

Министерство образования и науки Российской Федерации
Северо-Восточный федеральный университет имени М. К. Аммосова
Физико-технический институт

**СБОРНИК МАТЕРИАЛОВ
РЕСПУБЛИКАНСКОЙ ЗАОЧНОЙ КОНФЕРЕНЦИИ
ПО ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ**

Якутск
2016

УДК 621.3
ББК 31.2 (571.56)

Редакционная коллегия:

А.-М. В. Тимофеева, Н. С. Бурянина, Н. Н. Павлов

**СБОРНИК МАТЕРИАЛОВ РЕСПУБЛИКАНСКОЙ ЗАОЧНОЙ КОНФЕРЕНЦИИ
ПО ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ** : электронное издание / [Редколлегия : А. М. Тимофеева, Н. С. Бурянина, Н. Н. Павлов]. – Якутск : Издательский дом СВФУ, 2016. – 62 с.
ISBN 978-5-7513-2296-0

В сборник включены статьи, принятые экспертной комиссией конференции и отражающие ее основные направления: эффективность электроэнергетических и теплоэнергетических установок, нетрадиционные источники энергии.

В работе конференции приняли участие специалисты отраслевых научно-исследовательских организаций, а также студенты, аспиранты средних и высших учебных заведений электроэнергетического профиля республики.

Материалы сборника предназначены для научных работников и специалистов, связанных с управлением электроэнергетическими системами.

УДК 621.3
ББК 31.2 (271.56)

ISBN 978-5-7513-2296-0

© Северо-Восточный федеральный университет, 2016

СОДЕРЖАНИЕ

Секция 1. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

<i>Алдиярова Э.К.</i> ЦИФРОВАЯ ПОДСТАНЦИЯ – КЛЮЧЕВОЙ КОМПОНЕНТ В СОЗДАНИИ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СЕТИ «SMARTGRID».....	4
<i>Горбачев Н.В.</i> РАЗРАБОТКА ПРОГРАММЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТА ПОВРЕЖДЕНИЯ В ОДНОЦЕПНОЙ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ 110 КВ	6
<i>Давыдов Г.И., Васильев П.Ф., Хоютанов А.М., Нестеров А.С.</i> УСТРОЙСТВО СНИЖЕНИЯ ПОТЕРИ МОЩНОСТИ НА ХОЛОСТОЙ ХОД ТРАНСФОРМАТОРА.....	9
<i>Емельцов Д.Н.</i> РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО СНИЖЕНИЮ ЗАТРАТ НА ВЫРАБОТКУ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ИЗОЛИРОВАННЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ С ПИТАНИЕМ ОТ ДЭС.....	11
<i>Жесткова А.В.</i> РЕЖИМЫ ТОКОВ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ АНАДЫРСКИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 6 И 35 КВ И РАЗРАБОТКА РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО ИХ КОМПЕНСАЦИИ	15
<i>Жирохова Н.А.</i> ЛОГИСТИКА ТОПЛИВОСНАБЖЕНИЯ В ИНДИКАТИВНОМ БЛОКЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ДЕЦЕНТРАЛИЗОВАННЫХ ЗОН	17
<i>Заугольник К.В., Федоровцев А.В.</i> РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМЫ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ПРИМЕРЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ 0,4 Кв с. НЕШКАН ЧУКОТСКОГО РАЙОНА	22
<i>Кожурова С.Е.</i> ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ СВЕТОДИОДНОГО ОСВЕЩЕНИЯ НА ПРИМЕРЕ ЧУРАПЧИНСКОГО КОЛЛЕДЖА	23
<i>Малеева Е.И., Королюк Ю.Ф.</i> ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ)	25
<i>Мартынюк П.П.</i> ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ СОСТАВЛЯЮЩАЯ В ОЦЕНКЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ	28
<i>Рожина М.А.</i> ЕМКОСТНОЙ ОТБОР МОЩНОСТИ ОТ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ.....	32
<i>Суфлян Д.А.</i> АНАЛИЗ ВИДОВ ОТКАЗОВ ДЭС В ИНДИКАТИВНОЙ ОЦЕНКЕ ДЕЦЕНТРАЛИЗОВАННОЙ ЭНЕРГОЗОНЫ	32
<i>Тимофеева А.-М.В.</i> ПОВЫШЕНИЕ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ.....	35
<i>Хоютанов А.М., Давыдов Г.И., Васильев П.Ф., Нестеров А.С.</i> СТАБИЛИЗАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ ПРОМЕЖУТОЧНОГО ОТБОРА МОЩНОСТИ ИЗ ПОЛУВОЛНОВОЙ ЛИНИИ В СОСТАВЕ ЭНЕРГООБЪЕДИНЕНИЯ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ, ЯКУТИИ И ДАЛЬНЕГО ВОСТОКА.....	37
<i>Шикарев О.В.</i> РЕЖИМЫ НЕПОЛНОФАЗНОЙ ДВУХЦЕПНОЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ В УСЛОВИЯХ СЕВЕРА.....	42

Секция 2. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

<i>Бурцева С.П., Чемезова В.И.</i> ПРИМЕНЕНИЕ ТЕПЛООВОГО НАСОСА В РЕГИОНАХ РОССИИ.....	45
<i>Макаров В.Н., Самырова А.И.</i> ТЕХНОГЕННОЕ ИЗМЕНЕНИЕ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА ГРУНТОВ И ПОДЗЕМНЫХ ВОД НА ТЕРРИТОРИИ ЯКУТСКОЙ ТЕПЛОВОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ	47
<i>Толстоухова В.П.</i> СОХРАНЕНИЕ ТЕПЛОЭНЕРГИИ ЖИЛОГО ДОМА С ПОМОЩЬЮ ОПТИМАЛЬНЫХ ГЕОТЕРМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ И МАТЕРИАЛОВ. ПРОЕКТ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩЕГО ДОМА ...	49

Секция 3. НЕТРАДИЦИОННЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

<i>Захаров С.С.</i> ОСОБЕННОСТИ ВЕТРОВОЙ ЭНЕРГИИ И ПЕРВЫЕ ОПЫТЫ ЕЁ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ В ЯКУТИИ.....	54
<i>Свинобоев Е.А.</i> ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТОРФЯНЫХ РЕСУРСОВ ДЛЯ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЯ АРКТИЧЕСКИХ УЛУСОВ РС (Я)	56
<i>Софронова А.Е., Малеева Е.И.</i> КРУПНЕЙШАЯ СЭС НА КРАЙНЕМ СЕВЕРЕ.....	60

Секция 1

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

ЦИФРОВАЯ ПОДСТАНЦИЯ – КЛЮЧЕВОЙ КОМПОНЕНТ В СОЗДАНИИ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СЕТИ «SMARTGRID»

Э.К. Алдиярова, магистрант 2 года обучения

Саратовский государственный технический университет имени Ю.А. Гагарина

Руководитель С.Ф. Степанов, д.т.н.

Постоянный рост выработки и потребления электроэнергии на планете требует интенсивного строительства и развития электрических сетей. Независимо от своего назначения все сети на планете становятся более мощными и более сложными.

Данный процесс сопровождается значительным ростом объема информационных потоков, обеспечивающих управление электросетевыми объектами, мониторинг их технического состояния, контроль качества электроэнергии, а также её коммерческий учёт.

Одной из главных инновационных технологий, которые способны обеспечить качественно новый уровень функционирования электроэнергетической инфраструктуры, является технология использования «цифровых подстанций».

В настоящее время термин «цифровая подстанция» находится в обиходе прогрессивных энергетиков всего мира. Цифровая подстанция – это элемент активно-адаптивной (интеллектуальной) электросети с системой контроля, защиты и управления, основанной на передаче информации в цифровом формате.

Первая в мире цифровая подстанция была запущена в 2006 году. Сегодня в данном направлении активно работают ведущие компании-производители электроэнергетической отрасли по всему миру. Россия – не исключение.

Развитие концепции «SmartGrid» происходит на базе существенного развития аппаратных и программных средств систем управления.

Появление новых международных стандартов и развитие современных информационных технологий открывает возможности инновационных подходов к решению задач автоматизации и управления энергообъектами, позволяя создать принципиально новые интеллектуальные сети с цифровыми подстанциями нового типа.

Цифровая подстанция – это подстанция, полностью оснащенная комплексом цифровых устройств, обеспечивающих функционирование систем релейной защиты и автоматики, учета электроэнергии, АСУ ТП, регистрации аварийных событий по протоколу МЭК 61850.

МЭК 61850 – это глобальный коммуникационный стандарт, сфера действия которого, согласно планам Международной электротехнической комиссии [1], будет расширена за рамки электроэнергетики. Стандарт МЭК 61850 «Коммуникационные сети и системы для систем автоматизации в электроэнергетике» имеет целый ряд глав, в которых описываются 3 протокола передачи данных, а также требования к информационной модели, которая должна быть реализована в устройствах, к языку конфигурирования и процессу инжиниринга систем.

Четкое описание информационной модели устройств является одной из важных особенностей стандарта МЭК 61850, отличающей его от других стандартов информационного обмена в электроэнергетике. В соответствии с требованиями каждое физическое устройство должно содержать в себе логический сервер, в рамках которого заложена иерархическая модель, включающая одно или несколько логических устройств, в которых содержатся логические узлы.

МЭК 61850 предлагает использование трех протоколов передачи данных:

- MMS (ManufacturingMessageSpecification – стандарт ISO/IEC 9506) – протокол передачи данных реального времени и команд диспетчерского управления между сетевыми устройствами и/или программными приложениями;

- GOOSE (GenericObjectOrientedSubstationEvent – стандарт МЭК 61850-8-1) – протокол передачи данных о событиях на подстанции. Фактически данный протокол служит для замены медных кабельных связей, предназначенных для передачи дискретных сигналов между устройствами;

- SV (SampledValues – стандарт МЭК 61850-9-2) – протокол передачи оцифрованных мгновенных значений от измерительных трансформаторов тока и напряжения (TA и TV).

Преимущества применения цифровых подстанций.

Применение технологий «цифровой подстанции» дает следующие эффекты:

1. Существенное сокращение количества измерительного оборудования, что приводит к повышению надежности и качества системы в целом.

2. Использование однотипного оборудования позволит облегчить его метрологическое обслуживание (один поверочный комплекс на все приборы).

3. Повышение быстродействия новых многофункциональных средств измерений (100 мс) – универсальное средство для применения в области телемеханики.

4. Повышение точности измерений – стрелочные щитовые приборы имеют класс 1,5 и не предназначены для измерения переменного тока в начале шкалы, в отличие от цифровых приборов.

5. Что касается цифровых оптических измерительных трансформаторов, то они являются альтернативой традиционным. Их назначение – высокоточное измерение мгновенных значений тока, напряжения и их фазовых характеристик, а также выдача измеренных значений по цифровому интерфейсу для использования вторичным оборудованием – счётчиками коммерческого учёта, приборами телеметрии, контроля качества электроэнергии, релейной защиты и автоматики. Разработанные цифровые оптические измерительные трансформаторы являются инновационными и обеспечивают полностью цифровые измерения с минимально достижимым на сегодняшний день уровнем погрешности. При интеграции в структуру подстанции подобные трансформаторы позволяют оптимизировать архитектуру систем измерения, защиты, управления и контроля качества электроэнергии. Собственно, цифровые оптические измерительные трансформаторы – это и есть тот базис, на котором строится «Цифровая подстанция».

6. Многофункциональные средства измерений имеют широкие коммуникационные возможности, позволяющие обвязывать в единую цифровую сеть, связывать с установленной SCADA-системой и организовывать автоматический съём и обработку полученной измерительной информации.

Кроме того, следует учитывать дополнительные положительные эффекты производственного, экономического и социального характера.

1. Определенное уменьшение капитальных затрат:

- уменьшение затрат на кабельную продукцию и кабельные сооружения;
- уменьшение площади земельных участков, необходимых для обустройства подстанции;
- уменьшение затрат на проектирование, монтаж и пуско-наладку.

2. Уменьшение эксплуатационных затрат (на техобслуживание):

- упрощение эксплуатации и обслуживания, переход от проведения планового технического обслуживания по времени к обслуживанию по состоянию оборудования за счет On-line диагностики состояния оборудования. Тем самым снижается количество выездов работников для проведения регламентных работ;

- увеличение точности измерений и увеличение благодаря этому точности учета электроэнергии и точности определения места повреждения;

- сокращение возможности появления дефектов типа «земля в сети постоянного тока»;

- сокращение количества внезапных отказов основного электрооборудования и связанных с ними штрафов за недоотпуск электроэнергии и нарушений производственного цикла;

- уменьшение количества сбоев, неправильной работы, отказов релейной защиты;

- повышение алгоритмической надежности функционирования релейной защиты.

3. Производственный эффект:

- новый тип оборудования повышает производительность труда, качественно увеличивает безопасность эксплуатации, уменьшается негативное воздействие на экологию, импортозамещение.

Простая интеграция всех систем в единое цифровое пространство позволяет управлять подстанцией безопасно и оперативно, а также встраивать в систему АСУ ТП других уровней.

Проблемы внедрения цифровых подстанций.

Как отмечают эксперты, пока в вопросе широкого внедрения цифровых подстанций отсутствует самый важный компонент – методология проектирования в полном объеме. Необходимо решать вопрос автоматизации этого процесса, пока не подготовлены кадры в нужном количестве. Все это значительно тормозит процесс развития цифровых подстанций в России, что крайне нежелательно.

Литература

1. IEC Smart Grid Standardization Roadmap. Ed. 1.0 – 2009-12.
2. Горелик, Т. Г. Автоматизация энергообъектов с использованием технологии «цифровая подстанция». Первый российский прототип / Т. Г. Горелик, О. В. Кириенко // Релейная защита и автоматизация. – 2012. – № 1(05). – С. 86-89.
3. Электронный ресурс /http://etz-ektor.ru/products/buklet_MEK_61850.pdf

РАЗРАБОТКА ПРОГРАММЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТА ПОВРЕЖДЕНИЯ В ОДНОЦЕПНОЙ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ 110 КВ

Н.В. Горбачёв, студент

*Северо-Восточный федеральный университет имени М.К. Аммосова, Чукотский филиал, г. Анадырь
Руководитель Е.В. Лесных*

Воздушные линии электропередач являются наиболее часто повреждаемыми элементами электрической системы. Повреждения ЛЭП приводят к значительному недоотпуску электроэнергии потребителям.

Одной из основных проблем обеспечения надёжной работы системы электроснабжения является оперативное определение места повреждения ЛЭП и проведение ремонтно-восстановительных работ ремонтной бригадой. Ликвидация аварий осложняется большой протяжённостью линий до нескольких сот километров, а также труднопроходимой местностью, по которой она проложена. Осложняют задачу повреждения, иногда плохо различимые даже с близкого расстояния, поскольку на гирлянде изоляторов не остаётся значительных следов обгорания. Ещё сложнее с поиском места самоустраняющегося повреждения, при котором при повторном включении, линия остаётся в работе. Всё это вызывает значительные трудовые и финансовые затраты при поиске МП, особенно в условиях Крайнего Севера.

Широкое распространение на ВЛ 110 кВ и выше нашли методы, основанные на использовании параметров аварийного режима (токов и напряжений прямой, обратной и нулевой последовательности) с использованием фиксирующих приборов [1].

Недостатком методов ОМП, основанных на обработке токов и напряжений нулевой последовательности, является их зависимость от сезона и погодных условий. Особенно это влияет при ОМП длинных линий, где вдоль трассы, как правило, разные характеристики почвы (болота, каменистый грунт, близкие грунтовые воды и т.п.). А в условиях вечной мерзлоты сопротивление земли меняется на порядок в зависимости от сезона.

Поэтому в дополнение к ОМП, основанному на обработке параметров нулевой последовательности, используется модель линии в обратной последовательности, где параметры модели линии более стабильны.

Совершенно незаслуженно исключено ОМП по параметрам прямой последовательности, где также стабильны параметры линий.

Токи и напряжения описываются синусоидальными функциями:

$$u = U_{max} * \sin * (\omega * t + \psi_u) \quad i = I_{max} * \sin * (\omega * t + \psi_i).$$

Производные от токов и напряжений по углу ($\omega \cdot t$):

$$u = U_{max} * \cos * (\omega * t + \psi_u) \quad i = I_{max} * \cos * (\omega * t + \psi_i).$$

Комплексное значение синусоидальной величины при начальных фазах можно определить как:

$$U_{max} = U_{max} * e^{j*\psi_u} = U_{max} * \cos\psi_u + jU_{max} * \sin\psi_u;$$

$$I_{max} = I_{max} * e^{j*\psi_i} = I_{max} * \cos\psi_i + jI_{max} * \sin\psi_i.$$

Уравнения справедливы для любого момента времени t :

$$U_{max}(t) = U_{max} * e^{j(\omega*t+\psi_u)} = U_{max} * \cos * (\omega * t + \psi_u) + jU_{max} * \sin(\omega * t + \psi_u);$$

$$I_{max}(t) = I_{max} * e^{j(\omega*t+\psi_i)} = I_{max} * \cos * (\omega * t + \psi_i) + jI_{max} * \sin(\omega * t + \psi_i).$$

Производную изменяющейся во времени величины можно получить как отношение разности двух значений величины, разделенных интервалом времени Δt , к этому интервалу, выраженному в радианах. Значение производной будет соответствовать моменту времени на середине интервала. Тогда текущее значение величины, соответствующее этому моменту времени, равно полусумме измеренных значений. Интервал времени Δt получил название интервала дискретизации, а вычисленные текущие значения и производные названы вторичными параметрами.

При таком подходе допускаются систематические погрешности в вычислении вторичных параметров, которые можно определить как:

$$\begin{aligned} \Delta f(\Delta t) &= \left[\cos * \left(\frac{1}{2} * \omega * \Delta t \right) - 1 \right] * 100\% ; \quad \Delta f'(\Delta t) \\ &= \left[\left[\frac{2}{\omega * \Delta t} * \sin \left(\frac{1}{2} * \omega * \Delta t \right) \right] - 1 \right] * 100\% . \end{aligned}$$

Очевидно, что для определения места короткого замыкания, где требуемая точность определяется погрешностью трансформаторов тока и напряжения, интервал дискретизации не может быть больше 0,2-0,3 мс.

При коротких замыканиях в напряжениях могут возникнуть гармонические составляющие, которые могут дополнительно усиливаться при определении вторичных параметров. Погрешности при этих условиях можно определить как:

$$\frac{\Delta f(k)}{\Delta t(I)} = \frac{\cos * \left(\frac{k * \omega * \Delta t}{2} \right)}{\cos * \left(\frac{\omega * \Delta t}{2} \right)} ; \quad \frac{\Delta f(k)}{\Delta t(I)} = \frac{\sin * \left(\frac{k * \omega * \Delta t}{2} \right)}{\sin * \left(\frac{\omega * \Delta t}{2} \right)} .$$

Чем выше частота свободных составляющих, тем больше усиливается производная измеряемой величины и уменьшается текущее значение. При меньшем интервале дискретизации производная увеличивается еще больше. Усиление высокочастотных составляющих при малых интервалах дискретизации является существенным недостатком, исключить который можно либо глубокой фильтрацией первичных параметров, либо применением алгоритмов цифровых фильтров. То и другое, с одной стороны, не снижает полностью погрешность, а с другой стороны, увеличивает время обработки информации за счет больших постоянных времени фильтров.

Погрешности в определении вторичных параметров на основной частоте можно исключить полностью, если измерения проводить через четверть периода T рабочей частоты. При наличии пяти измерений, разделенных четвертью периода, текущее значение и производная напряжения и тока определяются как:

$$u(t) = \frac{2 * u(t) - u \left[t - \frac{T}{2} \right] - u \left[t + \frac{T}{2} \right]}{4} ; \quad u(t) = \frac{u \left[t + \frac{T}{4} \right] - u \left[t - \frac{T}{4} \right]}{2}$$

Чтобы исключить погрешности при изменении частоты сети, предлагается не фиксированный по времени интервал дискретизации, а формируемый при изменении полярностей напряжений на резисторе и конденсаторе RC-звена. Напряжения на резисторе и конденсаторе всегда сдвинуты относительно друг друга на четверть периода независимо от частоты приложенного напряжения. Однако погрешности, обусловленные наличием высокочастотных составляющих, остаются:

$$\frac{u(k)}{u(I)} = \sin^2 \left[\frac{k * \pi}{2} \right]; \quad u'(k) = \sin \left[\frac{k * k\pi}{2} \right]$$

Как видно из рис. 2, исключены полностью четные гармоники, не усиливаются нечетные гармоники, а промежуточные ослабляются.

Достаточно просто исключаются гармоники, кратные трем, и нулевые составляющие рабочей частоты, как разность фазных величин токов и напряжений и их нулевых составляющих. Т.е. ближайшая гармоника к промышленной – пятая. Следует ожидать на линиях 110-220 кВ невысоких значений высокочастотных составляющих напряжений. Поэтому погрешность от их присутствия ожидается небольшой. Если же эта погрешность будет влиять на точность определения места КЗ, необходимо напряжения пропустить через фильтры низких частот с частотой среза 250-350 Гц.

Параметры прямой и обратной последовательности напряжений и токов можно определить как:

$$u_1(t) = \frac{ua(t) + \frac{ub \left(t + \frac{T}{4} \right) - uc \left(t + \frac{T}{4} \right)}{\sqrt{3}}}{2} ; \quad u_1(t) = \frac{ua(t) - \frac{ub \left(t + \frac{T}{4} \right) - uc \left(t + \frac{T}{4} \right)}{\sqrt{3}}}{2}$$

Для любого момента времени можно найти действительную и мнимую составляющие напряжения и тока:

$$Re(u_I(t)) = \frac{2 * u_I(t) - u_I * \left[t - \frac{T}{2} \right] - u_I \left[t + \frac{T}{2} \right]}{4} ; \quad Im(u_I(t)) = \frac{u_I * \left[t + \frac{T}{4} \right] - u_I \left[t - \frac{T}{4} \right]}{2}$$

Наибольшая величина аperiodической составляющей во вторичном токе при постоянных времени в интервале 0,007 – 0,01 с. не превышает 7 % через 0,015 с. от момента возникновения КЗ и 2,23 % через 0,025 с. При этом погрешность в определении мгновенных значений токов прямой и обратной последовательностей составляет 0,55 %. Это очень важное преимущество вычисления параметров токов и напряжений, фиксируемых через четверть периода рабочей частоты сети.

Найденное место повреждения определяется точно, если принятые при расчете параметры линии совпадают с реальными, а линия описывается гиперболическими уравнениями. Такая модель позволяет определять место повреждения линии при одном отключенном конце. Чем длиннее линия, тем точнее определяется место повреждения.

Следует отметить, что приведенный метод съема цифровой информации может быть применен для контроля нормальных и аварийных режимов в электроэнергетике. Алгоритмы работы программы ОМП рассмотрены на примере действующей одноцепной ЛЭП 110 кВ, протяженностью 282,2 километра, от Билибинской АЭС до п. Черский.

Определение места повреждения производится по параметрам переходного режима КЗ. Изменение параметров линии, которые можно учесть, – это зависимость активного сопротивления от температуры. Температурный коэффициент для сталь-алюминиевых проводов равен $3,7 \times 10^{-3}$ Ом/град. В условиях Севера разность зимнего и паспортного активных сопротивлений может составлять 26 %. Погрешность при неучете этого фактора может составлять 2,0-2,5 километра на линии длиной 150 км. В программе ОМП нетрудно учесть температуру окружающей среды.

только на создание электромагнитных полей, обеспечивающих процесс трансформации, и потерь короткого замыкания (P_k), изменяющихся с нагрузкой. Потери ХХ невелики и, тем не менее, имеют важное эксплуатационное значение, поскольку присутствуют независимо от нагрузки.

Силовые трансформаторы отключаются от сети только на несколько дней в течение года, а трансформация электроэнергии происходит в несколько ступеней при передаче ее к потребителю. Поэтому резко увеличивается парк трансформаторов, при этом потери холостого хода существенно ухудшают эффективность работы энергосистемы. В целом по стране в денежном выражении они представляют внушительную сумму. Измерения потерь холостого хода (ХХ) показывают, что в процессе эксплуатации они увеличиваются по сравнению с паспортными данными [1]. Это обусловлено следующим: во первых, потерями мощности при перемагничивании сердечников и выделением тепла намагничивающими обмотками. Длительное повышение температуры способствует процессам старения стали, в результате которых ухудшаются их магнитные свойства. Во-вторых, потери увеличиваются из-за несанкционированных динамико-механических воздействий на магнитопроводы во время транспортировки, монтажа и ремонтов.

Известно, что даже малые деформации в холодном состоянии электротехнической анизотропной стали приводят к резкому росту удельных потерь за счет увеличения потерь на магнитный гистерезис и вихревые токи, которые существенно изменяют температурный режим стали [2-4].

Основная причина роста потерь связана с искажениями доменной структуры электротехнических сталей, которые на заключительных этапах обработки подвергаются деформациям и, при превышении предела упругости, приводят к остаточным механическим напряжениям и являются следствием остаточных деформаций кристаллической решетки, возникающих в стали в результате внешних динамических воздействий при механических, тепловых, магнитных, электрических нагрузках. Магнитные свойства сталей наиболее чувствительны к остаточным механическим напряжениям, возникающим, главным образом, при транспортировке, монтаже и ремонтах. Остаточные механические напряжения приводят к необратимым объемным изменениям и сохраняются в стали после снятия нагрузки, способствуя ухудшению ее магнитных свойств. Известно, что удельное электрическое сопротивление электротехнических сталей чувствительно к заложенным структурным дефектам. С увеличением плотности дислокаций на один порядок удельное электрическое сопротивление возрастает более чем в 2 раза, а при увеличении концентрации доменов на один порядок удельное электрическое сопротивление уменьшается в 5...6 раз, что в совокупности приводит к увеличению удельных потерь ХХ более трех раз. Поэтому при проектировании силовых трансформаторов необходимо предусматривать методы и средства снижения этих потерь.

В качестве примера (рис. 1) предлагаем в трансформаторах I, II габаритов использовать противударные виброгасители в виде подушек специальной конструкции из твердой маслостойкой резины, расположенных в баке между днищем и прессующими балками магнитопровода трансформатора.

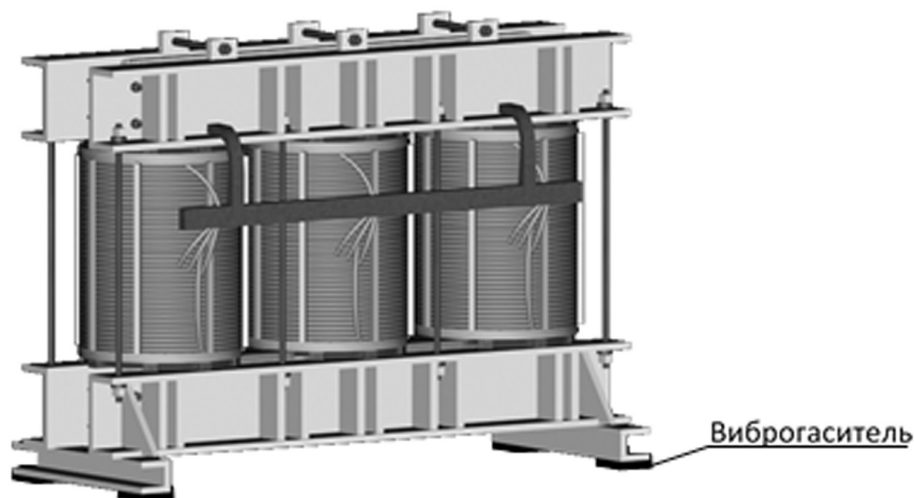


Рис. 1. Активная часть силового трансформатора

Авторы [5] предлагают стабилизировать гарантированные заводом-изготовителем потери холостого хода в трансформаторах путем исключения несанкционированных динамических нагрузок. С этой целью рекомендуется в заводских условиях оснастить конструкцию маслонеполненных трансформаторов типовыми компенсирующими устройствами. Разновидность компенсирующих устройств может быть любая в зависимости от требований завода-изготовителя: пружинного, ресорного, гидравлического, пневматического или комбинированного противодействия.

Литература

1. Заугольников, В. Ф. Некоторые аспекты экономической работы силовых трансформаторов / В. Ф. Заугольников, А. А. Балабин, А. А. Савинков // Промышленная энергетика. – 2006. – № 4. – С. 10-14.
2. Казаджан, Л. Б. Анизотропия изменения магнитных свойств при деформации трансформаторной стали: Металловедение, термообработка и физические свойства металлов и сплавов / Л. Б. Казаджан, Б. В. Молотиллов, А. Ф. Пименов и др. // Сб. трудов ЛФ МИСиС, НЛМЗ. – Липецк, 1970. – Вып. 7, часть 1. – С. 72-75.
3. Ильгов, В. П. Изменение магнитных свойств отожженной трансформаторной стали при последующих механических и повторной термической обработках: Металловедение, термообработка и физические свойства металлов и сплавов / В. П. Ильгов, Л. Б. Казаджан, Б. В. Молотиллов и др. // Сб. трудов ЛФ МИСиС, НЛМЗ. – Липецк, 1970. – Вып. 7, часть 1. – С. 76-79.
4. Казаджан, Л.Б. Влияние структурных факторов на соотношение удельных потерь $P_{1,0/50}$ и $P_{1,5/50}$ холоднокатаной трансформаторной стали / Л. Б. Казаджан, Н. П. Сакир, Л. Ф. Суханов и др. // Изв. АН СССР. Сер. Физика. – 1970. – Т. 34. – № 2. – С. 241-244.

РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО СНИЖЕНИЮ ЗАТРАТ НА ВЫРАБОТКУ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ИЗОЛИРОВАННЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ С ПИТАНИЕМ ОТ ДЭС

Д.Н. Емельцов, студент 5 курса

Северо-Восточный федеральный университет имени М.К. Аммосова, Чукотский филиал, г. Анадырь

Руководитель Е.В. Лесных

Эффективность, согласованность и надежность всех элементов энергетической системы, особенно в условиях Крайнего Севера, имеют жизненно важный характер. Именно поэтому для решения проблем энергоснабжения поселков необходим комплексный подход.

Относительно большая протяженность фидеров низковольтных электрических сетей в небольших поселках обусловлена расположением многих поселков вдоль береговой линии водоемов и удаленностью ДЭС от центра нагрузок.

За последние десятилетия заметно возросло количество бытовых электроприборов, а также значительно поменялась конфигурация поселений, что привело к весомым потерям электроэнергии в существующих электрических сетях, несоответствию мощности некоторых ДЭС заданной нагрузке. Ужесточение стандартов привело к несоответствию напряжения и частоты сети действующему ГОСТ 32144-2013.

В отдаленных районах установка трансформаторов затруднительна, так как влечет за собой установку новых опор линии 6(10)кВ, подстанций. Для этого необходима доставка значительных объемов оборудования, техники для разгрузки, а также укомплектованных и экипированных рабочих бригад, что значительно увеличивает материальные затраты. В любом случае необходимо рассчитать варианты возможного снижения сопротивления линии электропередач путем оптимизации ее расположения и максимально возможного увеличения сечения, с целью попытаться избежать установки трансформаторов.

Электрические сети лишь распределяют электроэнергию между потребителями, поэтому для оптимального результата необходима не только оптимизация сетей, но и оптимизация самого источника электроэнергии.

При снабжении поселка от ДЭС себестоимость электроэнергии в разы выше, чем при снабжении от мощных станций, следовательно, оптимальный подбор оборудования ДЭС и электрических сетей значительно сокращает расходы и имеет небольшой срок окупаемости.

В данной работе произведен анализ работы дизельной электростанции и электрических сетей на примере села Инчоун Чукотского АО исходя из реального потребления электроэнергии. Разработан ряд предложений по согласованию работы элементов энергетической системы и ее оптимизации.

К первостепенным мероприятиям по снижению потерь относятся:

1. Компенсация реактивной мощности.
2. Снижение сопротивлений элементов сети.
3. Повышение напряжения.

Потери активной мощности и напряжения определяются как:

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot r_0 \cdot L ; \quad \Delta U = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_{\text{НОМ}}} + j \frac{P \cdot X + Q \cdot R}{U_{\text{НОМ}}}$$

где: P – мощность активной составляющей нагрузки;

Q – мощность реактивной составляющей нагрузки;

$U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение рассчитываемого участка;

r_0 – активное сопротивление линии;

L – длина линии;

R – активное сопротивление всей линии;

X – реактивное сопротивление всей линии.

Затраты на каждое мероприятие по снижению потерь должны быть обоснованы с технической и экономической точек зрения.

Причины возникновения потерь при производстве и распределении эл. энергии:

Объект	Причины потерь
Дизельная электростанция	Морально устаревшее оборудование
	Недостаточная мощность
	Несинхронная работа генераторных установок
Передающие сети	Неоптимальная конфигурация
	Недостаточное сечение проводов
	Высокое реактивное сопротивление проводов
	Низкая стойкость к несанкционированным подключениям

Оценка мероприятий по снижению потерь электроэнергии проводилась по программе расчета нормального режима электрических сетей, написанной в среде Mathcad. Расчет проводился для зимнего, межсезонного и летнего режимов по средним значениям исходя из графиков нагрузок ДЭС и данных реального потребления по фидерам.

Анализ нормального режима исходной схемы электрической сети заключается в расчёте потерь мощности и напряжения с целью выявления проблемных участков. Исходная схема села Инчоун представлена тремя основными фидерами 0,4 кВ, линии которых выполнены проводом АС-70.

Из расчета следует, что средние потери по фидерам, при приближенной к реальной нагрузке, составили 87 862 кВтч, или 7,8 %; напряжения в узлах при максимальной рабочей нагрузке снижаются до 183 В.

Реальные зафиксированные потери в 2011 году составили 15,92 %, или 148 800 кВтч, что дает основание предполагать наличие несанкционированного отбора электроэнергии.

Цели реконструкции:

- приведение параметров электроэнергии к нормам ГОСТ 32144-2013;
- снижение технических и коммерческих потерь электроэнергии в сети;
- снижение затрат на выработку электроэнергии;
- увеличение ресурса оборудования ДЭС и ее экологичности.

В проекте реконструкции электрической сети села Инчоун провод АС-70 предлагается заменить на СИП 4 3x95+1x120.

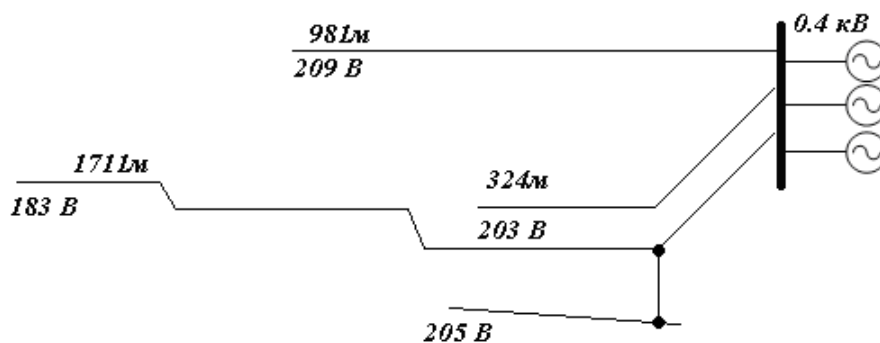


Рис. 1

После выявления проблемных участков произведен анализ нормального режима работы электрической сети после реконструкции. В результате мероприятий потери снизились до 43 318 кВтч, или на 50,7 %. Абсолютные потери составили 3,85 %, минимальное напряжение составило 214 В, запас по нагрузке – 15 %.

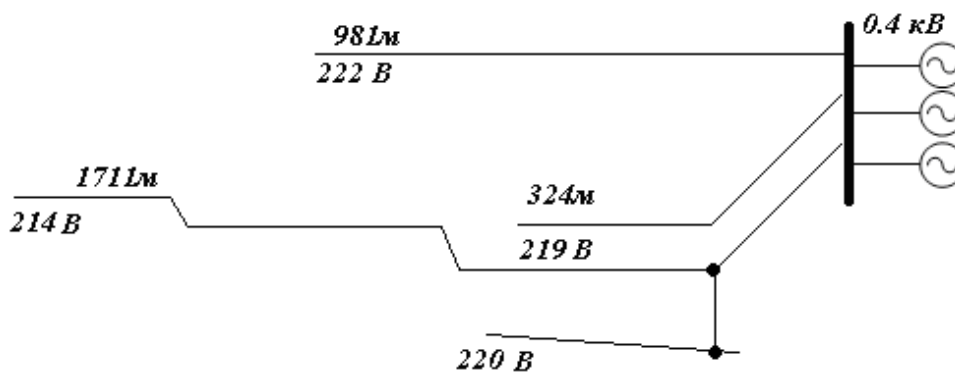


Рис. 2

К схеме реконструкции разработано дополнение, включающее в себя линию 6 кВ и трансформаторы серии ТМГ.

Вариант дополнения создан на случай укрупнения поселения в нынешних границах, за счет замены многоквартирных коттеджей двухквартирными, и содержит 2 трансформатора ТМГС-630. Минимальное напряжение в сети 223 В.

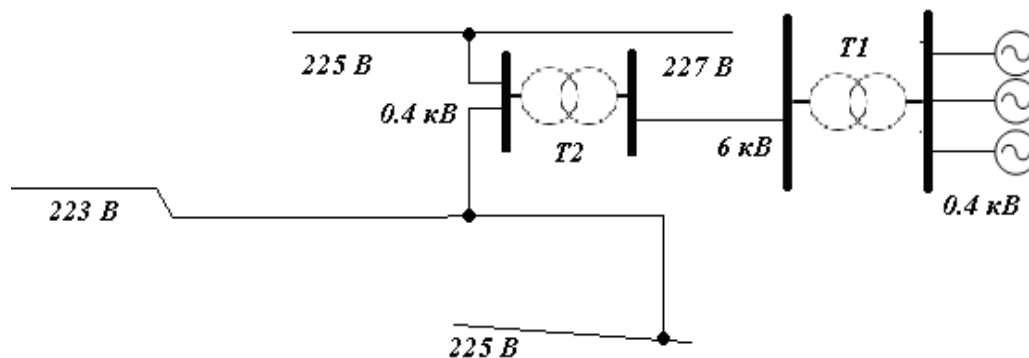


Рис. 3

В этом случае потери снижаются до 35 600 кВтч, или на 59,5 % относительно исходного варианта. Абсолютные потери снизились до 3,14 %.

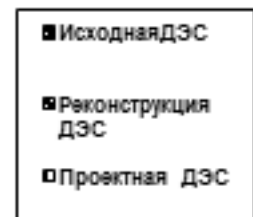
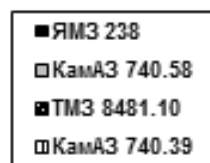
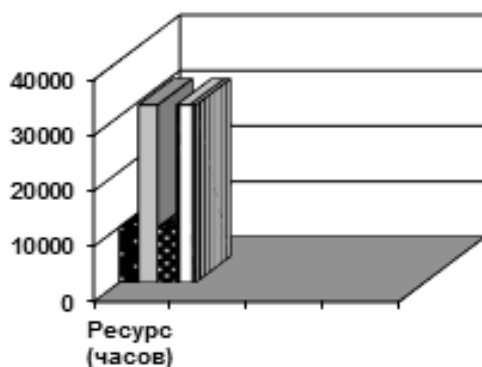
Вариант является модульным, так как в случае его исполнения существующая схема реконструкции не будет изменена. В случае отключения модуля, при аварии или обслуживании, минимальное напряжение составит не менее 214 В.

Дизельная электростанция (ДЭС) располагает тремя дизель-генераторными установками (ДГУ). Две ДГУ АД-200 с двигателями ТМЗ, одна ДГУ АД-100 – с двигателем ЯМЗ.

Имеющиеся ДГУ оснащены механическими регуляторами частоты вращения, что делает невозможным стабильное удержание частоты вращения при постоянных переменах нагрузки. Это приводит к нестабильным параметрам электрического тока генераторов, включая напряжение и в большей степени частоту тока, которая в этом случае может колебаться в диапазоне от 45 Гц до 50,5 Гц.

Также из недостатков исходной ДЭС стоит отметить недопустимо малый ресурс (10 000 часов), малый сервисный интервал (250 моточасов), а также завышенный расхода топлива (до 0,5 л/кВтч в текущем состоянии и 0,32 л/кВтч у аналогичных новых ДГУ). Мощность агрегатов недостаточна для того, чтобы одна ДГУ смогла обеспечить потребителей в максимум нагрузок (240 кВт), что приводит к необходимости синхронной работы двух установок. Это негативно сказывается не только на расходе ГСМ, но и на остаточном ресурсе оборудования.

В проекте реконструкции ДЭС предложено введение в работу трех отечественных модулей ДГУ Кама контейнерного типа, с электронным управлением (Кама-250S – 1 шт., Кама-160S – 2 шт.), что позволит поддерживать стабильную частоту тока, синхронизировать генераторы в автоматическом режиме, производить запуск и переход по агрегатам в автоматическом режиме, а также снизить затраты на эксплуатацию ДЭС не менее, чем на 20 % (по сравнению с новыми ДГУ АД-100, -200), значительно увеличить ресурс ДЭС, при сохранении исходной ДЭС в резерве.



Выводы:

1. Реконструкция электрической сети позволяет добиться снижения потерь порядка 50 % и повышения напряжения до норм ГОСТ 32144-2013 при минимальных затратах путем увеличения сечения линии и использования СИП.

2. Проектная реконструкция дизельной электростанции позволяет уложиться в нормы ГОСТ 32144-2013 по частоте тока, а также значительно снизить расходы на топливо, увеличить надежность и ресурс энергосистемы.

3. В некоторых случаях экономический эффект от реконструкции ДЭС превышает стоимость реконструкции меньше чем за год, что дает возможность произвести реконструкцию без дополнительных инвестиций, за счет экономии на годовом завозе топлива и перераспределения денежных потоков.

РЕЖИМЫ ТОКОВ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ АНАДЫРСКИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 6 И 35 КВ И РАЗРАБОТКА РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО ИХ КОМПЕНСАЦИИ

А.В. Жесткова, студентка 5 курса

Северо-Восточный федеральный университет, Чукотский филиал, г. Анадырь

Руководитель Н.С. Бурянина, д.т.н., профессор

Сложная, широко разветвлённая система электроэнергетики Чукотского автономного округа состоит из предприятий, вырабатывающих электрическую и тепловую энергию, и предприятий, осуществляющих их поставку потребителям. К предприятиям большой энергетики Чукотского АО относятся: Билибинская АЭС – филиал ФГУП «Концерн "Росэнергоатом"» и энергетические предприятия ОАО «Чукотэнерго», представленные Анадырской ТЭЦ, Эгвекинотской ГРЭС, Чаунской ТЭЦ, Северными электрическими сетями, а также эксплуатируемой ОАО «Чукотэнерго» на условиях аренды Анадырской газомоторной ТЭЦ. К предприятиям малой энергетики относятся 43 ДЭС, 48 котельных и одна ветровая электростанция, входящие в состав ГП ЧАО «Чукоткоммунхоз», МП ЖКХ Билибинского муниципального района, МП «Чаунское районное коммунальное хозяйство» и МУП «Иультинское ЖКХ».

Анадырский энергоузел включает в себя Анадырскую ТЭЦ и Анадырскую газомоторную ТЭЦ. Установленная мощность Анадырской ТЭЦ – 56 МВт, Анадырской ГМТЭЦ – 28,65 МВт. Нагрузка в Анадырском энергоузле в основном коммунально-бытовая и составляет максимум 28 МВт. Распределительные сети высокого напряжения выполнены на напряжения 35 и 6 кВ в основном кабельными линиями. Протяженность линий 35 кВ составляет 23 км, 6 кВ – 67 км, поэтому предположительно высокие значения токов замыкания на землю в этих сетях. К настоящему времени неизвестны величины этих токов. В данной работе произведена оценка токов замыкания на землю в сетях обоих напряжений Анадырского узла и приведены рекомендации по их снижению.

Для решения этой задачи проведены расчеты и анализ режимов замыканий на землю в сетях 35 и 6 кВ.

Для этого составлена универсальная программа расчета сложных несимметричных режимов в реальных параметрах схемы замещения электрической сети, содержащих объекты разных номинальных напряжений, учитывающая одновременные несимметричные повреждения в разных участках сети. Выполнены расчеты однократных и двойных замыканий на землю. Рекомендованы способы компенсации токов однофазных замыканий на землю при ремонтных и аварийных отключениях линий.

МЕТОД РЕАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ПРИ РАСЧЕТЕ ТОКОВ КЗ В НЕОДНОРОДНЫХ СЛОЖНО-ЗАМКНУТЫХ СЕТЯХ

Руководящими указаниями по расчету токов короткого замыкания (КЗ) и выбору электрооборудования (РД 153-34.0-20.527-98) предписывается выражать параметры элементов эквивалентной схемы замещения либо в именованных единицах с приведением параметров различных элементов исходной расчетной схемы к выбранной основной (базисной) ступени напряжения сети, либо в относительных единицах.

Недостатки расчета токов КЗ в именованных и относительных единицах:

- необходимо приводить параметры к одному напряжению при расчете в именованных единицах;
- если имеются замкнутые неоднородные контуры с разными коэффициентами трансформации, точно выполнить расчет вообще невозможно, так как непонятно, к какому базисному напряжению приводить параметры сети.

Для расчета режимов КЗ предлагается использовать разработанный на кафедре «Электроснабжение» СВФУ метод в матричной форме, который предварительно назван методом реальных параметров. Достоинство метода в том, что токи и напряжения в результате расчета получаются приведенными к сетям своих номинальных напряжений.

ПРОГРАММА РАСЧЕТА СЛОЖНЫХ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЙ В СЕТЯХ С ИЗОЛИРОВАННОЙ НЕЙТРАЛЬЮ

Программа составлена в среде MathCad 2001 (Профессионал). Позволяет рассчитывать схемы электрических сетей с количеством узлов более 2000. Рассчитывает режимы коротких замыканий,

замыканий на землю, в том числе двойных, сопровождаемых пофазным отключением линий электропередачи. Электрические сети разных напряжений не приводятся к одному базисному, что позволяет учитывать разные коэффициенты трансформации в кольцах, образованных линиями разных номинальных напряжений.

В основу программы заложено формирование матриц проводимостей и задающих токов с помощью процедур определения параметров практически всех линейных элементов электрической сети (линий с распределенными параметрами, трансформаторов с заземленными и разземленными нейтральными, автотрансформаторов, генераторов, эквивалентных схем замещения части электрических систем).

В процедурах формирования параметров схем замещения генераторов, трансформаторов и автотрансформаторов учитываются все паспортные данные, что позволяет использовать их и для расчета нормальных режимов электрических систем, что реализовано в созданной программе, использующей метод простой итерации.

Кроме напряжений во всех узлах схемы замещения электрической системы программа позволяет выдавать в любом элементе схемы фазные токи и напряжения, линейные напряжения, напряжения и токи по последовательностям, активные и реактивные мощности по обе стороны элемента и потери мощности в нем.

Эта программа использовалась для расчета режима схемы сети 6 и 35 кВ г. Анадыря при замыкании на землю в разных узлах сети. В результате расчетов получены величины токов замыкания на землю, равные в сети 35 кВ 114 А, в сети 6 кВ – 31 А. В обоих случаях эти токи больше допустимых, равных соответственно 10 и 5 А.

КОМПЕНСАЦИЯ ТОКОВ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ

Общепринятым способом компенсации тока в месте замыкания на землю является включение заземленных дугогасящих реакторов в нейтрали трансформаторов. Мощность дугогасящих реакторов определяется произведением тока замыкания на землю на фазное напряжение сети.

При всех включенных линиях 35 кВ Анадырского энергорайона эта мощность равна 2.9 МВАр.

Отечественной промышленностью выпускаются дугогасящие реакторы на 35 кВ с максимальной мощностью 550 кВАр и максимальным регулируемым током 25 А (ЗРОМ-550/35, выпускаемые Московским электрозаводом), т.е. для полной компенсации тока замыкания на землю требуется 6 реакторов. Устанавливать все реакторы на одной подстанции нецелесообразно. Предлагается установить их на трех двухтрансформаторных подстанциях. При отключении линии «ПП-2» ЗРУ «Угольные копи» длиной 14,476 км ток замыкания на землю снижается до 41 А. Поэтому предлагается четыре реактора установить на подстанциях «Угольные копи» и «Аэропорт» и отключать три из них при отключении указанной выше линии. При отключении семикилометровой линии достаточно отключить один реактор на подстанции «Угольные копи».

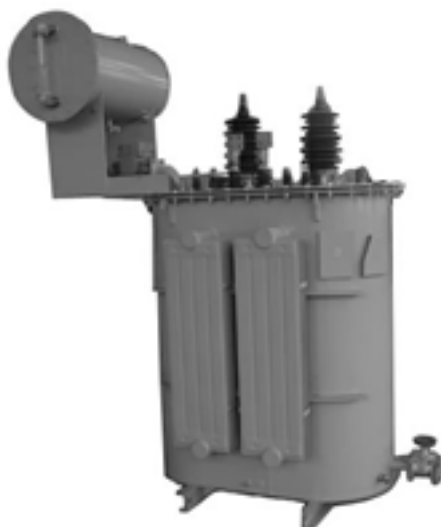


Рис.

Остальные два реактора целесообразно установить на шинах подстанции «Газомоторная ТЭЦ» и отключать каждый при отключении линий суммарной длиной 2,5-7,5 км.

Выводы:

1. Для компенсации токов однофазных замыканий на землю необходимо установить 6 реакторов ЗРОМ-550/35 мощностью 550 кВАр каждый. Рекомендуется установить их на подстанциях «Газомоторная ТЭЦ», «Угольные копи» и «Аэропорт».

2. Для диспетчерской службы необходимо составить инструкции по отключению реакторов при ремонтных и аварийных отключениях линий.

ЛОГИСТИКА ТОПЛИВОСНАБЖЕНИЯ В ИНДИКАТИВНОМ БЛОКЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ДЕЦЕНТРАЛИЗОВАННЫХ ЗОН

Н.А. Жирохова, студентка

Северо-Восточный федеральный университет имени М.К. Аммосова,

Технический институт (филиал), г. Нерюнгри

Руководитель В.Р. Киушкина

Характеристический показатель логистики поставок топлива в децентрализованную зону характеризует степень риска недопоставок топлива и априорное формирование величины топливной составляющей в себестоимости.

Логистика завоза топлива в децентрализованные зоны северных территорий характеризуется следующими особенностями:

- сезонность завоза топлива;
- территориальная удаленность от поставщиков топлива;
- сезонная доступность некоторых ДЭС;
- разбросанность и удаленность ДЭС друг от друга;
- отсутствие рынка автотранспортных услуг.

Логистика завоза северного топлива. В классической логистике цепь (сеть) поставок представляется в виде связного набора объектов, называемых элементами ЦП. Объектами являются компании, входящие в данную сеть: поставщики, посредники, производители, потребители. Существуют разные методы и способы описания функционирования таких систем с точки зрения их надежности и для Севера, метод поставки топлива крайне важен ввиду некоторых особенностей территории, а именно климатических, территориальных, отсутствия постоянных транспортных путей, удаленности и разбросанности поселений.

Прежде чем попасть до места назначения, топливо, ввозимое в РС (Я), проходит тысячи километров сухопутного, воздушного и водного пути. Ограниченный срок сезона летом по водным артериям рек, зимой по действующим автозимникам и морским путем, представляет собой стратегию, по своим масштабам не уступающую военной. Действительно ежегодно правительство вынуждено искать новые пути поставок в зависимости от сложившихся ситуаций, а именно, в любое время вне зависимости от сезона наблюдается то снижение уровня воды в артериях рек, не позволяющее судам проплыть, зимой критически низкие температуры, отсутствие дорог ввиду погодных условий и халатное отношение дорожников к состоянию дорог (рис. 1).



Рис. 1. Пути завоза топлива



Рис. 2. Маршрут поставок топлива

Из представленных данных видно, что половина территории РС (Я) находится в так называемой зоне сезонных поставок. Вынести маршруты доставок достаточно сложно, учитывая выше перечисленные особенности территорий. Продифференцировав территории, находящиеся в неблагоприятных условиях, их можно условно разделить на группы:

- группа 1 – наиболее удаленные районы. Завоз топлива на данные территории производится морским путем до портов, далее наземным, речным и воздушным путями до нефтебаз с некоторыми задержками по времени (открытие сезонов);

- группа 2 – районы частично децентрализованные, куда топливо доставляют наземными, речными, железнодорожными путями с кратковременными остановками в терминалах;

- группа 3 – районы с хорошей плотностью железнодорожных, автомагистральных, воздушных путей.

Содержанием логистики как науки является установление причинно-следственных связей и закономерностей.

В современном понятии теория логистики и управления цепями поставок топлива характеризуется обращением к ряду новых понятий, таких как устойчивое развитие, устойчивость (жизнестойкость), прочность (робастность), гибкость, адаптивность скорость реакции и надёжность цепей поставок.

Понятия надёжности и устойчивости с точки зрения логистики:

- надёжность – это способность системы сохранять значения её ключевых показателей эффективности, оценка надёжности цепей поставок сведена к одному показателю – вероятности безотказной работы (или длительности безотказной работы);

- устойчивость – свойство системы восстанавливаться;

- экономичность – издержки производства (затраты на производство продукции, включенные в себестоимость продукции), логистические издержки (затраты на внутреннюю и внешнюю транспортировку, затраты на складирование и прочие затраты);

- безопасность – факторы риска: физические, экономические, технологические и организационные.

Методы оценки и повышения надёжности цепи поставок можно представить в виде схемы (рис. 3).

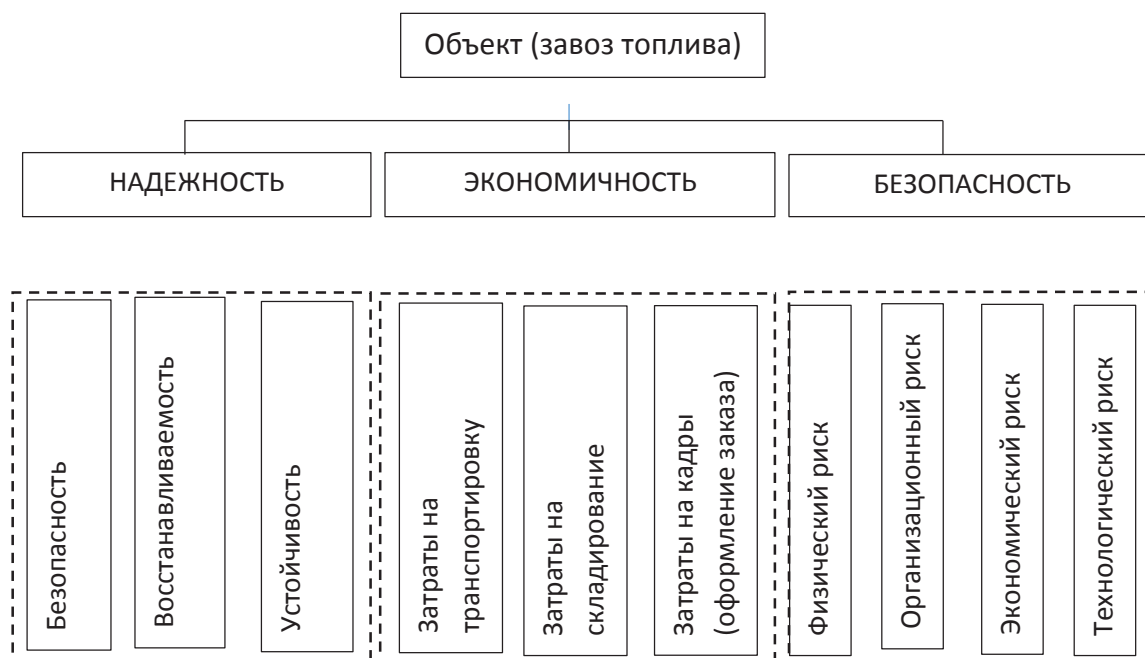


Рис. 3. Методы оценки и повышения надёжности цепи поставок

Данная структура наглядно показывает возможность управления цепью поставок путем метода оценки и повышения ее надежности. Исходя из этого возможно представить северный завоз в виде дискретно-непрерывной модели цепи поставок, где представлены основные операции и отрезки времени, в течение которых они производятся (рис. 4).

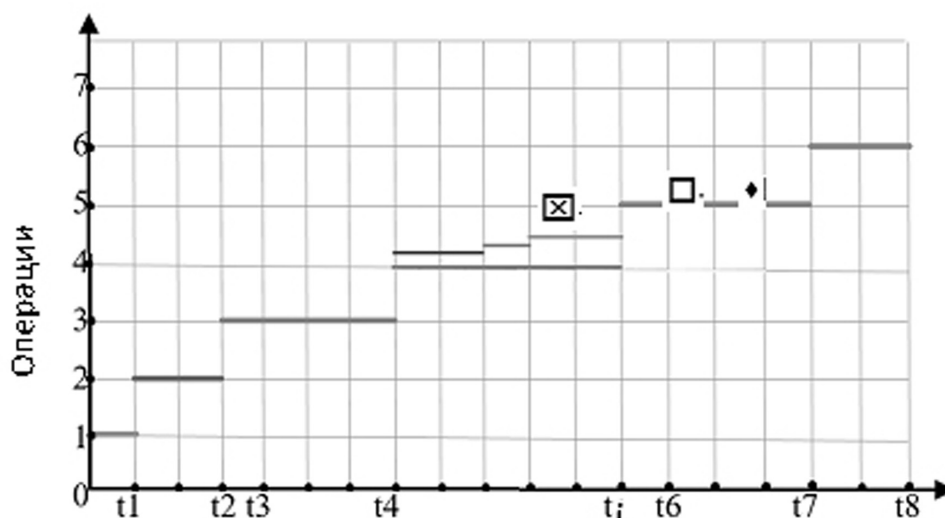


Рис. 4. Дискретно-непрерывная модель цепи поставок Северного завоза.

1 – согласование поставки топлива в северные районы; 2 – сбор заказа/оформление документов; 3 – погрузка транспортного средства; 4 – транспортировка: \boxtimes – морской путь, \square – наземные перевозки, \blacklozenge – речные перевозки; 5 – выгрузка транспорта; 6 – размещение на складе

Этапы цепочки завоза топлива представляют систему взаимодействия различных инфраструктур (рис. 5).



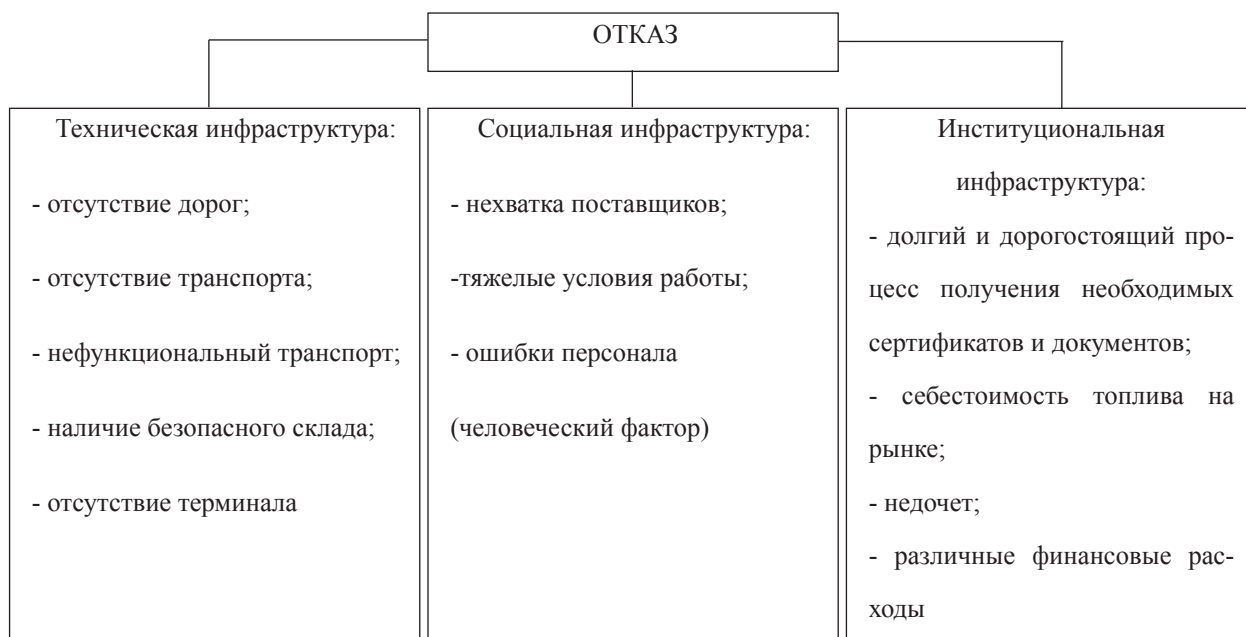
Рис. 5. Система взаимодействия инфраструктур

Техническая инфраструктура предусматривает наличие и функционирование транспорта, дорог, зданий и сооружений, складов, терминалов и др.

Институциональная инфраструктура – это деятельность банков, таможни, органов сертификации и др., непосредственно связанная с обслуживанием процесса товародвижения.

Социальная инфраструктура охватывает персонал, занятый в процессе движения материальных потоков. Чем сложнее система, тем она уязвимее, возможность отказа возрастает в разы.

Отказ в логистике поставок топлива – это сбой в цепи поставок, в алгоритме сложной системы инфраструктур, социальной, технической или институциональной. Возможные «отказы» в выделенных группах:



В заключение на основе анализа логистической цепи поставки топлива в децентрализованные зоны возможно предложить алгоритм для сведения отказов в ней к минимуму. Возможно упрощение логистической цепи путем сокращения количества звеньев и в каждом звене рассмотреть возможные причины отказа.



Учитывая возможные отказы на каждом этапе, можно получить саморегулирующуюся модель логистической цепи со звеньями, хорошо взаимодействующими друг с другом, применимую к территории децентрализованных зон, т.е. с учетом всех ее особенностей. Такая цепь поставок будет восстанавливать те участки цепи, на которых произошел отказ, и в будущем их минимизировать, тем самым улучшая энергетическую безопасность региона.

РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМЫ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ПРИМЕРЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ 0,4 Кв с. НЕШКАН ЧУКОТСКОГО РАЙОНА

К.В. Заугольник, студент, А.В. Федоровцев, студент

Северо-Восточный федеральный университет имени М.К. Аммосова, Чукотский филиал, г. Анадырь

Нешкан является национальным чукотским селом в Чукотском районе Чукотского АО России (окружной центр – г. Анадырь). Село расположено на песчано-галечной косе северо-востока Чукотского полуострова, которая отделяет воды Чукотского моря от лагуны Нескыипильгын (чукот. «Нешканская лагуна»). Численность населения села составляет 648 человек, основные занятия – оленеводство, морской зверобойный промысел, охота, рыболовство.

Система электроснабжения с. Нешкан имеет локальную систему производства электроэнергии. Электроэнергия производится дизельной электростанцией (ДЭС). На ДЭС находятся шесть дизель-генераторов и один резервный на котельной. Максимальные нагрузки ДЭС приходятся на зимние месяцы (с декабря по март включительно) и составляют 380-390 кВт, минимальные нагрузки – с июня по август и составляют 100-110 кВт.

Энергоснабжение потребителей осуществляется от ДЭС по трем линиям:

- длина фидера ВЛ-0,4 кВ «Береговая» составляет 1680 м;
- длина фидера ВЛ-0,4 кВ «Центральная» составляет 1120 м;
- длина фидера ВЛ-0,4 кВ «Тундровая» составляет 1520 м.

Марка проводов АС–70 и АС–50.

Большая протяженность воздушных линий, отсутствие трансформаторных подстанций, большое количество потребителей являются причиной больших потерь мощности и напряжения.

Расчеты сложных несимметричных режимов, к которым относятся и режимы в сетях 0,4 кВ, проводились в фазных координатах. Для расчета нормальных режимов использовались уравнения узловых напряжений в матричной форме. Токи нагрузок и напряжения в узлах связаны уравнением:

$$|I| = |Y| \cdot |U|, \quad (1)$$

где $|I|$, $|U|$ – матрицы-векторы напряжений в узлах и токов нагрузок схемы рассчитываемой сети, $|Y|$ – квадратная матрица проводимостей схемы. В программе расчета введен трехфазный узел. В исходных данных элемент схемы замещения задается как включенный между двумя узлами m и n . Фактически в программе параметры элемента вводятся между узлами с одной стороны: $3m$, $3m + 1$, $3m + 2$ и $3n$, $3n + 1$, $3n + 2$ с другой стороны.

При наличии в сети трансформатора он замещается П-образной схемой, параметры которой определяются через коэффициенты четырехполюсника.

Изложенный метод реализован в программе расчета нормальных режимов сети с мощностями нагрузок, не зависящими от величин напряжений в узлах, где они подключены.

Программой предусмотрена выдача следующих результатов расчета:

- действующие значения напряжений во всех узлах схемы;
- общие потери активной и реактивной мощностей в рассчитываемой схеме.

Анализ режимов существующих сетей показал, что у удаленных от ДЭС потребителей на расстоянии 400 и более метров напряжения не удовлетворяют нормам, предусмотренным Правилами устройств электроустановок (ПУЭ), и составляют 190 вольт и меньше. В трехфазной сети 380 В, обеспечивающей потребителей электроэнергией, во многих узлах напряжения снижаются до недопустимо низких значений. Особенно это заметно на наиболее удаленных участках электрической сети.

Для исправления данной ситуации предлагается перенести источник питания ближе к центрам населенных пунктов посредством прокладки линии повышенного напряжения, с последующей трансформацией до напряжения, на котором потребляется электроэнергия – 380 В

Это позволило поднять напряжение до уровней, удовлетворяющих ПУЭ. Кроме того, снизились потери мощности в 1,5 раза и более.

Технико-экономические расчеты показали, что срок окупаемости реконструкции составляет от года до трех лет за счет снижения необходимого дизельного топлива для выработки электроэнергии на ДЭС.

Предлагаемые рекомендации применимы не только для Чукотки, но и для других регионов, где электроэнергия передается по длинным линиям с напряжением 380 В.

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ СВЕТОДИОДНОГО ОСВЕЩЕНИЯ НА ПРИМЕРЕ ЧУРАПЧИНСКОГО КОЛЛЕДЖА

С.Е. Кожурова, студентка 1 курса

Северо-Восточный федеральный университет имени М.К. Аммосова

В статье рассмотрено применение светодиодного освещения и его энергоэффективность на примере Чурапчинского колледжа. Представлены технические характеристики, достоинства и недостатки светодиодных ламп, сравнительный анализ энергосберегающих и светодиодных ламп. На программе DiaLux сделана существующая и предлагаемая схема распределения светодиодных ламп в кабинете № 10 Чурапчинского колледжа. В статье приведены расчеты экономической эффективности применения светодиодного освещения и окупаемости.

В последние годы проблема энергосбережения принимает все большую актуальность. Значительное потребление электроэнергии в предприятиях и организациях расходуется на освещение помещений и уличное освещение. Следовательно, возникает задача применения энергосберегающих источников света. Одним из путей решения данной задачи может являться использование светодиодного освещения.

В данной работе объектом являются светодиодные лампы. Предметом исследования является энергоэффективность применения светодиодного освещения. Цель работы – исследование эффективности использования светодиодного освещения.

В ходе работы были рассмотрены следующие задачи:

- изучить технические характеристики светодиодных ламп;
- сравнить характеристики энергосберегающих и светодиодных ламп;
- подобрать типы светодиодных ламп по программе DiaLux;
- выполнить экономический расчет потребления энергии при использовании светодиодных светильников на примере Чурапчинского колледжа.

Светодиодные лампы, или светодиодные светильники, в качестве источника света используют светодиоды, применяются для бытового, промышленного и уличного освещения. Светодиодная лампа является одним из самых экологически чистых источников света. Принцип свечения светодиодов позволяет использовать в производстве и в работе самой лампы безопасные компоненты. Светодиодные лампы не содержат ртутьсодержащих веществ, поэтому они не представляют опасности в случае выхода из строя или разрушения.

Светодиод – это полупроводниковое устройство, излучающее некогерентный свет при пропускании через него электрического тока. Излучаемый свет традиционных светодиодов лежит в узком участке спектра, а его цвет зависит от химического состава, использованного в светодиоде полупроводника.

Преимущество светодиодных ламп – низкое потребление электроэнергии, долгий срок службы (от 30 000 до 50 000 часов непрерывной работы). Светодиодные лампы работают от постоянного тока, поэтому у них отсутствует мерцание, что не наносит вред человеческому глазу. Они могут работать от различного рабочего напряжения в диапазоне от 80 до 230 В, если произойдет падение напряжения в сети, лампа продолжает работать с меньшей яркостью. Светодиодные лампы не содержат вредных веществ, побочного ультрафиолетового или инфракрасного излучения и почти не нагреваются, поэтому безопасны для окружающей среды.

Основной недостаток светодиодных ламп – это высокая цена и большие параметры, чем у аналоговых ламп.

Сделаем расчет существующего освещения по программе DiaLux и сравним параметры измененных светильников на светодиодные светильники марки СДС-15У/3700Лм.

На рис. 1 представлена существующая схема распределения светового потока в кабинете № 10.

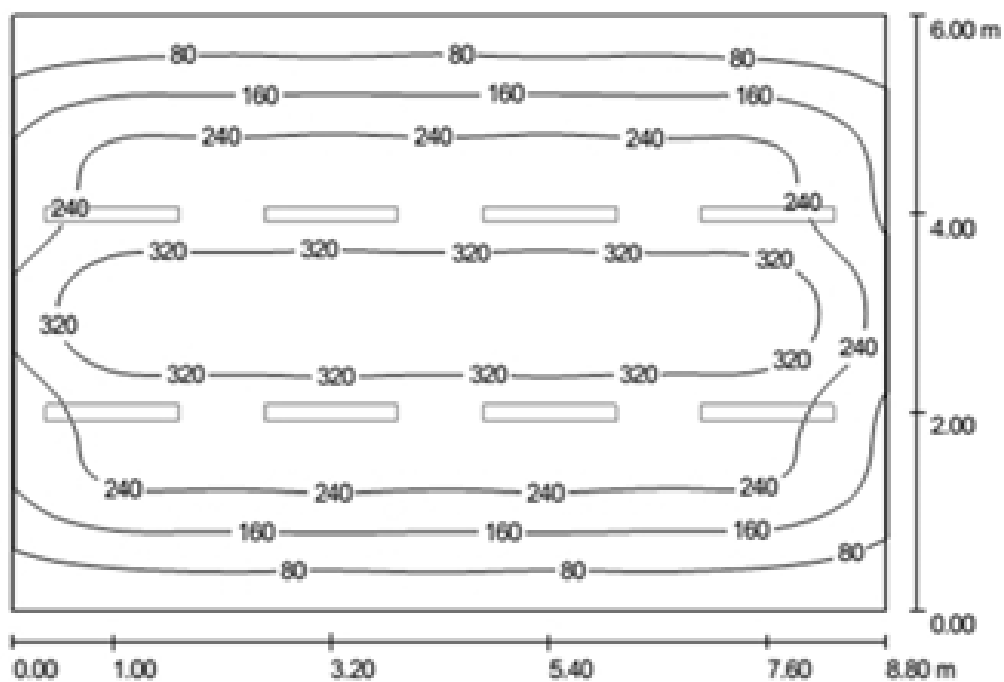


Рис. 1. Существующая схема распределения светового потока в кабинете № 10

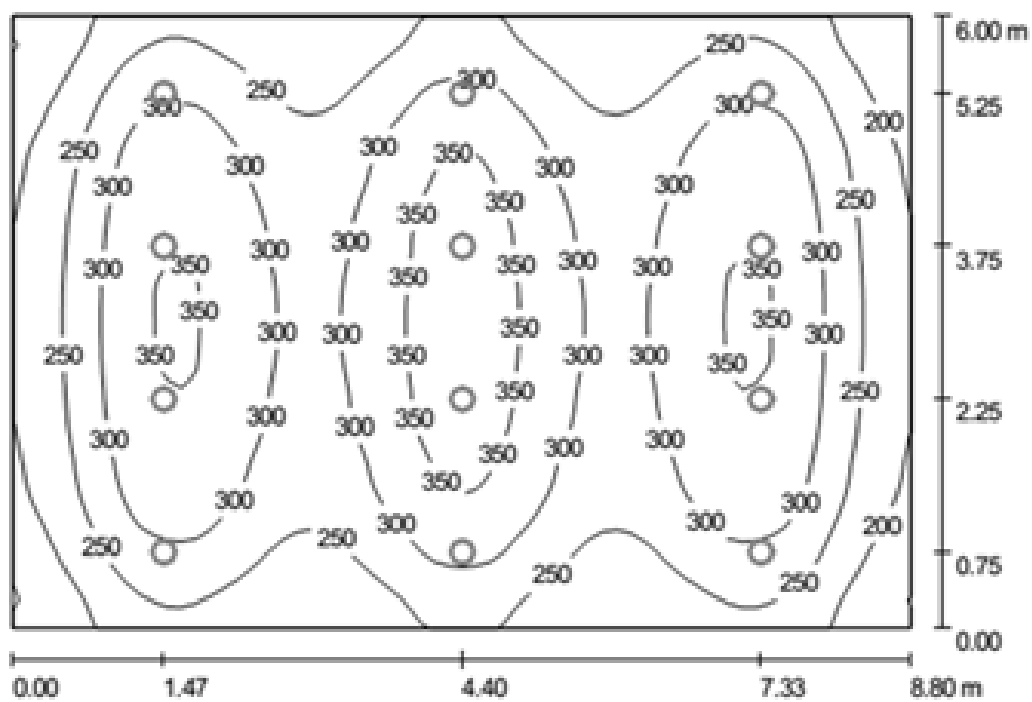


Рис. 2. Предлагаемая схема по программе DiaLux (светодиодная лампа 5 Вт)

Расчет экономических данных по Чурапчинскому колледжу

Существующее	Предлагаемое
РУСТ = 177 шт×72 Вт = 12744 Вт РУСТ = 177 шт×64 Вт = 11328 Вт $P_{\text{общ.уст}} = 24072 \text{ Вт}$ 8 мес.×30 дней = 240×6 ч. = 1440 ч. в год $24072 \times 1440 = 34663 \text{ кВт} \times \text{ч}$ $34663 \times 6 \text{ руб.} = 207\,982 \text{ руб. в год}$	$P = 318 \text{ шт.} \times 32 = 10176 \text{ Вт}$ $10176 \text{ Вт} \times 1440 \text{ ч} = 14653 \text{ кВт} \times \text{ч}$ $14653 \times 6 \text{ руб.} = 87\,920 \text{ руб. в год}$
207 982 руб. в год	87 920 руб. в год
Итого разница: 207 982-87 920 = 120 062 руб. экономия	

Исходя из расчетов экономическая эффективность за оплату электроэнергии по предлагаемой схеме составляет 120 062 рублей в год.

Окупаемость:

$1330 \text{ руб.} \times 318 \text{ шт.} = 413400 \text{ руб.};$

$413400 \text{ руб.} / 120062 = 3 \text{ года.}$

Затраты на приобретение окупаются через 3 года.

Заключение

Изучены характеристики светодиодных ламп – низкое энергопотребление, долгий срок службы (от 30 000 до 50 000 и более часов), простота установки, более низкая температура корпуса по сравнению с люминесцентной лампой, имеющей сравнимую яркость, высокая механическая прочность, зачастую – небольшие габариты.

Светодиодные лампы по сравнению с люминесцентными имеют ряд преимуществ. Основные преимущества – экономичность, срок службы, качество света и экономия электроэнергии.

Подобраны и спроектированы по освещенности светодиодные светильники с помощью программы DiaLux. Рассчитана экономическая эффективность применения светодиодного освещения на примере Чурапчинского колледжа.

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ)

Е.И. Малеева, старший преподаватель,

Северо-Восточный федеральный университет, Физико-технический институт

Ю.Ф. Королюк, к.т.н., профессор

Северо-Восточный федеральный университет, Чукотский филиал, г. Анадырь

Электроэнергетика республики начала развиваться с 1914 года. Тогда в столице республики, г. Якутске, появилась первая электростанция, основой которой стал локомобиль в 150 лошадиных сил германского завода Генриха Ланца. К 1941 году в Якутии было установлено 28 электростанций общей мощностью 9 МВт. В 1962 году было создано Районное энергетическое управление «Якутскэнерго», объединившее разрозненные энергогенерирующие мощности в энергосистему.

На данный момент республика включает в себя 4 энергорайона, каждый из которых уникален.

Северный энергорайон занимает 2/3 территории всей республики (2,2 млн км²) общей установленной мощностью 184, 9 МВт (электроэнергия) и 92,4 Гкал/ч. (теплоэнергия). Основными источниками являются разрозненные дизельные электростанции, но, кроме этого, есть 8 солнечных электростанций (285 кВт) и 2 ветроэнергетических установки (290 кВт). Из-за большого количества ДЭС (120) остро стоит проблема завоза топлива, соответственно и себестоимость электроэнергии высока.

Центральный энергорайон включает в себя 2 крупных источника, расположенных в столице республики, г. Якутске – ГРЭС (368 МВт) и ТЭЦ (12 МВт), сейчас идет строительство ГРЭС-2.

Западный энергорайон, где сосредоточена промышленность республики (добыча угля и алмазов), требует большого объема мощностей. Электро- и теплоэнергией район обеспечивают: Каскад Вилюйских гидроэлектростанций (680 МВт), Светлинская ГЭС (270 МВт), Мирнинская ГРЭС (72 МВт).

Южно-Якутский энергорайон, включающий в себя Нерюнгринскую ГРЭС (570 МВт) и Чульманскую ТЭЦ (48 МВт), перешел на баланс ОАО «Дальневосточная распределительная сетевая компания».

С вводом в эксплуатацию железной дороги будут развиваться прилегающие территории, что потребует увеличения мощностей, кроме того, строительство нефтепровода ВСТО так же даст толчок развитию энергетики. Сейчас идет строительство крупных межсистемных ЛЭП: ВЛ-220 кВ «Чернышевский – Мирный – Ленск – Пеледуй» и ВЛ-220 кВ «Нерюнгринская ГРЭС – Нижний Куранах – Томмот – Майя», которые позволят соединить разрозненные энергорайоны в единую энергосистему.

Сложная инфраструктура и транспортная схема завоза топлива, большая протяженность и загруженность линий электропередач, резко-континентальный климат с перепадами температур от -50°C до $+45^{\circ}\text{C}$ – все эти факторы негативно сказываются на качестве электроэнергии. Высока вероятность аварий из-за ненадежности работы электрических сетей.

Одним из способов решения проблемы качества электроэнергии в отдаленных районах может служить применение пятифазных линий электропередачи для питания потребителей в сетях с изолированной нейтралью.

За основу взята «Четырехфазная схема электропередачи с трехфазными трансформаторами», впервые упомянутая в статье журнала «Электричество» в 1952 году.

Четырехфазная линия электропередачи получается путем преобразования из двух трехфазных:

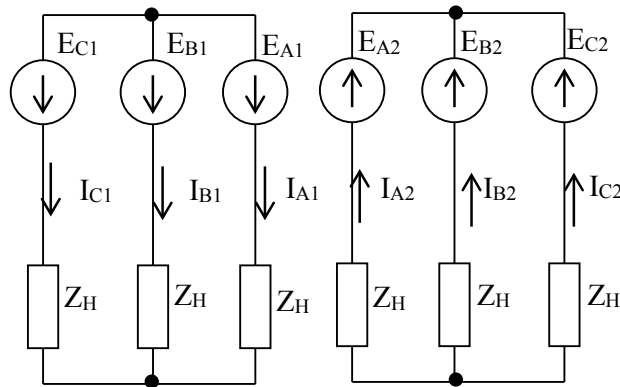


Рис. 1. Система из двух трехфазных цепей

Две независимые трехфазные системы имеют одинаковые по модулю ЭДС и одинаковые сопротивления нагрузки. ЭДС одной системы противоположны по направлению ЭДС второй системы, как и токи. Проведя ряд преобразований, схема принимает вид:

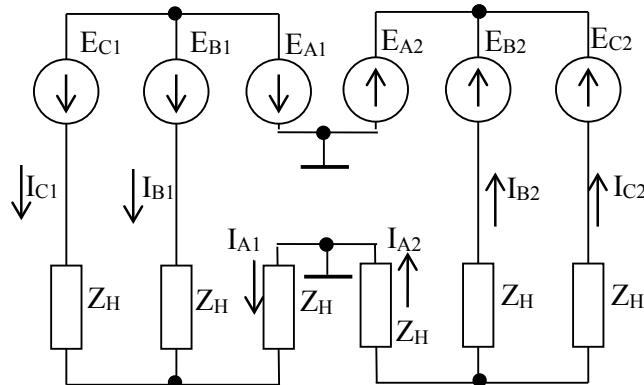


Рис. 2. Трехфазная система с исключенной ветвью

В полученной системе токи в сопротивлениях нагрузки и в ЭДС симметричны, а фазные напряжения относительно земли по величине равны линейным.

Недостатком этой электрической системы является удвоенное количество трансформаторов, питающих нагрузки.

Чтобы устранить этот недостаток, предлагается источник электрической энергии соединить с четырехфазной линией двумя трансформаторами: первичными обмотками, включенными параллельно к источнику электрической энергии, а вторичными к двум цепям линии отдельно. Группы соединения обмоток трансформаторов выполняются так, чтобы одноименные напряжения вторичных обмоток были в противофазе. Вторичные обмотки одной фазы трансформаторов с одноименным напряжением объединяют и заземляют.

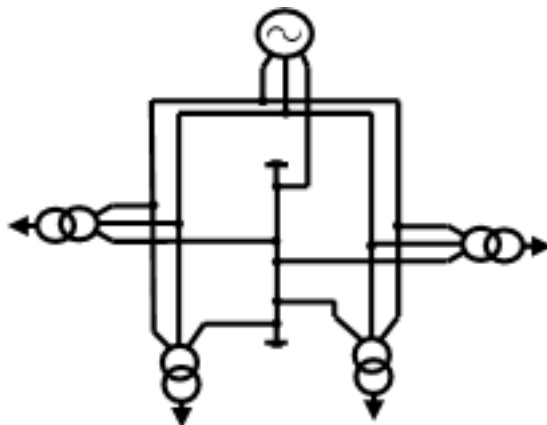


Рис. 3

Трансформаторы, питающие трехфазные нагрузки, подключают первичными обмотками к нагрузке, а вторичными: две к одной цепи линии, а третья заземляется. Таким образом, по земле протекает ток третьей фазы. Если все нагрузки, питаемые от двухцепной линии, подключить к одной цепи, по земле будет протекать ток нагрузки заземленной фазы, что нежелательно. Чтобы уменьшить ток в земле, нужно чередовать подключаемые цепи линии. Например, последняя нагрузка включается к условно первой цепи, предпоследняя – ко второй, следующая – к первой, и т.д. Тогда на отдельных участках по земле будет протекать не общий ток заземленной фазы, а разность токов нагрузок первой и второй цепи. Чередование может быть и другим, если мощности нагрузок существенно отличаются. На отдельных участках линии ток, протекающий в земле, может вообще отсутствовать. Реально этот ток будет во много раз меньше тока нагрузки заземленной фазы.

Чтобы обеспечить работоспособность линии в условиях вечной мерзлоты, предлагается добавить пятый провод и подключить к нему объединенные вторичные обмотки трансформаторов и третьи вторичные обмотки трансформаторов, питающих нагрузки. Заземление этого провода необходимо, так как без заземления замыкание на землю какого-либо провода линии повышает напряжения на неповрежденных фазах до двойного линейного.

За счет уменьшения числа линейных проводов в предлагаемой электрической системе уменьшаются потери электрической энергии и напряжения по сравнению с прототипом, а также снижается стоимость, связанная с меньшими затратами на сооружение линии и эксплуатацию.

ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ СОСТАВЛЯЮЩАЯ В ОЦЕНКЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

П.П. Мартынюк, студент

Северо-Восточный федеральный университет, Технический институт (филиал), г. Нерюнгри

Научный руководитель В.Р. Киушикина, зав. кафедрой ЭП и АПП

Энергетическая безопасность тесно связана с экологической безопасностью как на национальном, так и на глобальном уровнях. Энергетические системы оказывают негативное воздействие на окружающую среду, загрязняя поверхностные и грунтовые воды, почву и атмосферный воздух, что отражается на экологии местности и здоровье населения. Оценка экологической безопасности изолированных энергозон территории Севера играет немалую роль в экологической безопасности в целом. Составляющая экологической безопасности заключается в:

- овладении культурой безопасности, экологическим сознанием, при котором вопросы безопасности и сохранения окружающей среды рассматриваются в качестве важнейших приоритетов жизнедеятельности;

- способности выбирать технические средства и технологии с учетом экологических последствий их применения;

- способности предусмотреть меры по сохранению и защите экосистемы в ходе профессиональной деятельности для минимизации негативных экологических последствий.

Экологическая безопасность в составе энергетической безопасности районов республики – это сопоставление изменения сурового климата, темпа микробиологического обновления биоты в зависимости от уровня выбросов энергосистем.

Территория Якутии является уязвимой территорией Севера. Расположение природных зон показывает, что природа Якутии крайне подвержена внешним влияющим на неё факторам. Большая часть территории Республики Саха (Якутия) расположена в зоне средней тайги, которая к северу сменяется зонами лесотундры и тундры.

Появление электростанций, как и любого технологического блага, сопровождается определенными последствиями. Возможные последствия для экосистем рассмотрены на примере изолированных энергорайонов. В изолированных энергорайонах Якутии эксплуатируются ДЭС, котельные и мини-ТЭЦ как источник электроэнергии и тепла. В некоторых районах присутствуют установки на базе ВИЭ (возобновляемые источники энергии). Вред ВИЭ на природу минимальный, но как аспект существует и заслуживает отдельной оценки. ДЭС, котельные и мини-ТЭЦ вредны для природы выбросами, а вернее реакцией выбрасываемого вещества в атмосферу с прилегающей территорией (экологией).

Расчёт выбросов загрязняющих веществ в атмосферу состоит из множества подпунктов. Используется общая формула для определения среднего уровня загрязнения атмосферы и близлежащей территории котельной и ДЭС за отопительный сезон:

$$\alpha_{\text{атм}} = \frac{V_{\text{выб.атм.}}}{F}, \quad (1)$$

где $V_{\text{выб.атм}}$ – выбросы вредных веществ в атмосферу от ДЭС т/год;

F – площадь территории, км² [2].

Выбросы в атмосферу – не единственная проблема загрязнения. Необходимо учесть и скопление или складирование пустых бочек от ДЭС, а также утечку топлива в окружающую среду.

По данным ОАО «Сахаэнерго» на 01.01.2010 г. в большинстве территорий изолированных районов эксплуатируются агрегаты ДЭС, такие как АД-16, 30, 50, 60, 75, 100; ЭЛАД-75; ДГР-30, 60; ДГ-30.

Исходя из проанализированных и обработанных данных произведен расчет выбросов загрязняющих веществ в атмосферу ($\alpha_{\text{атм}}$). При расчёте взяты значения выбросов для различных групп стационарных дизельных установок, прошедших капитальный ремонт, исходя из состояния агрегатов децентрализованных районов. Данные по расчёту выбросов загрязняющих веществ в атмосферу ($\alpha_{\text{атм}}$) представлены в таблице 1.

Данные по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

№	Район	Выр. э/э млн кВт • ч	В выб. атм т/год	Площадь км ²	αатм т/км ²
1	Булунский	31,477	728,11	235100	0,003097
2	Верхоянский	36,024	833,29	134100	0,006214
3	Усть-Янский	39,962	924,38	120300	0,007684
4	Аллаиховский	10,315	238,60	107300	0,002224
5	Нижнеколымский	4,674	108,12	86800	0,001246
6	Среднеколымский	18,07	417,99	125200	0,003339
7	Абыйский	10,685	247,16	69400	0,003561
8	Верхнеколымский	19,366	447,97	67800	0,006607
9	Момский	10,982	254,03	101700	0,002498
10	Оймяконский	6,734	155,77	92200	0,001689
11	Эвено-Бытангайский	5,02	116,12	55600	0,002088
12	Жиганский	10,865	251,32	140200	0,001793
13	Оленекский	8,661	200,34	318100	0,00063
14	Анабарский	10,386	240,24	55600	0,004321

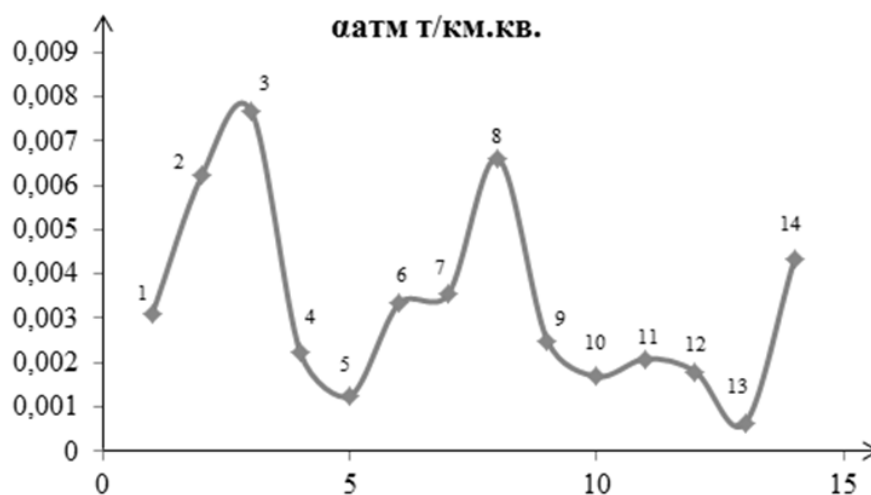


Рис. 1. Уровень загрязненности атмосферы по улусам РС (Я):

1 – Булунский; 2 – Верхоянский; 3 – Усть-Янский; 4 – Аллаиховский; 5 – Нижнеколымский; 6 – Среднеколымский; 7 – Абыйский; 8 – Верхнеколымский; 9 – Момский; 10 – Оймяконский; 11 – Эвено-Бытангайский; 12 – Жиганский; 13 – Оленекский; 14 – Анабарский

Исходя из рисунка 1 можно сказать, что самым загрязненным районом является Усть-Янский.

Относительно влияния современных систем автономного энергоснабжения на экологию необходимо рассматривать не только соответствие уровня загрязняющих веществ в выхлопных газах действующим требованиям, но и определенную совокупность факторов. Только в этом случае

можно попытаться определить весь комплекс вредных воздействий, которые оказывает ДГУ, а также попытаться их снизить.

В целом влияние генераторных установок на окружающую среду можно условно разделить на несколько основных факторов:

- шумовое и вибрационное воздействие;
- количество вредных выбросов в атмосферу;
- пожарная безопасность.

Современные дизель-генераторные установки строятся на основе высоконадежных и экологичных дизельных и бензиновых двигателей, поэтому их вредное влияние на экологию в настоящее время достаточно низко и, как правило, полностью соответствует достаточно жестким мировым требованиям, принятым в данной отрасли. Однако данное утверждение относится только к технически исправным электростанциям, эксплуатация которых осуществляется в соответствии с рекомендациями завода-изготовителя. В противном случае негативное воздействие на окружающую среду может значительно возрасти [5]. И, как показывают статистические данные, по локальным зонам Якутии износ ДЭС и электрооборудования электрохозяйства достаточно высок.

Вредные выбросы от котельных в атмосферу поступают в виде твердых частиц (зола и сажа), а также газообразных токсичных веществ: оксидов серы, азота, углерода (SO_2 , SO_3 , NO_x , CO), фтористых соединений, углеводородов (CH_4 , C_2H_4), а также канцерогенных углеводородов, например бензопирена и др. Количество и содержание вредных выбросов в атмосферу определяется видом топлива и организацией процесса сгорания.

По усредненным показателям нельзя объективно оценить уровень экологической уязвимости территории Якутии и Севера в целом. Большинство стандартов, лежащих в основе проектов по строительству, эксплуатации и природоохранной деятельности ДЭС, котельных и мини-ТЭЦ, разработаны для средней полосы России, без учета специфических особенностей децентрализованных районов. Из этого следует, что расчетный уровень загрязнения не является актуальным для районов Крайнего Севера.

Мини-ТЭЦ используется в большинстве децентрализованных районов. Наибольшее число отрицательных воздействий связано с развитием и эксплуатацией теплоэлектростанций (ТЭЦ).

Тепловые электростанции, сжигающие органические виды топлива, неблагоприятно влияют практически на все сферы окружающей среды и подвергают природу практически всем видам воздействий, включая выбросы радиоактивных веществ в составе летучей золы дымовых газов, которые, по оценкам ряда специалистов, превышают объем радиационных выбросов АЭС при их нормальной эксплуатации. Радиоактивные вещества, содержащиеся в первичном топливе, выносятся за пределы ТЭЦ с твердыми частицами (золой) и рассеиваются с дымовыми газами на большой площади. Отрицательное воздействие ТЭЦ усугубляется тем, что их работа должна обеспечиваться постоянной добычей топлива (топливная база), сопровождаемой дополнительными отрицательными воздействиями на окружающую среду: загрязнением воздушного бассейна, воды и земли; расходом земельных и водных ресурсов, истощением невозобновляемых запасов топлива (природных ископаемых ресурсов). Загрязнение природной среды происходит также при транспортировании топлива как в виде его прямых потерь, так и в результате расхода энергоресурсов на его перевозку [3].

Природа тундр и лесотундр очень ранима и восстанавливается крайне медленно. Загрязнение воздуха выхлопными газами, а вод озер и рек – стоками и отравляющими веществами губительно для экосистемы. Выхлопные газы, а вернее тяжелые частицы отработанного топлива также попадают на землю по истечении определенного времени, которое зависит от ветра и состава выбросов. Для зон с тонким слоем плодородной почвы на вечной мерзлоте не менее важной проблемой является его разрушение тяжелой техникой.

У почв децентрализованных районов пониженный темп микробиологического обновления из-за низких температур, следовательно, функции почвенных ресурсов минимизированы, значит, темпы очищения снижены. Низкие температуры замедляют процессы очищения, что характерно и для водных систем. Скорость накопления вредного вещества возрастает из-за замедленного очищения. На территории Якутии микробиологическая биота специфична (бедна видами микроорганизмов как в количественном плане, так и в качественном).

Для охраны природы в тундре и лесотундре необходимо соблюдение норм нагрузки на оленьи пастбища, ограничение и упорядочение движения гусеничного транспорта в бесснежное время, предотвращение загрязнения вредными химическими веществами, поддержание естественных путей миграции диких животных (из-за строительства газовых труб сместились миграции животных, что опять же ведет к неблагоприятным последствиям).

Природоохранные мероприятия в этих зонах долгое время были очень ограничены. Организован один из крупнейших в России заповедников – Усть-Ленский, а также Олёкминский заповедник.

Для анализа экологической уязвимости изолированных территорий Севера целесообразно сформировать модель наложения слоёв, учитывающих все факторы, влияющие на экосистему (рис. 2).



Рис. 2. Тематические слои

Литература

1. Тундры и лесотундры [Электронный ресурс] URL: <http://www.ecosystema.ru/08nature/world/geoussr/3-1-2.htm>
2. Киушкина, В.Р. Учебное пособие по курсу «ОБЩАЯ ЭНЕРГЕТИКА». Раздел «Методы оценки энергетической безопасности автономных систем электроснабжения локальных энергозон северных регионов» / В.Р. Киушкина. – Нерюнгри, 2015.
3. Выбросы от котельных // [Электронный ресурс] URL: <http://teploobmennye-apparaty.ru/energeticheskie-ustanovki-primenyaemye-legkoi-promyshlennosti/okhrana-okruzhayushchei-sredy-rabote-tes-kotelnykh-ustanovok>
4. Коварда В. В. Экологические проблемы электроэнергетики в условиях реализации концепции устойчивого развития / В. В. Коварда, А. И. Левков // Молодой ученый. – 2013. – № 10. – С. 317-319.
5. ДЭС // [Электронный ресурс] URL: <http://www.allgen.ru/press/articles/show/69>

ЕМКОСТНОЙ ОТБОР МОЩНОСТИ ОТ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

М.А. Рожина, аспирант 2 года обучения

Северо-Восточный федеральный университет им. М.К. Аммосова,

Руководитель Н.С. Бурянина, д.т.н., профессор

Проблемы энергетики на Северо-Востоке России обусловлены ее большой территорией и незаселенностью из-за удаленности объектов, в основном, небольших населенных пунктов, зачастую ограниченных единицами или несколькими десятками домов. Линии электропередачи высокого напряжения 110 кВ прокладываются вдоль дорог, к которым привязаны и населенные пункты. Отбор мощностей до 30-50 кВт для электроснабжения малых населенных пунктов от таких линий связан с большими затратами, так как потери мощности трансформаторов 110/10 кВ 2,5 МВА сопоставимы с необходимой мощностью малого населенного пункта. Предложено альтернативное решение проблемы электроснабжения без строительства мощных трансформаторных подстанций и использования дизельных генераторов – емкостной отбор мощности от линии электропередачи.

Существует несколько вариантов емкостного отбора мощности. Один из вариантов связан с использованием шунтирующих реакторов. Включение поперечных емкостей к линии приводит к генерации реактивной мощности, что в свою очередь ведет к повышению напряжения линии. Для незагруженных линий напряжения могут оказаться выше допустимых, что не приемлемо. Чтобы это исключить, предложено параллельно емкостному отбору включить шунтирующий реактор мощностью, равной суммарной мощности конденсаторов. Если реактор выполнить многозвенным из последовательно включенных индуктивностей, так же как включены емкости, то можно создать индуктивный отбор мощности.

Данный метод позволит осуществлять электроснабжение «малых» потребителей без строительства мощных ТП и использования дизельных генераторов, что является решением проблемы энергетической безопасности удаленных малонаселенных районов Северо-Востока РФ.

АНАЛИЗ ВИДОВ ОТКАЗОВ ДЭС В ИНДИКАТИВНОЙ ОЦЕНКЕ ДЕЦЕНТРАЛИЗОВАННОЙ ЭНЕРГОЗОНЫ

Д.А. Суфлян

Северо-Восточный федеральный университет имени М.К. Аммосова,

Технический институт (филиал), г. Нерюнгри.

Научный руководитель В.Р. Киушкина, доцент

На сегодняшний день проблема энергообеспечения децентрализованных территорий остается актуальной. Примерно 96 % в генерации электрической энергии в автономных системах электроснабжения приходится на самые распространенные источники энергии для территорий с децентрализованным электроснабжением – дизельные электростанции [1].

Главной задачей энергетики для децентрализованных территорий является качественное и бесперебойное обеспечение граждан электро- и теплоэнергией, поэтому при построении дизельных электростанций и станций на основе возобновляемых источников энергии необходимо учитывать степень их автоматизации, отказы и износ.

При изучении отказов дизельных электростанций были проанализированы основные виды отказов, характерные для условий Крайнего Севера, по всем типам дизельных электростанций с рассмотрением причин. В результате было сгруппировано представление в данном виде (рис. 1) [2]:

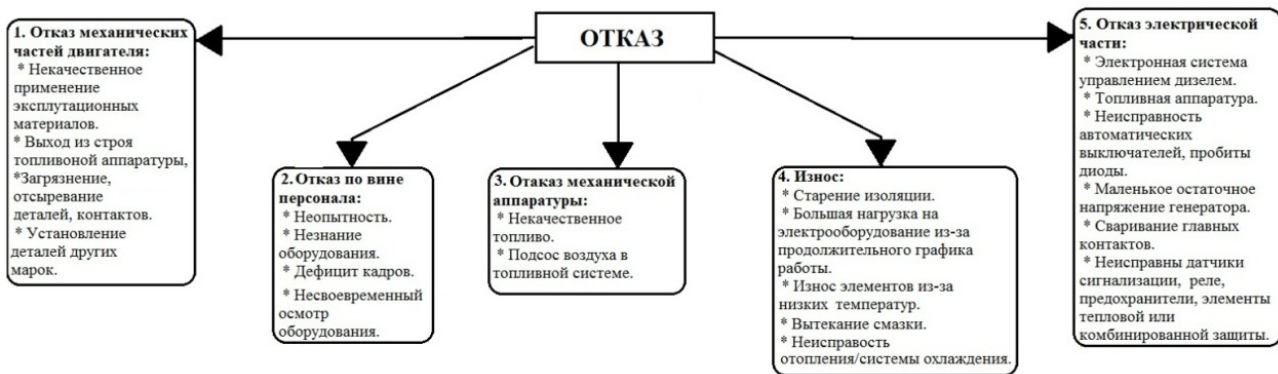


Рис. 1. Виды и причины отказов для ДЭС

Для станций на основе возобновляемых источников энергии при изучении отказов работы были выявлены следующие причины [3]:

1. Износ механизмов.
2. Оборудование неарктического исполнения.
3. Низкие температуры.
4. Отсутствие дистанционного управления и наблюдения.

Следует отметить, что по интенсивности отказы из-за больших перегрузок стоят на первом месте. В республике почти 9 месяцев в году необходима работа дизельных электростанций и станций на основе возобновляемых источников энергии на полную мощность, что значительно увеличивает график нагрузки на зимний период. За счет этого оборудование работает гораздо дольше и его износ происходит быстрее. Такой вид износа называется «непрерывный». В результате такого износа снижается производительность оборудования, что приводит к необходимости вывода станции в ремонт на неопределенное время, так как продолжительность ремонта зависит от поставок необходимого оборудования и наличия ремонтного персонала, а в наших климатических условиях это недопустимо.

При выборе дизельных электростанций в зависимости от наличия обслуживающего персонала и предназначения электростанции различают четыре основных режима контроля и управления. Для каждого режима автоматизации должен выполняться определенный минимум операций, также для каждой степени, для более глубокого рассмотрения, были предположены причины отказов по интенсивности (табл. 1)

Таблица 1

Степень автоматизации [2]

Степень автоматизации	Минимум операций	Причины отказов
0	<ul style="list-style-type: none"> • Стабилизация выходных электрических параметров. • Защита электрических цепей 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Дефицит кадров. 2. Несвоевременный осмотр оборудования. 3. Некачественное топливо. 4. Загрязнение и отсыревание деталей. 5. Установление деталей других марок. 6. Неисправность электронной и топливной аппаратуры. 7. Износ

1	<ul style="list-style-type: none"> • Стабилизация выходных электрических параметров. • Аварийно-предупредительная сигнализация и аварийная защита. • Автоматическое поддержание нормальной работы после пуска и включения нагрузки, без обслуживания в течение 4-8 часов 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Неопытность персонала. 2. Несвоевременный осмотр оборудования. 3. Некачественное топливо. 4. Загрязнение и отсыревание деталей. 5. Установление деталей других марок. 6. Износ
2	<ul style="list-style-type: none"> • Стабилизация выходных электрических параметров. • Аварийно-предупредительная сигнализация и аварийная защита. • Дистанционное или автоматическое управление при пуске, работе и остановке со сроком необслуживаемой работы в течение 16-24 часов 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Незнание персонала оборудования и программ для дистанционного управления. 2. Несвоевременный осмотр оборудования. 3. Некачественное топливо. 4. Загрязнение и отсыревание деталей. 5. Износ
3	<ul style="list-style-type: none"> • Стабилизация выходных электрических параметров. • Аварийно-предупредительная сигнализация и аварийная защита. • Дистанционное или автоматическое управление всеми технологическими процессами, в том числе и при параллельной работе, со сроком необслуживаемой работы в течение 150-240 часов 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Загрязнение, отсыревание и износ деталей, оборудования. 2. Некачественное топливо. 3. Износ

Для количественной оценки надежности, необходимо рассмотреть интенсивность отказов дизельных электростанций и станций на основе возобновляемых источников энергии в автономных системах электроснабжения. Интенсивность отказов представляет собой условную вероятность возникновения отказа в системе в некоторый момент времени наработки при условии, что до этого момента отказов в системе не было.

Величина интенсивности определяется по формуле 1 [3]:

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{P(t)}, \quad (1)$$

где $\lambda(t)$ – интенсивность отказов;

$f(t)$ – скорость отказов/количество отказавших установок и их элементной базы к моменту времени t ;

$P(t)$ – количество установок и их элементной базы, не отказавших к моменту времени t .

Правильно понимать физическую природу и сущность отказов очень важно для обоснованной оценки надежности дизельных электростанций. В практике эксплуатации различают три характерных типа отказа (рис. 2) [4, 5].

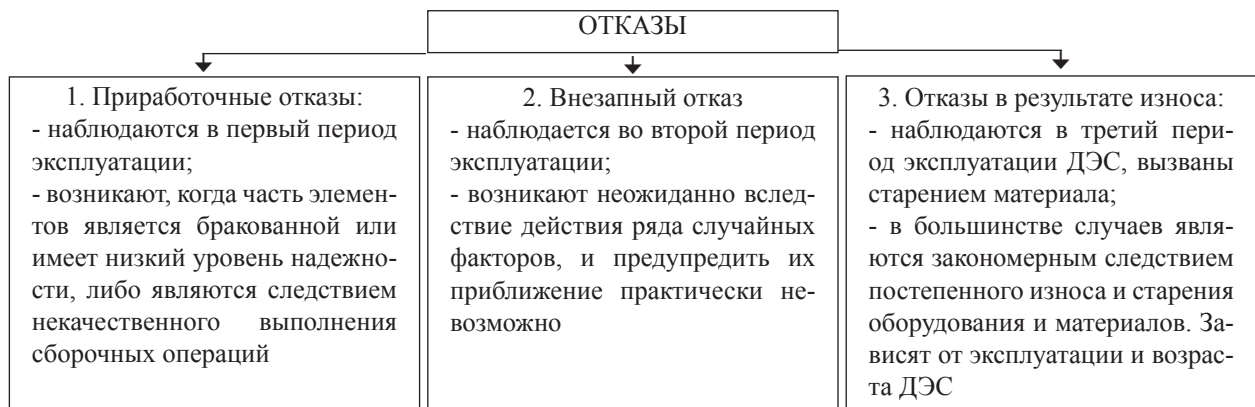


Рис. 2. Характерные типы отказов

Отказы различаются физической природой, способами предупреждения и устранения в различные периоды эксплуатации. Отказы обычно характеризуются «кривой жизни», которая иллюстрирует зависимость интенсивности происходящих в нем отказов от времени (рис. 3).

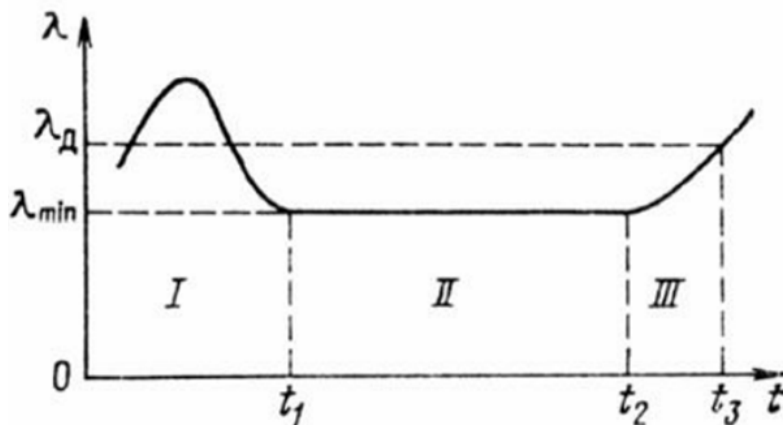


Рис. 3. Кривая жизни энергетического объекта [4]

Для дальнейшего исследования данной проблемы необходимо собрать все данные по отказам и проследить их причины и интенсивность, так как для формирования более точной картины по моделям отказов автономных систем электроснабжения необходимо проанализировать статистические данные реальных энергетических объектов локальных энергозон Севера. Собранные данные помогут составить свою градацию проблем, по которой можно будет сделать вывод о безопасном состоянии дизельных электростанций и станций на основе возобновляемых источников энергии в автономных системах электроснабжения, а также других объектов.

Литература

1. Киушкина, В. Р. Учебное пособие по курсу «ОБЩАЯ ЭНЕРГЕТИКА». Раздел «Методы оценки энергетической безопасности автономных систем электроснабжения локальных энергозон северных регионов» / В. Р. Киушкина. – Нерюнгри, 2015. – 55 с.
2. Штерн, В. И. Эксплуатация дизельных электростанций / В. И. Штерн. – Москва : Энергия, 1980. – 120 с.
3. Корякин, А. К. Опыт и перспективы внедрения альтернативных источников энергии на территории Республики Саха (Якутия) / А. К. Корякин. – Якутск, 2013.
4. Интенсивность отказов. Графическая зависимость интенсивности отказов от времени // URL: http://studopedia.ru/2_58676_intensivnost-otkazov-graficheskay-zavisimost-intensivnosti-otkazov-ot-vremeni-krivaya-zhizni-izdeliya.html. [Электронный ресурс].
5. Интенсивность отказов // URL: https://ru.m.wikipedia.org/wiki/Интенсивность_отказов. [Электронный ресурс].

ПОВЫШЕНИЕ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

А.-М.В. Тимофеева, аспирант 2 года обучения

*Северо-Восточный федеральный университет им. М.К. Аммосова, Физико-технический институт
Руководитель Н.С. Бурянина, д.т.н., профессор*

Известно, что в последние годы многие регионы и города России сталкиваются с проблемой ограниченной пропускной способности ЛЭП. Развитие промышленности, транспорта и других отраслей народного хозяйства требует непрерывного роста производства электроэнергии и совершенствования ее передачи и распределения. Непрерывно совершенствуются конструкции и оборудование ВЛ, повышаются их надежность и экономичность. Проблема повышения передаваемой

мощности существующих и проектируемых линий электропередачи относится к числу главных задач электроэнергетики. Поэтому вопросы, связанные с созданием линий электропередачи с повышенной пропускной способностью, являются актуальными и на данном этапе развития электрических систем.

Наиболее простым способом повышения пропускной способности линий электропередачи является увеличение их числа цепей или создание параллельных линий. Этот способ требует дополнительных затрат и, как следствие, не улучшает технико-экономические показатели электропередачи. Ту же мощность можно передавать по линии при меньшем числе цепей, но в этом случае необходимо иметь на линии продольную или поперечную компенсацию, что тоже ведет к дополнительным затратам. Совместное применение последовательной конденсаторной и параллельной индуктивной компенсации на воздушных линиях электропередачи является еще более эффективным способом повышения пропускной способности. Но для дальних электропередач требует дополнительных сложных установок и надежной эксплуатации и обслуживания их.

Повышение номинального напряжения с целью повышения пропускной способности линий электропередачи также связано с дополнительными затратами, необходимыми на изоляцию опоры и электрооборудование подстанций. По условиям экологии окружающей среды не всегда возможно осуществить перевод воздушной линии электропередачи на более высокое напряжение.

За рубежом широкое применение нашли компактные ВЛ с уменьшенными расстояниями между фазами (компактные линии) на напряжение 110-500 кВ. ВЛ нового поколения (компактные ВЛ и управляемые самокомпенсирующиеся ВЛ) в сочетании с устройствами FACTS по сравнению с ВЛ традиционной конструкции позволяют снизить суммарные потери электроэнергии в энергосистеме, повысить эффективность использования устройств регулирования реактивной мощности. Такие линии целенаправленно управляются в зависимости от режима передачи электроэнергии и являются кибернетическим устройством, требующим для своей нормальной работы специального оборудования. Это ведет к определенным трудностям при строительстве и эксплуатации линии из-за необходимости специальных кадров, обладающих навыками монтажа, настройки и эксплуатации сложных кибернетических устройств.

Недавние попытки разработать провода, сочетающие в себе высокую механическую прочность и малый вес без снижения пропускной способности, привлекли интерес различных компаний. Созданы высокотехнологичные провода с усиленным сердечником из сталеникелевого сплава INVAR, получившие название ZTACIR/AS, по сравнению с обычными проводами имеют передаваемую мощность в 2,5-3 раза выше при той же конструкции опор. Однако стоимость таких проводов на сегодняшний день в 5 раз превышает стоимость обычного провода.

Цель данного исследования заключается в разработке конструкции воздушных линий электропередач 220 кВ с повышенной пропускной способностью и исследовании ее параметров.

Для решения этой проблемы предлагается новая конструкция воздушных линий, позволяющих передавать по ним мощность, превышающую мощность аналогичных традиционных линий электропередачи. Два проводника подвешиваются на опорах линии электропередачи на разной высоте. Кроме крепления на изоляторах нижний провод подвешивается к верхнему проводу металлическими проводниками. Таким образом, расстояние между проводами фазы изменяется от минимального в середине пролета до стрелы провеса на опоре. Принципиально практически нет ограничений на расстояния между проводами фазы. Достаточно увеличить высоту опоры. Верхний провод подвешивается традиционным способом, а нижний – с меньшей стрелой провеса. В идеале он должен подвешиваться строго горизонтально. Но из-за изменения температуры верхний и нижний провода удлиняются не одинаково. Поэтому нижний провод тоже должен иметь некоторую определяемую расчетом стрелу провеса. За счет разной стрелы провеса верхнего и нижнего проводов уменьшается амплитуда раскачивания фаз линии, что позволяет их сблизить. Тем самым еще больше уменьшается индуктивное сопротивление и увеличивается емкостная проводимость линии.

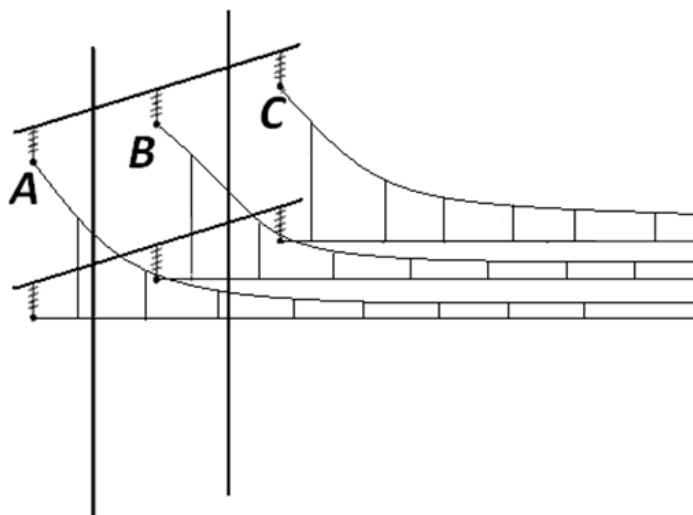


Рис. 1. Конструкция линии с повышенной пропускной способностью

Предлагаемая конструкция линии электропередачи является компромиссным решением проблемы повышения пропускной способности высоковольтных линий. При этом для ее осуществления не требуется разработка нового оборудования. Также в плане экологического воздействия новую конструкцию линий электропередач можно считать оптимальной. Стоимость предлагаемых одноцепных линий меньше стоимости двухцепных того же класса напряжения и одноцепных следующего класса.

Таблица 1

Технические параметры ВЛ 220 кВ

Тип ВЛ	Двухцепные ВЛ-220 кВ традиционного исполнения	Одноцепные ВЛ-220кВ новой конструкции
Марка провода	АС-300/66	АС-240/32 А-240 (подвеска)
x_0 , Ом/км	0,43	0,17
$b_0 * 10(-6)$, См/км	2,6	6,71
Волновое сопротивление, Ом	158,29	145,12
Натуральная мощность, МВт	240	300,87

СТАБИЛИЗАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ ПРОМЕЖУТОЧНОГО ОТБОРА МОЩНОСТИ ИЗ ПОЛУВОЛНОВОЙ ЛИНИИ В СОСТАВЕ ЭНЕРГООБЪЕДИНЕНИЯ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ, ЯКУТИИ И ДАЛЬНЕГО ВОСТОКА

А.М. Хоютанов, Г.И. Давыдов, П.Ф. Васильев, А.С. Нестеров

Институт физико-технических проблем Севера им. В.П. Ларионова СО РАН

Доказано, что полуволновые линии являются транзитными и отбор мощности с таких линий затруднен из-за напряжения в промежуточных точках колеблющегося вместе с изменением нагрузки конца линии [1]. Причем в середине напряжение пропорционально нагрузке конца линии. Однако и в этих условиях иногда целесообразно промежуточное присоединение электроэнергетических

систем, лежащих на пути следования магистральной электропередачи с целью постоянного отбора мощности или взаимного обмена энергией.

На рис. 1 приведены напряжения и токи вдоль полуволновой линии без потерь при ее холостом режиме (графики приведены в относительных единицах: $U_{\text{ном}} = 1$, волновое сопротивление $Z_c = 1$). Из графика видно, что независимо от передаваемых мощностей напряжения по концам линии равны номинальным, а токи в середине линии равны натуральному $-U_{\text{ном}}/Z_c$. Эта особенность создает проблему отбора мощности в средней части линии, где напряжение меняется практически от нуля до номинального. В то же время посередине линии, в так называемом электрическом центре, ток всегда равен натуральному.

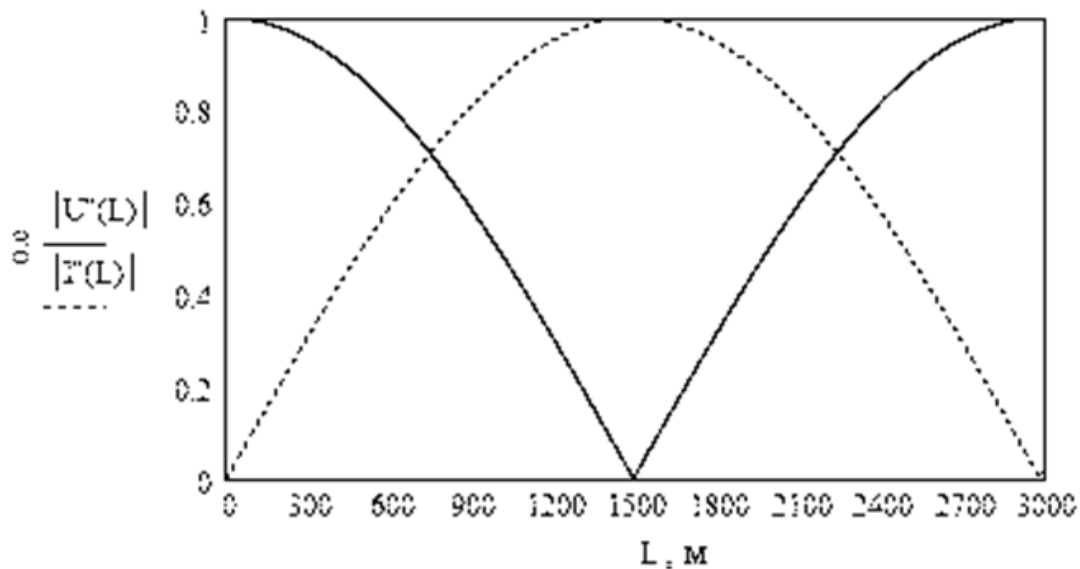


Рис. 1. Напряжения и токи вдоль полуволновой линии в режиме холостого хода

На концевых участках линии, на протяжении примерно 500 км, падение напряжения в наихудшем режиме не превышает 15 % от номинального; при переходе в режим холостого хода возможно присоединение промежуточных систем обычным способом через параллельно подключенные трансформаторы с традиционными способами регулирования напряжения. В этом случае обеспечивается статическая устойчивость электропередачи и промежуточных систем.

В средней части полуволновой линии, как уже было сказано, напряжение колеблется настолько сильно, что присоединение к линии промежуточных систем и нагрузок обычным путем – через параллельно подключенные трансформаторы – затруднительно. Целесообразно присоединять к линии промежуточные системы и нагрузки через трансформаторы, последовательно включенные в линию, используя свойство полуволновой линии сохранять почти неизменной величину тока в середине при изменении нагрузки конца линии.

Исследования последних лет в области режимных вопросов протяженных и системообразующих ЛЭП позволяют рекомендовать усовершенствованное устройство для отбора мощности из ПЭП и стабилизации режима напряжения у потребителя на базе разработанного в ИФТПС СО РАН устройства регулятора-стабилизатора напряжения тиристорной системы (РСНТ).

В [2] указаны пути развития электроэнергетики РС (Я), на основе которых можно выделить наиболее перспективный вариант реализации объединения ОЭС Сибири, ОЭС Востока и каскада Колымских ГЭС, магистральную линию Усть-Илимская ГЭС – Колымская ГЭС протяженностью 3100 км.

В предлагаемом варианте магистральной линии условно рассмотрены два пункта с отбором мощности: понижающая тупиковая ПС «Чурапча» (рис. 2, а) и узловая ПС «Усть-Нера» (рис. 2, б), расположенные в 1100 км и 600 км соответственно от Колымской ГЭС.

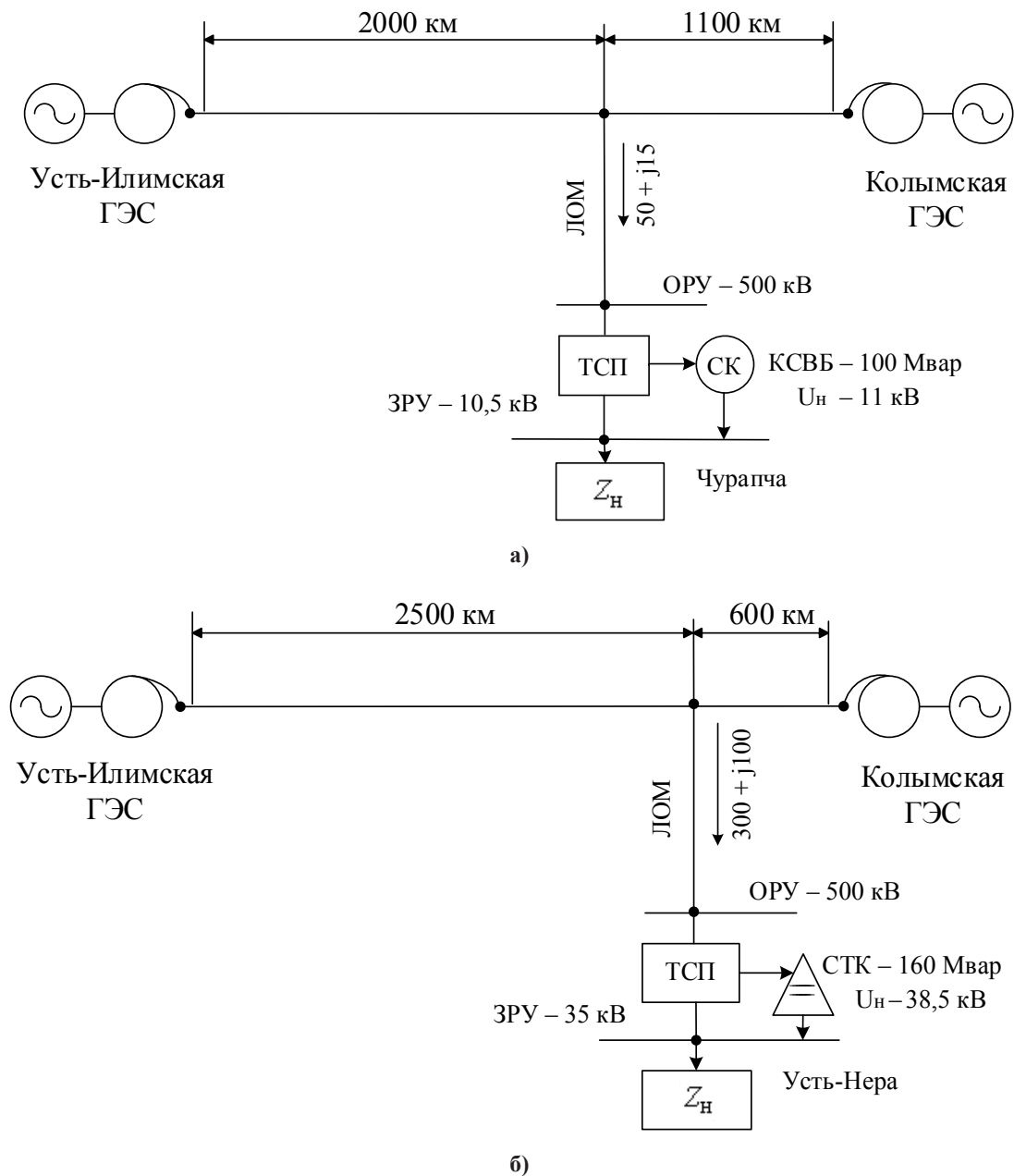


Рис. 2. Промежуточный отбор мощности из магистральной полуволновой электропередачи Усть-Илимская ГЭС – Колымская ГЭС: а – ТП Чурапча, б – ТП Усть-Нера

Для определения распределения напряжения вдоль электропередачи можно использовать как уравнения длинных линий, так и уравнения четырехполюсника по данным приемного конца [6]:

$$U_1 = U_2 ch \gamma_0 L + I_2 sh \gamma_0 L \quad (4)$$

$$I_1 = I_2 ch \gamma_0 L + U_2 sh \gamma_0 L \quad (5)$$

Далее задается «шаг» отбора мощности в процентном соотношении от максимума. В точке отбора по рассчитанным значениям строится график зависимости напряжения и тока от длины линии. По полученным графикам производится анализ значений напряжения в конкретной точке отбора мощности по условию – $1,05 < U_n < 0,95$ (в о.е.).

Полученные значения для наглядности занесены в таблицу.

Диапазон расстояния – 600 км от конца линии (ПС «Усть-Нера»). Для получения точных результатов расчеты сделаны с шагом 10 % от мощности отбора ($S = 300 + j100$ МВА).

Таблица 1

Мощность отбора в % (шаг – 10 %)	Значение напряжения U_n , о.е.	Значения тока I_n , о.е.
10 %	0,996	0,235
20 %	0,991	0,255
30 %	0,987	0,275
40 %	0,982	0,295
50 %	0,979	0,315
60 %	0,975	0,335
70 %	0,973	0,355
80 %	0,97	0,376
90 %	0,969	0,396
100 %	0,967	0,416

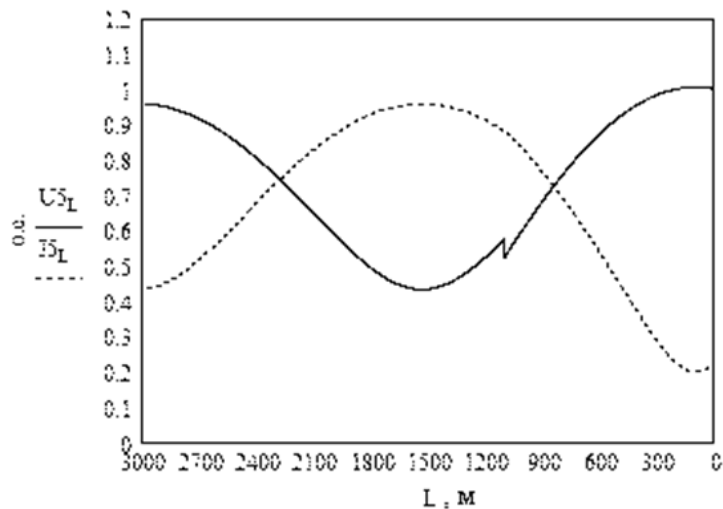
Как видно из таблицы 1, отбор мощности не затруднен на всех ступнях отбора и параметры электропередачи не требуют стабилизации.

Следующая точка отбора – 1100 км (ПС «Чурапча»). Для получения точных результатов расчеты сделаны также с шагом 10 % от мощности отбора ($S = 50 + j15$ МВА).

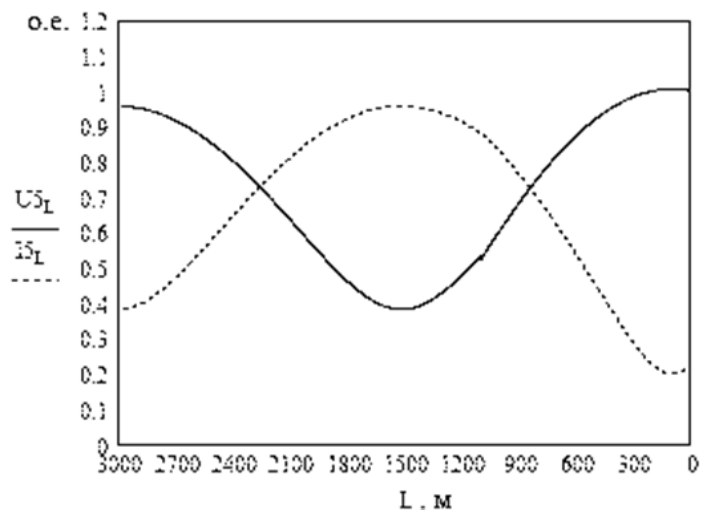
Таблица 2

Мощность отбора в % (шаг – 10 %)	Значение напряжения U_n , о.е.	Значения тока I_n , о.е.
10 %	0,97	0,229
20 %	0,974	0,254
30 %	0,975	0,281
40 %	0,974	0,309
50 %	0,971	0,336
60 %	0,965	0,36
70 %	0,957	0,381
80 %	0,966	0,411
90 %	0,958	0,433
100 %	0,955	0,456

Начиная с 80 % наблюдается искажение графика и падение напряжения (рис. 3, а).



а)



б)

Рис. 3. График зависимости напряжения и тока от длины линии: а) без стабилизации, б) со стабилизацией

С помощью стабилизации напряжения в точке отбора можно добиться «сглаживания» графика по напряжению и улучшению параметров электропередачи (рис. 3, б).

Таблица 3

Мощность отбора, %	Значение напряжения U_n , о.е.		Значения тока I_n , о.е.	
	до	после	до	после
80	0,947	0,966	0,398	0,411
90	0,938	0,958	0,411	0,433
100	0,928	0,955	0,421	0,456

Выводы:

1. На основе характера изменения напряжения и тока вдоль полуволновой линии при изменении ее нагрузки предлагаются схемы параллельного, последовательного и последовательно-параллельного включения трансформаторов для питания промежуточной нагрузки. Эти схемы дают почти неизменное напряжение на вторичной обмотке трансформатора при глубоких колебаниях напряжения на линии.

2. Исследования последних лет в области режимных вопросов протяженных и системообразующих ЛЭП позволяют рекомендовать усовершенствованное устройство регулятор-стабилизатор напряжения тиристорной системы (РСНТ).

Литература

1. Самородов, Г. И. Сверхдальние электропередачи полуволнового типа / Г. И. Самородов. – Новосибирск, 2003. – 178 с.
2. Энергетическая стратегия Республики Саха (Якутия) на период до 2030 года / Правительство Респ. Саха (Якутия). – Якутск ; Иркутск, 2010. – 328 с.

РЕЖИМЫ НЕПОЛНОФАЗНОЙ ДВУХЦЕПНОЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ В УСЛОВИЯХ СЕВЕРА

О.В. Шикарев, студент,

Северо-Восточный федеральный университет имени М.К. Аммосова, Чукотский филиал, г. Анадырь

Проблема экономичности в сочетании с надежностью местных электрических сетей, в том числе и сетей 35 – 6(10) кВ, в современных условиях является актуальной. При этом необходимым условием должно быть обеспечение высокого качества электроэнергии. С этих позиций рассмотрим линии электропередачи с изолированными нейтральями.

В Северо-Восточном федеральном университете имени М.К. Аммосова разработаны четырехфазные и пятифазные воздушные линии электропередачи, отличные от существующих [1-3]. По предложенной четырехфазной линии можно передавать мощность примерно в 1,1-1,2 раза большую, чем по двум трехфазным. Четырехфазная и пятифазная линии обладают надежностью двухцепной, но при этом дешевле примерно в 1,3-1,7 раза, потери мощности в ней меньше примерно в два раза, чем в двухцепной трехфазной.

Для проведения расчётов и сравнения технико-экономических показателей рассматриваемых схем передачи электроэнергии в программе расчёта нормальных режимов при несимметричном задании параметров сети и нагрузок были смоделированы режимы работы данных схем. В качестве моделей применены схемы (рис. 1-3).

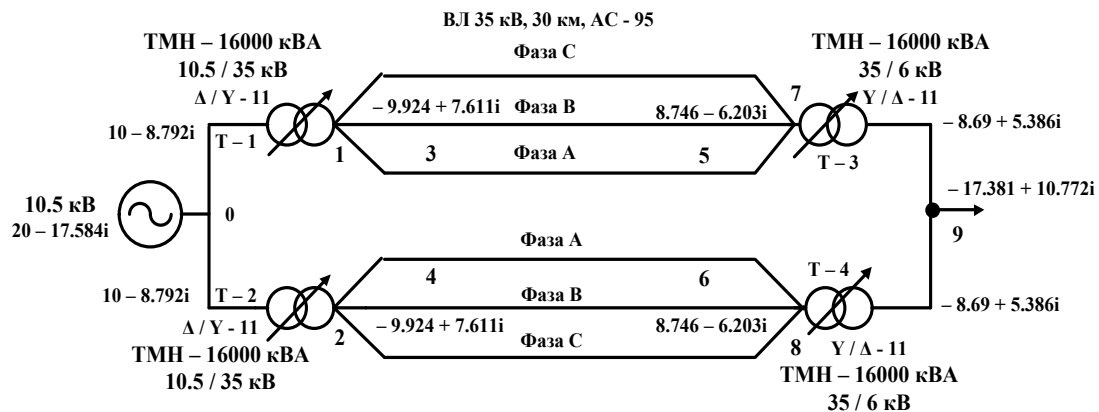


Рис 1. Схема модели трёхфазной двухцепной линии электропередачи

При данном классе напряжения электрической сети несимметрия напряжений по фазам в данной системе отсутствует, поэтому в трёхфазной двухцепной схеме процентное отношение коэффициента несимметрии не учитывается.

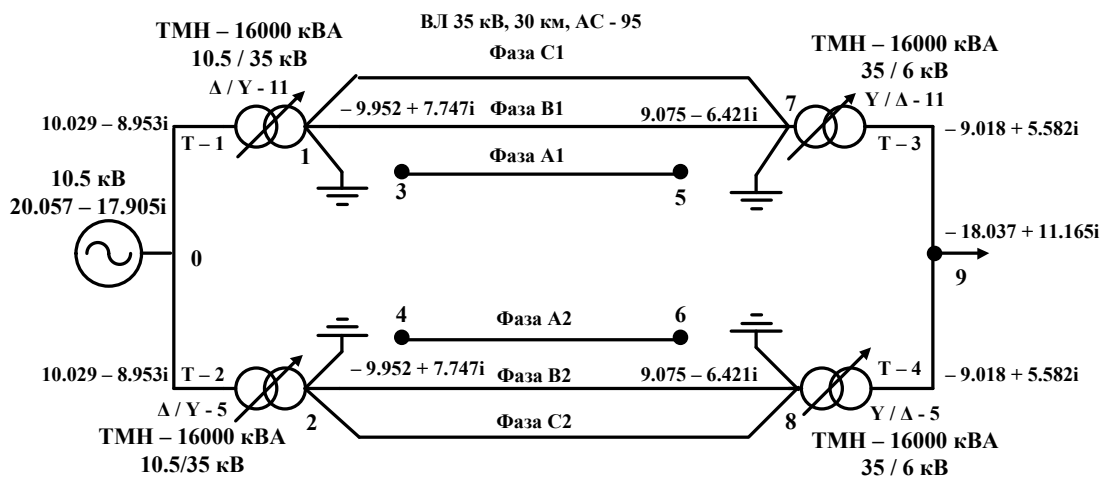


Рис 2. Схема модели четырёхфазной линии электропередачи

По существу четырёхфазная система электропередачи состоит из двух систем ДПЗ. Одна часть трансформаторов выполняется с 11 группой соединения, а вторая – с 5. Благодаря этому система работает в противофазном режиме.

Программа расчета, используемая для исследования, предусматривает задание только трехфазных элементов. Поэтому пятифазная линия замещена двумя трехфазными с объединенной перемычками отключенной фазы. Модель пятифазной линии электропередачи, заложенная в программу, изображена на рис. 3.

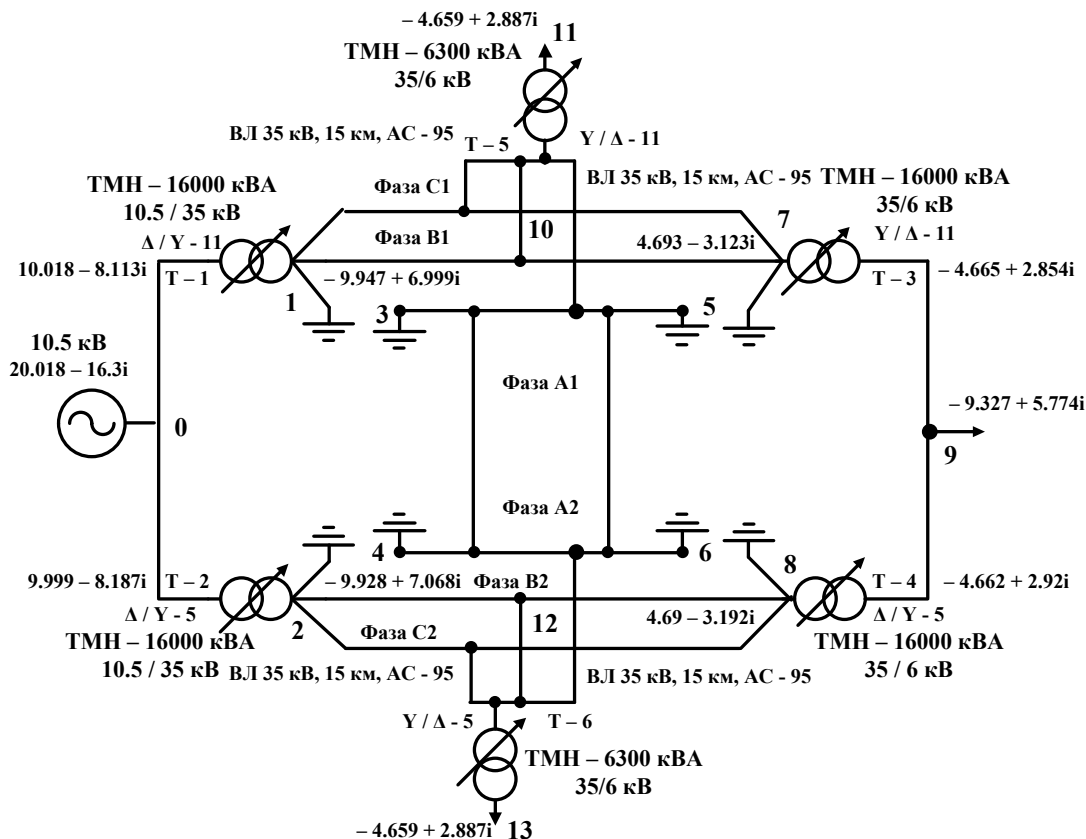


Рис 3. Схема модели пятифазной линии электропередачи

Результаты расчётов нормальных режимов сведены в табл. 1.

Таблица 1

Технико-экономические показатели рассматриваемых систем электроснабжения

№ п/п	Показатели	Трёхфазная двухцепная система	Четырёхфазная одноцепная система	Пятифазная система
1	Потери мощности при нормальном режиме, кВт	$\Delta P = 1686,5$	$\Delta P = 1335,1$	$\Delta P = 1369,1$
2	Потери мощности при вводе компенсации реактивной мощности, кВт	$\Delta P = 1542,998$	$\Delta P = 1231,473$	$\Delta P = 1266,606$
3	Потери активной энергии за год при нормальном режиме, млн кВт·ч.	7,589	6,008	6,161
4	Потери активной энергии за год при вводе компенсации реактивной мощности, кВт·ч.	6,943	5,541	5,699

5	Общие потери при нормальном режиме, млн руб./год	64,434	51,007	52,308
6	Общие потери при вводе компенсации реактивной мощности, млн руб./год	50,950	47,048	48,390

Выводы:

1. Четырёхфазные линии электропередачи по надёжности сопоставимы с двухцепной трёхфазной линией, а по затратам на сооружение примерно с одноцепной трёхфазной.
2. Четырёхфазные линии электропередачи по сравнению с трёхфазными двухцепными имеют в 1,5-1,7 раза меньшие потери мощности.
3. Пятифазные линии электропередачи по сравнению с трёхфазными двухцепными имеют примерно в 1,3-1,5 раза меньшие потери мощности.
4. Четырёхфазную электрическую систему с четырьмя проводами можно рекомендовать для территорий, где отсутствует вечная мерзлота. Север страны отличается наличием вечной мерзлоты. Зимой сопротивление земли настолько увеличивается, что земля становится изолятором. Чтобы обеспечить работоспособность передачи, предлагается добавить пятый провод и подключить к нему третьи обмотки трансформаторов.
5. За счет уменьшения числа линейных проводов в предлагаемых электрических системах уменьшаются потери электрической энергии и напряжения по сравнению с трёхфазными линиями, а также снижается стоимость, связанная с меньшими затратами на сооружение линии и эксплуатацию.

Литература

1. Буянина, Н. С., Королюк, Ю. Ф., Буянина, Е. В., Олесова, В. Л., Олесов, Л. А. Электрическая система. – Патент на изобретение № 2256273 / Опубликовано 10.07.2005 г. Бюл. № 19.
2. Буянина, Н. С., Королюк, Ю. Ф., Лесных, Е. В. Четырёхфазная пятипроводная линия электропередачи. – Патент на изобретение № 2558697 / Зарегистрировано в Государственном реестре изобретений РФ 08.07.2015 г.
3. Буянина, Н.С. Четырёхфазные линии электропередачи / Н. С. Буянина, Ю. Ф. Королюк, Е. В. Лесных // Новости ЭлектроТехники. – 2005. – № 1(31). – С. 65-68.

Секция 2

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕПЛООВОГО НАСОСА В РЕГИОНАХ РОССИИ

С.П. Бурцева, В.И. Чемезова, студенты 1 курса

Северо-Восточный федеральный университет имени М. К. Аммосова, Физико-технический институт

В данной статье дано определение теплового насоса, рассмотрены различные его типы, преимущества и недостатки. Приведен принцип работы теплового насоса. Проанализирована возможность эксплуатации теплового насоса в регионах России.

Тепловой насос – устройство для переноса тепловой энергии от источника низко потенциальной тепловой энергии (с низкой температурой) к потребителю (теплоносителю) с более высокой температурой.

На практике принцип работы теплового насоса происходит в таком порядке:

1. Теплоноситель поступает в трубопровод, расположенный, например, в грунте, и нагревается на несколько градусов.

2. Затем теплоноситель попадает в теплообменник (или испаритель) и передает собранную тепловую энергию на внутренний контур.

3. Хладагент (вещество с низкой температурой кипения, находящееся под низким давлением), который находится во внешнем контуре, нагревается в испарителе и превращается в газ.

4. Затем газообразный хладагент попадает в компрессор, где сжимается под воздействием высокого давления. При этом температура хладагента становится еще выше.

5. Горячий газ поступает в конденсатор, где передает тепловую энергию теплоносителю внутренней системы отопления дома.

6. После этого хладагент, потерявший тепло, возвращается в систему в жидком состоянии.

Таблица 1

Классификация тепловых насосов

	Источник первичного тепла	Типы коллекторов	Ограничения
Воздушный тепловой насос	Наружный контур	Теплообменник воздух-фреон	До -20°С
Геотермальный тепловой насос	Грунт	Вертикальные скважинные зонды	Глубина закладки коллектора 100-400 м
		Горизонтальные коллекторы	Глубина закладки коллектора от 1,5 м, температура от 0°С, достаточная территория под укладку коллектора
	Водоемы	Горизонтальные коллекторы замкнутого типа	Глубина водоема не менее 4 м, расстояние до 100 м, достаточный объем водоема

Работа холодильных установок основана на таком же принципе, поэтому некоторые виды тепловых насосов в летнее время можно вполне успешно использовать в качестве кондиционеров, т.е. для охлаждения помещения.

Наиболее наглядное представление о вариантах устройства тепловых насосов представляет их классификация по виду теплоносителя на внешнем и внутреннем контурах конструкции. Получать энергию устройство может из:

- грунта;
- воды (водоем или источник);
- воздуха.

Внутри дома полученная тепловая энергия может использоваться в системе отопления, а также для подогрева воды или для кондиционирования воздуха. Поэтому различают несколько видов тепловых насосов в зависимости от сочетания этих элементов и функций («грунт-вода», «вода-вода», «воздух-вода», «воздух-воздух»).

Таблица 2

Преимущества	Недостатки
1. Автоматическое управление процессом обогрева помещений. 2. Безопасная эксплуатация 3. Двухнаправленный режим функционирования. 4. Экологичность. 5. Универсальное повсеместное применение 6. Эффективность и экономичность	1. Большие первоначальные капиталовложения. 2. В регионах, где температура зимой опускается ниже -20°C , необходимо использовать дополнительный источник тепла. 3. Экологичность тепловых насосов, берущих тепло из воды и грунта, несколько относительна

Использование тепловых насосов с различными типами коллекторов накладывает своего рода ограничения на их использование. При использовании теплового насоса «воздух-вода» в районах с температурой наружного воздуха в зимние месяцы ниже -20°C , необходимо устанавливать дублирующий источник теплоты на более холодные месяцы. В регионах, где температура воздуха не опускается ниже -20°C является возможным использование воздушного теплового насоса для покрытия потребности в теплоснабжении частного дома.

Возможны два варианта получения низкопотенциальной теплоты из грунта: укладка металлопластиковых труб в траншеи глубиной 1,2-1,5 м, либо в вертикальные скважины глубиной 20-100 м. Тепловой насос с грунтовым коллектором можно применять только в случае, если температура грунта на уровне прокладки коллектора не опускается ниже 0°C (то есть нет перехода грунта в мерзлое состояние (промерзание)), даже в зимний период времени. В таких городах, как Псков, Санкт-Петербург, Астрахань, Сочи, Салехард, Петропавловск-Камчатский, Владивосток, Красноярск, Екатеринбург, есть возможность прокладывать горизонтальный грунтовой теплообменник на глубине 1,6 м, так как глубина промерзания почв расположена выше этой величины.

Россия – территория с наибольшим распространением вечной мерзлоты. В зоне многолетне-мерзлых грунтов находится более 60 % территории страны, поэтому установка тепловых насосов по стандартным европейским методикам может привести к обмерзанию грунта, к выходу из строя компрессора. В основном это территория Средней и Восточной Сибири и северной части Дальнего Востока. На вечной мерзлоте стоят Магадан, Анадырь, Якутск, Мирный, Норильск, Игарка, Надым, Воркута, на границах с Читой также имеются острова вечной мерзлоты. Город Якутск расположен в районе вечной мерзлоты, грунт промерзает на достаточно большую глубину, что делает невозможным использование тепловой системы с горизонтальным коллектором в районах с вечной мерзлой и, в частности, в Якутске. Читинская область имеет часть территории в районе вечной мерзлоты, где глубина промерзания почвы превышает 3,2 метра, что делает также нецелесообразным применение установки с горизонтальным коллектором в Читинской области в качестве источника теплоты для обогрева помещений.

Вывод

Тепловые насосные установки целесообразно использовать при переходе к децентрализованным системам теплоснабжения (без протяженных дорогостоящих тепловых сетей), когда тепловая энергия генерируется вблизи ее потребителя, а топливо сжигается вне населенного пункта (города). Внедрение таких экономичных и экологически чистых технологий теплоснабжения необходимо, в первую очередь, во вновь строящихся районах городов и населенных пунктов при полном исключении применения электродотельных, потребление энергии которыми в 3-4 раза превышает потребление ее тепловыми насосами.

Тепловые насосы всё чаще применяются как в мало-, так и многоэтажных домах, это ещё не очень популярный вид отопления жилища в России, но он набирает обороты, несмотря на то, что первоначальные капитальные затраты высоки по сравнению с привычными видами энергоресурсов, но быстро окупаются.

ТЕХНОГЕННОЕ ИЗМЕНЕНИЕ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА ГРУНТОВ И ПОДЗЕМНЫХ ВОД НА ТЕРРИТОРИИ ЯКУТСКОЙ ТЕПЛОВОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

В.Н. Макаров, главный научный сотрудник, д.г.-м.н., профессор
*Институт мерзлотоведения СО РАН, г. Якутск,
Северо-Восточный федеральный университет имени М.К. Аммосова,
А.И. Самырова*, аспирант
Северо-Восточный федеральный университет имени М.К. Аммосова

В статье рассматривается химический состав мерзлых и талых грунтов, надмерзлотных и межмерзлотных вод на территории Якутской тепловой электростанции. Многолетнее техногенное воздействие привело к образованию таликовой зоны и техногенной трансформации химического состава грунтов и подземных вод на территории ЯТЭЦ.

Якутская центральная тепловая электростанция – ЯТЭЦ – является первым промышленным объектом страны, построенным почти 90 лет назад (с 1932 по 1936 г.) в криолитозоне. Сохранение многолетнемёрзлого состояния грунтов основания было обеспечено путём установки здания на колонны, поднимающие его над поверхностью земли. Между поверхностью грунта и зданием оставлено сквозное проветриваемое подполье высотой 1,2-1,8 м, предназначенное для защиты грунтов основания от глубокого оттаивания под воздействием внутреннего тепла здания, а также для накопления запасов холода в них в зимнее время [3].



Рис. 1. Якутская ТЭЦ

В геоморфологическом отношении станция находится на первой аллювиальной террасе, возвышающейся над уровнем меженных вод на 9-10 м и имеющей ширину около 3 км. Обычный горизонт высоких вод не достигает отметки планировки площадки на 2-3 м.

Поверхность первой террасы изобилует староречьями, в разной степени заболоченными – «курьями». Две такие курьи, соединяющиеся с городской протокой, ограничивают территорию

электростанции с двух сторон, вследствие чего площадка станции имеет вид полуострова, шириной около 150 м, вытянутого в направлении с северо-запада на юго-восток.

Площадка вокруг главного корпуса и других служебных помещений ЯТЭЦ частично асфальтирована и до глубины 1-4 м представлена насыпным грунтом из разнозернистых песков, реже суглинком, с примесью щебня, гальки, шлака и угля. Глубина сезонного протаивания грунтов изменяется от 1,1 до 2,4 м. Под насыпным слоем повсеместно залегают аллювиальные отложения, представленные песками мелкими, часто переслаивающимися с песками средней крупности и крупными.

В процессе длительной эксплуатации на территории ЯТЭЦ образовалась таликовая зона. Основная причина ее формирования – утечки нагретых производственных вод непосредственно в грунты оснований [1].

В настоящее время на большей части площадки ЯТЭЦ распространены незасоленные хлоридно-гидрокарбонатные грунты. Величина минерализации (соленость) и концентрация большинства компонентов, за исключением гидрокарбонатов, существенно выше в мерзлых грунтах. Высокозасоленных грунтов на площадке ЯТЭЦ не встречено. Засоленные многолетнемерзлые грунты хлоридно-натриевого состава наблюдаются на участках с низкими значениями температур (ниже минус 1,0°C), в северной и северо-восточной части территории ЯТЭЦ, прилегающей к главному корпусу. На остальной площади распространены незасоленные талые грунты.

Химический состав и соленость как талых, так и мерзлых грунтов, изученных в 2012-2013 гг., существенно изменились по сравнению с данными, полученными в 2005 г. Понижилась, почти на порядок, общая концентрация солей, хлоридов и ионов натрия в грунтах и возросла роль гидрокарбонатов в солевом составе талых и мерзлых (таявших и замерзавших) грунтов.

Резкое изменение засоленности грунтов, произошедшее в период 2005-2013 гг., обусловлено особенностями существующего теплового и водного режима в результате интенсивного сброса горячих и теплых вод на ЯТЭЦ. Многолетнее мощное теплое и водное воздействие привело к растеплению мерзлых грунтов и активному выносу водорастворимых солей из грунтов на площадке ЯТЭЦ. В то же время одновременно с неблагоприятным влиянием этого процесса на устойчивость грунтов произошло уменьшение степени их агрессивного воздействия на различные виды цемента, бетона и металлические конструкции.

Подземные воды, вскрытые скважинами в основании Якутской ТЭЦ, пестрые по химическому составу гидрокарбонатные или хлоридно-гидрокарбонатные смешанные по составу катионов. С увеличением глубины залегания подземных вод до уровня 13-14 м наблюдается постепенное повышение концентрации Cl^- , HCO_3^- , Ca^{2+} и Mg^{2+} , величины минерализации. На более глубоких горизонтах геологического разреза происходит резкое возрастание концентрации перечисленных показателей в подземных водах (табл. 1).

Таблица 1

Химический состав подземных вод в районе Якутской ТЭЦ

Глубина, м	Надмерзлотные воды	Глубина, м	Межмерзлотные воды
7,6-9,0	0,66 $\frac{\text{C } 83 \text{ S } 12 \text{ Cl } 5}{\text{Ca } 51 \text{ Na } 34 \text{ Mg } 21 \text{ K } 6}$	10,0-15,0	1,69 $\frac{\text{C } 47 \text{ Cl } 41 \text{ S } 12}{\text{Na } 69 \text{ Ca } 18 \text{ Mg } 9 \text{ K } 4}$
13,0-13,2	0,97 $\frac{\text{C } 79 \text{ Cl } 14 \text{ S } 7}{\text{Na } 45 \text{ Ca } 27 \text{ Mg } 17 \text{ K } 11}$		
13,7-16,5	1,04 $\frac{\text{C } 73 \text{ Cl } 16 \text{ S } 11}{\text{Ca } 36 \text{ Na } 34 \text{ Mg } 19 \text{ K } 7}$	16,0	2,22 $\frac{\text{C } 58 \text{ Cl } 40 \text{ S } 2}{\text{Na } 53 \text{ Ca } 26 \text{ Mg } 21}$

Примечание: в формуле Курлова С – HCO_3^- ; S – SO_4^{2-}

Наблюдаемое изменение вертикального распределения химических компонентов в подземных водах связано с активным стоком подземных вод, залегающих выше местного базиса эрозии. При существующем тепловом режиме и активной миграции подземных вод, когда имеется связь таликов с городской протокой р. Лены, формирование криопэгов до глубин 14-16 м, выше абсолютных отметок 84-85 м, маловероятно.

По инженерно-геохимической характеристике, надмерзлотные и межмерзлотные воды, вскрытые скважинами на территории ЯТЭЦ в интервалах глубин от 1 до 14 м, не обладают общекислотной агрессивностью по отношению к обычным и сульфатостойким пуццолановым цементам и шлаковым портланд-цементам [2].

Стока подземных вод, находящихся в грунтах глубже 14-16 м, в водоём городской протоки, по видимому, не происходит. И можно ожидать постепенного повышения их минерализации, понижения температуры замерзания водовмещающих грунтов и появления криопэгов на этих глубинах. Одновременно с изменением химического состава подземных вод будет происходить возрастание их агрессивности по отношению к бетону и металлическим конструкциям.

Литература

1. Заболотник, С. И. Изменение состояния мерзлых грунтов в процессе длительной эксплуатации Якутской ТЭЦ / С. И. Заболотник, П. С. Заболотник // Десятая Международная конференция по мерзлотоведению. – Тюмень, 2012. – С. 183-188.
2. СНиП 2.03.11-85. «Защита строительных конструкций от коррозии». – Москва : Стройиздат, 1990. – 45 с.
3. Цытович, Н. А. Фундаменты электростанции на вечной мерзлоте (опыт проектирования, возведения и эксплуатации Якутской электростанции по принципу сохранения вечной мерзлоты) / Н. А. Цытович, Н. И. Салтыков и др. – Москва ; Ленинград : Изд-во Академии наук СССР, 1947. – 104 с.

СОХРАНЕНИЕ ТЕПЛОЭНЕРГИИ ЖИЛОГО ДОМА С ПОМОЩЬЮ ОПТИМАЛЬНЫХ ГЕОТЕРМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ И МАТЕРИАЛОВ. ПРОЕКТ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩЕГО ДОМА

В.П. Толстоухова, студент

Северо-Восточный федеральный университет имени М. К. Аммосова, Физико-технический институт

В работе содержатся результаты исследования проблем сохранения теплоэнергии жилых домов и потери теплоты через различные конструкции и материалы. Проведены эксперименты кубической, сферической и арочной конструкций и с различными теплоизоляционными материалами. В общей совокупности сделаны девять моделей, для которых рассчитано количество теплоты. Представлены результаты эксперимента падения и повышения температуры по времени, проведенные тепловизором testo 881-2 со спектральным диапазоном 8-14 мкм.

Введение

Климат на всей территории Республики Саха (Якутия) резко континентальный. Перепад температуры достигает в среднем 100°C – от -60°C до $+40^{\circ}\text{C}$, холодный период зимы продолжается почти 4 месяца. Поэтому проблема сохранения и сбережения теплоты в помещении жилого дома является жизненно важной и весьма актуальной. Цель: исследование и проектирование энергосберегающего жилого дома различных геометрических форм и материалов, другими словами, создание оптимальных климатических условий жизнедеятельности в суровых природных условиях. Гипотезой является мысль о том, что оптимальные геометрические размеры и фигуры дома уменьшают теплоотдачу из внутренней части помещения во внешнюю среду. Практическая значимость – минимизация потери тепловых ресурсов, таких как газ, нефть, уголь и электроэнергия.

Экспериментальная установка и методика исследования.

Для проверки гипотезы проведено множество экспериментов: были заготовлены полусферы из полистирола, базальта и из дерева. Рассчитан объем полусферического дома с помощью формулы:

$$U = \frac{\pi d^3}{12} = 0,2423 \text{ м}^3; \quad d = 0,21 \text{ м}; \quad S = 2\pi r^2 = 0.0692 \text{ м}^2.$$

Параметры арочной модели:

$$U = \frac{\pi r^2 l}{2} = 0,2423 \text{ м}^3; \quad r = 0,105 \text{ см}; \quad l = 14 \text{ см}; \quad S = \pi r l = 0.0791 \text{ м}^2.$$

Размеры кубических моделей из полистирола, базальта и древесины:

$$U = a^3 = 0,2423 \text{ м}^3; \quad a = \sqrt[3]{U} = 0,13 \text{ м}.$$

U – объем модели,
d – диаметр модели,
r – радиус модели,
l – длина модели.

Проведены эксперименты измерения падения температуры через равные промежутки времени всех моделей и получен интересный факт, показывающий, что потеря теплоты действительно зависит от внешней формы модели дома. По измеренным температурам рассчитываем потери тепловой энергии через стену трех моделей дома: кубическая, арочная (половина цилиндра) и полусферическая.

Чтобы убедиться, что потеря теплоты действительно зависит от внешней формы и материала, мы провели повторный эксперимент колебания температуры, не только падения, но и повышения температуры с помощью лампы накаливания. Для этого использован тепловизор testo 881-2 со спектральным диапазоном 8-14 мкм.

Тепловизор testo 881-2 отображает потенциально проблемные места, такие как тепловые мостики и строительные дефекты ограждающих конструкций здания. Также тепловизор визуализирует дефекты изоляционного материала или неисправную изоляцию. Благодаря способности различать даже небольшую разницу температур с помощью температурной чувствительности <110 мК, testo 881-2 визуализирует дефекты изоляции здания и, как следствие, места утечек тепла. Таким образом, можно выполнить целенаправленную диагностику качества строительства и предпринять необходимые меры по устранению дефектов конструкций.



Рис. 1. Тепловизор Testo 881-2

Результаты эксперимента

По результатам первого эксперимента приведен сравнительный анализ с помощью диаграммы 1.

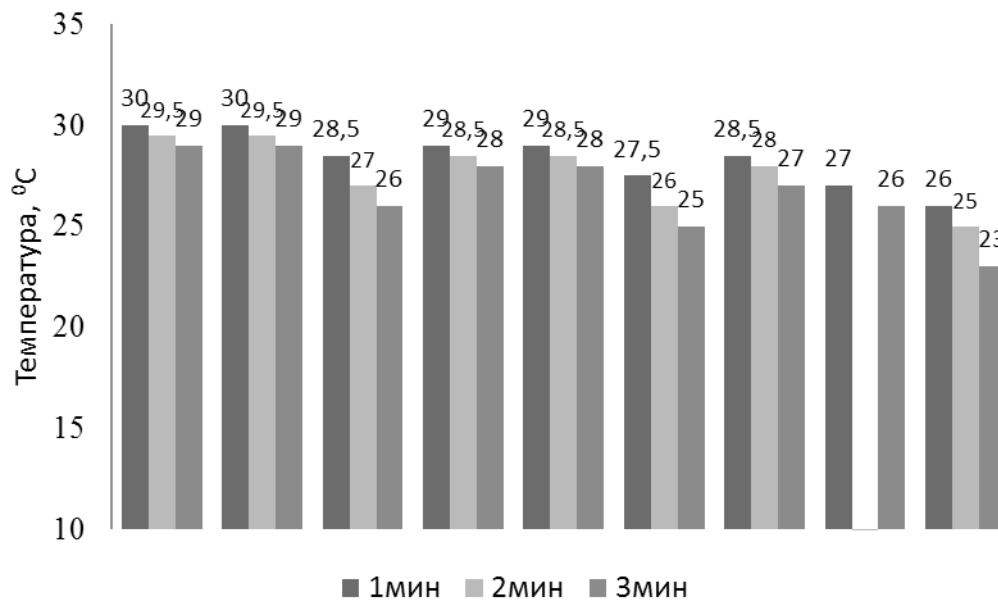


Диаграмма 1. Общий график падения температур различных моделей по времени

По этим данным рассчитали тепловые потери по формуле Фурье, которые приведены в таблице 1.

Таблица 1

Расчет потери тепловой энергии по средним температурам для различных моделей

№	Модель	Температура внутри модели, °С	Температура окружающей среды, °С	Количество потерянной теплоты, Q, Дж
1	Полусфера из базальта	30	- 46	-214,575
2	Арочная из базальта	29,5		-243,659
3	Куб из базальта	29,25		-259,432
4	Полусфера из полистирола	29,25		-220,886
5	Арочная из полистирола	28,75		-250,826
6	Куб из полистирола	28		-264,401
7	Полусфера из дерева	30		-2249,554
8	Арочная из дерева	29,5		-2554,297
9	Куб из дерева	28,5		-2701,296

Повторный эксперимент колебания температуры показал, что наибольшее повышение температуры зафиксировано для полусферы из базальта.

Таблица 2

Наблюдение повышения температур моделей домов из разных форм и материалов

Наименование модели	Время, мин	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
Арочная из полистирола	t, °С	25,1	25,6	25,6	25,9	27,6	28,1	28,6	29	29,9	30,2	30,8	30,8
Полусфера из базальта		25,1	25,8	26,3	27,4	28,2	29,1	29,9	30,6	31,2	31,9	32,4	32,6
Куб из древесины		25,1	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1	25,3	25,2	25,2	25,4	25,4	25,4

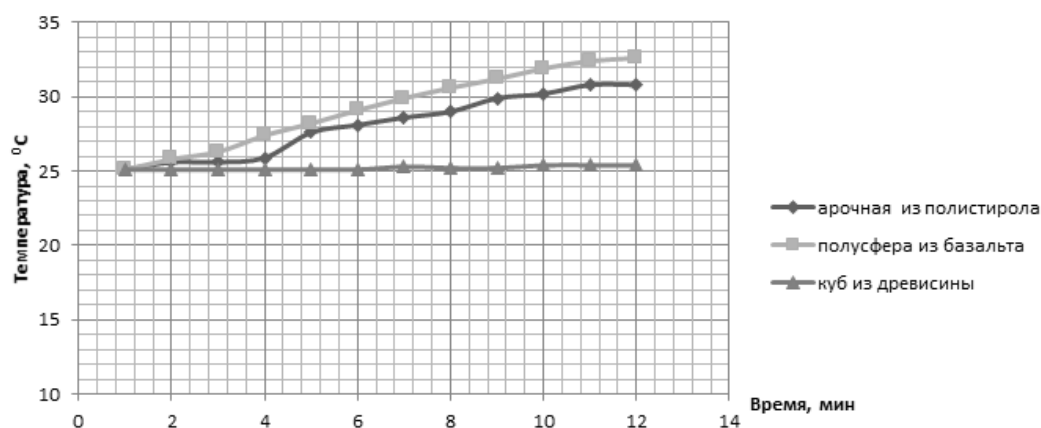


Диаграмма 2. Показатели повышения температур моделей домов различных конструкций

Таблица 3

Наблюдение повышения температур полусферических моделей домов

Наименование модели	Время, мин	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
полусфера из полистирола	t, °C	25,1	25,8	26,2	27,8	28,1	28,7	29,3	30,4	30,8	31,1	31,2	31,4
полусфера из базальта		25,1	25,8	26,3	27,4	28,2	29,1	29,9	30,6	31,2	31,9	32,4	32,6
полусфера из древесины		25,1	25,1	25,1	25,2	25,3	25,3	25,4	25,3	25,5	25,7	25,7	25,9

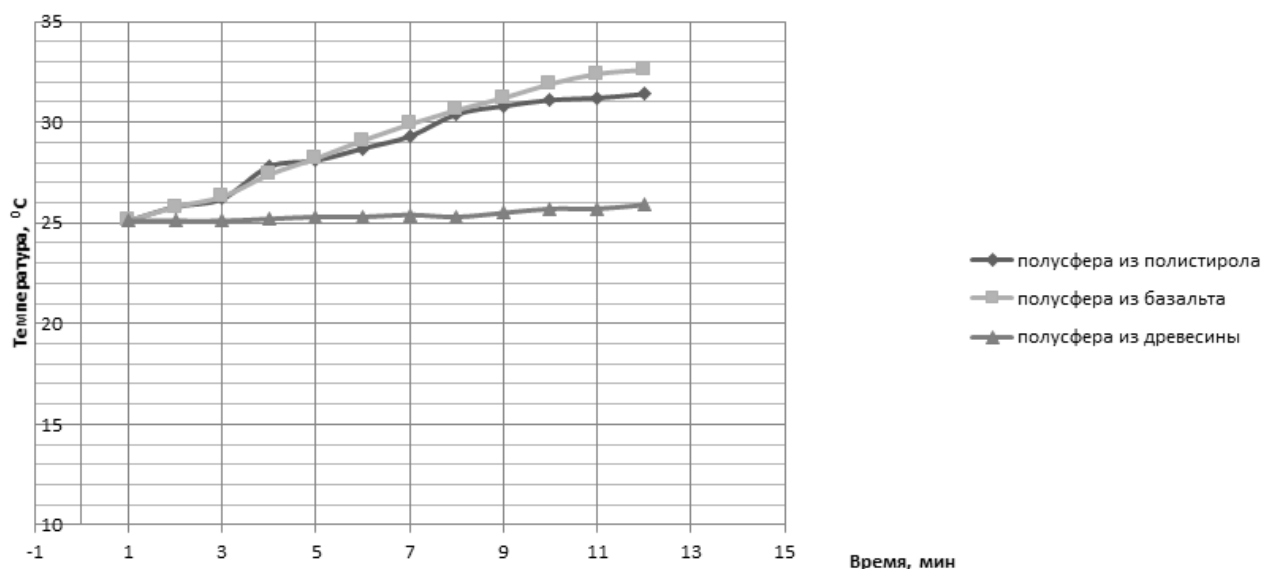


Диаграмма 3. Показатели повышения температур полусферических моделей домов

По результатам экспериментов пришли к выводу, что минимальная потеря теплоты наблюдается для полусферической модели, а максимальная – для кубической модели, при этом реальные объемы моделей одинаковые. Второй важный момент работы – выбор теплоизоляционного материала модели. Измерена динамика падения и повышения температуры со временем для моделей из древесины (куб, полуцилиндр, полусфера), из полистирола (куб, полуцилиндр, полусфера), из базальта (куб, полуцилиндр, полусфера). И по этим критериям спроектирована модель

с полусферической формой (в качестве несущей мы взяли полистиролбетон). Проведен сравнительный анализ себестоимости сферической и кубической модели, утепленной «СахаБазальтом». Как показал анализ, себестоимость полусферического дома из полистиролбетона, утепленного «СахаБазальтом», будет на 224 351 рублей меньше, чем кубический дом из дерева, утепленный «СахаБазальтом» при равных объемах.

Заключение.

Потеря теплоты в виде теплового потока можно минимизировать, если уменьшить площадь поверхности излучения (например, модель полусферического дома). В настоящее время, когда цены на энергоресурсы значительно выросли, проблема теплоизоляции встала особенно остро. Нужно стремиться сокращать потери энергии из-за теплопроводности стен, применяя современные теплоизолирующие материалы и строя дома с оптимальными геометрическими параметрами. Также для энергоэффективности жилого дома можно применить дополнительные технологии по автоматизации и энергосбережению, такие как:

- использование для освещения датчиков движения и освещенности;
- использование автоматизированных систем отопления;
- применение солнечных коллекторов, тепловых насосов;
- применение теплого пола;
- автоматизированный клапан для вентиляции.

Секция 3

НЕТРАДИЦИОННЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

ОСОБЕННОСТИ ВЕТРОВОЙ ЭНЕРГИИ И ПЕРВЫЕ ОПЫТЫ ЕЁ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ В ЯКУТИИ

С.С. Захаров, студент 3 курса

Северо-Восточный федеральный университет имени М.К. Аммосова, Физико-технический институт

Развитие различных видов альтернативной энергетики – необходимость для занимающего пятую часть России северного региона, большая часть территории которого изолирована от единой энергетической системы страны. В настоящее время выдвигается множество различных идей и предложений по использованию всевозможных возобновляемых видов энергии.

Разработка некоторых проектов по использованию всевозможных возобновляемых видов энергии еще только начинается. Так, существуют предложения по использованию энергии разложения атомных частиц, искусственных смерчей и даже энергии молнии. Проводятся эксперименты по использованию «биоэнергетики», например, энергии парного молока для обогрева коровников. Но существуют и «традиционные» виды альтернативной энергии. Это энергия Солнца и ветра, энергия морских волн, приливов и отливов. Есть проекты преобразования в электроэнергию газа, выделяющегося на мусорных свалках, а также из навоза на звероводческих фермах.

В данной работе мы рассмотрим энергию ветра, её особенности и первые опыты использования в Якутии.

Актуальность. На пороге XXI века человек все чаще и чаще стал задумываться о том, что станет основой его существования в новой эре. Энергия была и остается главной составляющей жизни человека.

Цель: изучить особенности ветровой энергии и первые опыты ее применения в нашей республике.

Энергия ветра – это преобразованная энергия солнечного излучения, и пока светит Солнце, будут дуть и ветры. Таким образом, ветер – это тоже возобновляемый источник энергии. Существует отрасль энергетики ветроэнергетика, специализирующаяся на преобразовании кинетической энергии воздушных масс в атмосфере в электрическую, механическую, тепловую или в любую другую форму энергии, удобную для использования в народном хозяйстве. Такое преобразование может осуществляться такими агрегатами, как ветрогенератор (для получения электрической энергии), ветряная мельница (для преобразования в механическую энергию), парус (для использования в транспорте) и др.

Ветроэнергетика является бурно развивающейся отраслью, так, в конце 2012 года общая установленная мощность всех ветрогенераторов составила 282,6 гигаватт. В 2010 году количество электрической энергии, произведённой всеми ветрогенераторами мира, составило 430 тераватт-часов (2,5 % всей произведённой человечеством электрической энергии). Некоторые страны особенно интенсивно развивают ветроэнергетику, в частности, на 2011 год в Дании с помощью ветрогенераторов производится 28 % всего электричества, в Португалии – 19 %, в Ирландии – 14 %, в Испании – 16 % и в Германии – 8 %. В мае 2009 года 80 стран мира использовали ветроэнергетику на коммерческой основе. Ветряные мельницы, производящие электричество, были изобретены в XIX веке в Дании. Там в 1890 году была построена первая ветроэлектростанция, а к 1908-му году насчитывалось уже 72 станции мощностью от 5 до 25 кВт. Крупнейшие из них имели высоту башни 24 метра и четырёхлопастные роторы диаметром 23 метра.

Принцип действия всех ветродвигателей один: под напором ветра вращается ветроколесо с лопастями, передавая крутящий момент через систему передач валу генератора, вырабатывающего электроэнергию, водяному насосу. Чем больше диаметр ветроколеса, тем больший воздушный поток оно захватывает и тем больше энергии вырабатывает агрегат. Принципиальная простота дает здесь исключительный простор для конструкторского творчества, но только неопытному взгляду ветроагрегат представляется простой конструкцией.

Мощность ветрогенератора зависит от площади, ометаемой лопастями генератора, и высоты над поверхностью. Например, турбины мощностью 3 МВт (V90) производства датской фирмы Vestas имеют общую высоту 115 метров, высоту башни 70 метров и диаметр лопастей 90 метров.

Ветрогенератор начинает производить ток при ветре 3 м/с и отключается при ветре более 25 м/с. Максимальная мощность достигается при ветре 15 м/с. Отдаваемая мощность пропорциональна третьей степени скорости ветра: при увеличении ветра вдвое, от 5 м/с до 10 м/с, мощность увеличивается в восемь раз.

Запасы энергии ветра более чем в сто раз превышают запасы гидроэнергии всех рек планеты. Германия планирует к 2020 году производить 19,6 % электроэнергии из возобновляемых источников энергии, в основном из ветра. Дания планирует к 2020 г. 50 % потребности страны в электроэнергии обеспечивать за счет ветроэнергетики.

Технический потенциал ветровой энергии России оценивается в свыше 50 000 млрд кВт·ч/год. Экономический потенциал составляет примерно 260 млрд кВт·ч/год, то есть около 30 процентов производства электроэнергии всеми электростанциями России. Энергетические ветровые зоны в России расположены, в основном, на побережье и островах Северного Ледовитого океана от Кольского полуострова до Камчатки, в районах Нижней и Средней Волги и Дона, побережье Каспийского, Охотского, Баренцева, Балтийского, Чёрного и Азовского морей. Отдельные ветровые зоны расположены в Карелии, на Алтае, в Туве, на Байкале.

Самая крупная ветроэлектростанция России (5,1 МВт) расположена в районе посёлка Куликово Зеленоградского района Калининградской области.

По предварительным оценкам, на территории Якутии, где среднегодовая скорость ветра достигает более 4 м/с, запасы потенциальной энергии ветра составляют 15,6 млрд кВт·ч в год. Средняя годовая скорость ветра на большинстве станций республики на высоте флюгера изменяется от 2,2 до 5,7 м/с. Средние годовые скорости ветра мало изменяются от года к году. На побережье Северного Ледовитого океана скорость ветра в большинстве составляет 7-8 м/с и носит постоянный (муссонный) характер. Самые сильные ветры отмечены в Усть-Оленьке. В Центральной Якутии среднегодовая скорость ветра превышает 3 м/с, причем при неравномерном распределении по месяцам ветровой потенциал повышается в большей части в летнее время года, когда потребность в электроэнергии и отоплении максимально снижается.

Из анализа характеристик ветра для территории Республики Саха (Якутия) можно сделать следующие заключения:

1) в теплый период Тикси, Черский, Чокурдах, Депутатский, Жиганск, Таймылыр характеризуются высоким ветроэнергетическим потенциалом. Эти местности наиболее благоприятны для размещения и эксплуатации ВЭС и ВЭУ;

2) в теплый период в Батагае, Саскылахе, Ленске величины средней скорости ветра не превышают значения 3,7 м/с. Утилизация энергии ветра в районах размещения этих пунктов, в сравнении с районами на возвышенных участках, связана с эксплуатацией ВЭУ с меньшими величинами начальной и номинальной скоростей.

Вследствие большого разнообразия ландшафтных условий на территории Якутии характеристику скорости ветра необходимо давать по условиям местоположения станций, что подтверждается в некоторой степени сопоставлением класса открытости станции со среднегодовыми скоростями ветра.

Первая на побережье Северного Ледовитого океана ветровая энергоустановка мощностью 250 МВт была установлена в 2007 году в районе поселка Тикси Булунского района Якутии, и за все время работы она сэкономила 90 тонн дизельного топлива. Высота башни ветрового агрегата – 30 метров, диаметр лопастей – 26 метров, рабочий диапазон скорости ветра – 3-25 м/с. Ветряк

снабжен автоматикой, разворачивающей колесо перпендикулярно основному воздушному потоку для максимального его использования. Включается в работу и выключается она тоже автоматически, при соответствующей скорости ветра. Однако данный проект не получил своего развития из-за того, что установки по своим конструкционным особенностям отказывались работать при больших морозах и сильном ветре, скорость которого в прибрежной полосе частенько превышает нормативные 120 километров в час.

Ветроэнергетика, безусловно, является перспективной отраслью, развитие которой в последнее время существенно интенсифицируется благодаря значительному научно-техническому прогрессу. Однако для обоснованного использования ветроэнергетических ресурсов необходимы значительные научные исследования, выполнить и скоординировать которые возможно только в рамках государственной программы, объединяющей различных исследователей (аэродинамиков, климатологов, строителей) с производителями ветроагрегатов.

Развитие различных видов альтернативной энергетики – необходимость для занимающего пятую часть России северного региона, большая часть территории которого изолирована от единой энергетической системы страны.

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТОРФЯНЫХ РЕСУРСОВ ДЛЯ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЯ АРКТИЧЕСКИХ УЛУСОВ РС (Я)

Е.В. Свинобоев, аспирант 2 года обучения

Северо-Восточный федеральный университет им. М.К. Аммосова, Горный институт

Научный руководитель д.т.н., профессор Б.Н. Заровняев

Россия занимает первое место в мире по запасам торфа, доля её в общемировых запасах, по разным оценкам, составляет от 40 до 60 %. Балансовые запасы торфа в России оцениваются в 30,8 млрд т, 40 % условной влажности, или более 10,7 млрд т условного топлива. Около 60 % от общих запасов торфа по технологическим факторам оценены как потенциально извлекаемые.

Запасы торфа в России равномерно распределены по всей территории страны, однако из-за больших запасов и объёмов добычи таких топливно-энергетических ресурсов, как нефть, природный газ и уголь, калорийный эквивалент которых значительно выше, чем у торфа ($K_t = 0,24$), объёмы добычи торфа в Российской Федерации в последние годы стали неуклонно сокращаться [1].

Но, по данным РОСТОРФ [2], ресурсы торфа в России превышают суммарные запасы нефти и газа и уступают только запасам каменного угля. Именно на этих ресурсах должна основываться политика нашего государства по созданию системы распределенной генерации.

Торф известен как возобновляемый источник энергии, и его использование не только обеспечит экономию в сфере коммунального теплоснабжения и создаст новый сектор на рынке топлива, но и положительно повлияет на экологию и эффективность лесопользования.

В ряде муниципальных образований внедрение таких возобновляемых источников энергии, как торф, является экономически обоснованным, оптимизирует рынок топлива и способствует снижению операционных расходов. Биоэнергетические проекты основаны на принципе возвратности вложенных средств.

Карта запасов торфа России отмечена заторфованностью в процентах и разделена по районированию торфяного фонда (области) (рис. 1).

В рамках реализации «Стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 года», утвержденной Президентом РФ В.В. Путиным 20 февраля 2013 г., рассматривается торфяной фонд в Арктических регионах.

Пояс полярного торфонакопления характеризуется заторфованностью территории не менее 1 %, при том что тщательная разведка торфяных ресурсов в Арктической зоне ранее не проводилась и добыча торфа в Арктике в настоящее время не осуществляется

Республика Саха (Якутия) как крупнейший субъект РФ, богатый полезными ископаемыми,

имеет наиболее сложные условия для добычи, отличается многолетней мерзлотой, слабо развитой инфраструктурой и суровыми климатическими условиями.

В Якутии добычей торфа и производством на его основе твердого топлива ранее не занимались. В целом сам мировой опыт добычи торфа в зоне многолетнемерзлых грунтов не вышел за стадии научных экспериментов.

Выделен участок Табалахской впадины Верхоянского района РС (Я) с заторфованностью в 5-10 % как яркий пример торфонакопления Арктического района.



Рис. 1. Запасы торфа в России

Центральная часть Табалахской впадины формировалась в процессе тектонического погружения. Для впадины характерен равнинный, слаборасчлененный, аккумулятивный рельеф. В пределах всей впадины развиты термокарстовые процессы. Признаком широкого развития термокарста считается заозерность территории.

Торфопоисковые и торфоразведочные работы производились с 1.10.1941 г. по 31.12.1943 г. с перерывом на три месяца в 1943 году (январь-март) для выполнения камеральных работ, которые были закончены в 1944 году. В 1941 и 1942 гг. задачей торфяной партии являлись поиски и рекогносцировка торфяных месторождений для нужд Эгеханского комбината и в 1943 г. выявление топливной базы для Алысхайского горнорудного узла.

На Табалахе выявлены 52 объекта. Выявлялись при общем обследовании заторфованные участки и озера с мощностью торфяного пласта более 0,5 м. Наиболее ценные в промышленном отношении объекты разведаны по категории «С₂» и остальные маршрутно по категории «Р». По категории «С₂» разведано 19 объектов общей площадью по промышленной залежи более 3 тыс. га и запасом торфа-сырца 40 млн м³. Низкие категории установлены из-за недостаточности данных о качестве торфа и категориях сырья.

Для промышленного использования представляет наибольший интерес группа из 14 объектов, расположенная по правобережью р. Табалах, в расстоянии не более 10 км друг от друга и в 75-90 км на восток – от поселка Эге-Хая. В эту группу входят следующие объекты (табл. 1).

Обобщенные данные по сырьевой базе в районе р. Табалах [4]

№ п/п	№ по карте	Название месторождения	Площадь промышленной залежи, га	Средняя мощность торфа, м	Запас торфасырца, м ³	Запас в/с торфа с 33 % влажности, т
1	10	Кылыс-Алы	16,7	1,28	213 760	23 500
2	11	Тона	164	0,95	1 558 000	171 000
3	12	Мончарылах	15,5	2,30	125 400	14 000
4	14	Булгуньяхта	16,5	1,40	231 000	25 400
5	15	Оюардах 2	45,1	1,25	581 550	64 000
6	17	Силян	84,8	1,17	992 160	109 000
7	18	Оюрдах1	33,5	1,08-1,96	396 120	43 000
8	16	Арыктах	91,5	1,06-1,86	1 038 100	113 000
9	19	Былаах	584	1,76-2,0	10 624 000	1 140 000
10	20-21	Токулан, Тумусах, Моргалю и др.	277	0,56-1,35	2 226 950	232 000
11	22	Хотогор	377	1,27-2,78	7 762 600	800 000
12	23-26	Багалах В. и Н., Тоунах-Алы, Ханар	87	0,87-2,70	955 700	103 000
13	30	Кагыр	137	0,76-1,0	1 235 600	124 000
14	71	Хатыннах	33	1,85	610 500	61 000
ИТОГО			1953	1,46	28 551 440	3 234 400

При определении запаса в тоннах выход в/с торфа из 1 м³ сырца принимался: по озерному талому обводненному торфу в 0,1 т и по торфу приозерных площадей и с уплотнившейся залежью в 0,11 т.

Наиболее крупными из указанной промышленной группы являются торфяные месторождения Былаах и Хотогор.

Месторождение Былаах расположено в бассейне р. Туостах, на расстоянии 10-15 км от нее. Месторождение Хотогор расположено в бассейне р. Табалах, на расстоянии 5 км от нее.

Месторождение Хотогор. Месторождение делится на приозерную промороженную часть и подводную, подозерную. Большая часть запасов торфа приходится на подозерную часть. На площади месторождения выделяются 7 участков с зольностью торфа свыше 25 %. Контур озера совпадает с основными запасами торфа, находящегося в незамерзшем состоянии. При добыче торфа из акватории нижний слой торфа может быть также использован, т.к. его природоохранная функция в этом случае не выполняется. Глубина воды в озере в основном колеблется от 1,5 до 1,8 м. В озере в месте сосредоточения основных запасов торфа его мощности составляют 2-4 м (1,6-5,65 м). На приозерной части выделяются два глубокозалежных участка площадью 10 га каждый. Они в целом изолированы от основной залежи.

Месторождение Былаах. Месторождение делится на приозерную промороженную часть и подводную, подозерную. На обе части приходятся равные части запасов торфа. На площади месторождения выделяются 8 участков с зольностью торфа свыше 25 %. В основном на приозерную часть залежи. В озере присутствует незамерзший торфяной слой средней мощностью около 2 м. Такая же мощность у торфяной залежи в приозерной части. При добыче торфа из акватории нижний слой торфа может быть также использован. Глубина воды в озере в основном колеблется от 1,0 до 1,5 м. В озере максимальная глубина с торфяными отложениями составляет 5,1 м в одной точке. Торфяная залежь имеет непрерывные границы и слой торфа в целом по месторождению почти ровный.

Общая площадь полезной топливной залежи и общий полезный топливный запас по обоим месторождениям составляет 961 га и свыше 18 млн м³ (около 2 млн т) соответственно (табл. 2).

Физико-химические характеристики торфяного сырья приведены в таблице 2.

Общая площадь полезной топливной залежи и общий полезный топливный запас месторождений Хотогор и Ыылаах [4]

Месторождение	Площадь полезной залежи, га	Запас торфа-сырца, м ³	Запас в/с торфа, т
Ыылаах: Приозерная площадь	440	7 744 000	852 000
Озеро	144	2 880 000	288 000
Итого	584	10 624 000	11 400 000
Хотогор: Приозерная площадь	180	2 286 000	252 000
Озеро	197	5 476 600	548 000
Итого	377	7 762 600	800 000
Всего	961	18 386 600	1 940 000

Общий запас этих месторождений составляет более 60 % от запаса всей промышленной Табалахской группы.

По степени разложения (45-55 %) месторождения Ыылаах и Хотогор являются хорошими топливными объектами.

По зольности эти месторождения относятся к умеренно-зольным. Средняя зольность колеблется от 8 % до 18,5 % на абсолютно-сухое вещество, превышая в некоторых местах требования стандарта на торфяное топливо

Теплотворность торфа колеблется от 4284 до 5073 килокалорий на 1 кг абсолютно-сухого вещества и от 2800 до 3380 калорий на воздушно-сухое вещество с 33 % рабочей влажностью. Возможно снижение зольности торфяного топлива за счет получения торфодревесных композиций с использованием щепы лиственницы, которая также обладает достаточно высокой теплотворной способностью.

Мощность торфяных отложений в озере Хотогор свыше 2 м имеет концентрический характер в виде воронки, что указывает на термокарстовое происхождение озера. На озере Ыылаах форма торфяной залежи имеет двутавровый вид – две эллипсообразные области, соединенные узкой протокой.

Торфяные месторождения Ыылаах и Хотогор можно отнести к ценным топливным объектам, пригодным для разработки, но в эксплуатационном отношении их разработка сопряжена с трудностями технологического характера, так как они расположены в озерных трудно осушаемых котловинах тундровой зоны.

Стоит отметить, что Верхоянский район отапливается ГУП ЖКХ РС (Я) углем, ввозимым из Джебарики-Хая. Уголь доставляется в несколько этапов, с перевалкой грузов в поселках Нижнеянское и Усть-Куйга. Расход угля в год составляет 63139,7 тонн. Транспортная составляющая в стоимости угля в несколько раз превышает закупочную стоимость. Стоимость одной тонны каменного угля в Верхоянском районе достигает 17000 рублей, в то же время в Джебарики-Хая уголь закупается за 3300 рублей за тонну

В сложившихся условиях наиболее приемлемым выходом из данной ситуации является использование в качестве альтернативы привозному каменному углю местного торфа. Разработка добычи месторождений Ыылаах и Хотогор, Табалахской впадины торфа может стать переломным моментом для энергообеспечения Арктических регионов Республики Саха (Якутия).

Литература

1. Плакиткина, Л. С. Добыча торфа в России и мире: Анализ развития торфяной промышленности в России и мире в период с 2000 по 2009 год / Л. С. Плакиткина, П. А. Апухтин // Горная промышленность. – 2011. – № 1(95). – С. 4-6.
2. Лазарева, А. К. Эколого-экономические аспекты освоения арктики и значение природных ресурсов Республики Саха Якутия / А. К. Лазарева // Проблемы современной экономики. – 2015. – № 2(54). – С. 265-268.
3. Чураков, А. А. Запасы торфа в России / А. А. Чураков // Вестник Московского государственного университета леса. Лесной вестник. – 2003. – № 3. – С. 22-25.
4. Панов, В. В. Торфяники Табалахской впадины Республики Саха (Якутия) / В. В. Панов // Труды инсторфа. – 2012. – № 5(58). – С. 3-10.

КРУПНЕЙШАЯ СЭС НА КРАЙНЕМ СЕВЕРЕ

А.Е. Софронова, студент 4 курса

Е.И. Малеева, старший преподаватель

Северо-Восточный федеральный университет им. М.К. Аммосова, Физико-технический институт

С каждым днем люди на планете все больше зависят от разного рода носителей энергии. Один из них – солнце. Весь электромагнитный спектр солнечного лучения, какую бы энергию ни несли отдельные ее участки, представляет излучение физических тел. Основные источники света (атомы) никогда не испускают свет непрерывно, их излучение носит прерывистый характер, т.к. все атомы генерируют свет только в виде отдельных квантов электромагнитного поля – фотонов. Примерно такой же по многогранности спектр представляют собой и солнечные лучи, воздействующие на кремний (заложенный в основе) фотоэлементов, соединенных в батареи. Современный мир уже невозможно представить без электричества и аккумулирующих его устройств, в частности – солнечных батарей, а следовательно, чтобы идти в ногу со временем, людям нужно применять новые нетрадиционные методы энергоснабжения, хотя бы для того, чтобы наша жизнь в быту и на природе стала более комфортной. За последние 20 лет цены на солнечные батареи упали примерно в 30-40 раз и продолжают снижаться, что делает их использование весьма перспективным.

Согревающий земную поверхность в течение года солнечный свет содержит в десятки раз больше энергии, чем все известные на сегодняшний день ресурсы нефти, угля, природного газа и урана вместе взятые. Человечество на протяжении веков использует солнечную энергию, сжигая дерево и другие виды биомассы. Это относится также к ископаемым горючим материалам, ветру и, если рассмотреть весь цикл от испарений до осадков, то также и к проточной воде в любом виде.

23 июня 2015 г. завершилось строительство в якутском поселке Батагай первой очереди крупнейшей в Заполярье солнечной электростанции мощностью 1 МВт.

Солнечная активность в Якутии достаточно велика, поэтому эффективность этих станций с учетом длительного и затратного завоза в регион топлива очевидна. Это первый проект таких масштабов и пока единственный на Крайнем Севере.

Строительство солнечной станции в поселке Батагай является частью программы «РАО ЭС Востока» по внедрению возобновляемых источников энергии в локальных энергоузлах. Развитие альтернативной энергетики в отдаленных районах призвано снизить расход дизельного топлива действующих ДЭС, а следовательно, и сдерживать рост тарифов.

Комплекс, состоящий из Солнечной электростанции и Системы автоматизированного управления дизельной электростанцией, был построен на базе существующей Дизельной электростанции посёлка Батагай. Ранее электроснабжение поселка осуществлялось только от Батагайской дизельной электростанции.

Интенсивность солнечного излучения на горизонтальную поверхность в данной местности (пос. Батагай) равна $934 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$ в год. При установке фотоэлектрических панелей под фиксированным углом около 52° к горизонту интенсивность солнечного излучения возрастает не менее чем на 40 %.

Электрическая энергия, которую можно полезно использовать при работе СЭС 1 МВт, ориентировочно составит $1126 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$ в год, согласно программе симуляции.

Удаленный от посёлка Батагай фотоэлектрический массив СЭС генерирует электрическую энергию постоянного тока, которая поступает на инвертор для преобразования в энергию переменного тока. Преобразованная электроэнергия повышается трансформатором до напряжения 6кВ и передается в общую с ДЭС сеть, откуда используется потребителем. Для оптимизации выработки и потребления, в Комплексе фотоэлектрическая – дизельная станция, устанавливается Контроллер сохранения топлива (Fuel Save Controller) фирмы SMA. Данный контроллер состоит из интерфейсного модуля, модуля сбора данных, главного модуля. Интерфейсный модуль передает информацию на главный модуль о производстве электрической энергии фотоэлектрической станцией. Модуль сбора данных измеряет и передает в главный модуль данные по нагрузкам. Главный модуль, на основе полученных данных от интерфейсного модуля и модуля сбора данных, распределяет нагрузку между фотоэлектрической и дизельной станциями.

Строительство солнечной электростанции в п. Батагай осуществлено с целью снижения расхода дизельного топлива существующей ДЭС на выработку электроэнергии. Одновременно с вводом в эксплуатацию солнечной электростанции обеспечено надежное электроснабжение потребителей электроэнергии поселка в светлое время суток, повышена эффективность работы ДЭС, появилась возможность снижения тарифа на электроэнергию для потребителей, улучшилась экология поселка.

Научное издание

**СБОРНИК МАТЕРИАЛОВ РЕСПУБЛИКАНСКОЙ ЗАОЧНОЙ КОНФЕРЕНЦИИ
ПО ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ**

Редактор *К.А. Семенова*
Компьютерная верстка *Л.М. Винокурова*
Оформление обложки *С.М. Михайлова*

Подписано в печать 02.09.16. Формат 60x84/8. Гарнитура "Таймс". Печ.л. 7,75. Уч.-изд.л. 9,68. Электронное издание. Заказ № 149.

Издательский дом Северо-Восточного федерального университета,
677891, г. Якутск, ул. Петровского, 5

Отпечатано в типографии Издательского дома СВФУ