЩЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПОМЕЩЕНИЙ РАЗЛИЧНЫМИ ВИДАМИ СВЕТИЛЬНИКОВ

**Е.А. Новосельцева, Е.А. Гришина**  
**Новосибирский государственный технический университет,**  
**г. Новосибирск, [katrinaweb@icloud.com](mailto:katrinaweb@icloud.com)**

*В статье проанализирована экономическая и энергетическая эффективность двух видов светильников используемых для освещения производственных помещений.*

*The article analyzes the economic and energy efficiency of two types of lamps used for lighting industrial premises.*

На данный момент большинство предприятий оснащает производственные и офисные помещения люминесцентными источниками освещения. На сегодняшний день на рынке освещения стали доступны led-технологии. Они обладают высокой эффективностью и отличаются от люминесцентных абсолютной безопасностью, так как не содержат паров ртути.

В Российской Федерации освещение производственных помещений регулируется санитарными нормами, а также сводом правил, руководствуясь которым можно выделить несколько категорий источников света по критерию освещенности. Освещенность помещения определяется в условных единицах Лк-люмен/м<sup>2</sup>. В категории «Рекомендуемые источники света при системе общего освещения» по критерию освещенности присутствуют такие категории как: «Менее 200», «От 200 до 300», «От 300 до 500», «500 и более». В категории «Рекомендуемые источники света при системе комбинированного освещения» так же можно выделить аналогичные категории.

Для сравнения эффективности обоих видов светильников необходимо использовать характеристики конкретных моделей каждого вида светильников. Для расчетов по люминесцентным светильникам я использую лампу люминесцентную L 18W/765 G13 OSRAM 4008321959669. Для расчетов по диодным светильникам будем использовать комплект линеек для светильников «Армстронг» 36W, SMD 5730, 520x13мм, 72LED. Так как комплект диодных светильников (далее СД-светильники диодные) представляет из себя 4 линейки, для светильника типа «Армстронг», то все исходные данные по люминесцентной лампе (далее ЛЛ-лампа люминесцентная) также необходимо будет увеличивать в 4 раза, так как данные лампы также предназначены для данного типа светильников. В таблице 1 приведены характеристики светильников, заявленные поставщиками.

**Таблица 1 – Исходные характеристики светильников.**

Наименование	Потребляемая мощность, Ватт. 1шт./комплект	Световой поток, Лм. 1шт./комплект	Энергоэффективность, Лм/Вт	Стоимость комплекта ламп для светильника типа «Армстронг» (исключая стоимость светильника)	Срок службы
СД	9/36	900/3600	100	425,30 руб.	До 10000 часов
ЛЛ	18/72	1050/4200	58, 3	280 руб.	До 50000 часов

Произведем расчет требуемого количества светильников на условное помещение площадью 100м<sup>2</sup> в соответствии с СП 52.13330.2011. Для этого необходимо показатель требуемой освещенности умножить на требуемую площадь освещения и полученное значение разделить на мощность светового потока из характеристик используемого светильника, полученный результат округлить до целых. Для дальнейших расчетов используем формулу:

$$x = \frac{E \times S}{\Phi}, \quad (1)$$

где E – освещенность помещения, указанная в СП 52.13330.2011,

S – условная площадь помещения 100м<sup>2</sup>,

Φ – световой поток,

x – искомое количество светильников, округленное до целых.

Итоги расчетов по формуле приведены в таблице 2.

**Таблица 2 – Количество светильников, требуемых для освещения помещения.**

	«Менее 200»	«От 200 до 300»	«От 300 до 500»	«500 и более»
СД	<6	6 - 9	9 - 14	>14
ЛЛ	<5	5 - 8	8 - 12	>12

Чтобы рассчитать мощность, потребляемую указанным в таблице 2 количеством светильников, необходимо исходную мощность светиль-

ников, указанную в характеристиках, умножить на количество используемых светильников. Получаем формулу:

$$W_{\text{сумм}} = W_{\text{уст}} \times n, \quad (2)$$

где  $W_{\text{сумм}}$  – общая потребляемая мощность всех светильников в помещении,  $n$  – количество светильников,  $W_{\text{уст}}$  – установленная мощность светильника. Итоги расчетов по формуле приведены в таблице 3.

**Таблица 3 – Мощность, потребляемая светильниками для освещения помещения.**

	«Менее 200»	«От 200 до 300»	«От 300 до 500»	«500 и более»
СД	<216	216 - 324	324 - 504	>504
ЛЛ	<360	360 - 576	576 - 864	>864

Для расчета эффективности потребления светильников необходимо рассчитать годовое потребление при установленной мощности и необходимом количестве светильников, которые указаны в таблице 2. Максимальное годовое количество часов использования - 8760 часов. Для вычисления максимального потребления электроэнергии необходимо умножить потребляемую мощность на максимальное количество часов использования:

$$Э_{\text{потреб}} = W_{\text{сумм}} \times 8760, \quad (3)$$

Итоги расчетов приведены в таблице 4.

**Таблица 4 – Электроэнергия, потребляемая светильниками для освещения помещения.**

	«Менее 200»	«От 200 до 300»	«От 300 до 500»	«500 и более»
СД	<1892160	1892160 - 2838240	2838240 - 4415040	>4415040
ЛЛ	<3153600	3153600 - 5045760	5045760 - 7568640	>7568640
Разница	1, 6	1, 6 - 1, 7	1, 7 – 1, 71	1, 71

Таким образом из таблицы 4 ясно, что светодиодные светильники по энергопотреблению экономичнее люминесцентных ламп более, чем в 1,5 раза.



Также можно рассчитать экономичность светильников исходя из их закупочной стоимости и необходимой регулярности замены.

**Таблица 5 – Расчет затрат на приобретение и обслуживание светильников для освещения помещения.**

	Затра-ты на при-обретение	Срок служ-бы	Макси-мальное количе-ство часов использо-вания за 1 год	Макси-мальное количе-ство ча-сов ис-пользо-вания за 5 лет	Количе-ство замен за 1 год использо-вания	Количе-ство замен за 5 лет использо-вания	Суммар-ные затраты за 5 лет использо-вания
СД	425,30 руб.	До 50000 часов	8760 часов	43800 часов	-	-	425,30 руб.
ЛЛ	280 руб.	До 10000 часов	8760 часов	43800 часов	-	4	1400 руб.

Исходя из таблицы 5 стоимость СД лампы выше стоимости ЛЛ в 1,5 раза, но стоимость использования на протяжении 5 лет ЛЛ в 3,3 раза выше, чем СД лампа. Таким образом, учитывая стоимость долгосрочного обслуживания, экономичное потребление, и безопасность использования светодиодные лампы являются наиболее рациональным решением для освещения производственных помещений.

*Литература:*

1. СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение. Введ. 20.05.2011.
2. Лампа люминесцентная L 18W/765 G13 OSRAM 4008321959669// [Электронный ресурс]// Режим доступа <https://www.vseinstrumenti.ru/>
3. Светодиодные линейки для панели в подвесные потолки типа «Армстронг» [Электронный ресурс]// Режим доступа: <https://led-sib.ru/catalog/komplekt-dlya-svetilnikov-armstrong/>

## ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ДЛЯ РАЗВИТИЯ МИКРОГЕНЕРАЦИИ В СИБИРИ

Н.С. Пономарёв, Ю.В. Дронова  
Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, [ponomarev.nick.54@gmail.com](mailto:ponomarev.nick.54@gmail.com)

*В докладе рассматриваются практические аспекты возможности реализации микрогенерации на территории Новосибирской области.*

*The article discusses the practical aspects of the possibility of implementing microgeneration in the Novosibirsk region.*

Введение

В настоящее время идет активное обсуждение проекта государственного плана по стимулированию развития микрогенерации на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ), установленных у потребителей энергии, включая физических лиц, инициированное в рамках выполнения поручения заместителя Председателя Правительства Российской Федерации N АД-П9-776 от 11.02.2017.

I. Стимулы деятельности микрогенератора

Для развития микрогенерации необходимо создание механизмов, обеспечивающих заинтересованность потребителя в участии в этом процессе [1]. Для этого необходимо определить фактор, который может послужить стимулом для потребителя. В качестве таких стимулов мировой опыт позволяет рассмотреть:

- повышение доступности присоединения к сетям энергоснабжения (стоимость и срок);
- снижение затрат на энергоснабжения;
- получение дополнительного дохода от участия в различных программах, например, по развитию ВИЭ.

Рассмотрим применимость этих стимулов в РФ. Динамика затрат на электропотребление для потребителей, потенциально имеющих возможность стать микрогенераторами на основе данных федеральной службы государственной статистики представлена на рисунке 1.

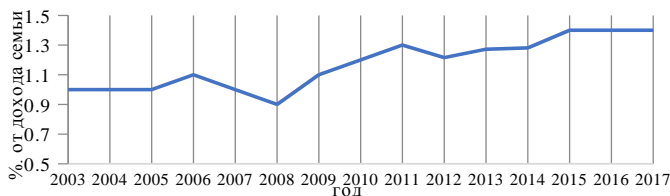


Рис. 1. Доля затраты на электроэнергию от дохода семьи

Как видно, доля затрат не превышает 1,5%, что говорит о сомнительности рассмотрения этого фактора в качестве стимула [2]. Таким образом, для развития микрогенерации потенциально может быть применен только один стимул – получение дополнительного дохода от выдачи излишков энергии в систему.

II. Экономическая модель деятельности микрогенератора

Экономическая модель для расчета стоимости энергии, выдаваемой от микрогенератора в этом случае, может быть представлена следующим образом:

$$Ц = \frac{Д}{Э_{oc}}, \tag{1}$$

где Э<sub>ос</sub> – энергия, отпущенная в сеть от микрогенератора, Ц – стоимость энергии, отпущенной в сеть от микрогенератора, Д – доход, получаемый микрогенератором.

$$Э_{oc} = \int (P_{ce} - P_{no}) dt, \tag{2}$$

Эос исчисляется за стандартный период расчета 1 месяц, как разница между собственной генерацией и собственным потреблением.

$$Д + З, > \sum З + Пр, \tag{3}$$

где З – затраты микрогенератора, Пр – экономический стимул микрогенератора.

Ключевым вопросом решения этой задачи является оценка значения экономического стимула, который бы удовлетворял потребности микрогенератора [3].

III. Анализ предложений по установкам ВИЭ

Для оценки целесообразности использования солнечных установок были проанализированы данные по инсоляции (таблица 1) и фактические значения по выработки (рис. 2) установленной солнечной панели на территории города Новосибирска.

**Таблица 1 - Данные об инсоляции на территории НСО**

Месяц	Среднесуточная инсоляция, кВт*ч	Световой день, ч
Январь	0.82	7.88
Февраль	1.68	9.78
Март	3.05	11.85
Апрель	4.41	14.08
Май	5.56	16.1
Июнь	5.91	17.23
Июль	5.75	16.72

Август	4.66	14.93
Сентябрь	3.09	12.78
Октябрь	1.81	10.58
Ноябрь	0.99	8.53
Декабрь	0.59	7.35

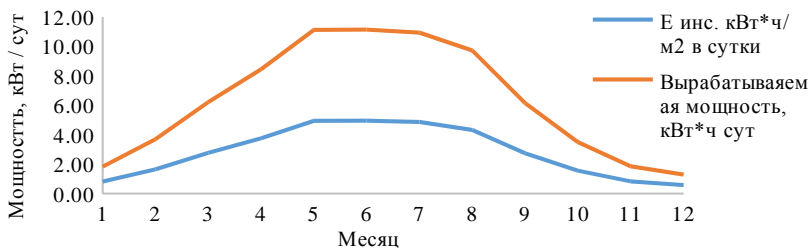


Рис. 2. Фактическая генерация электроэнергии солнечной батареей с месячной дискретностью

Территория Новосибирской области считается экономически целесообразной для установки солнечных батарей по значениям инсоляции.

IV. Расчет экономических стимулов микрогенератора при использовании солнечных батарей

Для оценки экономической целесообразности рассмотрения микрогенератора с использованием солнечной установки были выбраны 2 потребителя, расположенных в том же районе, где установлена солнечная батарея:

1. жилое помещение, с двумя проживающими площадью 50 м<sup>2</sup>;
2. общественное здание, площадью свыше 500 м<sup>2</sup>, оснащенное системой АСКУЭ.

Для разных вариантов солнечных панелей был проведен расчет минимальной стоимости энергии (таблица 2), генерируемой в систему при следующих исходных данных:

- $T = 2,6$  руб/кВтч;
- затраты на монтаж – 10% от стоимости установки;
- затраты на техническое обслуживание – 2% в год от стоимости установки;
- затраты на установку приборов учета – 2000 руб.

**Таблица 2 - Расчет стоимости генерации энергии  
от микрогенератора**

	Э <sub>генерации</sub> в сутки от СЭС, кВтч	Э <sub>собственного потреб</sub> в сутки от СЭС, кВтч	Минимальная стоимость ге- нерации
Вариант №1 (жилое помещение)	3...12	3...8	4,9 руб/кВтч
Вариант №2 (обще- ственное помещение)	12...45	15 ... 25	3,4 руб/кВтч

Минимальная стоимость отражает только покрытие затрат на приобретение, монтаж и эксплуатацию данной установки. При выполнении полного расчета можно предположить, что минимальная стоимость увеличится на 30-40%. Более существенным фактором, который может повлиять на увеличение стоимости покупки энергии является «стимулирующая надбавка» [4]. Ее размер в настоящее время определить достаточно сложно, можно предположить, что она должна превышать среднюю доходность безрисковых вложений, а в идеальном случае обеспечивать потребителю уровень высокой доходности. В конечном итоге минимальная стоимость с учетом всех перечисленных факторов возрастет на 80-100%. Таким образом, минимальная стоимость, которая будет интересна потребителю, начинается от 6,5 руб/кВтч. Для энергосистемы Новосибирской области максимальная стоимость энергии для потребителя на розничном рынке составляет 4,6 руб/кВтч, что значительно меньше. Это говорит о том, что при развитии микрогенерации произойдет удорожание конечной стоимости энергии, а это противоречит основной цели вносимых поправок о развитии микрогенераторов.

#### Выводы

Полученные результаты показали, что при использовании ВИЭ в качестве источника микрогенерации у потребителей стоимость покупки этой энергии будет выше чем стоимость энергии на розничном рынке данного региона. Превышение стоимости будет минимально 50%, а верхний предел ограничен только доходностью, которую будет закладывать потребитель. При условии, что в Новосибирской области стоимость энергии для непромышленных потребителей составляет от 4,5 руб/кВтч, то можно с уверенностью говорить, что в рамках действующих правовых норм развитие микрогенерации не имеет экономической целесообразности. Единственным выходом из этой ситуации является участие государства в части дотирования затрат на установку источников энергии.

*Литература:*

1. Tobin J. The Theory of Portfolio Selection//F.H.Hahn and F.R.P.Brechling (eds) The Theory of Interest Rate. London, Macmillan, 2015. P.3-51.
2. Энергетический бюллетень «Микрогенерация на основе ВИЭ», июнь, 2017.– с.14-18.
3. Нарышкин А.А., Тюрин А.Е. Перспективы применения в России опыта северной Европы в части использования ВИЭ/ Вестник ЧГУ, No1, 2017, с.64-69.
4. Колосов Р.В., Пученкин А.В., Титов В.В. Возобновляемые источники энергии в системах малой генерации // Актуальные проблемы электроэнергетики. Материалы научно- технической конференции. Н. Новгород, 2018. С. 207–211

## **ИССЛЕДОВАНИЕ СТРУКТУРЫ ЗАТРАТ НА УСТРОЙСТВО СИСТЕМЫ ОТОПЛЕНИЯ ИНДИВИДУАЛЬНОГО ЖИЛОГО ДОМА**

**О. И. Тарабыкина, Р.М. Брызгалова, Н.С. Ключникова**  
**Сибирский Государственный Университет Путей Сообщения,**  
**tarabykina.ol@yandex.ru**

*Рассмотренный в статье модернизированный вид системы «Ленинградка» позволяет решить проблему отопления в условиях отсутствия централизованного тепло- и газоснабжения. В программном комплексе Гранд-Смета выполнен расчет затрат на устройство автономной системы теплоснабжения индивидуального жилого дома. Анализ затрат показал, что около 62 % стоимости необходимо на приобретение материалов и оборудования, на долю фонда оплаты труда и накладные расходы приходится по 14-15% соответственно, и 8% на сметную прибыль.*

*The modernized view of the Leningradka system considered in the article allows solving the heating problem in the absence of centralized heat and gas supply. In the Grand Smeta software package, the cost of an autonomous heating system for an individual residential building was calculated. Cost analysis showed that about 62% of the cost is necessary for the purchase of materials and equipment, the payroll and overhead costs account for 14-15%, respectively, and 8% for estimated profit.*

В настоящее время все больше развивается индивидуальное жилое строительство. В климатических условиях Западно-Сибирского региона проблема выбора оптимальной системы отопления для индивидуально-го жилого дома достаточно актуальна. Если нет возможности подключить здание к централизованной системе отопления или подключение к данной системе из-за отдалённости района или по иным причинам

слишком дорогостоящее и не везде еще присутствует газификация, то будет актуальна проблема устройства автономного теплоснабжения. В каждом конкретном случае выбор оптимального варианта для такой системы складывается из совокупности требований эффективности, стоимости материалов и монтажа, низкого энергопотребления и безопасной эксплуатации.

В статье присутствует описание системы водяного отопления на основе системы «Ленинградка» в модернизированном виде. Данная система в оригинальном проекте предусматривается как однотрубная система, в конкретном случае она реконструирована в двухтрубную систему водяного отопления. Теплоносителем в подобных системах отопление наиболее часто является вода, но для условий Сибири более актуальным проектным решением можно считать использование в такой системе тосола, как незамерзающего при низких температурах теплоносителя для исключения промерзания трубопровода и надёжного функционирования всей системы. В данной системе основным элементом является твердотопливный котёл с дымоходом «Теплодар Купер практик 14» мощностью 14 кВт, на котле установлен блок из трёх ТЭНов (теплоэлектронагревателей) суммарной мощностью 6 кВт. В соответствии с правилами техники безопасности в районе котла была выполнена кирпичная кладка с использованием шамотного кирпича. ТЭНы используются в качестве дублирующего нагревательного элемента системы. В системе установлены восьмисекционные биметаллические радиаторы, отличающиеся надёжностью, долговечностью и простотой монтажа. Проложен трубопровод из труб ПВХ с теплоизоляцией. Установлен источник бесперебойного питания, предназначенный для автоматического переключения электрического тока на выработку из аккумулятора в случае отказа питания от центральных электрических сетей, через который подключен насос принудительной циркуляции на обратной магистрали. В программе Компас 3DV13 разработана схема расположения отопительных приборов на плане 1 этажа, а также аксонометрическая схема данной автономной системы отопления.

Преимуществами местной системы отопления является возможность её использования в отоплении индивидуального жилого дома и возможность установки котла в другом помещении, надёжность, сравнительная простота монтажа.

Эта система оптимальна для одноэтажных зданий — в них используется горизонтальное расположение стояков. Но правильный расчет диаметров труб и конфигурации системы позволяет ее эффективно использовать и для двухэтажных зданий — в нем уже комбинируется вертикальная и горизонтальная схема подключения стояков.

В целом можно сказать, что водяное отопление имеет ряд неоспоримых достоинств [1-5]:

1. Недорогой и экономичный расход материала (для водяного отопления используются трубы с меньшим диаметром, чем при воздушном отоплении).

2. Теплоноситель имеет высокую теплоемкость.

3. Используется комфортный и безопасный температурный режим.

4. Теплоноситель имеет оптимальные теплофизические свойства.

С целью оценки затрат на устройство указанной системы отопления выполнены локальные сметные расчеты на общестроительные и монтажные работы. В качестве объекта принят трехкомнатный одноэтажный жилой дом площадью 79,25 м<sup>2</sup>. Дом расположен в СТО «Полянка» недалеко от станции «Издrevая», газоснабжение общества не предусмотрено, центральные сети находятся на расстоянии девяти километров.

Расчеты выполнялись базисно-индексным методом с использованием программного комплекса Гранд-Смета в сметно-нормативной базе 2017 г. Для перечета в текущий уровень цен использовались индексы утвержденные Минстроем НСО. Стоимость материальных ресурсов, отсутствующих в федеральном сборнике сметных цен на материалы, изделия, конструкции и оборудование, таких как: твердотопливный котёл Теплодар Купер практик 14 (мощность 14 кВт), колено с ревизией d115 профи, модуль трубы d115 – 1000 профи, кабель ВВГ-Пнг (А) 2\*4 плоский, теплоноситель тосол Artik Yeti-65(-65) 20л приняты на основании прайс-листов в текущем уровне цен. Общая сумма затрат составила 250550 рублей, большая часть из которых приходится на стоимость материальных ресурсов и оборудования - 155257 рублей. Фонд оплаты труда составил 27891 рублей. Доля накладных расходов и сметной прибыли составляет 15% и 8% от общей суммы затрат соответственно. Трудозатраты на устройство системы составили 155 человеко-часов, т.е. бригада в составе 3 человек выполнит полный комплекс работ за 6 дней.

#### *Литература:*

1. Лещинская Л.В. Малышев А.А. Отопление загородного дома. Традиционные и современные системы отопления, их устройство, монтаж и эксплуатация / Лещинская Л.В, Малышев А.А., Москва, 2008 г.

2. Тихомиров К.В. Теплотехника, теплогазоснабжение и вентиляция / К.В. Тихомиров, Э.С. Сергеевко. – М.: Стройиздат, 1991– 480 с.



3. Система отопления «Ленинградка» — схемы и особенности монтажа [Электронный ресурс.] URL: <http://plusteplo.ru/otoplenie/sistemy-otopleniya/vodyanoe-otoplenie/sxemy/sistema-otopleniya-leningradka.html>.

4. Майдалян Т.М. Современные системы отопления. Советы профессионала / Т. Майдалян. Москва, 2006. Сер. Правильный дом.

5. Ермаков А.А., Волков Н.К. Автоматизированная система управления отоплением в частном доме. Сборник научных трудов кафедры автоматизации и промышленной электроники. Москва, 2016. С. 51-55.

6. Методические рекомендации по применению федеральных единичных расценок на строительные, специальные строительные, ремонтно-строительные, монтаж оборудования и пусконаладочные работы. Утв. Приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 09.02.2017г. №81/пр. 2017-50с.

## **ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК ДЛЯ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕДОБЫЧИ.**

**А.О. Цупко, А.В. Кравченко**

**Новосибирский государственный технический университет,  
г. Новосибирск, [nastya\\_2898@mail.ru](mailto:nastya_2898@mail.ru)**

*В статье рассматривается экономическая эффективность размещения газотурбинных установок в районе нефтяных месторождений для обеспечения электроэнергией объектов нефтедобычи и утилизации попутного газа.*

*The article considers the economic efficiency of gas turbine installations in the area of oil fields to provide electricity to oil production facilities and utilization of associated gas.*

В настоящее время в северных районах Восточной Сибири и на Крайнем Севере России, во все более труднодоступных местах реализуются проекты разработки нефтяных и газовых месторождений. Современный этап развития нефтегазовых промыслов характеризуется их значительным удалением от энергетических и транспортных центров, появлением специфических требований к источникам электрической энергии, а также к обустройству месторождений со стороны экологического законодательства России. Без собственной генерации в этих районах просто невозможно осваивать новые месторождения. Для обеспечения электрической и тепловой энергией разрабатываемых месторождений наиболее подходящими источниками являются газотурбинные установки.

Газовые турбины известны давно, но они лишь недавно стали активно использоваться в энергетике. Именно газовые турбины могут стать основой развития энергетического комплекса равнинных территорий и территорий, богатых природными ископаемыми, такими как нефть и газ.

Экономическая эффективность газовых турбин сегодня может быть весьма высокой. Актуальность внедрения газотурбинных установок, потребляющих в качестве основного топлива попутный нефтяной газ, можно рассматривать с точки зрения охраны природы и эффективного использования попутно получаемого сырья.

В качестве базового варианта при выборе основного и вспомогательного оборудования приняты решения по строительству газотурбинной электростанции (ГТЭС) суммарной вырабатываемой мощностью 150 МВт с двумя газотурбинными установками (ГТУ) единичной мощностью 75 МВт. Мощность ГТЭС выбирается с учетом возрастания потребления электроэнергии в будущем.

Укрупненный расчет сметной стоимости строительства ГТЭС разработан в соответствии с «Методикой определения стоимости строительной продукции на территории Российской Федерации» (МДС 81-35.2004).

Стоимость основного оборудования принята по объектам-аналогам. Стоимость, представленная в долларах США, приведена к уровню цен на 01.01.2019 года по курсу Центробанка России: доллар США – 69,47 рублей с учетом затрат на заготовительно-складские расходы в размере 13 %.

Для проектных решений, не предполагающих вариантность, определяемая стоимость будет являться постоянной составляющей в определении стоимости строительства.

Суммирование стоимости выбранных вариантных решений и постоянной составляющей позволит выполнить сводный сметный расчет стоимости строительства.

**Таблица 1 - Стоимость главной схемы ГТЭС.**

Наименование	Сметная стоимость в ценах на 4 квартал 2018г. (в тыс. руб. без НДС)											
	Главная схема «Полуторная» система шин				Главная схема «Двойная» система шин				Главная схема «Одиарная» си- стема шин			
	СМР	Оборудование	Прочие	Всего	СМР	Оборудование	Прочие	Всего	СМР	Оборудование	Прочие	Всего
КРУЭ с трансформаторами	708 142,45	609 838,28	386 318,22	1 704 298,95	706 836,19	568 913,82	385 605,61	1 661 355,61	698 528,30	596 196,78	363 939,12	1 658 664,19

Основными эксплуатационными затратами на обслуживание ГТЭС являются затраты на сервисное обслуживание газовых турбин.

Ориентировочная стоимость обслуживания представлена в таблице 2.

**Таблица 2 - Ориентировочная годовая стоимость обслуживания двух ГТУ.**

Год	Количество часов наработки	Стоимость часа наработки, \$	Переменная плата за услуги, \$	Плата за услуги, \$	с НДС 20%, \$
1	5	6	7	8	12
2019	17 000,0	235	3 995 000	4 975 000,04	5 870 500,05
2020	17 000,0	235	3 995 000	4 975 000,04	5 870 500,05
2021	17 000,0	235	3 995 000	4 725 000,02	5 575 500,02
2022	17 000,0	235	3 995 000	4 475 000,00	5 280 500,00
2023	17 000,0	235	3 995 000	4 475 000,00	5 280 500,00
2024	17 000,00	235	3 995 000	4 975 000,04	5 870 500,05
2025	17 000,00	140	2 380 000	2 963 829,81	3 497 319,18
2026	17 000,00	140	2 380 000	2 963 829,81	3 497 319,18
2027	17 000,00	140	2 380 000	2 963 829,81	3 497 319,18
2028	17 000,00	140	2 380 000	2 963 829,81	3 497 319,18
2029	15 690,00	140	2 196 600	2 735 440,57	3 227 819,88
<b>ИТОГО</b>	<b>185 690,00</b>		<b>35 686 600,00</b>	<b>43 190 759,96</b>	<b>50 965 096,77</b>
Средне-годовая					4 633 190,61

Итого среднегодовая стоимость обслуживания газовых турбин составит 4 633 190,61 долларов США или 321 867 751,68 рублей в год (1 доллар США = 69,47 руб.).

Стоимость вариантов проектных решений определена как использованием объектов аналогов, так и по физическим объемам. Постоянная составляющая выполнена на основании сводного сметного расчета стоимости строительства и представлена в таблице 3.

**Таблица 3 - Постоянная составляющая.**

Сметная стоимость в ценах на 4 квартал 2018г. (в тыс. руб. без НДС)			
СМР	Оборудование	Прочие	Всего
7 457 661,03	5 533 437,76	79 411,5	13 070 510,29

Данная стоимость главной схемы ГТЭС является ориентировочной. Итоговая стоимость строительства будет определяться с учетом особенностей размещения объекта, доступности инфраструктуры, логистики расходных материалов и запасных частей.

### **Выводы**

Проведенный анализ стоимости ГТЭС показывает, что экономические показатели электростанции, в первую очередь, будут зависеть от стоимости топливного газа.

Окупаемость инвестиций будет достигаться за счет экономического эффекта, получаемого при выработке электроэнергии, поскольку тепловая энергия расходуется только на покрытие собственных нужд станции. Срок окупаемости объекта с начала эксплуатации составит примерно семь лет, так как на эффективность оборудования влияют условия Крайнего Севера.

Строительство газотурбинной электростанции с использованием ГТУ позволит решить две важные задачи:

- а) обеспечить электроэнергией производственные мощности обустроенных месторождений;
- б) использовать попутный нефтяной газ на месте добычи, значительно улучшив экологическую обстановку в районах месторождений.

### *Литература:*

1. Зысин Л. В. Парогазовые и газотурбинные тепловые электростанции: учебное пособие. – СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2016. – 368 с.
2. Дронова Ю.В. Экономическое обоснование проектов в энергетике: учебное пособие. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2017. – 144 с.

3. Журнал «Турбины и Дизели» /архив номеров – Официальный сайт. Режим доступа: <http://www.turbine-diesel.ru/rus/jarchive>

4. Журнал «Энергетик» — Официальный сайт. Режим доступа: <http://www.energetik.energy-journals.ru/index.php/EN>

5. Журнал «Энергия: экономика, техника, экология» — Режим доступа: <https://www.libnauka.ru/journal/energiya-ekonomika-tehnika-ekologiya/>

## **ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ СТРАТЕГИЙ РАЗВИТИЯ ДЛЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПАНИЙ: ЗАРУБЕЖНЫЙ ОПЫТ**

**В.О. Чугунова, О.А. Стародубцева**  
**Новосибирский Государственный Технический Университет**  
**[lera.chugunova.98z@list.ru](mailto:lera.chugunova.98z@list.ru)**

*В статье рассмотрены изменения, которые произошли на рынке в области поставок и распределения энергии, приведены исследования 40 ведущих мировых электроэнергетических компаний, расположенных в Северной Америке, Европе и Азиатско - Тихоокеанском регионе и стратегии развития, которые на сегодняшний день выбираются зарубежными компаниями.*

*The article considers the changes that have occurred in the market in the field of energy supply and distribution, presents the research of 40 leading world electric power companies located in North America, Europe and Asia-Pacific region and development strategies that are currently chosen by foreign companies.*

Развитие структуры рынков электроэнергии и газа, а именно рынки открылись, появились конкуренты, предприятия стали более рационально вести свою деятельность, произошло объединение компаний, которые уже давно присутствуют в секторе, были усовершенствованы технологии, а потребители стали экспериментировать с новыми функциями – все эти ускорения преобразований означают, что консервативные подходы к разработке стратегии не способны обеспечить эффективное позиционирование энергетического сектора в экономике будущего, контуры которого еще только формируются.

Внешние факторы обычно принимают форму серьезных сдвигов в политике, например в сторону контроля за выбросами CO<sub>2</sub> или предоставления потребителю большей свободы в части выбора поставщика электроэнергии. Во многих случаях подобные сдвиги вызывают кардинальные изменения в структуре, принципах конкурентной борьбы и финансовых результатах. Хотя факторы формирования стратегии различаются в зависимости от регионов и отражают местную специфику, у них есть и общие черты.

Государственное вмешательство в энергетику в отдельных странах часто носило агрессивный характер, и в результате расстановка сил в отрасли быстро менялась. Так, например, Германия реализует программу постепенного отказа от атомной энергетики, а в Великобритании установлен верхний предел цены на электроэнергию для розничных потребителей на внутреннем рынке. Энергетическая политика в Северной Америке в настоящее время находится в процессе изменений, которые сочетают в себе как общемировые, так и национальные аспекты, т. е. она направлена на обслуживание зарубежных рынков поставок при одновременной защите внутреннего рынка – при этом главный акцент делается на энергобезопасности и ценовой доступности электроэнергии. В результате основное внимание уделяется освоению отечественных природных ресурсов, например сланцевого газа [1].

Параллельно с этим в Северной Америке активно поддерживается развитие возобновляемой энергетики. В Азиатско-Тихоокеанском регионе доминирует политика, которая способствует трансформации в развивающихся странах, таких как Китай и Индия, которые стремятся решить проблему повышения уровня загрязнения в городах и одновременно обеспечить существенный рост отрасли. Такая политика приводит к увеличению спроса на сжиженный природный газ (СПГ) и объема инвестиций в соответствующую инфраструктуру, а также к стремительному росту интереса к инвестированию в возобновляемую энергетику. В Австралии по мере снижения углеродоемкости и поступательного развития сектора политика все больше концентрируется на удовлетворении запросов потребителей и стабильности функционирования электросетей.

В декабре 2017 года были проведены исследования 40 ведущих мировых электроэнергетических компаний с рыночной капитализацией от 12 млрд. долл. США до 73 млрд. долл. США, расположенных в Северной Америке, Европе и Азиатско-Тихоокеанском регионе, но география присутствия некоторых из них гораздо шире и охватывает страны, как с развитой, так и с развивающейся экономикой [1].

В Топ-40 вошли компании, которые существенно отличаются друг от друга. Некоторые полностью интегрированы, некоторые занимаются только сетями и трубопроводами, другие диверсифицировали свой бизнес, охватив смежные секторы, а некоторые компании ведут деятельность на разных континентах. Разнообразие форматов присутствия в цепочке создания стоимости становится все более привычным, особенно по мере того как электроэнергетические предприятия ищут новые пути расширения своей деятельности.

Электроэнергетические компании формулируют свои стратегии таким образом, чтобы было ясно, где и как они намерены сконцентрировать свои усилия применительно и к рынку, и к своей внутренней структуре. Стратегии отражают приоритеты бизнеса, и комплекс мер, обеспечивающих успешное позиционирование на рынке. При разработке стратегии компании опираются на цепочку создания стоимости, варианты стратегий развития и бизнес-модель.

Развитие электроэнергетики наглядно демонстрируют три сегмента цепочки создания стоимости, которые отрасль успешно интегрировала [2].

В первый сегмент (upstream) входит добыча и поставка топлива, генерация, маркетинг и трейдинг. В рамках этого сегмента осуществляется производство продукции в результате переработки источников топлива, и проводятся операции по продаже энергии на рынке. Участники этого сырьевого рынка ведут узконаправленную деятельность в уникальной конкурентной среде. Во второй сегмент (midstream) входят энергосистемы, электросети, а также распределенная или децентрализованная генерация. Это самый обширный и наиболее ценный сегмент в цепочке создания стоимости. Большинство энергетических компаний представлены в данном сегменте, потому что он включает виды деятельности естественных монополий, такие как передача и распределение, для которых характерны долгосрочные, стабильные потоки денежных средств. Однако он включает и распределенную генерацию, которая находится на стыке сегментов добычи и генерации, с одной стороны, и энергосистем и электросетей, с другой стороны, объединяя характеристики и бизнес-процессы, которые относятся к обоим сегментам.

В последний сегмент (downstream) входит взаимодействие с потребителями, например контактцентры, поставка традиционных товаров и предложение продуктов и услуг. Электроэнергетические компании проявляют значительный интерес к данному сегменту, потому что именно здесь происходит непосредственное взаимодействие с клиентами. Здесь же компании могут стать участниками либо регулируемого, либо свободного рынка. Хотя традиционно в центре внимания данного сегмента находились продажи, сейчас здесь развивается направление более широкого предложения продуктов и услуг, учитывающих специфические потребности клиента.

Энергетическая компания, желающая разработать стратегию развития, может выбрать один из многочисленных вариантов в зависимости от своих целей позиционирования и отношение к риску. Как правило, стратегии развития проходят четыре стадии с течением времени. В модели роста можно выделить четыре стратегических варианта: *экспан-*

**сия, усовершенствование, расширение и выход.** [1]. Бизнес-стратегия может опираться на один или несколько таких вариантов с учетом отправной точки конкретного предприятия, внешних трудностей и целей руководства.

**Экспансия бизнеса** - Самый простой путь наращивания деятельности электроэнергетического предприятия – проводить политику органического роста и расширять текущий бизнес. Создание новых источников нагрузки на сеть за счет технологий, привлекательных для потребителей, например электромобилей, составляет основу роста и не должно идти в ущерб энергоэффективности.

Инвестирование в активы – как имеющиеся, так и новые – укрепляет основное направление деятельности и минимизирует риск, связанный с выходом в незнакомые сегменты. Поиск вариантов неорганического масштабирования бизнеса, например, за счет долевых инвестиций, позволяет электроэнергетической компании расти с опорой на ее технологическое ядро.

**Усиление бизнеса.** В дополнение к естественному росту бизнеса электроэнергетическим компаниям необходимо сконцентрировать внимание на повышении эффективности своих моделей выхода на рынок. Верный способ сохранить уровень выручки и обеспечить ее рост – налаживать или укреплять взаимоотношения с клиентами путем повышения качества обслуживания.

Улучшение отношений с клиентами позволяет электроэнергетическим компаниям пересмотреть методы создания ценности для клиентов в процессе обслуживания (например, упрощая его) или предложения продукции и услуг (например, в комплексе или пакетами).

**Расширение бизнеса.** Расширение номенклатуры позволяет предприятиям энергетики улучшать имеющуюся у них клиентскую базу по критерию, как географического охвата, так и конкурентных позиций. Параметры основной деятельности могут быть расширены в результате выхода на смежные рынки с целью повышения ценности для клиентов (например, оказание энергоуслуг). Такие возможности формируют портфель услуг и решений, которые могут открыть для компании новые источники получения прибыли.

**Выход из бизнеса.** В ситуации, когда определенные направления деятельности или активы больше не соответствуют стратегии или не работают на желаемом уровне, правильным ходом может стать продажа бизнеса. Этот путь означает признание того факта, что капитал можно распределить более рационально и некоторые активы или направления деятельности лучше передать под управление другого владельца, который сможет управлять ими эффективнее.



Компании могут использовать все способы роста одновременно. Однако чаще они выбирают один вариант, которого придерживаются поначалу, а затем, по мере накопления опыта и прояснения возможностей, последовательно обращаются к дополнительным опциям.

Для того чтобы реализовать выбранные стратегии, компаниям необходимо разработать конкретную модель своего бизнеса. В бизнес-модели заложена основа того, как именно предприятие будет конкурировать, когда решит, в каких сегментах будет работать, игроком какого рынка станет, по каким правилам будет играть и как выигрывать. Эти ключевые элементы позиционирования формируют ответную реакцию рынка на то, какие функции могло бы выполнять электроэнергетическое предприятие, как сбалансировать состав портфеля, какие возможности использовать, каких партнеров привлекать, какие рыночные каналы и модели рентабельности задействовать.

У предприятий электроэнергетики мало опыта в применении нестандартных бизнес-моделей, в основном здесь используются простые модели, например модель интегрированной компании, работающей на регулируемом рынке, или узкоспециализированной компании, работающей на свободном рынке, в зависимости от сегмента в рамках цепочки создания стоимости. Не было необходимости дорабатывать эти модели с учетом неоднородности развивающихся рынков или разделения функций и предлагаемых продуктов и услуг.

Таким образом, энергокомпаниям необходимо научиться эффективно управлять различными сегментами цепочки создания стоимости, в каждом из которых может применяться одна или несколько бизнес-моделей для удовлетворения конкретных рыночных требований.

В ближайшие годы компании, входящие в Топ-40, включают в свои стратегические инициативы больше сделок по приобретению компаний, обладающих необходимыми компетенциями, будут активнее налаживать партнерские отношения с производителями оборудования и поставщиками решений и внедрять больше инноваций в свои бизнес-модели. Однако, сохраняется вероятность незапланированных изменений, вызванных возможными переменами в проводимой политике, ускорением технологического прогресса и влиянием на рынок новых моделей потребительского поведения и, конечно же, существует необходимость внесения изменений, как в выбранной стратегии, так и в принятой бизнес-модели.

#### *Литература:*

1. Стратегии развития мировой электроэнергетики. Будущее электроэнергетики и игроки отрасли, определяющие успешное развитие.

[Электронный ресурс] // URL: <https://www.pwc.ru/ru/publications/strategii-razvitiya-mirovoy-elektroenergetiki.html> (дата общения 07.11.19).

2. Крупнейшие энергетические компании делают ставку на выигранные стратегии и компетенции. [Электронный ресурс] // URL: <https://docviewer.yandex.ru/view/0/?> (дата обращения: 07.11.19)

## **ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ОСНОВНЫХ СРЕДСТВ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОЙ КОМПАНИИ**

**Е.А. Гришина, А.А. Шаулева**  
**Новосибирский государственный технический университет,**  
**г. Новосибирск [sashulyashauleva@mail.ru](mailto:sashulyashauleva@mail.ru)**

*В данной статье рассмотрены основные показатели, позволяющие оценить эффективность использования основных средств предприятия. В качестве примера представлен расчет показателей оценки эффективности использования основных средств для электросетевой компании.*

*This article discusses the main indicators to assess the effectiveness of the use of fixed assets of the enterprise. As an example, the calculation of indicators for assessing the efficiency of the use of fixed assets for an electric grid company is presented.*

Целью исследования является оценка эффективности использования основных средств на примере электросетевой компании региона.

Основные средства – это часть средств производства, целиком участвующая в производственных циклах, при этом сохраняя свою вещественную форму и перенося свою стоимость частями в виде амортизационных отчислений на создаваемый продукт [1].

Любая организация с различными организационно-правовыми формами и видами деятельности должна постоянно осуществлять мониторинг своих основных средств: их состав, движение, состояние и эффективное использование.

Электросетевые предприятия в силу специфики оказываемых услуг и особенности продукта их деятельности отличаются от предприятий любой другой отрасли. Так, например, к основным средствам в этих компаниях относятся электрические сети, которые по ряду классификаций могут быть даже отнесены к пассивной части.

Проанализируем состояние основных средств на примере ООО «Кузбасская энергосетевая компания». Состояние основных средств характеризуется показателями износа и годности.

Расчет показателей, характеризующих состояние основных средств ООО «Кузбасская энергосетевая компания», представлен в таблице 1.

**Таблица 1 – Динамика показателей годности и износа основных средств ООО «Кузбасская энергосетевая компания» [2]**

Виды основных средств, годы	Стоимость на конец года, тыс. руб.		Показатели	
	первоначальная	остаточная	годности	износа
Основные средства всего				
2016 год	6 880 011	4 344 942	63,15	36,85
2017 год	7 617 413	4 697 534	61,87	38,33
2018 год	8 512 772	5 113 423	60,07	39,93
Активная часть основных средств				
2016 год	2 642 144	1 552 001	58,74	41,26
2017 год	3 031 302	1 781 839	58,78	41,22
2018 год	3 368 391	1 924 136	57,12	42,88
Пассивная часть основных средств				
2016 год	4 237 867	2 792 941	65,90	34,10
2017 год	4 586 111	2 915 695	63,58	36,42
2018 год	5 144 381	3 189 287	61,99	38,01

Данные расчета свидетельствуют о том, что вся совокупность основных средств компании изношена почти на 40 %. В 2016 году коэффициент износа составлял 36,85 %, в 2017 году он увеличился до 38,33 %, а в 2018 году коэффициент износа еще увеличился и составил 39,93 %.

Наиболее изношена активная часть основных средств: в 2016 году коэффициент износа составил 41,26 %, в 2017 году – 41,22 %, в 2018 году – 42,88 %. В динамике коэффициент износа активной части основных средств увеличился на 1,62 %. Пассивная часть основных средств на конец анализируемого периода была изношена на 38,01 %. Низкий коэффициент износа пассивной части объясняется тем, что в составе пассивной части основных средств учтены земельные участки, по которым не начисляется амортизация.

В течение анализируемого периода компаний осуществлялись затраты по достройке, дооборудованию и реконструкции основных средств. Информация о выполненных работах и затратах капитального характера приведена в приложениях к бухгалтерскому балансу и отчету о финансовых результатах.

Основными показателями, характеризующими использование основных средств, являются показатели фондоотдачи, фондоемкости, фондвооруженности, фондорентабельности. Динамика этих показателей представлена в таблице 2.

**Таблица 2 – Динамика показателей использования основных средств**

Наименование показателей	2016 год	2017 год	2018 год	2017/2016	2018/2017	2018/2016
Фондоотдача	1,156	1,124	1,060	-0,032	-0,064	-0,096
Фондоемкость	0,865	0,890	0,944	0,025	0,054	-0,84
Фондовооруженность труда, руб./чел.	1540	1732	1848	192	116	308
Фондорентабельность по чистой прибыли, %	0,35	6,76	6,29	6,41	-0,47	5,94

Фондоотдача на протяжении анализируемого периода менялась неравномерно. В 2017 году фондоотдача уменьшилась на 0,032 по сравнению с 2016 годом и составила 1,124 руб./руб. В 2018 году по сравнению с 2016 годом фондоотдача снизилась на 0,096 руб./руб. и составила 1,06 руб./руб. Одновременно в 2018 году снизилась фондоемкость за три года на 0,84 руб./руб. Такое изменение фондоотдачи связано с опережающим ростом выручки над ростом среднегодовой стоимости основных средств.

Фондовооруженность труда увеличилась за три года на 308 тыс. руб./чел. и составила на конец анализируемого периода 1848 тыс. руб./чел. Фондорентабельность менялась неравномерно, в 2017 году она резко увеличилась с 0,35 % до 6,76 % в результате значительного роста чистой прибыли, а в 2018 году незначительно сократилась на 0,47 % и составила 6,29 %.

Такие тенденции свидетельствуют о повышении эффективности использования основных средств в 2018 году по сравнению с 2016 годом.

Таким образом, компании необходимо активно осуществлять политику обновления основных средств и повышения эффективности их использования. Полученная в результате мониторинга информация позволит компании определить направления и источники, с помощью ко-

торых можно повысить эффективность использования основных средств.

*Литература:*

1. Н.Л. Зайцев «Экономика, организация и управление предприятием: Учеб. пособие. – М.: «ИНФРА – М,» 2005. – 59 с.
2. <http://www.ooo-kenk.ru/main.html> - Официальный сайт ООО «Кузбасская энергосетевая компания».

## **ПЕРСПЕКТИВЫ И ПРОБЛЕМЫ ВНЕДРЕНИЯ ОБЪЕКТОВ ВИЭ В ГОРОДСКУЮ СРЕДУ**

**Д.И. Шинкарьук, Е.В. Крылова**  
**Новосибирский Государственный Технический Университет,**  
**г. Новосибирск, [shinkaryuk.dasha@mail.ru](mailto:shinkaryuk.dasha@mail.ru)**

*Рассматривается возможность замещения уличного освещения, получающего питание от единой электроэнергетической системы, на осветительное оборудование, включающее фотоэлектрические панели (ФЭП), подключенные к накопителям электрической энергии.*

*The possibility of replacing street lighting powered by a single electric power system with lighting equipment including photovoltaic panels (PVP) connected to electric energy storage devices is being considered.*

Электрoэнергия, получаемая из возобновляемых источников энергии, является одной из наиболее развивающихся сферой деятельности. Существует ряд причин, по которым необходимо рассматривать увеличение доли использования ВИЭ в городской среде:

- ⊙ Снижение доли использования традиционных источников энергии;
- ⊙ Развитие возобновляемых источников энергии;
- ⊙ Увеличение количества фотоэлектрических панелей в городской среде;
- ⊙ Использование оптимальных накопителей энергии.

По прогнозам британского нефтегазового гиганта BP, в период 2010-2030 гг. потребление энергии на основе возобновляемых источников энергии будет увеличиваться на 8,2 % ежегодно, в то время как среднегодовой прирост потребления газа составит 2,1 %, нефти – 0,7 %. Такая динамика обеспечит частичное вытеснение ископаемых энергоресурсов и увеличение доли ВИЭ в мировом топливном балансе до 6,3 % в 2030 г [1].

На рисунке 1 отображено производство электроэнергии из возобновляемых источников энергии в мире:

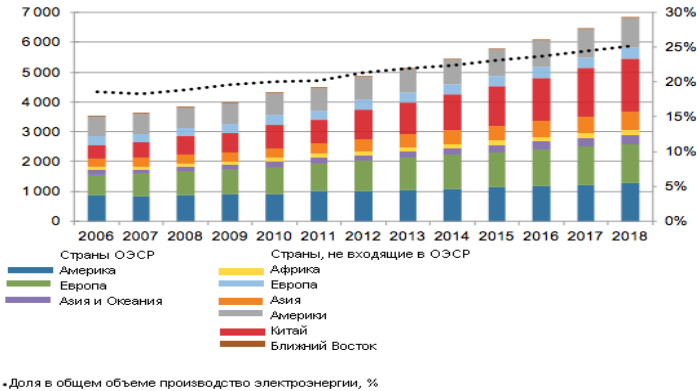


Рис. 1. - Производство электроэнергии из возобновляемых источников энергии в мире

В России первые успешные шаги в этом направлении были сделаны с принятием программы стимулирования использования ВИЭ (ДПМ ВИЭ) на период с 2013 по 2024 год [2]. Прописанный в программе механизм возврата инвестиций позволил привлечь в отрасль частных инвесторов: по итогам проведённых конкурсов они обязались построить 1,76 гигавайт солнечной энергетики, 3,35 гигавайт — ветроэнергетики. Последние вводы объектов ВИЭ по действующей программе завершатся уже в 2024 году [3].

На пути увеличения доли ВИЭ в городской среде крепко обосновались следующие проблемы:

- ⊙ Отсутствие законодательных документов, направленных на инвестиции в развитие возобновляемой энергетики;
- ⊙ Недостаточный КПД у представленных фотоэлектрических панелей;
- ⊙ Дорогостоящие составляющие рассматриваемого оборудования;
- ⊙ Отсутствие возможности накопления большого объема энергии.

Перспективой развития энергетической отрасли является частичное замещение уличного освещения, получающего питание от единой электроэнергетической системы, на осветительное оборудование, включающее ФЭП, а также накопители электрической энергии. Для повышения электроэффективности необходимо провести поиск альтернативы для компонентов оборудования.

*Литература:*

1. BP Energy Outlook 2030, January 2012 [Электронный ресурс] - Режим доступа: [www.bp.com](http://www.bp.com)
2. Политики и нормативно - правовая база. Система государственного стимулирования хранения электроэнергии в России [Электронный ресурс] - Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/453>
3. Успеть за инновациями [Электронный ресурс] - Режим доступа: [https://lenta.ru/articles/2018/10/12/green\\_energy/](https://lenta.ru/articles/2018/10/12/green_energy/)

## СОДЕРЖАНИЕ

### НАУЧНОЕ НАПРАВЛЕНИЕ – ЭНЕРГЕТИКА

#### Секция СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

Агаркова В. А., Зубова Н. В.	Новосибирск	3
Васильев В.Н., Шевцов Д.Е.	Новосибирск	7
Герашенко А.В., Митрофанов С.В.	Новосибирск	11
Гладков Д.С., Зырянов В.М.	Новосибирск	15
Дашинимаев А.О., Шенгерей Н.А., Калужский Д.Л.	Новосибирск	19
Дектяренко Г.А., Стрельников Н.А.	Новосибирск	23
Фишов А.Г., Дулов И.В.	Новосибирск	27
Иванов Д.М., Манусов В.З.	Новосибирск	31
Иванова Е. В., Зубова Н.В.	Новосибирск	35
Кирьянова Н.Г., Романова А.В.	Новосибирск	39
Клименко О.А., Танфильева Д.В.	Новосибирск	42
Соловьев Д.Ю., Сабайкин Н.А., Конюшенко Е.В.	Москва	46
Лесс В.М., Прокопов А.В., Нейман В.Ю.	Новосибирск	50
Михайлович М.А., Киселев А.В.	Северск	54
Могиленко Е.А., Стрельников Н.А.	Новосибирск	56
Мокроусова Ю.В., Чекмазов Э.М.	Новосибирск	60
Мурашкина И.С., Энхсайхан Э., Марченко А.И., Фишов А.Г.	Новосибирск	64
Пищанская М.И., Иванова В.С.	Томск	68
Пономарев И.К., Никитин М.А., Зырянов В.М.	Новосибирск	71
Прокопов А.В., Лесс В.М., Нейман В.Ю.	Новосибирск	75
Сабадаш И.А., Мышкина Л.С., Какоша Ю.В.	Новосибирск	79
Светличная А.Е., Митрофанов С.В.	Новосибирск	83



Солтанбаева А.А., Левин В.М.	Новосибирск	87
Таякин А. А., Танфильева Д.В., Танфильев О.В.	Новосибирск	91
Тепикин Е.О., Фролова Я.А.	Новосибирск	95
Тепикин Е.О., Фролова Я.А.	Новосибирск	99
Тимошин Е.Д., Левин В.М.	Новосибирск	101
Третьяков Е.С., Долгов А.П.	Новосибирск	105
Причетников А.В., Тищенко И.А., Федоров И.С., Армеев Д.В.	Новосибирск	108
Шаев С.М., Родыгина С.В.	Новосибирск	112
Юртаева В.К., Долгов А.П.	Новосибирск	116

**Секция РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА,  
ВЫСОКОВОЛЬТНОЕ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ,  
ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ**

Бакланов Д.В., Русина А.Г., Глазырин Г.В.	Новосибирск	120
Бузмаков И.Н., Литвинов И.И., Танфильев О.В.	Новосибирск	124
Жердев О.В., Лаптев О.И.	Новосибирск	127
Засуевич М.С., Шевченко С.С.	Новосибирск	130
Зуев И.А., Купарев М.А.	Новосибирск	134
Зыкова Д.А., Мюльбаер А.А.	Новосибирск	136
Кравченко В.А., Мюльбаер А.А.	Новосибирск	139
Марченко А.А., Литвинов И.И.	Новосибирск	143
Митрофанов Н.А., Глазырин Г.В.	Новосибирск	147
Михайлов М.А., Белоглазов А.В.	Новосибирск	150
Морогин Д.Ю., Белоглазов А.В.	Новосибирск	153
Наумова А.И., Литвинов И.И., Глазырин В.Е.	Новосибирск	156
Отузбаев М.Р., Русина А.Г.	Новосибирск	159
Петрова Ю.В., Белоглазов А.В.	Новосибирск	163
Рубцова Е.Д., Литвинов И.И., Купарев М.А.	Новосибирск	167

Рудюк И.Ф., Глазырин В.Е., Глазырин Г.В.	Новосибирск	171
Семенов Е.И., Манусов В.З.	Новосибирск	174
Скаков А.В., Литвинов И.И., Бакланов Д.В.	Новосибирск	178
Цыганков Д.А., Танфильев О.В.	Новосибирск	182
Химич С.А., Осинцев А.А.	Новосибирск	186
Черемных А.А., Лямцева Д.М., Танфильев О.В.	Новосибирск	189
Шмаков И.В., Мюльбаер А.А.	Новосибирск	192

### **Секция ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА**

Алтынбаева Д.Б., Ибраева К.Т.	Томск	196
Астафьев А.В., Табакаев Р.Б.	Томск	200
Белолобская Л.С., Рахимжанов А.А., Елистратов С.Л.	Новосибирск	204
Белявская П.В., Щинников П.А.	Новосибирск	208
Бояршин А.В., Стрельникова П.В., Григорьева О.К.	Новосибирск	210
Воробьев М.А., Волков С.М., Евдокименко И.А.	Новосибирск, Сен-Назер	213
Воронкова А.С., Боруш О.В.	Новосибирск	217
Гайдабрус М.А., Астафьев А.В., Табакаев Р.Б.	Томск	221
Ликанина В.А., Францева А.А.	Новосибирск	225
Лопатка А.Н., Томилов В.Г.	Новосибирск	229
Масалова Н.С., Щинников П.А.	Новосибирск	232
Мошкирева А.С. Григорьева О.К.	Новосибирск	235
Никитин А.Д., Бурдуков А.П., Рыжков А.Ф.	Екатеринбург, Новосибирск	237
Палагина Е. А., Щинников П.А.	Новосибирск	240
Пономарёв Н.С., Григорьева О.К.	Новосибирск	242
Просветлюк В.В., Корнеев К.А., Жуков Е.Б.	Барнаул	245

Прохватилов Е.А., Кузьменко Н.С., Томск	249
Астафьев А.В.	
Рахимжанов А.А., Топлер А.А., Новосибирск	253
Томилов В.Г.	
Саввин Н.Ю., Никулин Н.Ю. Белгород	256
Садкин И.С., Щинников П.А. Новосибирск	262
Стрельникова П.В., Бояршин А.В., Новосибирск	264
Григорьева О.К.	
Р.И. Хазиев, О.К. Григорьева Новосибирск	269
Назаров И. С., Шарков Н.В., Барнаул	270
Жуков Е. Б.	

**Секция МЕНЕДЖМЕНТ В ЭНЕРГЕТИКЕ  
И В ЭЛЕКТРОМАШИНОСТРОЕНИИ**

Бобкова Е.И., Кравченко А.В. Новосибирск	278
Винник А.Д., Варенник А.А. Новосибирск	281
Зайцева Д.В., Стародубцева О.А. Новосибирск	285
Королёва А.В., Семакина Г.А. Новосибирск	289
Линкер Д.В., Кравченко А.В. Новосибирск	293
Миллер И.Я., Апенькина А.И., Новосибирск	296
Дронова Ю.В.	
Новосельцева Е.А., Гришина Е.А. Новосибирск	301
Пономарёв Н.С., Дронова Ю.В. Новосибирск	305
Тарабыкина О.И., Брызгалова Р.М., Новосибирск	309
Ключникова Н.С.	
Цупко А.О., Кравченко А.В. Новосибирск	312
Чугунова В.О., Стародубцева О.А. Новосибирск	316
Гришина Е.А., Шаулева А.А. Новосибирск	321
Шинкарьюк Д.И., Крылова Е.В. Новосибирск	324

**НАУКА. ТЕХНОЛОГИИ. ИННОВАЦИИ**  
**Сборник научных трудов в 9 частях**

**г. Новосибирск, 02-06 декабря 2019 г.**

**Часть 4**

**Под ред. Гадюкиной А.В.**

Подписано в печать 10.12.2019. Формат 60×84/16. Бумага офсетная.

Уч.-изд. л. 19,29. Печ. л. 20,75. Тираж 100 экз. Заказ № 4

Отпечатано в типографии

Новосибирского государственного технического университета  
630073, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20

