

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РФ

Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования

«Национальный исследовательский
Томский политехнический университет»
Энергетический институт

МАТЕРИАЛЫ ТРУДОВ

**«Состояние и пути развития российской
энергетики»**

**Всероссийская молодежная научная
школа-конференция**

поддержана грантом РФФИ 14-38-10231

21 – 23 октября 2014 г.



г. Томск

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РФ

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования

«Национальный исследовательский
Томский политехнический университет»
Энергетический институт

ВСЕРОССИЙСКАЯ МОЛОДЁЖНАЯ НАУЧНАЯ ШКОЛА – КОНФЕРЕНЦИЯ «СОСТОЯНИЕ И ПУТИ РАЗВИТИЯ РОССИЙСКОЙ ЭНЕРГЕТИКИ»

*поддержана
грантом РФФИ 14-38-10231*



21 – 23 октября 2014 г.

Томск – 2014

УДК 620.9+(621.311+621.039):504

Состояние и пути развития российской энергетики:

материалы Всероссийской молодежной научной школы-конференции/
Национальный исследовательский Томский политехнический университет. –
Томск: Изд-во ООО «СКАН», 2014. - 388 с.

Сборник трудов Всероссийской молодежной научной школы-конференции «Состояние и пути развития российской энергетики» содержит материалы по широкому кругу проблем современной энергетики России и путях их преодоления. В них кратко рассмотрены все звенья технологической цепочки от добычи первичных энергоресурсов и их транспортировки до производства электрической энергии, ее транспортировки, накопления и распределения. В последнем разделе сборника представлены оригинальные результаты исследований в смежных с энергетикой областях.

Редакционная коллегия:

Ушаков Василий Яковлевич (председатель), д.т.н., профессор
Харлов Николай Николаевич, к.т.н., доцент
Богданова Елена Васильевна, ведущий инженер

*Всероссийская молодежная научная школа-конференция
поддержана
грантом РФФИ 14-38- 10231*

I. ДОБЫЧА И ТРАНСПОРТИРОВКА МИНЕРАЛЬНЫХ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ

НЕФТЬ: ЗАПАСЫ, ДОБЫЧА, ПЕРСПЕКТИВЫ, ПРОБЛЕМЫ

Я. И. Батыршин, Н. М. Астапов, В.В. Панов, магистранты
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
г. Томск, Россия
panovviacheslav@gmail.com

Нефть занимает ведущее место в мировом топливно-энергетическом балансе: доля ее в общем потреблении энергоносителей составляет 48 %. В связи с быстрым развитием в мире химической и нефтехимической промышленности потребность в нефти увеличивается с каждым годом.[1]

Спрос на нефть всегда опережает предложение, поэтому в успешном развитии нашей нефтедобывающей промышленности заинтересованы практически все развитые государства мира.

Необходимым условием для осуществления масштабных долгосрочных инвестиций в нефтедобывающую промышленность при условии благоприятных перспектив спроса на нефть на мировом рынке является наличие соответствующих геологических запасов нефти, как в конкретном регионе, так и в мире в целом.[2]

Таблица 1. Доказанные запасы нефти по странам (на 01.01.2013), млрд. баррелей:

Страна	Запасы нефти	% от мировых запасов
Венесуэла*	297,6	17,8
Саудовская Аравия	265,9	15,9
Канада**	173,9	10,4
Иран	157,0	9,4
Ирак	150,0	9,0
Кувейт	101,5	6,1
ОАЭ	97,8	5,9
Россия	87,2	5,2
Ливия	48,0	2,9
Нигерия	37,2	2,2
США	35,0	2,1
Казахстан	30,0	1,8
Катар	23,9	1,4
Китай	17,3	1,0
Бразилия	15,3	0,9
Все остальные	131,3	7,9

Сырая нефть – это смесь различных углеводородов в разных сочетаниях. Каждая составляющая имеет свою ценность, но только при выходе из переработки. Поэтому первой стадией переработки нефти является разделение ее на составляющие части.

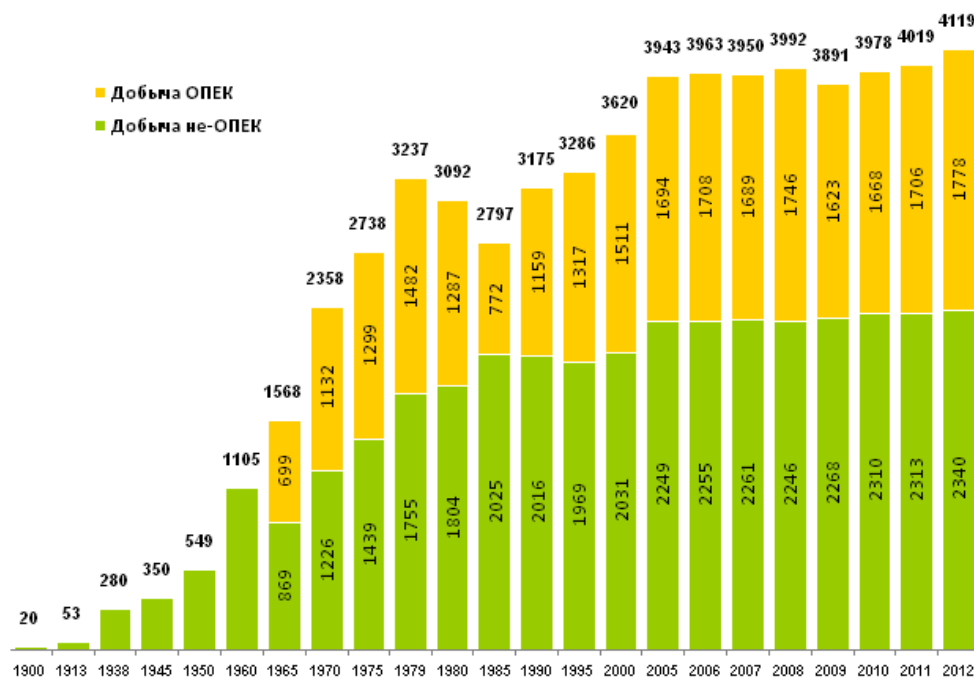


Рисунок. 1 Динамика добычи нефти в мире, млн. тонн

Таблица.2. Добыча нефти и газового конденсата крупнейшими нефтяными компаниями России, млн. тонн

Компания	2008	2009	2010	2011
Роснефть	106,1	108,9	115,8	122,6
Лукойл	95,2	97,6	95,9	96,0
ТНК-ВР	68,8	70,2	71,7	71,3
Сургутнефтегаз	61,7	59,6	59,5	60,8
Газпромнефть	30,7	29,9	29,8	35,3
Татнефть	26,1	26,1	26,1	26,1
Славнефть	19,6	18,9	18,4	18,1
Башнефть	11,7	12,2	14,1	15,1
Русснефть	14,2	12,7	13,0	13,6

Это достигается путем высокотемпературной перегонки – по сути нагрева. Различные составляющие испаряются при разных температурах и затем их можно сконденсировать в отдельные «чистые» потоки. Некоторые из этих продуктов на выходе уже готовы для продажи. Другие подвергаются дальнейшей переработке, чтобы получить более дорогостоящие продукты.

На сегодня в России действует 27 крупных нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ), обеспечивающих до 98% первичной переработки нефти. На мини-НПЗ перерабатывается 2% нефти.

Хорошо известно, что нефть стоит дорого и в последнее время становится только дороже. Известно также и то, что нефтепереработка удваивает доход, получаемый от нефти.

Нефтехимическое производство включает:

- Производство сырья – олефинов, ароматических и нафтеновых углеводородов;
- Производство полупродуктов – спиртов, альдегидов, кислот;
- Производство поверхностно-активных веществ (ПАВ);

- Производство полиэтиленов, полимеров.

Основным сырьем для нефтехимического производства являются природный газ, попутный нефтяной газ и прямогонный бензин, получаемый из нефти.[3]

Перспективы развития нефтяной отрасли.

Согласно Концепции долгосрочного социально экономического развития РФ до 2025 года перед Россией стоит задача реализовать и укрепить уже имеющиеся конкурентные преимущества в энерго-сырьевых отраслях и создание новых конкурентных преимуществ, связанных с диверсификацией экономики.

Цели государственной политики в нефтегазовом комплексе – развитие сырьевой базы, транспортной инфраструктуры, перерабатывающих мощностей и увеличение доли продукции с высокой добавленной стоимостью в производстве и экспорте нефтегазового комплекса.[1]

В результате добыча нефти в 2020 году возрастет до 545млн.т, экспорт нефти – 255-265 млн т и переработка нефти – 235-280 млн тонн.

Таблица 3. Расчет прогнозных показателей до 2016 года.

Наименование показателя	Физический смысл показателя	2010	2011	2012	2013	2014		2015		2016	
						I	II	I	II	I	II
Объем добычи нефти, млн. тонн	количество добытой нефти	505,3	512,4	516,8	516	515	530,4	515,5	524	517	527,8
Объем экспорта нефти, млн. тонн	количество нефти, переданной на экспорт	250,5	244,3	239,9	234,5	234,1	241,1	235,6	239	239,6	244,6
Объем производства нефти в стоимостном выражении, млрд.руб	количество добытой нефти в рублях	8985,3	12316,2	13370	12725,4	12411,4	12783,7	12725	12941,3	13032	13305,6

Список литературы

1. Мазус М.М. «Экологические проблемы нефтяной индустрии». Вестник МГУ. Сер.6. – 1991
2. Абросимов А.А. «Экология переработки углеводородных систем». М.: Химия. 2002.
3. Барков С.Л., Хавкин А.Я. «Современные проблемы нефтедобычи».
4. Гаврилов В.П., «Возможные механизмы естественного восполнения запасов нефтяных и газовых месторождениях» // «Геология нефти и газа», 2008
5. Клещев К.А., «Основные направления поисков нефти и газа в России» // «Геология нефти и газа» .–2007

УРАН: ЗАПАСЫ, ДОБЫЧА, ПЕРСПЕКТИВЫ, ПРОБЛЕМЫ

Д.В. Сондор, магистрант
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
г. Томск, Россия
dvsondor@gmail.com

Современная цивилизация немыслима без электрической энергии. Выработка и использование электричества увеличивается с каждым годом, но перед человечеством уже маячит призрак грядущего энергетического голода из-за истощения месторождений горючих ископаемых.

Энергия, выделяющаяся в ядерных реакциях, в миллионы раз выше, чем та, которую дают обычные химические реакции (например, реакция горения), так что теплотворная способность ядерного топлива оказывается неизмеримо большей, чем обычного топлива. Использовать ядерное топливо для выработки электроэнергии – чрезвычайно заманчивая идея.

Долгосрочные перспективы развития мировой атомной энергетики связаны с наличием экономически эффективных запасов урана и совершенствованием ядерно-топливного цикла.

Элемент № 92 занимает в современной жизни особое место. Главный элемент атомной энергетики и сырье для получения другого главного энергетического элемента – плутония, он причастен ко многим большим открытиям XX в. Уран оказал серьезное влияние и на многие аспекты нашего бытия, далекие от науки, в частности на международную политику.

Первая важная дата в истории урана – 1789 г., когда Мартин Генрих Клапрот восстановил извлеченную из саксонской смоляной руды золотисто-желтую «землю» до черного металлоподобного вещества и назвал его ураном. Лишь спустя пол века в 1841 г. француз Эжену Пелиго удалось получить настоящий уран – тяжелый металл серо-стального цвета. [1]

Важный шаг в изучении урана-элемента сделал в 1874 г. Д.И. Менделеев. Опираясь на разработанную им периодическую систему, он поместил уран в самой дальней клетке своей таблицы. Прежде атомный вес урана считали равным 120. Великий химик удвоил это значение. Через 12 лет предвидение Менделеева было подтверждено опытами немецкого химика Циммермана.

Систематические исследования урана начались с 1896 г., после открытия радиоактивности Анри Беккерелем.

Вскоре Беккерель, а затем и другие физики установили, что интенсивность излучения пропорциональна числу атомов урана, содержащихся в препарате, и не зависит от того, в какое химическое соединение они входят.

В 1899 г. Резерфорд обнаружил, что излучение урановых препаратов неоднородно, что есть два вида излучения – альфа- и бета-лучи. Они несут различный электрический заряд; далеко не одинаковы их пробег в веществе и ионизирующая способность. Чуть позже, в мае 1900 г., Поль Вийар открыл третий вид излучения – гамма-лучи.

В 1934 г. Энрико Ферми начал систематически бомбардировать химические элементы нейтронами. В результате этой операции в уране появлялись неизвестные прежде радиоактивные вещества.

16 января 1939 г. в английском журнале «Nature» появилось письмо Лизе Майтнер и Отто Фриша. В нем говорилось о распаде ядра на две части, впервые были начертаны слова «деление ядер», оценивалась энергия, освобождающаяся в процессе развала атомного ядра. [3]

Одним из первых к практической оценке энергии распада приступил Фредерик Жолио. В результате экспериментов француз установил, что при делении одного атома урана высвобождалось примерно 200 млн эВ – столько же энергии освобождается при окислении нескольких миллионов атомов углерода.

Тысячи ученых занялись исследованиями урана, но поток информации об уране разом иссяк: все было засекречено.

«Заключительным аккордом» стало открытие спонтанного деления ядер урана (К.А. Петржак и Г.Н. Флеров, 1939–1940 гг., Ленинград). [2]

Великие открытия 30-х годов легли в основу современной ядерной физики и атомной энергетики. Они позволили глубже понять строение атома. В нейтронных потоках урановых реакторов в наши дни тоннами накапливаются элементы, в десятки раз более ценные, чем золото. В каком-то смысле уран сыграл роль философского камня, о котором грезил поколения алхимиков.

Вместе с тем поток больших открытий, связанных с ураном, практически иссяк. В наши дни исследование урана носят скорее прикладной, чем фундаментальный характер. Оцениваются они не золотыми нобелевскими медалями, а другой, можно сказать, стратегической мерой, где в знаменателе стоят затраченные миллиарды, а в числителе – энергетическая мощь современного мира.

Общее содержание разведанных и предварительно оцененных выявленных запасов урана, согласно данным на 1 января 2011 г., сократилось на 1,4 % в стоимостной категории менее 130 долл./кг урана по сравнению с данными на 1 января 2009 г.. В самой высокой стоимостной категории (менее 260 долл./кг урана) с 2009 г., общее содержание выявленных запасов повысилось на 12,5 % по сравнению с общим объемом по состоянию на 2009 год. [4]

Таблица 1. Распределение разведанных запасов урана по странам[6]

Страна	Доля в мировых запасах, %
Австралия	37
Казахстан	18
Канада	16
ЮАР	7
Намибия	6
Узбекистан	6
США	4
Россия	3
Бразилия	2
Нигерия	1

Некоторая доля общего роста запасов в высокой стоимостной категории связана с открытием новых месторождений, основная же часть является результатом переоценки ранее выявленных запасов и данных осторожной оценки стоимости запасов, заявленных разведочными компаниями. При существующих на 2010 год темпах потребления выявленных запасов будет достаточно для обеспечения мирового парка АЭС ураном в течение более чем 100 лет.

Общие неразведанные запасы по данным на 1 января 2011 г. составляют 10 429 100 тонн. [5]

Наблюдающееся с 2003 г. повышение цен на уран по сравнению с предшествующими двумя десятилетиями стимулировало расширение поисково-разведочных работ в регионах с хорошим потенциалом. Ожидается, что расходы на геологоразведочные работы и подготовку рудников к эксплуатации на территории стран-производителей урана несколько уменьшатся и составят около 1,8 млрд долл. США. [6]

Добыча урана в мире составила 54670 тонн в 2010 г., что соответствует увеличению на 6 % по сравнению с 2009 г., и увеличению на 25% по сравнению со скорректированными цифрами общего объема произведенного урана на 2008 г. Глобальное увеличение производства в 2008 – 2010 гг. было обусловлено в основном значительно возросшим объемом производства в Казахстане (109 %). Менее значительные показатели роста были зарегистрированы в Канаде, Китае, Индии, Намибии, Нигере, США и Узбекистане. Добыча урана методом подземного выщелачивания составила в 2010 г. 39 % от общего объема мирового производства, быстро заняв место основного горнодобывающего процесса, главным образом благодаря значительному расширению использования этой технологии в Казахстане. Остальные доли приходятся на разработку месторождений подземным (32 %) и открытым (23 %) способами, а также на извлечение урана в качестве сопутствующего и побочного продукта при добыче

меди и золота (6 %). Как ожидается, общемировое производство урана продолжит увеличиваться и достигнет более 57000 тонн, с продолжающимся, но менее быстрым увеличением добычи в Казахстане и ожидаемым ростом в Австралии и Узбекистане.

Таблица 2. Добыча урана в 7 ведущих странах в 2009 г. [6]

Страна	Добыча, тонн
Казахстан	14 020
Канада	10 173
Австралия	7982
Намибия	4626
Россия	3564
Нигер	3234
Узбекистан	2429

По состоянию на конец 2010 г. в мире эксплуатировалось 440 промышленных ядерных реакторов с суммарной установленной мощностью 375 ГВт, и с потребностями в уране около 63 875 тонн. К 2035 г. общая мировая генерируемая мощность АЭС возрастет, в соответствии с прогнозом, с сегодняшнего уровня до приблизительно 540 ГВт в сценарии низкого спроса, и до 746 ГВт в сценарий высокого спроса, то есть соответственно на 44 % и 99 %. Следовательно, прогнозируемая мировая потребность в уране для промышленных реакторов вырастет к 2035 г. до 130 тыс. тонн в год. [5]

В данных прогнозах присутствует некоторая неопределенность, связанная с идущими в настоящее время дебатами относительно роли, которую будет играть ядерная энергетика в удовлетворении будущих потребностей в энергии. Однако опасения, связанные с долгосрочной надежностью обеспечения бесперебойных поставок ископаемого топлива, а также степени, в которой ядерная энергия видится полезной для достижения целевых показателей выбросов парниковых газов, могли бы стимулировать еще более существенный прогноз роста спроса на уран.

В 2010 г. мировое производство урана удовлетворяло около 85% мировых потребностей в уране для ядерных реакторов (63 875 тонн), причем остальной объем поставок происходил от уже добытого урана. [4]

Увеличение добычи и подготовка новых урановых рудников к эксплуатации стало реакцией на сигналы рынка о возросших ценах на уран и растущего спроса на него вплоть до аварии на Фукусима-1. Спад рыночных цен после этой аварии и затяжная неопределенность относительно развития ядерной энергетике в отдельных странах замедлили темпы подготовки рудников к эксплуатации. Тем не менее, как прогнозируется в настоящее время, первичные производственные мощности по производству урана могли бы удовлетворить прогнозируемый спрос для сценария с высоким спросом вплоть до 2030 г., а для сценария с низким спросом – вплоть до 2035 г. Тем не менее, для доведения этих запасов на рынок и выявления дополнительных запасов потребуются значительные инвестиции и техническая экспертиза. Для финансирования этой деятельности, особенно в свете растущих затрат на производство, необходимым условием будет достаточно высокий уровень рыночных цен на уран. По-прежнему будут необходимы вторичные источники, дополненные, насколько это возможно, экономией урана, достигаемой за счет снижения верхнего предела содержания урана-235 в хвостах обогащения, а также усовершенствования технологии топливного цикла. [4]

Тем не менее, поскольку в ближайшие годы вторичные поставки урана сократятся, спрос на уран для реакторов должен будет все более и более удовлетворяться его добычей.

Введение альтернативных топливных циклов, если они будут успешно разработаны и внедрены, существенно повлияет на равновесие рынка, однако сейчас еще слишком рано судить, насколько эти предлагаемые топливные циклы смогут быть рентабельными и широко распространенными. Для своевременного расширения производственных мощностей будет необходим устойчивый рынок урана. Для выявления новых запасов и доведения их до производственного уровня необходимы длительные сроки – как правило, порядка десяти лет или более. Рынок должен будет обеспечить достаточные стимулы для ведения поисково-разведочных работ и подготовки рудников к эксплуатации, чтобы продолжать удовлетворять глобальный спрос на ядерное топливо.

Список литературы:

1. Алхимик [Электронный ресурс] <http://alhimik.ru/read/atom>.
2. Наука 2.0 [Электронный ресурс] <http://2.russia.tv>.
3. Популярная библиотека химических элементов [Электронный ресурс] <http://n-t.ru/ri/ps/pb092.htm>.
4. Уран 2011: запасы, добыча и спрос. Совместный отчет агентства по ядерной энергии ОЭСР и Международного агентства по атомной энергии.
5. Суходолов А.П. Мировые запасы урана: перспективы сырьевого обеспечения атомной энергетики. Известия ИГЭА, 2010, №4.
6. Ушаков В.Я. Современные проблемы электроэнергетики. Учебное пособие, Томск, ТПУ, 2013.

ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ УГОЛЬНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ В РОССИИ

А.А. Ломакина, М.М. Попов, А.И. Романенков, магистранты
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
г. Томск, Россия
svechkanevaaa@mail.ru

В период значительного и резкого увеличения мирового промышленного производства, происшедшего в начале XXI века, правительства многих стран озабочены вопросом перспективного обеспечения энергоресурсами. Ввиду значительных мировых запасов угля и его большей доступности, по сравнению с углеводородным топливом, на уголь стали обращать повышенное внимание.

Становление промышленной добычи угля в России началось практически со второй половины XIX века в связи с развитием металлургии, железнодорожного и водного транспорта. В 1850 году было добыто около 27 000 т угля, в 1860 году – свыше 120 000 т, а к началу XX века добыча угля достигла 12 млн. тонн. В этот период угольная промышленность почти полностью размещалась на месторождениях Донецкого бассейна. В советской России развитию угольной промышленности отдавалось приоритетное значение. В период индустриализации, с началом широкого освоения богатых месторождений металлов на Урале и Западной Сибири, проводилось интенсивное техническое перевооружение и строительство новых угледобывающих предприятий. Получили развитие новые центры добычи угля на Урале, в Кузбассе и Восточной Сибири [1].

Что касается объема запаса угля, то Россия имеет твердые лидирующие позиции в мире. Стоит отметить, что еще далеко не все месторождения угля досконально изучены, по большей части это касается восточных районов России. Самым производительным и менее затратным способом добычи угля является открытый способ. Он применяется в тех бассейнах, которые находятся неглубоко от поверхности земли. К таким бассейнам относятся: Южно-Якутский и Канско-Ачинский бассейны, а также Харанорский и Райчихинский разрезы.

Уголь применяется в основном в трех областях промышленности: энергетике, черной металлургии и химической промышленности. Около 36,4 % уголь используется на электростанциях – ТЭЦ и ГРЭС, на экспорт уходит 31,8 % (рис.1).

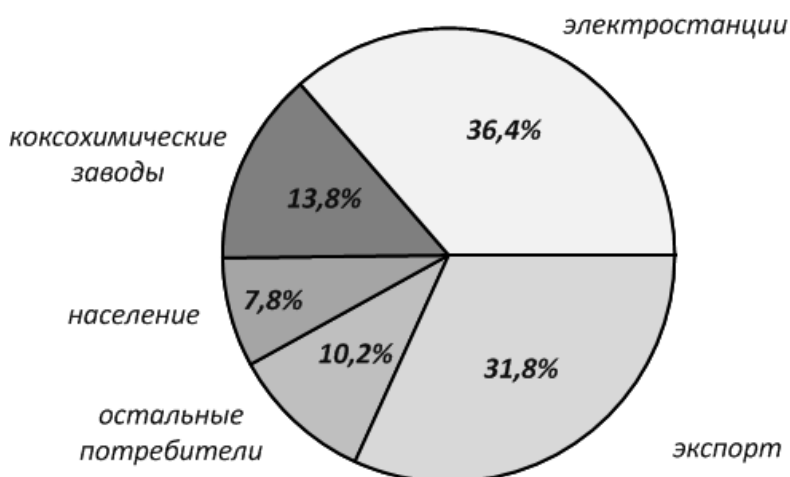


Рисунок 1. Процентное соотношения областей применения угля

Перспективы угольной промышленности:

- 1) Энергетика остается самой приоритетной отраслью экономики
- 2) Стабильная и обширная ресурсная база.
- 3) Возможность для экспортеров угля работать на различных рынках сбыта.

4) Дешевизна угля по сравнению со стоимостью прямых заменителей, стабильность цен угля.

Перспективы развития пока что упираются в реальность транспортных ограничений - как железнодорожных, так и портовых. Специфика российского угля в том, что основные добывающие мощности находятся достаточно далеко от портов. Железнодорожный тариф играет в перспективе определяющее значение. Если происходит какой-либо скачок тарифов относительно запланированных темпов, это выбивает угольщиков с рынка [2].

Развитие угольной промышленности в России напрямую зависит от благоприятной конъюнктуры мирового рынка угля. Именно этот показатель способен привлечь дополнительные инвестиции, что является основополагающим в угольной промышленности России. Безусловно, угольная промышленность в России требует доработок и дополнительной модернизации. Тем не менее, уголь активно используется в производстве на всей территории России [3].

В 2013 г. ОАО «Мечел» подписал несколько договоров с китайскими и южно-корейскими компаниями о поставке им коксующегося угля. В частности, в марте 2013 г. было подписано соглашение о поставке 960 тыс. тонн ежегодно коксующегося угля китайской компании "Baosteel Resources" ("дочка" компании "BaosteelGroup"). В апреле 2013 г. подобное соглашение было подписано с южно-корейской компанией "Posco" на поставку 500 тыс. т угля по технологии "PCI" (технология впрыска распыленного угля) ежегодно. В июле 2013 г. ОАО «Мечел» подписало меморандум с крупной китайской корпорацией "ShasteelGroup" о поставках ежемесячно от 40 тыс. т угля до 80 тыс. т через дальневосточные порты. Цена продукции будет определяться ежемесячно.

Распоряжением Правительства РФ от 24 января 2012 г. № 14-р утверждена Долгосрочная программа развития угольной промышленности России на период до 2030 г. (Далее - Программа). Целью Программы является реализация потенциальных конкурентных преимуществ российских угольных компаний в рамках осуществления долгосрочной государственной энергетической политики и перехода к инновационному социально-ориентированному типу экономического развития страны.

Большинство проблем угольной промышленности носят межотраслевой характер, и для их решения возникает необходимость координации с программами развития смежных отраслей. Проанализированны проблемы угольной отрасли в рамках подготовки Программы и возникающие вследствие необходимости решения данных проблем задачи (табл.1).

Таблица 1. Проблемы угольной отрасли

<i>Системные проблемы</i>	<i>Проблемы угольной отрасли</i>
Сокращение внутреннего спроса на уголь	Ухудшение условий разработки угольных месторождений
Высокая доля затрат на транспорт в цене угля	Отсталость горного хозяйства, изношенность основных фондов
Неразвитость транспортной инфраструктуры в новых районах добычи, «узкие места» в традиционных районах	Затянувшийся процесс реструктуризации угольной отрасли, значительный объем дополнительной социальной нагрузки
Не востребованность повышения качества и глубокой переработки	Низкая средняя рентабельность продаж угля
Короткие сроки кредитования и высокий уровень процентных ставок	Зависимость отрасли от импорта технологий и оборудования

Для развития внутреннего рынка угольной продукции и укрепления позиций России на мировом рынке угля разработаны мероприятия, предусматривающие возможность использования механизмов государственно-частного партнерства и венчурного финансирования:

1. Совершенствование нормативно-правовой базы для стимулирования использования угля на внутреннем рынке ТЭР.

2. Развитие железнодорожной и портовой инфраструктуры для диверсификации направлений поставки угольных грузов внутри страны и для увеличения полноты использования экспортного потенциала угольных компаний.

3. Повышение конкурентоспособности угольной продукции за счет использования внутренних резервов угольных компаний.

Ожидается, что внутри России спрос на уголь вырастет со 184 млн т в 2010 г. до 220 млн т в 2030 г., на внешнем рынке – со 115 млн т до 170 млн т. (табл.2).

Таблица 2. Ресурсы угольной продукции

Потребители	2011	2015	2020	2025	2030	2030 к 2011
	млн. тонн					
Тепловые электростанции	95,8	105	110	115	120	1,252
Нужды коксования	39,3	42	42	40	40	1,018
Коммунально-бытовые службы, население, АПК	23,9	20	18	16	14	0,586
Прочие:	29,3	20	30	40	45	1,536
в том числе глубокая переработка	-	-	-	10	15	-
Экспорт угля:	117,1	140	150	155	170	1,452
энергетического	105,4	115	115	115	125	1,186
коксуемого	11,7	25	35	40	45	3,846
Всего	305,4	327	350	366	389	1,274

Направление увеличения доли угля, подвергающегося глубокой переработке, достаточно перспективно и включает: переход на обогащение всего объема экспортного угля; замещение экспорта концентратов коксующихся марок экспортом кокса (в определенных пределах исходя из конъюнктуры рынка); производство синтетических жидких топлив и синтез газа; производство широкого спектра химических продуктов (полимеров и др.) при переработке угля; выработка из угля электрической и тепловой энергии, в том числе для экспортных поставок; извлечение из угля и продуктов его переработки высокоценных компонентов. Следует отметить, что на каждой стадии передела угля, добавленная стоимость возрастает от 30 до 150 %. При этом прямой экономический эффект заключается не только в росте стоимости, но и в разгрузке транспортной инфраструктуры, перевозящей готовый продукт, а не сырье. И самое главное – развитие промышленности страны, создание новых промышленных предприятий и рабочих мест.

Список литературы:

1. Промышленность Южного Урала в первой половине XIX века. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://cheloveknauka.com/promyshlennost-yuzhnogo-urala-v-pervoy-polovine-xix-veka#ixzz32jWbG3oX>, свободный. – Загл. с экрана
2. Торжество угля еще впереди. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rg.ru/2013/09/26/ugol.html>, свободный. – Загл. с экрана.
3. Использование угля в энергетике, перспективы развития. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://idealugol.ru/articles/ispolzovanie-uglya-v-energetike-perspektivy-razvitiya>, свободный. – Загл. с экрана.

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ РОССИИ

Д.С. Савченко, магистрант

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

г.Томск, Россия

keler@sibmail.com

В состав нефтяной промышленности России входят нефтедобывающие предприятия, нефтеперерабатывающие заводы и предприятия по транспортировке и сбыту нефти и нефтепродуктов. В отрасли действуют 28 крупных нефтеперерабатывающих заводов (мощность от 1 млн т/год), мини-НПЗ и заводы по производству масел. Протяженность магистральных нефтепроводов составляет около 50 тыс. км и нефтепродуктопроводов – 19,3 тыс. км.

В 2012 году добычу нефти на территории Российской Федерации осуществляла 301 организация, имеющая лицензии на право пользования недрами. По итогам 2012 г. объем национальной добычи нефтяного сырья увеличился по сравнению с 2011 г. на 6,6 млн т (+1,3 %) и составил в абсолютном выражении 518,0 млн т [1].

Географическими центрами роста нефтедобычи в Российской Федерации в 2012 году стали два региона: новые нефтедобывающие районы Восточной Сибири и Дальнего Востока и Европейская часть страны (за счет применения современных методов повышения нефтеотдачи на месторождениях традиционного добывающих регионов – Приволжского и Уральского федеральных округов). При этом наибольший прирост добычи был достигнут в регионе Восточной Сибири и Дальнего Востока +6,7 млн т (+11,9 % к уровню 2011 года). За 2012 год в регионе произведено 62,9 млн т нефти, основной рост добычи показали вертикально-интегрированные нефтяные компании (далее – ВИНК), увеличившие добычу на 6,7 млн т (+21,2 % к 2011 году).

В результате, по итогам года рост добычи показали две группы компаний-производителей нефти (суммарно ВИНК, мелкие и средние производители). При этом: по группе ВИНК суммарный прирост добычи в сравнении с 2011 годом составил +5,5 млн т (+1,2 %); по группе малых и средних добывающих компаний прирост добычи составил +2,1 млн т (+4,5 %); операторы СРП снизили объем добычи на 1,0 млн т (-6,6 процента).

В 2013 году США вышла в лидеры по добыче нефти, вытеснив Россию с первого места. В январе-сентябре 2013 года США увеличила добычу по сравнению с аналогичным периодом прошлого года на 1,1 млн баррелей в день. Большинство остальных стран либо снижали добычу, либо прирост был не таким внушительным по объему. Канада увеличила добычу за это же время на 250 млн баррелей в день, Россия — на 134 тыс. баррелей в день, Ирак – на 111 тыс. баррелей в день [2].

Таблица 1. Рейтинг стран по объему добычи нефти по итогам 2012 года

№	Изменение места за 2012 год	Страна	Добыча нефти в 2012 г., млн бар	Изменение по сравнению с 2011 г., %	Доля в мировой добыче, %
1	0	Россия	3795,40	1,30%	12,70%
2	+1	США	3656,30	10,90%	12,20%
3	-1	Саудовская Аравия	3572,20	5,30%	11,90%
4	0	Китай	1540,90	2,70%	5,10%
5	+1	Канада	1368,80	5,30%	4,60%
6	+2	Ирак	1090,30	12,10%	3,60%
7	-2	Иран	1087,00	-17,90%	3,60%
8	-1	Мексика	1068,70	-0,70%	3,60%
9	+1	Кувейт	1023,30	10,50%	3,40%
10	+1	ОАЭ	960,40	4,60%	3,20%

В числе факторов, сдерживающих добычу в России, следует выделить недостаточную ресурсную базу отрасли. В 2012 году не было введено в эксплуатацию новых месторождений, которые могли бы заметно улучшить динамику производства в отрасли. Можно упомянуть только начало эксплуатации Западно-Хоседаюского месторождения в НАО, а также пробную добычу на Новопортовском месторождении в Ямало-Ненецком АО.

Ранее планировалось, что в 2012 году начнется добыча на Приразломном месторождении на шельфе Печорского моря. Однако начало добычи несколько раз откладывалось. По последним данным добыча на этом месторождении отложена до осени 2013 года [3].

В 2012 году были проданы последние более-менее крупные месторождения из госрезерва, относящиеся к разряду стратегических: Лодочное (запасы 43 млн тонн), Имилорское (193 млн тонн) и Северо-Рогожниковское (146 млн тонн). Эти месторождения при их запуске в эксплуатацию через 2–3 года, способны поддержать добычу в России на текущем уровне, но для улучшения динамики следует осваивать шельф и более глубокие пласты на суше, для чего потребуются многомиллиардные инвестиции.

Таблица 2. Добыча нефти в регионах России

№	Регион	2012 г., млн. т	2012/2011, %	01.09.2013 г., млн. т	в % к 01.09.2012
1	Ханты-Мансийский АО	258	98,4	189,9	97,9
2	Ямало-Ненецкий АО	36,4	102	28,5	106,1
3	Республика Татарстан	32,7	100,5	24,6	100,3
4	Оренбургская обл.	22,8	100	17,1	100,4
5	Красноярский край	18,5	121,6	16,1	121,4
6	Республика Башкортостан	14,9	102,9	11,5	103,2
7	Самарская обл.	14,7	103,4	11,4	103,4
8	Сахалинская обл.	14,1	92,4	10,1	96,1
9	Пермский край	13,8	104,8	10,6	102,9
10	Республика Коми	13,7	102,6	10,2	100,4
11	Ненецкий АО	13,5	88,9	9,6	95,4
12	Томская обл.	12,3	103	8,6	94,8
13	Удмуртская Республика	10,8	100,7	8,1	100,4
14	Иркутская обл.	10	152,9	8,3	113,6
15	Республика Якутия	6,8	121,5	5,5	110,9

Среди нефтедобывающих регионов наибольший прирост добычи в тоннах в январе-сентябре 2013 года по сравнению с аналогичным периодом прошлого года зафиксирован в Красноярском крае – на 2,8 млн тонн. Рост добычи высокими темпами в этом регионе продолжается уже четвертый год за счет освоения компанией «Роснефть» Ванкорского месторождения [4].

Высокие темпы роста сохраняются в Иркутской области и Республике Якутия, на которые суммарно пришлось 1.5 млн тонн прироста. В первом случае рост обеспечивается эксплуатируемым «Роснефтью» Верхнечонским месторождением, во втором случае – несколькими месторождениями, разрабатываемыми компанией «Сургутнефтегаз».

Вместе с тем, сохраняется отрицательная динамика добычи в основном нефтеносном регионе страны – Ханты-Мансийском АО. В отчетном периоде сокращение составило в го-

довом сравнении 2,1 % или на 4 млн тонн в тоннаже. Снижение добычи в регионе наблюдается уже не первый год и, скорее всего, сохранится до тех пор, пока не начнется активная разработка месторождений трудноизвлекаемой нефти, запасы которых в округе достаточно велики [5].

Правительство предприняло ряд мер для стимулирования инвестиций в отрасли. В частности, в 2012 году были введены льготы на экспортную пошлину нефти из трудноизвлекаемых месторождений – ставка составила 10 % от базовой величины.

В июле 2013 года был принят закон о дифференциации налога на добычу полезных ископаемых для трудноизвлекаемых запасов нефти, который предусматривает дифференциацию ставки НДС в зависимости от показателя проницаемости коллектора, степени выработанности месторождения и размера нефтенасыщенного пласта (вводятся понижающие коэффициенты от 0 до 0.8) [6].

Этим меры могут ускорить рост нефтедобычи в среднесрочной перспективе, однако в ближайшие два года темпы роста будут оставаться сравнительно небольшими. Улучшение динамики ожидается только после 2016 года, когда ожидается ввод в эксплуатацию Юрубчено-Тохомского и Куюмбинского месторождений.

Цена нефти на внутреннем рынке в январе-сентябре 2013 года изменялась разнонаправленно, но в среднем цены были выше, чем в прошлом году. В среднем за девять месяцев цена производителей нефти, согласно данным Росстата, составила 10 549 руб. за тонну, что на 2,1 % выше, чем в среднем за январь-сентябрь 2012 года. Для сравнения, за этот же период цена нефти Urals на внешнем рынке сократилась на 2,9 %. Спрос на российскую нефть на внутреннем рынке со стороны нефтепереработки в текущем году растет, тогда как поставки нефти за рубеж снижаются [7].

Согласно данным Федеральной таможенной службы (ФТС), экспорт нефти из РФ в январе-сентябре текущего года по сравнению с аналогичным периодом прошлого года снизился на 1,3 % до 175,4 млн тонн. При этом экспорт в страны Дальнего Зарубежья снизился на 1,6 % до 153,6 млн тонн, а в страны СНГ вырос на 1,0 % до 21,8 млн тонн.

Снижение экспорта в страны дальнего зарубежья происходит из-за сокращения поставок в Европу, тогда как поставки российской нефти в восточном направлении увеличиваются. При этом спрос на российскую нефть в Европе сохраняется. Об этом свидетельствует тот факт, что спред между ценой нефти Brent и Urals опустился до рекордно низкого уровня. При этом в июле этот показатель был отрицательным, то есть Urals на бирже стоила дороже Brent [8].

Согласно Концепции долгосрочного социально-экономического развития РФ до 2025 года перед Россией стоит задача реализовать и укрепить уже имеющиеся конкурентные преимущества в энерго-сырьевых отраслях и создание новых конкурентных преимуществ, связанных с диверсификацией экономики [9].

Цели государственной политики в нефтегазовом комплексе – развитие сырьевой базы, транспортной инфраструктуры, перерабатывающих мощностей и увеличение доли продукции с высокой добавленной стоимостью в производстве и экспорте нефтегазового комплекса.

В результате добыча нефти в 2020 году возрастет до 545 млн т, экспорт нефти – 255–265 млн т и переработка нефти – 235–280 млн тонн.

Приоритетными направлениями развития в нефтегазовом комплексе станут:

наименование показателя	2010	2011	2012	2013	2014		2015		2016	
					I	II	I	II	I	II
Объем добычи нефти, млн тонн	505,3	512,4	516,8	516	515	530,4	515,5	524	517	527,8
Объем экспорта нефти, млн тонн	250,5	244,3	239,9	234,5	234,1	241,1	235,6	239	239,6	244,6
Объем производства нефти в стоимостном выражении, млрд руб	8985,3	12316,2	13370	12725,4	12411,4	12783,7	12725	12941,3	13032	13305,6

- Реализация перспективных проектов строительства трубопроводов;
- Стимулирование инвестиций в разработку месторождений и развитие транспортной инфраструктуры;
- Формирование и развитие новых крупных центров добычи нефти и газа;
- Разработка месторождений на шельфе;
- Повышение эффективности использования энергетических ресурсов в отраслях экономики;
- Стимулирование внедрения перспективных технологий добычи и переработки нефти и газа.

Список литературы:

1. Рейтинговое агентство «РИА Рейтинг» // [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://riarating.ru/countries_rankings/20130219/610541262.html, свободный.
2. Федеральное агентство по недропользованию - Роснедра // [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rosnedra.gov.ru/article/74.html>, свободный.
3. Центральное диспетчерское управление топливно-энергетического комплекса // [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.cdu.ru/>, свободный.
4. Информационный сайт по экономике // [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://ekportal.ru/list-c-news.html>, свободный.
5. Деловой журнал "Эксперт" // [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://expert.ru/siberia/2012/15/na-predele-vozmozhnostej/>, свободный.
6. Министерство энергетики РФ // [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://minenergo.gov.ru/activity/oil/>, свободный.
7. Информационно-аналитический портал «Финансовая газета» // [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://fingazeta.ru/budget/pessimisty-vs-optimisty-189911/>, свободный.
8. Информационное агентство "Финмаркет" // [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.finmarket.ru/news/3524079>, свободный.
9. Министерство экономического развития // [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.economy.gov.ru/>, свободный.

УРАН: ЗАПАСЫ, ДОБЫЧА, ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Ю.П. Загайнова, магистрант, Н.В. Шишка, магистрант, А.П. Шубенкина, магистрант
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
г. Томск, Россия
zagainova_yulya@inbox.ru

Опыт прошлого свидетельствует, что проходит не менее 80 лет, прежде чем одни основные источники энергии частично заменяются другими – дерево заменил уголь, уголь – нефть, нефть – газ, химические виды топлива заменила атомная энергетика. История овладения атомной энергией - от первых опытных экспериментов - насчитывает около 75 лет, когда в 1939г. была открыта реакция деления урана. Сегодня примерно 17 % мирового производства электроэнергии приходится на атомные электростанции (АЭС).

Все большее количество стран сегодня приходят к необходимости начала освоения мирного атома. На сегодняшний день в мире обозначилась тенденция, получившая название «ядерный ренессанс». Самые скромные прогнозы говорят о том, что в перспективе 2030 года на планете будет эксплуатироваться до 500 энергоблоков (для сравнения, сейчас их насчитывается 435).

Ежегодно атомные станции в Европе позволяют избежать эмиссии 700 миллионов тонн CO₂, а в Японии – 270 миллионов тонн CO₂. Действующие АЭС России ежегодно предотвращают выброс в атмосферу 210 млн тонн углекислого газа. По этому показателю наша страна находится лишь на четвертом месте в мире.

Больше всего АЭС (63 АЭС, 104 энергоблока) эксплуатируется в США (рис.1). На втором месте идет Франция (58 энергоблоков), на третьем – Япония (50 блоков). Для сравнения: в России эксплуатируется 10 АЭС (33 энергоблока).

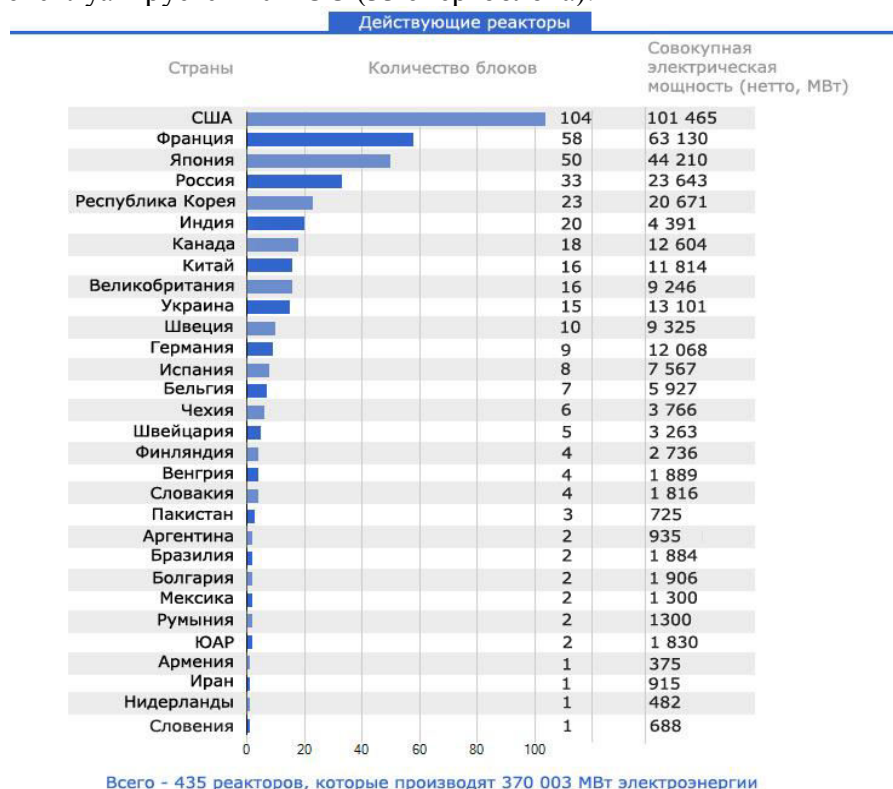


Рисунок 1. Рейтинг стран по количеству действующих реакторов

Крупнейшая в мире АЭС – это Kashiwazaki Kariva (Япония) мощностью 8200 МВт (7 реакторов типа BWR установленной мощностью 110–1356 МВт). Самая крупная в Европе – это Запорожская АЭС (Украина) мощностью 6000 МВт (6 реакторов ВВЭР-1000). В России

наибольшую мощность имеют Балаковская, Ленинградская, Калининская и Курская АЭС (по 4 реактора мощностью 1000 МВт каждый) [1].

В ходе масштабных научных и геологических исследований второй половины XX в. установлено, что уран достаточно распространен в природе. По содержанию в кристаллических породах он занимает 48-е место среди других элементов. Он был обнаружен даже в морской воде (в концентрации 150 мкг / м³) и в тканях растений, животных и человека, в микроскопических количествах. В земной коре его в тысячу раз больше, чем золота, в 30 раз больше, чем серебра, и почти столько же, сколько свинца и цинка [2].

Мировые разведанные запасы урана, которые могут быть извлечены с затратами не более 130 долл/кг урана, составляют сегодня около 5,4 млн тонн урана. Примерно 95 % их сосредоточено в 13 странах мира (рис. 2).

№	Страна	Запасы (тыс. т)	Запасы (%)
1	Австралия	1243	23%
2	Казахстан	817	15%
3	Россия	566	10%
4	Канада	425	8%
5	ЮАР	425	8%
6	США	342	6%
7	Бразилия	278	5%
8	Нигер	274	5%
9	Намибия	274	5%
10	Украина	200	4%
11	Узбекистан	111	2%
12	Индия	73	1%
13	Китай	68	1%
Другие страны		270	5%
Мировые запасы		5 500 000	

Рисунок 2. Мировые запасы урановых руд по странам (2012 г.)

Совокупный объем неразведанных ресурсов (прогнозируемых и предположительных запасов), по данным МАГАТЭ, составляет 10,4 млн тонн урана. Из них 6,5 млн тонн урана с затратами на извлечение не более 130 долл/кг урана и 0,37 млн тонн урана с затратами от 130 до 260 долл/кг урана. На остальные 3,6 млн тонн урана издержки не определены. Исходя из оценки темпов потребления урана, ресурсов объемом 5,4 млн тонн урана с затратами не более 130 долл/кг урана хватит примерно на 90 лет [3].

Основные потребители урана (Франция, Япония, Великобритания, Южная Корея, Тайвань) не располагают разведанными эффективными запасами урана и импортируют его.

В России основные промышленные запасы урана сосредоточены на четырех территориях (рис.3):

- Читинская область: Приаргунское месторождение (ОАО «ППГХО», Крас-нокаменск), Орловское месторождение (ЗАО «ОГХК», Чита), Горное и Березовское месторождения (ЗАО «Горное», Чита);
- Курганская область: Далматовское и Хохловское месторождения (ЗАО «Далур», село Уксянское);
- Республика Бурятия: Хиагдинское урановое месторождение (ОАО «Хиагда», пос. Бакдарин);
- Республика Якутия: Лунное месторождение (ЗАО «Лунное», Алдан) и Эльконское месторождение (ЗАО «Эльконский ГМК», Томмот) [1].



Рисунок 3. Запасы урана в России в %

Показатели запасов урана еще не отражают реальной картины с добычей сырья. Мировая добыча природного урана составляет сегодня около 54 тыс. тонн в год [11].

Добычей урана в России занимается Урановый холдинг «АРМЗ» (ОАО «Атомредметзолото») – один из лидеров мировой добычи урана, входящий в пятерку крупнейших уранодобывающих компаний по объему производства (5173,4 тыс. тонн в 2011 году) и занимающий второе место в мире по объему минерально-сырьевой базы урана (726,5 тыс. тонн на 1 января 2012 года).

79,49 % акций ОАО «Атомредметзолото» принадлежат ОАО «Атомэнергопром».

АРМЗ управляет всеми уранодобывающими предприятиями в России, а также за счет долей в совместных предприятиях контролирует более 20 % урановых запасов Казахстана.

Урановый холдинг «АРМЗ» также широко представлен и в других странах: компания инициировала совместные проекты по геологоразведке и добыче урана в Монголии, Намибии, Армении и Украине.

Казахстан, Канада и Австралия добывают 62 % мирового урана. А десять ведущих стран, которые добывают на своей территории более 1 тыс. тонн урана в год, дают около 94 % мировой добычи урана [4].

Следует иметь в виду, что абсолютно точных данных по добыче урана нет, к тому же добыча урана в разных странах постоянно меняется. Поэтому данные, составленные по оценкам Всемирной ядерной ассоциации (WNA), могут несколько отличаться от данных национальных агентств, стран, добывающих уран.

Например, в 2010 году существенно увеличили (по сравнению с 2009 г.) добычу урана на своей территории такие страны, как Индия (+38 %), Нигерия (+29 %), Казахстан (+27 %) и США (+14 %). Некоторые страны, например Намибия, Индия, Казахстан и другие, заявили о дальнейшем наращивании добычи урана на своей территории. Намибия будет удваивать добычу, планируя довести ее к 2015 году примерно до 12 тыс. тонн за счет разработки новых урановых залежей на месторождении Намибплаас. Казахстан намерен в 2012 году увеличить добычу почти на 1,5 тыс. тонн, за счет бурения новых скважин, доведя ее до 19,2 тыс. тонн в год [3].

Рассмотрим экономическую сторону этого вопроса. Рост цен на уран существенно опережает рост цен на углеводороды, что делает рентабельной разработку месторождений с относительно малым содержанием урана в руде. Стоимость 1 кг урана в 2006 г. была равна 97 долл., в 2007 г. – 165 долл., в 2008 г. – 178 долл., в 2010 г. – около 300 долл. Дальнейшая динамика цен будет зависеть от степени развития добывающей промышленности и ее способности удовлетворить растущий спрос на уран.

Между тем потребность в природном уране в мире возрастает. В 2011 году производство урана во всем мире лишь на 80% покрывало потребности, остальная часть покрывалась за счет запасов и МОКС-топлива. В целом, необходима добыча урана на новых рудниках, для удовлетворения спроса, который, как ожидается, будет расти на 2–3 % в год, за счет потребности на ядерную энергию, особенно в Китае, Индии, России, Южной Корее и странах Ближнего Востока. Китай собирается возобновить рассмотрение проектов строительства новых АЭС, приостановленное после аварии на АЭС «Фукусима-1» для оценки и подтверждения безопасности существующих и предусмотренных проектами энергоблоков (текущая оценка – 70 ГВт к 2020 году по сравнению с 10 ГВт в 2010 году). На ядерной программе России положительно сказывается стабильная государственная политика в области энергетики, которая поддерживает использование ядерной энергии не только внутри страны, но и за рубежом. Об этом свидетельствует недавно подписанный Россией и Белоруссией договор о строительстве российскими специалистами двухблочной Белорусской АЭС, а также госкредит, предоставляемый Россией Индии на строительство двух дополнительных энергоблоков АЭС «Куданкулам» [5]. Развитие атомной энергетики в Индии (текущая оценка – 63 ГВт к 2032 году по сравнению с 4,4 ГВт в 2010 году) – один из основополагающих аспектов национальной политики по повышению уровня жизни населения. Во II кв. 2012 г. ОАЭ предоставили экологические и строительные разрешения на строительство четырехблочной АЭС «Барака», а соседняя Саудовская Аравия намерена построить 16 АЭС [4].

После аварии на АЭС «Фукусима-1» страны, активно использующие ядерную энергию, провели тщательный анализ и оценку безопасности существующих и предусмотренных проектами станций и занимаются модернизацией процессов и оборудования, намереваясь и дальше развивать эту отрасль.

Анализируя общие мировые энергетические тенденции, можно отметить, что:

- Экономические проблемы в мире отвлекли внимание от энергетической политики.
- События на АЭС «Фукусима-1» подняли вопрос о корректировке инвестиционных планов по реализации ядерно-энергетических программ.
- Выбросы CO₂ подскочили до рекордного уровня.
- Энергоэффективность мировой экономики ухудшается последние 2 года подряд.
- Расходы на импорт нефти находятся вблизи рекордной отметки.
- Спрос на первичные энергоресурсы к 2035 году возрастет на 4200 млн т н.э. по отношению к 2012 году. Необходимо обеспечить ежегодный прирост мощностей 0,9 % при росте населения с 6,7 млрд в 2008 году до 8,5 млрд в 2035 году [4].

Список литературы:

1. Сайт Госкорпорации по атомной энергетике «Росатом» [Электронный ресурс]: Режим доступа: <http://www.rosatom.ru>, свободный;
2. Бекман И. Н. Урановое производство. Учеб. пособие. М.: Московский государственный университет им. М. В. Ломоносова, 2009;
3. Материалы сайта «Мирный атом» [Электронный ресурс]: Режим доступа: <http://www.mirnyiatom.ru>, свободный;
4. Уран 2011: запасы, добыча, спрос. Совместный отчет Агентства по ядерной энергии ОЭСР и Международного агентства по атомной энергетике 2012;
5. Энергетическая стратегия России на период до 2035 года, Министерство энергетики Российской Федерации;

АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ ДОБЫЧИ СЛАНЦЕВОГО ГАЗА

Е.А. Тугаринова, магистрант
Национальный Исследовательский Томский политехнический университет
г. Томск, Россия
tugarinovaek@gmail.com

В настоящее время одной из наиболее обсуждаемых и актуальных тем в газовом бизнесе является оценка перспектив развития добычи сланцевого газа, прежде всего, в зарубежных странах. Как показывает статистика, Международного энергетического агентства, США впервые с 1949 года стали чистым экспортером нефтепродуктов. По добыче газа США обошли Россию еще в 2009 году, став главным мировым производителем. С 2005 года добыча газа в Штатах выросла на 18 %, в основном, благодаря сланцевому газу, а в России – практически не изменилась. На США и Россию приходится 37,7 % мировой добычи газа [2].

Этот феномен позволил говорить о так называемой «сланцевой революции» и вызвал широкий интерес к возможности добычи СГ в других странах. На волне всеобщего оптимизма некоторые эксперты даже говорили о том, что запасы сланцевого газа в мире неисчерпаемы. Хотя опыт добычи несколько поумерил возникший оптимизм, в долгосрочной перспективе сланцевый газ сулит весьма существенные выгоды странам, находящимся в жёсткой зависимости от импорта природного газа (страны ЕС, Украина, Китай, США и др.)

Лидером в области добычи сланцевого газа на сегодня являются США, где соответствующие технологии начали разрабатываться рядом частных компаний при активной государственной поддержке ещё в начале 80-х годов. Первым экспериментально-промышленным газсланцевым месторождением стало Barnett Shale, находящееся в США в штате Техас. В 2002 году началось промышленное горизонтальное бурение компаниями Devon Energy и Chesapeake Energy. Последняя на сегодняшний день занимает ведущее положение в области добычи СГ.

Добыча сланцевого газа в США росла быстрыми темпами (более 45 % в год, начиная с 2005 г.), и в результате к 2009 году США удалось выйти на первое место в мире по добыче природного газа (593,4 млрд куб. м, что составляет 20,1 % всего добытого в мире газа; 23 % при этом пришлось на СГ), опередив Россию (582,3 млрд кубометров) [2] и значительно снизить импорт газа. США сохраняют лидерство: в 2011 году в стране было добыто 651,2 млрд куб. метров газа (20 % мировой добычи), в то время как в России – всего 607 млрд кубометров (18,5 %) [2]. Правда, при этом стоит отметить, что потребление газа в США в 2011 году составило 690,1 млрд кубометров (80,1 млрд куб. метров – импорт), т.е. уровень самообеспечения страной ещё не достигнут. Разведанные запасы сланцевого газа в США составляют 24 трлн куб. метров, при этом из них только 3,6 трлн. являются технически извлекаемыми.

По оценкам компании BP, к 2030 году 63 % газа в США будут добываться из сланца и угольных пластов [6, с. 35]. По прогнозу МЭА, к 2035 году эта доля вырастет до 71 % [7, с. 106]. Предполагается, что именно в результате снижения потребности США в импорте природного газа «Газпром» отложил на неопределённое время освоение Штокмановского месторождения (одного из крупнейших в мире газовых месторождений), газ из которого планировалось поставлять главным образом в США. Экспорт газа США планирует начать в 2016 году, после постройки терминалов сжиженного газа. Однако, по другим оценкам, США сможет начать экспортировать сланцевый газ в товарных количествах лишь к 2035 году. Столь впечатляющий успех дал основание называть опыт США «сланцевой революцией», результатом которой стало резкое снижение мировых цен на природный газ [7, с.107] и всплеск интереса к возможности добывать СГ в других странах. Наибольшими запасами сланцевого газа обладают Китай (36 трлн куб. метров), США (24 трлн) и Аргентина (21 трлн.). На четвёртом месте находится Мексика (19,2 трлн. куб. метров). На данный мо-

мент ведется активная разведка месторождений в Канаде, Европе (Польша, Дания, Швеция, Украина, Великобритания), Австралии, Израиле и других странах. В Канаде уже обнаружены крупные месторождения сланцевого газа в Британской Колумбии, Альберте, Квебеке и других районах. Наиболее перспективным считается месторождение Utica Shale (Квебек). Его запасы оцениваются приблизительно в 113 млрд. кубометров. Разведанные запасы СГ в Канаде составляют около 11 трлн. куб. метров [7, с. 109].

В Австралии залежи горючего сланца обнаружены в бассейнах Cooper, Canning, Maryborough и Perth. В середине 2011 года в бассейне Cooper была успешно добыта первая партия СГ. Правда, в ближайшие годы резкий рост добычи сланцевого газа в этих районах нежелателен из-за проблем с транспортировкой, высокой стоимости рабочей силы и геологоразведочных работ [7, с. 109]. Австралийские запасы сланцевого газа составляют 11,2 трлн куб. метров. Однако пока сланцевый газ является сугубо региональным фактором, который имеет существенное влияние только на рынок стран Северной Америки, прежде всего США. В остальных регионах мира в товарных количествах СГ пока не добывается, хотя его месторождения есть во многих странах. В феврале 2012 года компания Exxon Mobil объявила о том, что проведенные в Польше геологоразведочные работы не подтвердили наличие достаточных запасов для коммерческой добычи. Заметим, что первоначально объем польского СГ оценивался как весьма значительный (от 346 до 768 млрд куб. метров в зависимости от метода оценки) [7, с. 123]. Аналогичная ситуация произошла в Венгрии (разведку проводила также Exxon Mobil) и Швеции (Royal Dutch Shell). К слову, в США действует эффективная система государственной поддержки предприятий, занимающихся добычей сланцевого газа. Без аналогичной поддержки в других странах добыча СГ вряд ли будет рентабельна. Кроме того, добыча сланцевого газа сопряжена с высокими экологическими рисками.

Одним из наиболее серьезных препятствий на пути к повсеместной добыче сланцевого газа является высокий риск причинения ущерба окружающей среде, обусловленный несколькими обстоятельствами. Во-первых, применяемая при добыче технология гидроразрыва пласта требует использования большого количества токсичных химикатов (от 80 до 300 тонн на один разрыв). Несмотря на то, что гидроразрывы проводятся гораздо ниже уровня грунтовых вод, почвенный слой, грунтовые воды и воздух всё равно заражаются токсичными веществами за счет их просачивания в поверхностные слои почвы через трещины, образовавшиеся в толще осадочных пород. Помимо этого, частые гидроразрывы приводят к повышению проницаемости сланцевого пласта. Это является причиной утечки метана в верхние слои почвы и попаданию его в воздух и приводит к усилению парникового эффекта на планете.

Общий объем потерь метана при добыче газа, по оценкам Агентства по охране окружающей среды США, составляет 3,6–7,9 %. 22 Потери метана при добыче других видов ископаемого топлива куда ниже.

Во-вторых, наиболее успешные сланцевые месторождения относятся к палеозойской и мезозойской эре (542–250 и 250–66 млн лет назад соответственно) и имеют высокий уровень гамма-излучения. В результате гидроразрыва радиация неизбежно попадает в верхний слой осадочных пород. По этой причине в районах добычи сланцевого газа наблюдается значительное повышение радиационного фона [5].

Наконец, добыча СГ требует значительных запасов воды вблизи месторождений, так как только для одного гидроразрыва используется в среднем 7500 тонн смеси воды, песка и химикатов. В результате рядом с месторождениями часто скапливаются значительные объемы отработанной загрязненной воды, которая не утилизируется добывающими компаниями с соблюдением экологических норм [5].

Экологическая проблема наряду с использованием большого количества воды для осуществления гидроразрывов является наиболее существенной для развития сланцевой добычи в густонаселенных районах. Отметим, что в США СГ добывается преимущественно в малонаселенных и пустынных районах (штаты Техас, Пенсильвания, Арканзас и др.). При этом наносимый вред экологии региона сланцевого бассейна в Пенсильвании уже носит характер экологической катастрофы.

В Европе, где экологическое законодательство намного жёстче американского, а плотность населения значительно выше, с добычей СГ могут возникнуть трудности. Некоторые европейские страны, например Франция, Чехия, Болгария и Румыния, уже запретили у себя добычу сланцевого газа, мотивировав это именно экологическими соображениями [3]. 2.2

Необходимо отметить, что добыча сланцевого газа пока сопряжена с целым рядом трудностей. Причин тому несколько:

- Высокие экологические риски.
- Высокие инвестиционные риски.
- Горизонтальное бурение, несмотря на применение новейших технологий, на данный момент обходится примерно в 4 раза дороже вертикального. Вследствие этого себестоимость добычи СГ на порядок выше традиционного – в США она составляет, по разным оценкам, от 150 до 200 долл. за тысячу кубометров.
- Месторождения сланцевого газа быстро истощаются (примерно 8–12, иногда не более 5 лет по сравнению с 30–40 у «традиционных» скважин).
- СГ имеет значительно более низкий КПД по сравнению с традиционным газом.
- В общей структуре запасов газа СГ занимает, по разным оценкам, не более 4 % [5].
- У США ушло более 20 лет на разработку технологий добычи СГ. Даже с учётом того, что сегодня эти технологии доступны другим странам, им может потребоваться весьма значительное время, чтобы освоить у себя добычу СГ.

Однако, несмотря на вышеперечисленные негативные факторы, большинство экспертов считает добычу сланцевого газа весьма многообещающей, поскольку в долгосрочной перспективе она позволит многим странам как диверсифицировать импорт газа, так и добывать его самостоятельно для внутреннего потребления. Международное энергетическое агентство (МЭА) в своём прогнозе развития газодобывающей отрасли отводит сланцевому газу существенную роль в формировании будущего газового рынка. Будущее сланцевого газа выглядит особенно оптимистично на фоне прогнозов о том, что через два с лишним десятилетия природный газ займет второе место после нефти в структуре мирового энергобаланса [7, с. 77].

В частности, по прогнозам, Китай, обладая крупнейшими в мире запасами СГ (36 трлн кубометров) сможет в ближайшем будущем покрыть за счёт этого до 7 % своего потребления газа, что, учитывая объём промышленного производства в этой стране, очень существенно [4]. Однако возможности добычи СГ в Китае ограничиваются высокой плотностью населения и недостаточным количеством воды для осуществления гидроразрывов. Правительство Мексики в настоящее время рассматривает две энергетические стратегии до 2026 года. Обе из них предусматривают разработку собственных газсланцевых месторождений. В первом случае, будет разрабатываться только месторождение Eagle Ford Shale, во втором, дополнительно La Casita. К 2026 г. предполагается достичь объёмов производства 14 или 34 млрд. куб метров в год соответственно [7, с.111].

В Европе возможностей добывать СГ пока значительно меньше из-за большой плотности населения и жёсткого экологического законодательства, однако запасы СГ там весьма велики. Учитывая острое желание многих европейских стран (например, Польши) избавиться от жесткой потребности в импорте российского газа, начало разработки европейских сланцевых месторождений является просто вопросом времени.

Россия – мировой лидер по доказанным газовым запасам, которые составляют 44,6 трлн куб. метров (21,4 % мировых запасов) [6, с. 20]. Благодаря этому, а также благодаря низкой себестоимости добычи природного газа, наша страна на сегодняшний день является монополистом на газовом рынке. Однако ситуация в скором времени может кардинально измениться. Американская «сланцевая революция» уже существенно изменила ценообразование на мировом рынке газа, приведя к существенному снижению цен на газ в 2008–2011 гг. Рост добычи газа в США помешал планам «Газпрома» по расширению своего присутствия на американском газовом рынке и создал конкуренцию на рынке сжиженного природного га-

за (СПГ), где Россия планирует занять достойное место благодаря осуществлению своих проектов на Штокмане, Ямале и Дальнем Востоке. Хотя доказанные запасы газа в США значительно меньше (8,5 трлн кубометров, 4,1 % мировых запасов) [6, с. 20], за счёт «сланцевой революции» стране уже удалось значительно снизить импорт газа. В скором времени США может достичь уровня полного обеспечения «голубым топливом», а в перспективе наверняка сможет его экспортировать, пусть и в не очень больших количествах [4]. Несмотря на объективные трудности, добыча СГ в других странах может начаться уже в этом десятилетии, что сулит России потерю многих рынков сбыта.

В 2011 году украинская компания «Нафтогаз» подписала соглашение с компанией Exxon Mobil о совместном проведении геологоразведочных работ в Днепровско-Донецком бассейне. В этом же году австралийская компания Hawkleу успешно провела в этом бассейне первую экспериментальную добычу сланцевого газа. Запасы технически извлекаемого СГ в Украине оцениваются в 1,2 трлн куб. метров. При этом украинское правительство крайне заинтересовано в снижении зависимости страны от импорта российского газа. Впрочем, возможность добычи СГ на Украине пока сдерживается целым рядом объективных факторов, в частности, плохим инвестиционным климатом [7, с. 130]. Необходимо помнить, что серьёзную конкуренцию России на газовом рынке составляют ещё и производители сжиженного природного газа (СПГ) – США, Канада, Австралия, Норвегия и Катар [4]. В результате в скором времени Россия в лице «Газпрома» рискует потерять своё лидирующее положение на мировом рынке газа. Согласно прогнозу МЭА, доля российских и ближневосточных производителей газа на международном рынке к 2035 году упадет с нынешних 45 % до 35 % [7]. Россия при этой уступит лидерство США, на третьем месте будет Китай. Крупными экспортёрами станут также Австралия и Канада.

Что же касается добычи СГ в России, то «Газпром» пока не намерен заниматься этой темой, сосредоточившись на добыче сланцевой нефти. Тем более что запасы СГ в России, по оценкам «Газпрома», не так велики – всего 83,7 млрд куб метров [5]. Учитывая огромные запасы «традиционного» газа и низкую себестоимость его добычи, разрабатывать их пока нет никакого смысла.

Список литературы:

1. Виноградова О. «Сланцевый газ: миф или бум?» // «Нефтегазовая Вертикаль», № 25–26, 2009 г. стр. 24–28;
2. Ткаченко И.Ю., Бриллиантов Н.Д. «Сланцевый газ: анализ развития отрасли и перспектив добычи» // Российский внешнеэкономический вестник, 2012, №11, с. 43–54;
3. Чуев Д.Э. «Сланцевая революция» и мировой рынок нефтесервисных услуг» // Бурение и нефть, июнь 2013
4. Газпром потеряет азиатские рынки [Электронный ресурс]: Информационно-аналитический портал «Экономическая безопасность», 18 окт. 2012 г., URL: <http://www.ekonbez.ru/news/cat/15961>;
5. Сланцевый газ, мифы и перспективы мировой добычи [Электронный ресурс]: Информационный портал «Пронедра», 23.12.2011, URL:<http://pronedra.ru/gas/2011/12/23/slancevyj-gaz/>;
6. BP Energy Outlook 2030, January 2012;
7. IEA, Golden Rules for a Golden Age of Gas.

УГОЛЬ: ЗАПАСЫ, ДОБЫЧА, ПЕРСПЕКТИВЫ, ПРОБЛЕМЫ

Р.А. Гусев, В.А. Данилин, магистранты;
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
г. Томск, Россия
dreddock@mail.ru - Гусев Р. А., danilin.vyacheslav@mail.ru - Данилин В.А.

Введение. Современное состояние угольной отрасли в России

В настоящее время уголь занимает ключевое место в доле структуры производства энергии. Угольная промышленность России, обладая значительными разведанными и прогнозными запасами угля, имеет все возможности для эффективного их извлечения и использования в целях стабильного обеспечения внутренних потребностей в угольной продукции и развития экспортных поставок. Отрасль одна из первых в ТЭК России, после проведенных структурных преобразований, полностью адаптирована к рынку: производство и реализация продукции осуществляется частными предприятиями в условиях рыночного ценообразования, финансирование инвестиционных проектов осуществляется за счет собственных и привлеченных средств (около одной трети общего объема инвестиций).

В процессе развития угольная промышленность прошла несколько этапов, которые можно характеризовать как ее жизненный цикл – это этап зарождения (с начала XVIII до середины XIX века); этап роста (с середины XIX до начала XX века.); этап разрушения (с 1917 по 1922 года); этап восстановления(так называемый "повторный рост") (с 1923 по 1940 года); этап под названием повторное разрушение (с 1941 по 1943 года); этап «повторный рост» (с 1943 по 1955 года) и завершающий этап спада(известный как "кризисные явления") (начиная с 1986 года - по настоящее время).[1] Последние 10 лет стали для угольной промышленности этапом стабильного развития, который совпал с восстановительным ростом экономики страны. За этот период объем добычи российского угля вырос примерно на четверть и в настоящее время превышает уровень 350 млн тонн в год.

Практически в 4 раза (в текущих ценах) вырос объем инвестиций в основной капитал угольных предприятий, ежегодно вводятся новые мощности по добыче угля в объеме более 20 млн. тонн. Угольными компаниями начата реализация масштабных проектов по освоению новых районов угледобычи в Республике Саха (Якутия) и в Забайкальском крае.

Проблемы угольной отрасли

Не смотря на высокие темпы и стабильность развития отрасли, существует целый ряд внутренних и системных проблем. Значительно растет доля подземной угледобычи, которая осуществляется в неблагоприятных горно-геологических условиях. В течение последних десяти лет на шахтах средняя глубина отработки пластов увеличилась на 10–12 процентов, составив в 2012 году 445 метров. Высокой остается вероятность возникновения аварийных ситуаций в организациях по угледобычи, которые эксплуатируют опасные производственные объекты. В целях снижения уровня травматизма на производстве от предприятий отрасли, в обязательном порядке, требуется создание систем управления охраной труда и промышленной безопасности.

В ведущих угольных бассейнах страны имеется целый ряд неэффективных угледобывающих предприятий, которые не имеют перспектив и подлежат ликвидации.

Наиболее характерным является вопрос, связанный с необходимостью рекультивации нарушенных земель, тушения шахтных терриконов, ликвидации шламоотстойников и породных отвалов. За последние годы в угольной промышленности в результате снижения престижности шахтерской профессии ощущается острый дефицит специалистов всех категорий и уровней. Средний возраст людей занятых в угольной отрасли приблизился к пенсионному возрасту (свыше 45 лет).

Проблемы развития угольной промышленности на современном этапе

Перспективы для развития российской угольной промышленности на современном этапе связаны, в первую очередь, с путями решения основных проблем в числе которых:

– падение внутреннего спроса на энергетический уголь – с момента наивысшего потребления энергетического угля на внутреннем российском рынке (1988 год) этот показатель снизился в 1,6 раза. Объективная необходимость сдерживания роста цен на газ на внутреннем рынке до уровня равнодоходности с экспортом не позволяет угольной продукции конкурировать с газом в сфере электроэнергетики и в жилищно-коммунальном хозяйстве;

– неразвитость инфраструктуры в новых районах добычи угля – для дальнейшего освоения;

– отсутствие мотивации у пользователя недр при проведении работ по геологическому изучению и разведке участков недр с низкой степенью геологической изученности;

– недостаточное развитие Восточного полигона сети железных дорог (в том числе недостаточная пропускная способность в зоне БАМа), «барьерные места» железнодорожного участка Междуреченск-Тайшет, железнодорожных подходов к портам Северо-Запада и Юга России;

– затянувшийся (в связи с недостаточностью выделяемых бюджетных средств) процесс реструктуризации угольной отрасли, значительный объем дополнительной социальной нагрузки, отсутствующий в других отраслях экономики (пайковый уголь, социальные доплаты к пенсиям и др.), а также наличие проблем шахтерских моногородов в действующих угольных бассейнах;

– неконкурентоспособность продукции российского угольного машиностроения и усиливающаяся в связи с этим зависимость отрасли от импорта технологий и оборудования. Доля импортного оборудования в общем количестве используемой основной горнотранспортной техники постоянно растет, только за 2010–2012 годы она увеличилась с 37 до 49,6 %. 2]

– низкая средняя рентабельность продаж угля, короткие сроки кредитования и высокий уровень процентных ставок по банковским кредитам, препятствующие привлечению финансовых ресурсов на цели модернизации угольной промышленности и повышения безопасности работ;

– нарастающий дефицит квалифицированных трудовых кадров на фоне непрестижности профессии горняка по условиям труда и уровню его оплаты.

В настоящее время уже сделаны первые шаги по решению системных проблем угольной отрасли:

– в части ресурсного обеспечения – приказом Минприроды России № 553 от 26.11.2013 утверждена Программа лицензирования угольных месторождений на период до 2015 года. Предусмотрен ежеквартальный контроль реализации Программы и ежегодная ее актуализация;[2]

– в части развития производственного потенциала – принят Федеральный закон от 30.09.2013 N 267-ФЗ, направленный на создание благоприятных налоговых условий для осуществления инвестиционной деятельности и поддержки создания новых промышленных предприятий и высокотехнологичных проектов на Дальнем Востоке и в Восточной Сибири. Законом предусмотрено обнуление для таких проектов ставки налога на прибыль, перечисляемого в федеральный бюджет сроком на 10 налоговых периодов;

– в части развития Восточного полигона сети железных дорог – Президентом и Правительством Российской Федерации были приняты решения о финансировании расширения Транссиба и БАМа в объеме 562 млрд руб., из которых 302 млрд руб. будет привлечено за счет инвестиционной программы ОАО «РЖД», а 260 млрд руб. составят средства из федерального бюджета и Фонда национального благосостояния в уставной капитал ОАО «РЖД». В результате прирост объемов перевозок угольных и рудных грузов составит суммарно порядка 55 млн т в год;

– в части повышения средней рентабельности продаж угольной продукции – Правление Федеральной службы по тарифам России с учетом принятых Правительством Российской Федерации решений о сохранении в 2014 г. тарифов на грузовые железнодорожные перевозки, выполняемые ОАО «РЖД», на уровне 2013 г. и последующей их ежегодной индек-

сации в соответствии с показателями инфляции за предыдущий год приняло решение об установлении долгосрочных параметров индексации тарифов на железнодорожные перевозки на период до 2018 года;

– в части создания безопасных условий труда – законодательно установлены требования обязательной дегазации в шахтах и повышения квалификации не реже раза в 5 лет; утверждена государственная программа «Развитие промышленности и повышение ее конкурентоспособности», содержащая подпрограмму «Современные средства индивидуальной защиты и системы жизнеобеспечения подземного персонала угольных шахт». В 2012 г. создано НП «Объединение проектировщиков горного производства»;

– законодательно установлены особенности регулирования труда работников, занятых на подземных работах; условно-постоянная часть заработной платы горняков увеличена с 45 до 70 процентов; установлены условия выплат страховых взносов на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профзаболеваний. Создано объединение работодателей; с 1 апреля 2013 г. вступило в действие Федеральное отраслевое соглашение по угольной промышленности Российской Федерации на 2013–2015 годы; [2]

– в части профессиональной подготовки кадров – выполняется «Комплекс мероприятий по реализации в 2012–2014 гг. Концепции совершенствования системы подготовки, профессиональной переподготовки и повышения квалификации персонала угольной отрасли».

Систематизируя вышеупомянутые проблемы в области угольной промышленности, можно выделить три ключевые проблемы – это убыточность в угольной промышленности, высокий уровень возникновения аварийных ситуаций и травматизм, экологические проблемы.

Подытожим все эти факторы и представим обобщенную картину:

продолжает действовать сложившаяся еще в середине 90-х на мировом рынке угля с тенденция общего снижения цены на энергоноситель. Угольная промышленность по всему миру сама по себе является дотационной и убыточной сферой, для ее стабильного существования в нее необходимо осуществлять постоянные денежные вливания со стороны государства. В итоге, снижение цен на уголь еще больше снижает рентабельность производства и добычи угля, помимо этого, уголь значительно уступает нефти и природному газу по экологическим и затратным показателям его использования.

Как следствие, из-за недостаточной поддержки угольной промышленности со стороны некоторых стран, а следовательно и резкому уменьшению выделяемых ими средств на охрану труда, увеличился рост травматизма на предприятиях. Одними из самых неблагоприятных стран в этом плане являются Россия и Китай, ежегодно при добыче и угля гибнут десятки людей.

Перспективы развития угольной промышленности

В настоящие дни в угольной промышленности России задействовано более 240 угледобывающих предприятий, в том числе 96 шахт, суммарные производственные мощности которых составляют свыше 360 миллионов тонн добычи угля в год. Основной угледобывающий регион России остается Кузнецкий угольный бассейн, на долю которого приходится около половины всей добычи (около 80 процентов добычи коксующихся углей). Стоит отметить, что рост угледобычи в России за последнее десятилетие обеспечивался, во первых, за счет ввода новых производственных мощностей в Кузбассе – в период с 2000 года по 2009 года введено в эксплуатацию 19 шахт и 22 разреза общей производственной мощностью 58 миллионов тонн [2]. Говоря об отрасли и ее перспективах, следует так же указать на существенный потенциал дальнейшего развития, в том числе за счет следующих направлений:

- увеличение доли угля в электрогенерации;
- рост энергопотребления вследствие научно-технического прогресса;
- увеличение экспорта энергетических и коксующихся марок углей;
- постепенный переход на глубокую переработку угля с производством товарного продукта высокой добавленной стоимости.
- направление увеличения доли угля, подвергающегося глубокой переработке, достаточно перспективно и включает:

- переход на обогащение всего объема экспортного угля;
- замещение экспорта концентратов коксующихся марок экспортом кокса (в определенных пределах исходя из конъюнктуры рынка);
- производство синтетических жидких топлив и синтез газа;
- производство широкого спектра химических продуктов (полимеров и др.) при переработке угля;
- выработка из угля электрической и тепловой энергии, в том числе для экспортных поставок;
- извлечение из угля и продуктов его переработки высокоценных компонентов.

Одним из элементов государственной стратегии развития угольной отрасли является «Долгосрочная программа развития угольной промышленности России на период до 2030 года».

Основные индикативные показатели Программы:

- рост объемов добычи – 33 % (2030/2010 г.), с 323 в 2010 г. до 430 млн т в 2030 г.;
- смещение в региональной структуре добычи доли Дальнего Востока и Восточной Сибири с 35 до 47 %, что приводит к снижению плеча перевозки при экспортных поставках;
- увеличение объемов потребления угля на ТЭС на 17,6 %;
- рост экспорта на 53,6 млн т (46 %).

Программа развития угольной отрасли разработана под патронажем Минэнерго России с участием профильных институтов. Данная программа совершенствуется с целью всестороннего учёта факторов, влияющих на развитие отрасли.

В сложившейся рыночной ситуации успешное конкурентное позиционирование продукции предприятий по угледобыче на международном рынке и сохранение или повышение уровня экспорта угля, а также жизнеспособность целого ряда угледобывающих предприятий России, могут быть обеспечиваться только за счет снижения издержек производства, совершенствования техники и технологий угледобычи и повышения в конечном итоге технико-экономических показателей при обеспечении высокого уровня безопасности труда, что в свою очередь зависит от инвестиционной привлекательности проектов угледобычи. В этой связи самыми приоритетными направлениями для развития угольной промышленности являются: масштабная модернизация производства и обеспечение вовлечения в отработку высокотехнологичных запасов, которые позволят существенно повысить эффективность угледобычи и вывести угольную промышленность России на уровень с ведущими угледобывающими странами.

Список литературы:

1. Журнал "Уголь"(ежемесячный научно-технический и производственно-экономический журнал) Выпуск № 3, № 4, № 5 – М. : ООО «Редакция журнала «Уголь», 2014.
2. Долгосрочная программа развития угольной промышленности России на период до 2030 года М. : Министерство Энергетики РФ, 2014.
3. Сайт по развитию угольной промышленности (универсальный научно – популярный проект посвященный инновациям). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://промышленностьиобщество.рф/ugol-nuyu-otrasl-zhdut-innovatsii/>, свободный– Загл. с экрана.
4. Горная промышленность(научно-технический и производственный журнал) – М. : ООО «Редакция журнала «Горная промышленность», 2013.
5. Заболотская К. А. Нарастание кризиса в угольной промышленности Кузбасса во второй половине 70-х – 90-е годы– К. : Кузбассвузиздат, 1999.
6. Бирюкова О. В. История реструктуризации угольной промышленности– К. : КемГУ, 2005.

ОЦЕНКА ЗАПАСОВ НЕФТИ В МИРЕ

К. Горюнов, магистрант, А. Скребатун, магистрант, А. Повх, магистрант
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
г. Томск, Россия

Наиболее распространенной в мировой нефтегазовой промышленности является система управления ресурсами и запасами углеводородов SPE-PRMS (Petroleum Resources Management System). Классификация, разработанная в 1997 году Обществом инженеров-нефтяников (Society of Petroleum Engineers, SPE) совместно с Мировым нефтяным конгрессом (World Petroleum Congress, WPC) и Американской ассоциацией геологов-нефтяников (AAPG), в последующие годы была дополнена разъясняющими и вспомогательными документами, и в 2007 была принята новая редакция системы.

Стандарты SPE-PRMS не только оценивают вероятность присутствия нефти в месторождении, но и учитывают экономическую эффективность извлечения этих запасов. При определении эффективности учитываются такие факторы, как затраты на разведку и бурение, транспортировку, налоги, существующие цены на нефть и многие другие. По данной классификации запасы делятся на категории «доказанные», «вероятные» и «возможные» в зависимости от оценки шансов их извлечения. Таким образом, у доказанных запасов шанс быть добытыми равняется 90 %, у вероятных – 50 %, а у возможных он самый низкий – 10 %.

По оценкам AAPG, неразведанные запасы нефти примерно эквивалентны доказанным запасам и составляют от 1000 до 1100 миллиардов баррелей. В этом случае запасов может хватить на 60 лет с учетом роста потребления. Таким образом, в краткосрочном плане планете не угрожает нехватка нефти. Во всяком случае, неопределенность в этом плане носит уже не научный, а политический характер: 66 % мировых запасов нефти находятся на Ближнем Востоке, и свои нынешние темпы нефтедобычи этот регион может сохранять еще 92 года.

В остальных регионах мира ситуация более сложная, и геофизики продолжают совершенствовать методику разведки с целью открытия новых месторождений в еще неизведанных уголках планеты.

Во всем мире открывается все меньше новых запасов нефти, 2013 год стал худшим по этому показателю, что грозит сокращением добычи и удорожанием этого важнейшего ресурса. Правда, эксперты утверждают, что проблема вовсе не в исчерпании нефти как таковой, а всего лишь в недостатке инвестиций в геологоразведку. Для России проблема с геологоразведкой также актуальна.

Такой низкий уровень вложений российских компаний объясняется, во-первых, тем, что нефтяники обеспечены запасами, которые достались им по наследству с советских времен, на 20 лет вперед. Во-вторых, тем, что до 2005 года геологоразведочные работы финансировались поровну из федерального и регионального бюджетов, однако затем все права отдали центру. Все это вылилось в недофинансирование геологоразведки как со стороны государства, так и со стороны недропользователей. Другая причина в том, что инвестиции в геологоразведку характеризуются высоким уровнем риска. Разрабатывать новые месторождения российским компаниям в одиночку крайне рискованно, лучше разделять риски с иностранными инвесторами. Однако имеется ряд проблем законодательного, политического и налогового характера, препятствующих привлечению иностранного капитала.

Подводя итог хочется отметить, что введение новых правил игры должно ускорить введение новых месторождений в фазу промышленной добычи. Работа над мелкими и средними месторождениями станет более выгодной благодаря налоговым вычетам, а частные компании не будут больше опасаться открывать крупные месторождения.

Добыча и потребление нефти.

На оценку прогнозных показателей принималось во внимание в первую очередь воздействие на нее таких важнейших факторов, как темпы экономического роста, численность населения, динамика мировых цен на нефть, а также эффективность энергосберегающей политики. Так как объемы добычи жидких видов топлива зависят от необходимых объемов потребления, в первую очередь рассмотрим прогноз потребления жидких видов топлива.

Потребление жидких видов топлива в мире за прогнозный период вырастет с 4255 млн. т в 2006г. до примерно 5335 млн т к 2030., или рост примерно на 1080 млн т. Более 80 % роста из общего объема роста потребления жидких углеводородов приходится на развивающиеся страны Азии и страны Ближнего Востока, в которых ожидаются более высокие темпы экономического роста. Основным потребителем жидких углеводородов является сектор транспорта, куда будет направлено до 80 % наращиваемого объема этой продукции.

Потребление нефти в странах Центральной и Южной Америки в период 2010–2030 гг. возрастет примерно на 60 млн. т. Из этого объема примерно половина прироста потребления нефти придется на Бразилию. Далее идут Аргентина и Венесуэла. Крупный агропромышленный сектор Аргентины будет потреблять большую часть нефтепродуктов. В Венесуэле более 60 % потребляемой нефти будет расходоваться на транспорте.

США за прогнозный период сохранят первое место в мире по объему потребления жидких видов топлива, но их доля в мировом потреблении снизится с 22,9 % в 2010 г. до примерно 20,0 % к 2030 г. В этой стране ожидается рост доли потребления жидких видов топлива на транспорте с 71,5 % в 2010 г. до примерно 74 % к 2030 г. при снижении его доли в промышленном секторе с 22,2 % в 2010 г. примерно до 20,0 % к 2030 г.

В России при общем росте потребления ПЭР за прогнозный период потребление же жидких видов топлива сохранится фактически на одном уровне 141–146 млн т.

Относительно добычи нефти отмечают следующую тенденцию. Добыча жидких видов топлива за период 2010–2030 гг. может вырасти с 4320 млн т до 5335 млн т, или рост составит примерно 1015 млн т. За прогнозный период произойдет значительный рост добычи нетрадиционных нефтей с 250 млн т в 2010 г. до примерно 670 млн т к 2030 г., и их доля в общем объеме добычи возрастет с 5,7 % до 12,5 %. Нетрадиционные виды жидкого топлива занимают в период 2010–2030 гг. до 36 % от общего наращиваемого объема добычи жидких видов топлива. Это связано с тем, что высокие цены на нефть делают их более конкурентоспособными с обычными типами нефти.

Основной объем прироста добычи жидких видов топлива в период 2010–2030 гг. ожидается в развивающихся странах. В этой группе стран добыча может вырасти с 3245 млн. т в 2010 г. до 4085 млн т к 2030 г., или прирост составит около 840 млн т. Прирост добычи жидких видов топлива за тот же период в странах ОЭСР составит всего около 165 млн. т с 1075 млн т в 2010 г. примерно до 1240 млн т к 2030 г.

Перспективы разработки нетрадиционных нефтяных месторождений.

В мире постепенно иссякают запасы традиционной легкодоступной сырой нефти. В связи с этим Россия, как и другие государства, исходит из того, что оставшиеся запасы нефти неизбежно будут иметь более высокую углеродоемкость. Для выработки новых приоритетов России необходимо учесть как благоприятные возможности, так и проблемы, связанные с растущим разнообразием ее новых нефтяных ресурсов.

В последнее время разработка арктических месторождений оказалась в центре внимания, но освоение трудноизвлекаемых нефтяных ресурсов может дать стране шанс сохранить нынешние объемы добычи. Министерство энергетики предполагает, что из годового объема добычи в 500–530 млн т нефти как минимум 40 млн т будут поступать из «трудных» сланцевых месторождений.

Разработка месторождений труднодоступной нефти представляет собой альтернативу разработке месторождений арктического шельфа. Данный путь представляется еще более рискованным так как сопряжен с множеством эксплуатационных проблем, вызванных, например, непредсказуемыми погодными условиями, способными повышать производственные риски и срывать мероприятия по устранению разливов нефти.

Кроме того, России скорее всего придется пересмотреть вопрос об освоении энерго-ресурсов Арктики. Из-за чрезвычайной сложности добычи нефти в этом регионе любая разработка месторождений в данных экстремальных условиях зависит от сохранения высоких и стабильных нефтяных цен.

России следует сосредоточить внимание на разработке тех видов нефтяных ресурсов, добыча которых сопряжена с наименьшими внешними издержками. Возможно, месторождения трудноизвлекаемой нефти на суше будут проще в освоении и отличаться меньшей угле-

родоёмкостью, чем нефтяные ресурсы Арктики, и их разработка станет более рентабельным и экологичным вариантом. Российскому правительству необходимо создать стимулы для разведки залежей трудноизвлекаемой нефти, упразднить субсидирование производства «грязного» топлива, реинвестировать нефтяные доходы в повышение качества нефтепереработки и способствовать прозрачности в сборе данных, гарантирующей минимальное воздействие такой нефтедобычи на климатические изменения.

Экологические проблемы нефтяной промышленности

В процессе освоения нефтяных месторождений наиболее активное воздействие на природную среду осуществляется в пределах территорий самих месторождений, трасс линейных сооружений (в первую очередь магистральных трубопроводов), в ближайших населённых пунктах. Добыча нефти приводит также к изменению глубоко залегающих горизонтов геологической среды. Происходят необратимые деформации земной поверхности в результате извлечения из недр нефти, газа и подземных вод, поддерживающих пластовое давление.

Следует отметить, что нефтеперерабатывающая промышленность использует в производстве невозобновляемые сырьевые источники, что приводит к дополнительному нагреву поверхности атмосферы Земли. Решение этой проблемы требует в первую очередь углубления переработки нефти, что приведет к рациональному ее использованию и улучшению состояния природной среды. Средняя глубина переработки нефти на российских нефтеперерабатывающих заводах составляет около 72 % (для сравнения на НПЗ США – 90–98 %).

Для улучшения экологической обстановки нефтяная отрасль России должна выполнять следующие условия:

- восполнять запасы углеводородов и осваивать новые нефтегазоносные провинции в отдалённых районах;
- повышать уровень профессиональной подготовки кадров и применять технологии для того, чтобы максимально эффективно проводить разведку и освоение новых нефтяных и газовых месторождений;
- свести к минимуму воздействие на окружающую среду, а также компенсировать или устранять экологические последствия деятельности нефтяных компаний для окружающей среды;
- утилизировать нефтяной попутный газ.

С целью уменьшения загрязнения окружающей среды нефтегазодобывающим комплексом ведутся разработки и внедряются новые природосберегающие технологии: осваивается безамбарное бурение, позволяющее снизить объёмы производственных отходов, ведется строительство заводов по антикоррозионному покрытию трубопроводов, осваивается применение гибких трубопроводов из армированного пластика, срок эксплуатации которых достигает 50 лет и др.

Список литературы:

1. Татнефть [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.tatneft.ru/proizvodstvo/tehnologii/razrabotka-mestorozhdeniy-prirodnih-bitumov/?lang=ru>, свободный. – Загл. с экрана.
2. Российская нефть: проблемы и перспективы [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://carnegie.ru/publications/?fa=52538>, свободный. – Загл. с экрана.
3. Нефтяная промышленность [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://neftoiltop.ru/2011/09/neftyanaya_otrasl/, свободный. – Загл. с экрана.
4. Бурение & Нефть [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://burneft.ru/main/site.news/166>, свободный. – Загл. с экрана.
5. Оборудование для нефтяной промышленности [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.tol.su/perspectives.html>, свободный. – Загл. с экрана.

УРАН. ПЕРСПЕКТИВЫ ЭНЕРГЕТИКИ

А.А. Чередниченко, магистрант, Н.И. Дьякин, магистрант,
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
г. Томск, Россия

Сегодняшние представления об уране довольно двойственны. С одной стороны, он прочно ассоциируется с адом Хиросимы, трагедиями Чернобыля и Фукусимы. С другой стороны, с ним связываются картины будущего, в котором люди будут располагать неограниченной энергией. Поэтому уран иногда называют – несколько поверхностно – металлом с «головой Януса», т. е. двуликим металлом.

Об этой «двойственности» люди узнали лишь несколько десятков лет назад, хотя окись урана была известна еще во времена Древнего Рима – ее использовали при изготовлении стекла, которое не теряло потом свой блеск в течение многих столетий.

Химический элемент уран был открыт лишь в 1789 г. Мартином Клапротом. Он назвал новый элемент в честь Урана – седьмой планеты Солнечной системы, обнаруженной незадолго до этого. В конце XIX в. француз Анри Беккерель натолкнулся на «радиоактивность», т. е. излучательную способность нового элемента. Наконец, в 1939 г. Отто Гану, Фридриху Штрасману и Лизе Майтнер удалось доказать делимость ядра урана. В 1954 г., в СССР заработала первая атомная электростанция, возвестив миру начало эпохи мирного использования атомной энергии.

Природный уран – серый, довольно мягкий, похожий на железо металл – является исходным продуктом для ядерного топлива, а именно для расщепляющегося под действием медленных нейтронов и используемого в реакторах на легкой воде изотопа урана $U = 235$. Весовая доля этого изотопа в природном уране составляет лишь 0,7 %. С помощью физических методов обогащения (диффузия, ультрацентрифугация и т. д.) содержание U_{235} можно довести до 2,5–3 %

Согласно публикации Общества по торговле металлами для запуска атомной электростанции мощностью 1300 МВт необходимо 490 т природного урана, а затем ежегодно 210 т для эксплуатации, если коэффициент нагрузки принимается равным 0,8.

Уран встречается в природе чаще, чем это можно предположить. Его содержание в 17-километровой толще земной коры составляет 2 г на тонну. В природе он существует не в чистом виде, а в соединенном с почти всеми минералами и растворенном в морской и пресной воде, хотя и с минимальной концентрацией (3 части на миллион частей воды).

Уран применяется в качестве ядерного горючего, U^{238} служит сырьем для получения ядерного горючего Pu^{239} . U^{235} и U^{233} являются делящимися материалами. Все другие области применения урана в настоящее время мало существенны.

Современные темпы энергопотребления растут в геометрической прогрессии. Следовательно, если даже учесть, что темпы роста потребления электроэнергии несколько сократятся из-за совершенствования энергосберегающих технологий, запасов энергетического сырья хватит максимум на 100 лет. Однако положение усугубляется еще и несоответствием структуры запасов и потребления органического сырья. Так, 80 % запасов органического топлива приходится на уголь и лигниты и лишь 20 % на нефть и газ, в то время как 8/10 современного энергопотребления приходится на нефть и газ. Следовательно, временные рамки еще более сужаются. Альтернативой органическому топливу и возобновляемым источником энергии является гидроэнергетика. Однако в связи с тем, что крупные реки, как правило, сильно удалены от промышленных центров либо их мощности практически полностью использованы, ее перспективы ограничены. Таким образом, гидроэнергетика, в настоящий момент обеспечивающая около 10 % производства энергии в мире, не сможет существенно увеличить эту цифру. Огромный потенциал энергии Солнца мог бы теоретически обеспечить все мировые потребности энергетики. Но если отнести эту энергию на один квадратный метр поверхности Земли, то средняя тепловая мощность получится не более 200 Вт/м, или около

20 Вт/м электрической мощности при КПД преобразования в электроэнергию 10 %. Это, очевидно, ограничивает возможности солнечной энергетики при создании электростанций большой мощности. Принципиальные трудности возникают и при анализе возможностей создания генераторов большой мощности, использующих энергию ветра, приливы и отливы в океане, геотермальную энергию, биогаз, растительное топливо и т.д. Все это приводит к выводу об ограниченности возможностей рассмотренных так называемых “воспроизводимых” и относительно экологически чистых ресурсов энергетики, по крайней мере, в относительно близком будущем. Суммарная доля воспроизводимых ресурсов в ближайшие 40–50 лет не превысит 15–20 %. Конечно, существует оптимизм по поводу возможностей термоядерной энергии и других эффективных способов получения энергии, интенсивно исследуемых наукой, но при современных масштабах энергопроизводства, при практическом освоении этих возможных источников потребуются несколько десятков лет из-за высокой капиталоемкости и соответствующей инерционности в реализации проектов. Так что в перспективе до середины века можно ориентироваться на существенный вклад в мировую энергетику лишь тех новых источников, для которых уже сегодня решены принципиальные проблемы массового использования и создана техническая база для промышленного освоения. Единственным здесь конкурентом традиционному органическому топливу может быть только ядерная энергетика, с развитой сырьевой и производственной базой для дальнейшего развития отрасли. Остается лишь решить ее основные проблемы утилизацию отходов и обеспечение радиационной безопасности.

Список литературы:

1. “Ядерная энергетика в альтернативных энергетических сценариях” Энергия, М., 2001.
2. <http://www.world-nuclear.org/info/Nuclear-Fuel-Cycle/Mining-of-Uranium/World-Uranium-Mining-Production/#.UT95sjcWxaJ>. Дата обращения 22.04.2014.
3. <http://www.oecdbookshop.org/oecd/message.asp?N=DI122&T=%24E+0122+No+files+retrieved+in+search--&ST=662006031p1&sf1=identifiers&st1=662006031P1&dbm=oecd> дата обращения 22.04.2014.
4. <http://geo.1september.ru/articlef.php?ID=200602109> дата обращения 18.04.2014
5. “Некоторые экономические аспекты современного развития атомной энергетики” Вестник МГУ 997 № 1.
6. Международная жизнь № 5, № 6.
7. Новое Время 17 апреля 1995 г.
8. “Стратегия ядерной энергии” – международный документ.

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ РЕАКТОРА-ПИРОЛИЗЕРА ГОРЮЧИХ СЛАНЦЕВ

А.Н. Мракин, к.т.н., доцент

ФГБОУ ВПО Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А.,
г. Саратов, Россия, anton1987.87@mail.ru

В условиях роста цен и опережающих темпов использования запасов углеводородного сырья (нефти и газа) следует обратить внимание на месторождения горючих сланцев. К тому же резолюцией №33/148 Генеральной Ассамблеи ООН горючие сланцы отнесены к возобновляемым источникам энергии, формирование которых происходит в иловых остатках и по сей день. Термохимическая конверсия горючих сланцев позволяет получать продукты топливного назначения, строительные материалы и химические соединения. При этом состав и количественное соотношение продуктов конверсии зависят от типа и происхождения органического вещества, количества и состава минеральной части, конечной температуры процесса, скорости нагрева, времени пребывания в реакционной зоне, гранулометрического состава, давления, газовой среды и пр.

В СГТУ имени Гагарина Ю.А. предложена установка переработки пылевидного Поволжского сланца в газ на базе технологии пирогазификации (рис. 1) [1]. При переработке Перелюб-Благодатовского горючего сланца при конечной температуре процесса 750 °С получается газ следующего средневзвешенного состава, об. %: CO₂=12.1; H₂S=0.8; C_nH_m=4.6; CO=11.1; H₂=10.7; CH₄=10.9; N₂=49.8. Теплота сгорания 9168 кДж/м³.

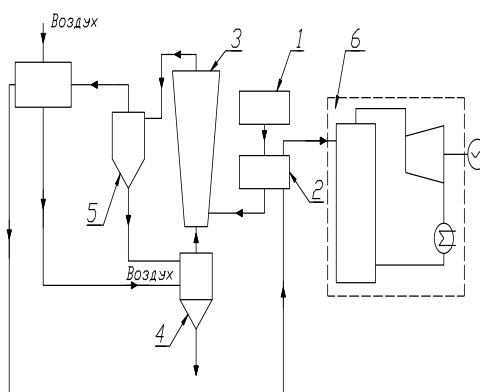


Рисунок 1. Установка термохимической переработки горючих сланцев на базе реакторов пирогазификации: 1 – склад сланца; 2 – блок подготовки сланца; 3 – реактор пирогазификации; 4 – циклонная топка; 5 – циклон; 6 – энергоблок

Для обоснования работоспособности схемы использован метод математического моделирования. В основу модели для обоснования времени пирогазификации по условиям теплообмена (прогрева частиц сланца до заданной конечной температуры) положен принцип движение твердой частицы в потоке сплошной среды в общем виде подчиняющийся второму закону Ньютона:

$$m \cdot \frac{d\vec{U}}{dt} = \sum \vec{F}, \quad (1)$$

где m – масса частиц, кг; $\frac{d\vec{U}}{dt}$ – вектор ускорения частицы; $\sum \vec{F}$ – вектор равнодействующей всех сил (сила аэродинамического сопротивления, сила тяжести, центробежная сила и др.).

При движении частиц в восходящем потоке в отсутствии других сил, кроме силы тяжести и аэродинамического сопротивления, уравнение движения имеет вид:

$$\frac{dU}{dt} = C_f \cdot \frac{f_t}{2 \cdot V_t} \cdot \frac{\rho_2}{\rho_m} \cdot (W - U)^2 - g, \quad (2)$$

где $\frac{dU}{dt}$ – ускорение частицы, м/с²; f_t – площадь поперечного сечения твердой частицы, м²; V_t – объем твердой частицы, м³; $g = 9.81$ м/с² – ускорение свободного падения.

С учетом $f_t = \frac{\pi \cdot d^2}{4}$ и $V_t = \frac{\pi \cdot d^3}{6}$ уравнение (2) можно записать в виде:

$$\frac{dU}{dt} = C_f \cdot \frac{3}{4} \cdot \frac{\rho_2}{\rho_m} \cdot \frac{(W-U)^2}{d} - g, \quad (3)$$

где W, U – соответственно скорость газового потока и твердой частицы, м/с; ρ_2, ρ_m – плотность газового теплоносителя и твердых частиц сланца, кг/м³; d – диаметр частицы сланца, м; $C_f = K_D \cdot C_{uu}$ – коэффициент аэродинамического сопротивления частицы неправильной формы; K_D – динамический коэффициент формы частицы, который зависит от геометрического форм-фактора и критерия Рейнольдса; C_{uu} – коэффициент аэродинамического сопротивления шара, зависящий от числа Рейнольдса и диаметра частиц.

Величина K_D определяется экспериментальным путем для различных материалов, так для сланцевых частиц можно принять $K_D = 2$ [2]. А величина C_{uu} определяется соотношением согласно [3] как:

$$C_{uu} = \frac{24}{Re_m} \cdot (1 + 0.125 \cdot Re_m^{0.72}). \quad (4)$$

Подставив (4) в (3) и учитывая, что $K_D = 2$ получим в окончательном виде уравнение движения частицы:

$$\frac{dU}{dt} = \frac{36}{Re_m} \cdot (1 + 0.125 \cdot Re_m^{0.72}) \cdot \frac{\rho_2}{\rho_m} \cdot \frac{(W-U)^2}{d} - g \quad (5)$$

Уравнение теплового баланса имеет вид:

$$-G_2 \cdot C_2 \cdot dt_2 = G_m \cdot C_m \cdot dt_m \quad \text{или} \quad dt_2 = -\frac{G_m}{G_2} \cdot \frac{C_m}{C_2} \cdot dt_m. \quad (6)$$

Поделив обе части уравнения (6) на $d\tau$ получим:

$$\frac{dt_2}{d\tau} = -\mu \cdot \frac{C_m}{C_2} \cdot \frac{dt_m}{d\tau}, \quad (7)$$

где $\frac{dt_2}{d\tau}, \frac{dt_m}{d\tau}$ – соответственно скорости изменения температуры газа и частицы, °С/сек; $C_2,$

C_m – значения теплоемкостей газа и твердых частиц, кДж/(кг·°С); $\mu = \frac{G_m}{G_2}$ – относительная концентрация твердых частиц в потоке газа; G_2, G_m – массовые расходы газа-теплоносителя и топливных частиц (сланца), кг/с.

Количество теплоты, передаваемого конвекцией от газа к частицам, определим по формуле Ньютона-Рихмана, так как лучистой составляющей теплообмена можно пренебречь, поскольку в данном случае она не превышает 2% от суммарного коэффициента теплопередачи ввиду малой толщины газового слоя в восходящем пылегазовом потоке и малой степени черноты газового теплоносителя:

$$dq_m = \alpha \cdot F \cdot (t_2 - t_m) \cdot d\tau. \quad (8)$$

С другой стороны, количество теплоты, воспринятое частицей равно:

$$dq_m = G_m \cdot C_m \cdot dt_m. \quad (9)$$

Приравняв правые части уравнений (8), (9), а также поделив на $d\tau$ и проведя преобразования, получим:

$$\frac{dq_m}{d\tau} = \frac{F}{G_m} \cdot \frac{1}{C_m} \cdot \alpha \cdot (t_2 - t_m), \quad (10)$$

где F – тепловоспринимающая поверхность частиц, м².

Отношение $f = \frac{F}{G_m}$ представляет собой расчетную поверхность 1 кг частиц, которая вычисляется по формуле:

$$f = \frac{6}{d \cdot \rho_m}, \quad (11)$$

Учитывая данные соотношения, а так же, что:

$$\alpha = \frac{Nu \cdot \lambda_2}{d}, \quad (12)$$

Получим:

$$\frac{dq_m}{d} = \frac{6 \cdot Nu \cdot \lambda_2}{d^2 \cdot C_m \cdot \rho_m} \cdot (t_2 - t_m), \quad (13)$$

где λ_2 – коэффициент теплопроводности газового потока, Вт/м·°С.

В области низких значений критерия Рейнольдса ($Re_m = 0 \div 200$) наиболее широко применяется экспериментально полученное критериальное уравнение теплообмена Соколовского и Тимофеева [4]:

$$Nu = 2 + 0.16 \cdot Re_m^{0.67}. \quad (14)$$

Следует отметить, что это уравнение справедливо для нестесненного потока, т.е. при достаточно низких концентрациях дискретной фазы. При истинной объемной концентрации частиц $\beta > 0.35 \cdot 10^{-3}$ в [5] рекомендуется пользоваться соотношением:

$$\frac{Nu_{cm}}{Nu} = 0.033 \cdot \beta^{-0.43}, \quad (15)$$

где Nu_{cm} , Nu – соответственно критерий Нуссельта для стесненного и свободного потока газовзвеси.

Уравнение (13) справедливо при нагреве частиц, для которых выполняется условие $Bi_m < 0.2$. В том случае, если частицы не являются «тонкими» в тепловом отношении, т.е. когда $Bi_m > 0.2$ дополнительное влияние на скорость нагрева оказывает термическое сопротивление теплопроводности частиц.

Это следует учитывать умножением правой части уравнение (13) на коэффициент

$$\left(1 + \frac{Bi_m}{n+3}\right)^{-1}, \quad (16)$$

где $n = 1.5 + 2 \cdot Bi_m$.

Таким образом получена система дифференциальных уравнений (5), (7), (13), относительно неизвестных функций U , t_2 , t_m которая может быть решена численным методом. Для решения данной задачи был разработан алгоритм (рис. 2) и составлена программа на языке С++ [6].

Для определения геометрических размеров реактора-пирогазификатора необходимо обосновать необходимую скорость газового теплоносителя, поступающего в реактор из циклонной топки. Согласно принятой классификации аппаратов химической технологии предлагаемый пирогазификатор может быть отнесен к реакторам идеального вытеснения. При этом условием пневмотранспорта твердых частиц сланца является значение порозности $\varepsilon = 1$.

Для монодисперсного материала зависимость между определяющими параметрами взвешенного слоя согласно [5] описываются следующим обобщенным критериальным уравнением, наиболее удобным для практических расчетов:

$$Re_m = \frac{Ar \cdot \varepsilon^{4.75}}{18 + 0.6 \cdot \sqrt{Ar \cdot \varepsilon^{4.75}}}, \quad (17)$$

где $Re_m = \frac{W \cdot d}{\nu}$ – критерий Рейнольдса; ν – кинематическая вязкость газового теплоносителя,

м/с²; $Ar = \frac{d^3 \cdot g \cdot (\rho_m - \rho_2)}{\nu^2 \cdot \rho_2}$ – критерий Архимеда.

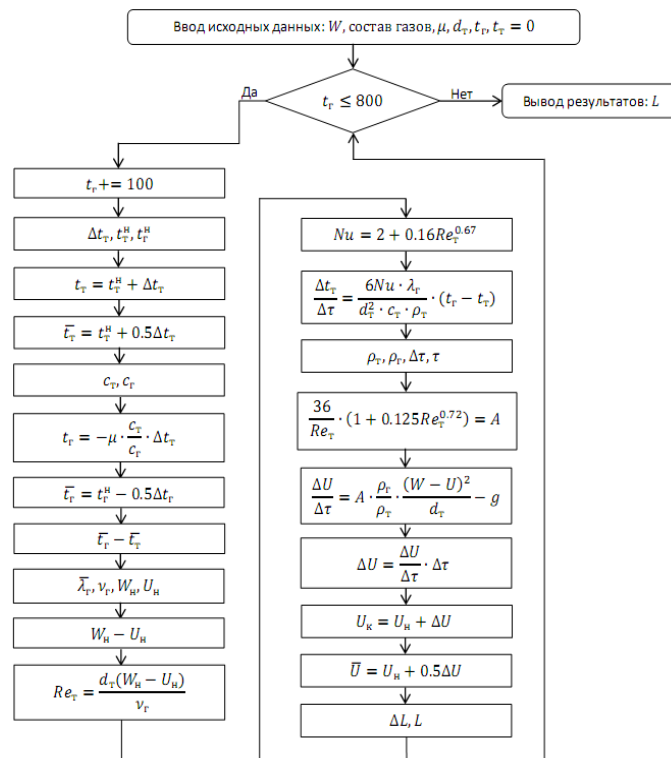


Рисунок 2. Схема алгоритма расчета реактора-пиролизера

С использованием формулы (17) можно получить значения для требуемой скорости газового теплоносителя в реакторе-пирогазификаторе. Так как пылевидный сланец, поступающий в реактор, представляет собой полидисперсный материал, то были произведены расчеты требуемой скорости газового теплоносителя для каждой фракции. Результаты расчетов представлены в [6]. Разработанная методика позволяет определять время, необходимое на нагрев частиц до конечной температуры, а также на основании выбранной скорости газового теплоносителя – длину реактора. В [6] также представлены результаты расчета времени прогрева частиц различных фракций пылевидного сланца до расчетной рабочей температуры процесса 800 °С и скорости их нагрева.

Список литературы:

1. Атоян Э.М. Технологическая схема переработки горючих сланцев Поволжья, адаптированная к способу добычи передвижными модулями / Э.М. Атоян, Б.А. Семенов, С.С. Назаров // Проблемы теплоэнергетики: сб. науч. трудов. Саратов: Сарат. гос. техн. ун-т, 2011. С. 224–229.
2. Горбис З.Р. Теплообмен и гидродинамика дисперсных сквозных потоков. – М.: Энергия, 1970. – 428 с.
3. Ушаков С.Г., Зверев Н.И. Инерционная сепарация пыли. – М.: Энергия, 1974. – 168 с.
4. Бабуха Г.Л., Рабинович М.И. Механика и теплообмен потоков полидисперсной газозвеси. – Киев: Наукова Думка, 1969. – 218 с.
5. Горбис З.Р., Календерьян В.А. Теплообменники с проточными теплоносителями. – М.: Энергия, 1975. – 296 с.
6. Разработка научных основ пирогазификации пылевидного сернистого сланца Поволжья для использования в малой энергетике: Отчет о НИР / Сарат. гос. техн. ун-т имени Гагарина Ю.А.; Руководитель Б.А. Семенов. № ГР 01201153080. Саратов, 2011. – 124 с.

ВЫБОР ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ И РЕШЕНИЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОГО КОМПЛЕКСА, ОСНОВАННЫЙ НА АНАЛИЗЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И МЕЖДУНАРОДНЫХ СТАНДАРТОВ

Р.Ю. Зимин, студент

Научные руководители: Абрамович Б.Н., д. т. н., проф.; Сычев Ю.А., к.т.н., доцент.
Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», Санкт-Петербург, Россия
roman.zimin@ro.ru

Системы электроснабжения в различных отраслях промышленности проектируются и эксплуатируются с учетом действующих норм и правил, в том числе согласно стандартам в области качества электроэнергии, принятым на государственном уровне.

В Европейском Союзе действует стандарт EN 50160:2010. В Соединенных Штатах Америки принят стандарт качества электроэнергии: IEEE Std 1159-2009. В Российской Федерации с 1 июля 2014 года вступил в силу межгосударственный стандарт по нормам качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения ГОСТ 32144-2013. Используя анализ стандартов в части сравнения показателей и норм качества электрической энергии, на практике можно применить ряд мер, направленных на повышение эффективности работы технологического и электротехнического оборудования с учетом специфики предприятий минерально-сырьевого комплекса, достигая при этом стабильные показатели и положительную динамику развития всего производства.

По результатам сравнительного анализа указанных выше стандартов, установлено следующее:

1. Российский ГОСТ 32144-2013 по качеству электроэнергии основан на нормах европейского стандарта EN 50160:2010, но имеет более строгий диапазон отклонения частоты. Согласно ГОСТ 32144-2013 в синхронизированных системах отклонение частоты не должны превышать $\pm 0,2$ Гц в течение 95 % времени интервала измерения в одну неделю и $\pm 0,4$ Гц в течение 100 % времени измерения в одну неделю, а в стандарте EN 50160:2010 установлено, что в синхронизированных системах отклонение частоты не должно превышать $\pm 0,5$ Гц в течение 95 % времени интервала в одну неделю и отклонение должно находиться в пределах от -3 Гц до +2 Гц в течение 100 % времени измерения в одну неделю.

2. Российский ГОСТ 32144-2013 уступает американскому стандарту качества IEEE Std. 1159-2009 в части жесткости норм по отклонениям и провалам напряжения. В российском ГОСТ 32144-2013 указано, что колебания напряжения должны находиться в пределах ± 10 % от $U_{ном}$, а в американском стандарте IEEE Std. 1159-2009 колебания напряжения находятся в пределах ± 7 % от $U_{ном}$.

3. Российский ГОСТ 32144-2013 уступает американскому стандарту качества IEEE Std. 1159-2009 по значению суммарного коэффициента гармонических составляющих (табл.1), что неприемлемо для устойчивой и непрерывной работы ответственного технологического оборудования предприятий минерально-сырьевого комплекса.

Таблица 1

Показатель качества электрической энергии	ГОСТ 32144-2013 (РФ)		IEEE Std. 1159-2009 (США)	
	Напряжение U, кВ	Ku, %	Напряжение U, кВ	Ku, %
Значение суммарного коэффициента гармонических составляющих (коэффициент несинусоидальности)	0,38	12,0	До 68	5,0
	6–25	8,0	68–161	2,5
	35	6,0	Свыше 161	1,5
	110–220	3,0		

Таким образом, даже четкое соблюдение норм качества электроэнергии ГОСТ 32144-2013, в части отклонений и провалов напряжения, а также уровня высших гармонических составляющих, не гарантирует устойчивой и непрерывной работы технологического оборуду-

дования предприятий минерально-сырьевого комплекса. Следовательно, необходимо предусматривать специальные технические средства и решения для повышения качества электрической энергии даже при его соответствии действующим нормам ГОСТ 32144-2013.

Техническими средствами могут служить различные электротехнические устройства и комплексы, в зависимости от выполнения поставленной задачи. Рассмотрим основные технические средства и решения, позволяющие привести уровень качества электрической энергии в соответствие с более жесткими нормами IEEE Std. 1159-2009 по сравнению с ГОСТ 32144-2013.

Для защиты от перенапряжения используют защитные устройства, которые зависят от типа устраняемого перенапряжения и его природы.

Временное перенапряжение. Защита от временного перенапряжения – включение конденсаторных установок в течение периодов низкой нагрузки.[1]

Коммутационные перенапряжения. Для ограничения переходного процесса зарядки конденсатора устанавливаются стационарный реактор. Статические автоматические реактивные компенсаторы, обладающие быстродействием при реагировании на возникновение замыкания, наиболее целесообразно применять для низковольтных установок, чувствительных к переходным перенапряжениям. Для ограничения коммутационных перенапряжений используется включение линейных дросселей на входе частотных инверторов различного функционального назначения.[8].

Грозовые перенапряжения. Первичная защита предохраняет здание и его структуру от прямых ударов молнии (громоотводы, клетки Фарадея, наземный заземляющий провод). Вторичная защита предохраняет оборудование от перенапряжений, возникших после попадания молнии в здание (помехи).[9].

Для повышения устойчивости энергоснабжающего оборудования и минимизации прерываний напряжения используются источники бесперебойного питания, работающие в режиме «on-line».

Для подавления или снижения влияния гармонических составляющих применяют следующие технические средства и решения.

Пассивные фильтры различной структуры используются для подавления одной или нескольких характерных высших гармоник в случае их незначительного количества.[7]

Активная фильтрация осуществляется на основе анализа амплитуды и фазы гармонических токов с последующей генерацией компенсационного тока, содержащего выявленные гармоники противоположной фазы.[6]

Гибридная фильтрация основана на различных соединениях активных и пассивных фильтров, настроенных на подавление определенных порядков высших гармоник.

Динамический компенсатор искажений напряжения (ДКИН) позволяет полностью компенсировать потерю напряжения в ЛЭП при коротком замыкании или пусковых режимах [4]. ДКИН представляет собой преобразователь напряжения, содержащий выпрямитель и инвертор с пофазным управлением на базе полностью управляемых выпрямителей, который подключен к питающей сети потребителя и через вольтодобавочный трансформатор (ВДТ) создает добавку напряжения ΔU на вторичной обмотке, полностью компенсирующую провал напряжения при внешнем КЗ или провале напряжения.

При этом одно устройство ДКИН может быть использовано для повышения динамической устойчивости ответственной нагрузки, рассредоточенной вдоль ЛЭП.

Для повышения эффективности компенсации провалов и искажений напряжения произведено совершенствование устройства ДКИН, связанное с фазовой синхронизацией токов и напряжений, что существенно расширяет функциональные возможности ДКИН [2, 3].

При увеличении числа и мощности установленного оборудования становится целесообразным совместное использование указанных устройств для снижения влияния пусковых режимов главных приводов резкопеременной нагрузки. При этом распределение долей на компенсацию потери напряжения может быть определено с учетом минимума приведенных затрат на эксплуатацию оборудования преобразователей частоты и ДКИН.[5]

Таким образом, основные международные стандарты в области качества электрической энергии и электромагнитной совместимости устанавливают более жесткие требования в отношении уровня высших гармонических составляющих тока и напряжения, а также применительно к параметрам отклонений и провалов напряжения, что согласуется со спецификой ответственных потребителей минерально-сырьевого комплекса. Исходя из этого, необходимо ужесточить нормы качества электрической энергии отечественного стандарта ГОСТ 32144-2013 по уровню высших гармоник, отклонений и провалов напряжения с целью обеспечения надежной и устойчивой работы технологического оборудования предприятий минерально-сырьевого комплекса.

Список литературы:

1. Абрамович Б.Н. Электроснабжение нефтегазовых предприятий: Учебное пособие / Б.Н. Абрамович, Ю.А. Сычев, Д.А. Устинов. Санкт-Петербургский государственный горный институт. СПб, 2008. 88 с.
2. Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А., Шклярский А.Я., Устинов Д.А. Патент на изобретение №2453021, Устройство регулирования отклонений напряжения и реактивной мощности.
3. Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А., Шклярский А.Я., Устинов Д.А. Патент на изобретение № 2446537, Устройство регулирования напряжения и передаваемой мощности электрической сети.
4. Гамазин С.П., Пупин В.М., Марков Ю.В. Обеспечение надежности электроснабжения и качества электроэнергии. – Промышленная энергетика, №11, 2006. – С. 51–56.сети.
5. Пронин М.В., Воронцов А.Г., Калачиков П.Н., Емельянов А.П. Электроприводы и системы с электрическими машинами и полупроводниковыми преобразователями (моделирование, расчет, применение). Под редакцией Крутякова Е.А. Санкт-Петербург, «Силовые машины» «Электросила», 2004. 252 с. с илл.
6. Bettega E., Fiorina J.N. Active harmonic conditioners and unity power factor rectifiers. Cahier technique no. 183. Schneider Electric, 1999. 36 p. URL: <http://www2.schneider-electric.com/documents/technical-publications/en/shared/electrical-engineering/electrical-networks/low-voltage-minus-1kv/ect183.pdf>
7. Collombet C., Lupin J.M., Schonek J. Harmonic disturbances in networks, and their treatment. Cahier technique no. 152. Schneider Electric, 1999. 31 p. URL: <http://www2.schneider-electric.com/documents/technical-publications/en/shared/electrical-engineering/electrical-environmental-constraints/general-knowledge/ect152.pdf>
8. Delaballe J. EMC: electromagnetic compatibility. Cahier technique no. 149. Schneider Electric, 2001. 36 p. URL: <http://www2.schneider-electric.com/documents/technical-publications/en/shared/electrical-engineering/electrical-know-how/general-knowledge/ect149.pdf>
9. Ferracci P. Power quality. Cahier technique no. 199. Schneider Electric, 2001. 36 p. URL: <http://www2.schneider-electric.com/documents/technical-publications/en/shared/electrical-engineering/electrical-environmental-constraints/general-knowledge/ect199.pdf>

ПОИСКОВЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В ОБЛАСТИ СОЗДАНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ЭЛЕКТРОГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ НЕФТИ И ЕЁ СОСТАВЛЯЮЩИХ

Е.А. Абросимова, инженер; И.С. Устинова, инженер-теплотехник
Научный руководитель: Н.Н. Новиков, к. т. н., доцент
ООО «Новая Энергия», abrosimovaekal@mail.ru

Добыча, транспортировка и обработка нефти основаны на сложных технологических процессах, которые влекут за собой различные проблемы:

- экологические, связанные с загрязнением окружающей среды;
- энергетические, связанные с образованием большого количества остаточных продуктов переработки нефти, например, битумов, парафинов и т.д.;
- экономические, связанные с увеличением затрат, связанных с обработкой нефти и её составляющих.

Для решения возникающих проблем предлагается технология электрогидродинамической обработки нефти и её составляющих, включающая понижение вязкости, плотности, очистку и др., и предназначена для применения в нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей промышленности.

Воздействие на формируемый поток нефти или её составляющих электрогидродинамическими ударами, высокоразвитой анизотропной турбулентностью, акустическими колебаниями, что приводит к развитию кавитации, формированию сильных импульсов давления и интенсификации тепло- и массообменных процессов. Под действием этих факторов осуществляется разрыв химических связей с образованием свободных радикалов в длинных молекулах, сепарация смеси на лёгкую и тяжёлую фракции, вследствие чего изменяются физико-химические свойства нефти и её составляющих, уменьшение плотности, снижение вязкости и др.

На разработанном опытном образце такой установки [1] были проведены предварительные испытания таких продуктов, как Bitumen Product (Битум) и Parafin (Black Wax) (Парафин). Результаты проведённых экспериментов представлены на диаграммах (рисунки 1 – 4). Полученные результаты проверены лабораторным путём и подтверждены специализированными организациями.

В ходе проведения эксперимента исходный образец битума подвергался воздействию акустических колебаний и высокоразвитой анизотропной турбулентностью (проба 1), а также совместному воздействию электрогидродинамическими ударами, акустическими колебаниями и высокоразвитой анизотропной турбулентностью (проба 2). Плотность, вязкость и другие параметры приведены к стандартным температурам 20 °С и 7 °С. На основании представленных экспериментальных характеристик, построены диаграммы, представленные на рисунках 1 – 4.

На рисунке 1 представлена диаграмма снижения кинематической вязкости битума в процессе обработки. После воздействия акустическими колебаниями и высокоразвитой турбулентностью приведённая к 20 °С кинематическая вязкость снизилась не менее чем на 99,4 %, данные по исходной вязкости, приведённой к 7 °С, отсутствуют. После воздействия электрогидродинамическими ударами, акустическими колебаниями и высокоразвитой турбулентностью приведённая к 20 °С кинематическая вязкость дополнительно снизилась на 95,5 %, а приведённая к 7 °С вязкость на 97,5 %.

На рисунке 2 представлены диаграммы снижения плотности битума в процессе обработки кг/м³ и в градусах API. После воздействия акустическими колебаниями и турбулентностью приведённая к 20 °С плотность (в кг/м³) снизилась на 3,4 %; плотность (в кг/м³), приведённая к 7 °С, уменьшилась на 2,3 %. При этом, приведённая к 20 °С плотность (в градусах API) возросла на 21,1 %; а плотность (в градусах API), приведённая к 7 °С, увеличилась на 42,0 %.

После воздействия электрогидродинамическими ударами, акустическими колебаниями и высокоразвитой турбулентностью приведённая к 20 °С плотность дополнительно снизилась на 2,9 %, а приведённая к 7 °С плотность – на 3,7 % (рисунок 2). При этом, приведённая к 20 °С

плотность (в градусах API) дополнительно возросла на 37,5 %; а приведённая к 7°С плотность (в градусах API) на 35,9 % (рисунок 2).

На рисунке 3 представлена диаграмма изменения элементарного состава битума в процессе обработки. В результате указанных воздействий изменяются физико-химические свойства обрабатываемого образца и его состав. Так например, после воздействия акустическими колебаниями и турбулентностью содержание углерода возросло на 0,7 %, содержание водорода возросло на 3,8 %, содержание азота снизилось на 33,3 %, а содержание серы снизилось на 14,3 %. После воздействия электрогидродинамическими ударами, акустическими колебаниями и высокоразвитой турбулентностью содержание углерода возросло на 0,73 %, содержание водорода возросло на 5,4 %, содержание азота снизилось на 32,7 %, а содержание серы снизилось на 20,4 %.

На рисунке 4 представлена диаграмма изменения количества фракций битума, выкипающих при различных температурах. Так, например, после воздействия акустическими колебаниями и высокоразвитой турбулентностью содержание количества лёгких фракций, выкипающих при температурах до 204 °С, возросло до 2 %, а количество фракций, выкипающих при температурах от 204 до 343 °С, увеличилось на 54,5 %. Количество фракций, выкипающих при температурах от 343 до 525 °С, снизилось на 10 %, а количество тяжёлых фракций, выкипающих при температурах от 525 °С, уменьшилось на 7,7 %. После воздействия электрогидродинамическими ударами, акустическими колебаниями и высокоразвитой турбулентностью количество лёгких фракций, выкипающих при температурах до 204°С, возросло до 5 %; а количество фракций, выкипающих при температурах от 204 до 343 °С, дополнительно увеличилось на 35,3 %. Количество фракций, выкипающих при температурах от 343 до 525 °С, дополнительно снизилось на 3,7 %; а количество тяжёлых фракций, выкипающих при температурах от 525 °С, дополнительно уменьшилось на 13,3 %.

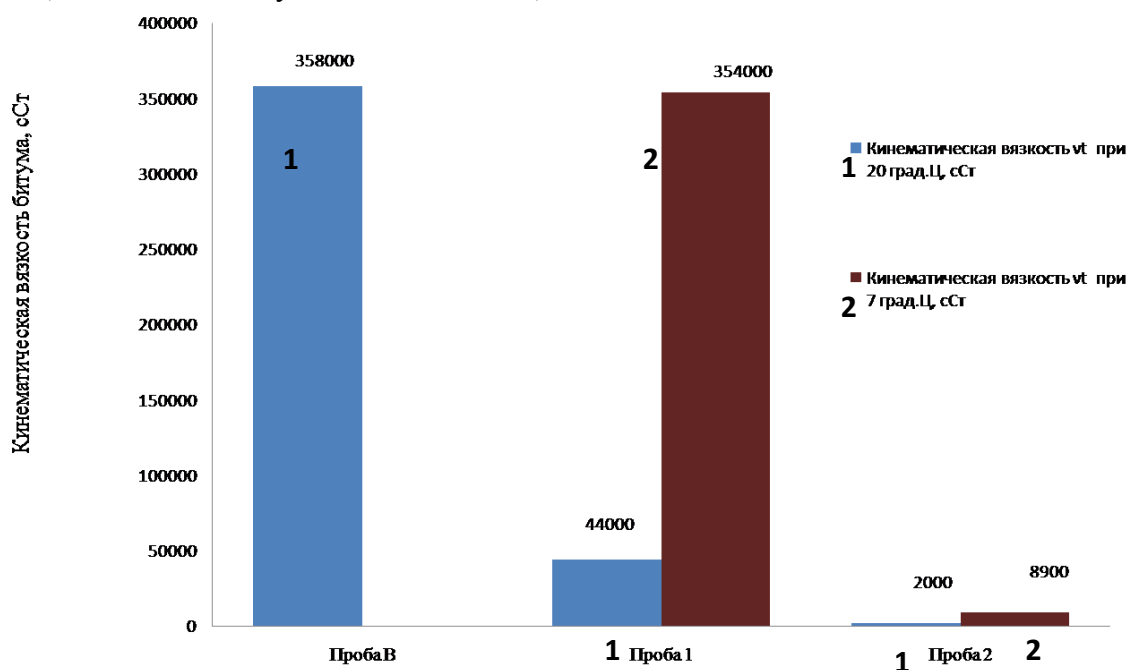


Рисунок 1 – Изменение вязкости битума. Проба В – исходный образец битума (до обработки). Проба 1 – образец битума после обработки в устройстве при воздействии звуковым генератором. Проба 2 – образец битума после обработки в устройстве при воздействии звуковым генератором и искрогенератором

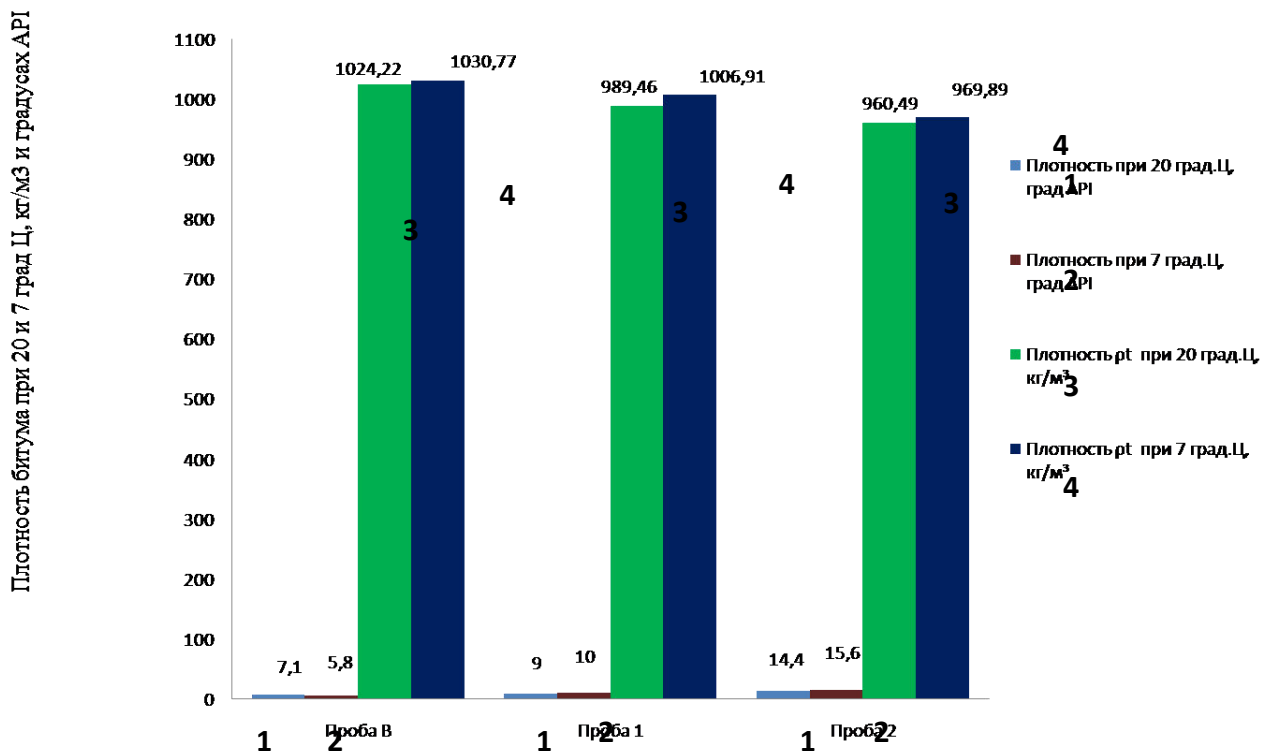


Рисунок 2 – Изменение плотности битума. Проба В – исходный образец битума (до обработки). Проба 1 – образец битума после обработки в устройстве при воздействии звуковым генератором. Проба 2 – образец битума после обработки в устройстве при воздействии звуковым генератором и искрогенератором.

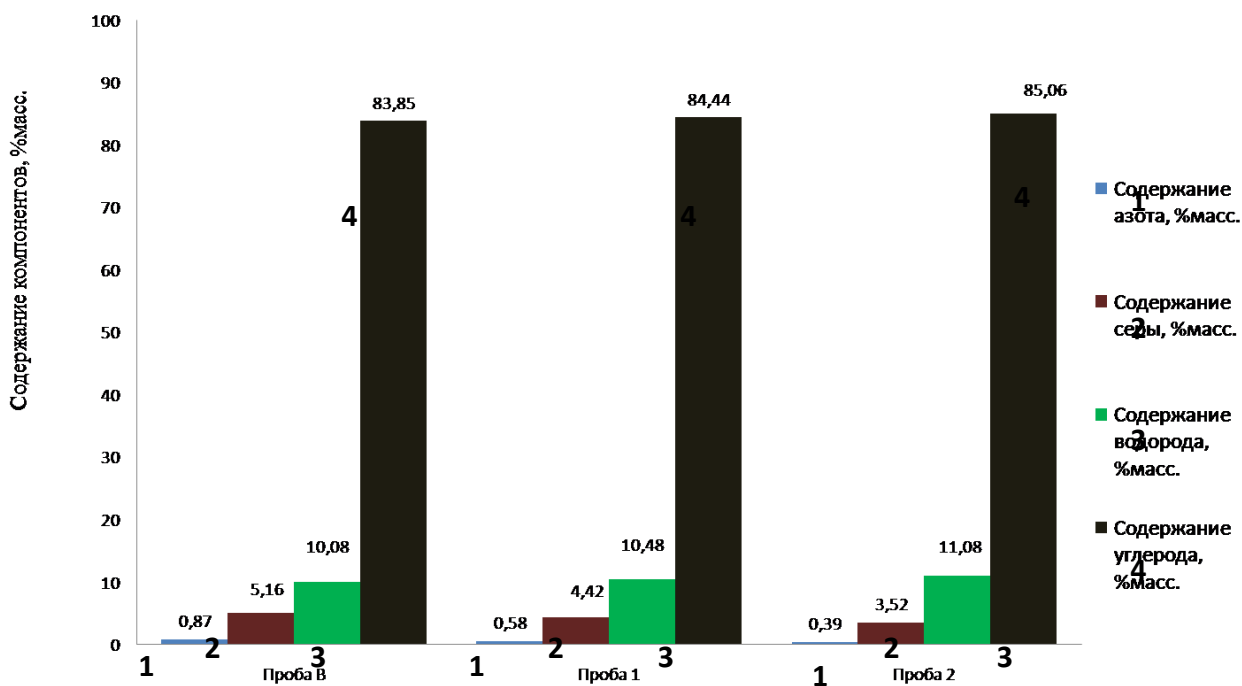


Рисунок 3 – Изменение элементарного состава битума. Проба В – исходный образец битума (до обработки). Проба 1 – образец битума после обработки в устройстве при воздействии звуковым генератором. Проба 2 – образец битума после обработки в устройстве при воздействии звуковым генератором и искрогенератором.

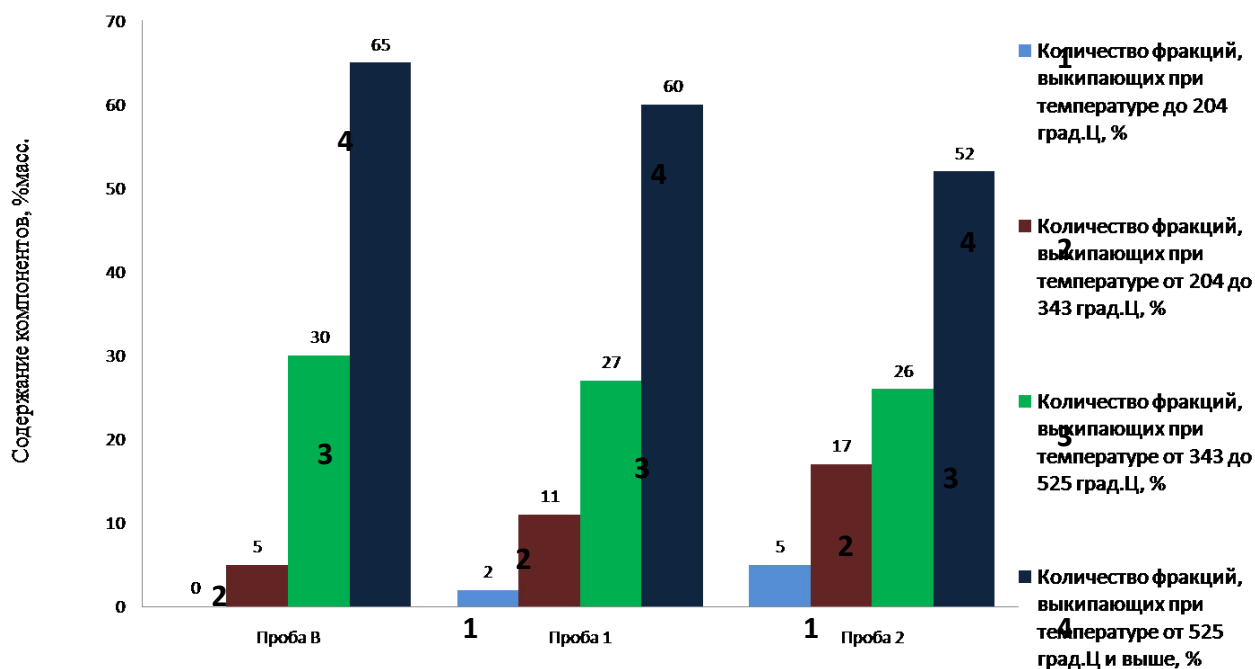


Рисунок 4 – Изменение количества фракций битума, выкипающих при различных температурах. Проба В – исходный образец битума (до обработки). Проба 1 – образец битума после обработки в устройстве при воздействии звуковым генератором. Проба 2 – образец битума после обработки в устройстве при воздействии звуковым генератором и искрогенератором.

Выводы по работе

1. Проведённые поисковые исследования в области создания технологии электрогидродинамической обработки нефти и её составляющих показали на перспективность данной технологии.

2. В процессе обработки битума приведённая кинематическая вязкость снижается не менее, чем на (97,50 – 99,95) %. При этом, плотность битума снижается более чем на (5,9 – 6,3) %.

3. В процессе обработки исходного битума изменяется его элементарный состав: содержание углерода и водорода возрастает, а содержание азота и серы снижается.

4. В процессе обработки битума количество лёгких фракций, выкипающих при температурах до 204°C, увеличивается. Количество фракций, выкипающих при температурах от 204 до 343°C, увеличивается, а количество фракций, выкипающих при температурах от 343 до 525°C, и тяжёлых фракций, выкипающих при температурах от 525°C, снижается.

5. Воздействие электрогидродинамическими ударами в процессе обработки приносит наибольший эффект чем воздействие акустическими колебаниями, более (95,5 – 97,5) %.

Список литературы:

1. United States Patent US 2014/0130400 A1.

II. ЭФФЕКТИВНОЕ И НАДЕЖНОЕ ПРОИЗВОДСТВО И ТРАНСПОРТИРОВКА ЭНЕРГИИ

РАЗРАБОТКА КОНСТРУКЦИИ ЛЭП С ПОВЫШЕННОЙ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТЬЮ

А.-М.В. Тимофеева, аспирант
Н.С. Бурянина, д.т.н., профессор
Северо-Восточный Федеральный университет им. М.К. Аммосова
г. Якутск, Россия
mariya_timo@mail.ru

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.

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:

- а) разработке новых воздушных линий электропередач 220 кВ с повышенной пропускной способностью;
- б) исследовании параметров новых воздушных линий.

Исходя из цели, поставлены следующие задачи: разработать новые конструкции воздушных линий электропередач 220 кВ, позволяющих передавать по ним мощность, превышающую мощность аналогичных традиционных линий электропередач; выполнить технико-экономический анализ основных экономических показателей и оценить эффективность их применения по сравнению существующими линиями.

При разработке новых технических решений линий электропередачи повышенной пропускной способности выполнены обследования и анализ существующих и разрабатываемых воздушных линий электропередачи в нашей стране и за рубежом.

Выполнен анализ их эффективности по сравнению с линиями традиционных конструкций.

Разработана новая конструкция линии, где фаза выполнена из группы проводов, где каждая группа расщеплена, и верхняя поддерживает нижнюю группу так, чтобы та не имела стрелы провеса (так называемая троллейная подвеска проводов, применяемая на электрифицированном транспорте). Такая подвеска исключает горизонтальное перемещение фаз, а значит и пляски проводов, в результате фазы на линии сближены до двух метров. Для закрепления нижней группы установлена дополнительная траверса. Стойки опоры сближены до двух метров с целью сближения фаз. Опоры выполняются из дерева, это в свою очередь удешевляет сметную стоимость линии. Такие опоры можно установить через каждые четыре

промежуточных пролета традиционных линий электропередачи, что тоже удешевляет стоимость проекта. При этом пропускная способность будет больше, чем у линий традиционного исполнения. Произведен механический расчет проводов и электрических параметров.

Механический расчет проводов ВЛ произведен по методу допускаемых напряжений, расчет изоляторов – по методу разрушающих нагрузок.

Механические нагрузки, действующие на провода ВЛ, определяются собственным весом провода, величиной ветрового напора и дополнительной нагрузкой, обусловленной гололедом.

Проверены на механические нагрузки провода марки АС–240/32 и А–240. Воздушная линия имеет напряжение 220 кВ.

Механический расчет проводов проводится для режимов:

1. минимальных температур;
2. наибольшей нагрузки;
3. максимальных температур;
4. среднегодовых температур;
5. гололеда.

По результатам расчета во всех режимах напряжение в материале провода в пределах нормы.

Для снижения электрического поля вокруг фазы, и следовательно, для потери мощности на коронирование, увеличивают эквивалентный радиус. Это достигается путем расщепления фазы. В новой конструкции линии расстояния между проводами в фазе изменены от 0,4 до 6,4 метров, в зависимости от найденной максимальной стрелы провеса $f=6,25$ м. И определены эквивалентные радиусы. Путем сближения расщепленных фаз уменьшено индуктивное сопротивление и увеличена емкостная проводимость линии, тем самым уменьшено волновое сопротивление. Это привело к увеличению пропускной способности.

Рассмотрены два варианта строительства ВЛ–220 кВ: традиционные двухцепные линии и одноцепные линии новой конструкции.

При разработке линии с повышенной пропускной способностью минимизированы неблагоприятные воздействия на окружающую среду. А именно, расстояние между фазами уменьшена до 2 м. За счет этого ширина просеки уменьшается в 2 раза. В традиционных двухцепных ВЛ-220 кВ она составляет 50 метров. Таким образом, в плане экологического воздействия, новую конструкцию линий электропередач можно считать оптимальным.

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
$b_0 \cdot 10(-6)$, См/км	2,6	6,71
Волновое сопротивление, Ом	158,29	145,12
Натуральная мощность, МВт	240	300,87

Предлагаемая конструкция линии электропередачи является компромиссным решением проблемы повышения пропускной способности высоковольтных линий. С одной стороны, она дешевле двухцепной примерно на 20 %, что позволяет рассмотреть ее

экономические показатели в сравнении с аналогичными показателями двухцепной линии, с другой стороны, обладая надежностью двухцепной электропередачи и даже выше, имеет потери мощности примерно в два раза меньшие, чем двухцепные. При этом для ее осуществления не требуется разработка нового оборудования.

Список литературы:

1. Александров Г.Н. Передача электрической энергии.– 2-е изд. -СПб.:Изд-во Политехн. ун-та, 2009.–412 с.
2. Афонская Г.П. Расчет промежуточной П-образной деревянной опоры воздушной линии электропередачи. Методические указания к выполнению курсовой работы. – Я.: Якутский государственный университет, 2006.-37с.
3. Библия электрика: ПУЭ, МПОТ, ПТЭ.-2-е издание.- М.: Эксмо, 2013.—752 с.
4. Булатов А. С. Экономика: Учебник. 3-е изд., перераб. и доп. -. М.:Экономисть., 2004.- 896 с.
5. Евдокимов Ф.Е. Теоретические основы электротехники: Учебн. для средн. спец. учеб. заведений - Москва: Высш. школа, 2001.- 495с.
6. Крюков К.П., Новгородцев Б.П. Конструкции и механический расчет линий электропередачи. 2-е изд., перераб. и доп. – Л.: Энергия, Ленингр. отд-ние 1979 – 312 с.
7. Поспелов Г.Е., Федин В.Т. Электрические системы и сети. Проектирование. Учеб. Пособие для вузов.– 2–е изд.- М.: Высш. Шк., 1988.–308 с.
8. Правила устройства электроустановок.– М: Энергоатомиздат, 2000–640 с.1
9. Савицкая Г.В. Экономический анализ. Учебник.- М.: Новое знание, 2003–640 с.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МАШИН СТИРЛИНГА

Ж.М. Асылханов. магистрант, М. Рыскелди, магистрант
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
г. Томск, Россия
swidy@gmail.com

Машина Стирлинга представляет собой тепловую машину, в которой жидкость или газ движутся в замкнутом объеме, один из видов двигателей внешнего сгорания. Принцип работы основан на периодическом нагреве и охлаждении рабочего тела с извлечением энергии из возникающего при этом изменения объема рабочего тела. Может работать не только от сжигания топлива, но и от любого источника тепла.[1].

На сегодняшний день, благодаря производству высокопрочных термоустойчивых материалов, электронных систем управления, двигатель Стирлинга снова привлекает внимание специалистов. Теоретические расчеты показали, что сравнительно с ДВС, при условии применения современных материалов, он выиграет по экономическим и экологическим показателям.[1]

Двигатель Стирлинга работает по циклу Стирлинга (рис.1), состоящий из четырех фаз и разделён двумя переходными фазами: нагрев, расширение, переход к источнику холода, охлаждение, сжатие и переход к источнику тепла. Таким образом, при переходе от тёплого источника к холодному источнику происходит расширение и сжатие газа, находящегося в цилиндре. При этом изменяется давление и за счёт этого можно получить полезную работу.[2].

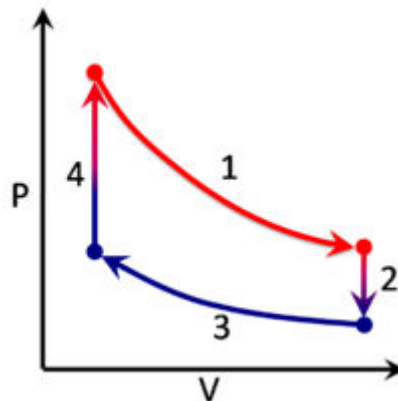


Рисунок 1. Идеализированный цикл Стирлинга

Всего существует три конфигурации двигателей Стирлинга: альфа, бета и гамма.[2].

На сегодняшний день двигатели Стирлинга используются в различных областях как: универсальные источники энергии, насосы, тепловые насосы (кондиционеры), холодильная техника, подводные лодки, аккумуляторы энергии, солнечные электростанции, космические корабли, медицина (искусственное сердце).

В конце прошлого тысячелетия сложилась достаточно парадоксальная ситуация, которая заключается в том, что Россия, обладая многолетним опытом и технологией производства машин Стирлинга, не имеет опыта собственных разработок, серийно выпускаемых машин Стирлинга. Данная ситуация обусловлена в основном тем обстоятельством, что в 90-х годах в России из-за экономического кризиса сложилась крайне неблагоприятная инновационная атмосфера, во многих российских научных организациях, в которых ранее велись работы по тематике создания машин Стирлинга, например, МВТУ им. Баумана, ВНИИГТ, ОмПИ (ТУ), СПбГТУ (Политехнический университет), ЦНИДИ и др., исследования из-за финансовых трудностей были полностью прекращены. В то же время за рубежом были достигнуты наиболее существенные результаты в создании высокоэффективных машин Стирлинга.

Применение когенерационной установки на основе ДС позволяет на 40% снизить расход топлива на производство электроэнергии и тепла. С 2008 года в Германии реализуется федеральная энергетическая программа по установке в 80 тыс. частных домов

КУ с ДС мощностью 1,5 кВт. По мнению немецких специалистов, этот проект позволит избежать строительства трех крупных атомных электростанций на территории страны.[4].

Новая технология открывает широкие возможности для снабжения электроэнергией и теплом негазифицированных сельских районов, поселков, фермерских хозяйств, животноводческих ферм и птицефабрик Российской Федерации. Огромная протяженность магистральных трубопроводов центрального отопления приводит к тому, что значительная часть тепловой энергии теряется при транспортировке горячей воды от ТЭЦ до потребителей.

Экономическая эффективность использования когенерационных установок с двигателями Стирлинга:

1. Стоимость 1 кВт/ч производимой электроэнергии с помощью когенерационной установки будет составлять от 30 до 50 коп., что в 2–3 раза дешевле существующих тарифов.[3].
2. Примерно в 2 раза увеличивается ресурс преобразователя прямого цикла когенерационной установки, по сравнению с ДВС.[3].
3. При сгорании топлива содержание СО в обработанных газах в 3 раза ниже и значительно ниже содержание NO и СН, что соответствует самым жестким мировым экологическим стандартам.[4].
4. Срок окупаемости когенерационных установок 2,5 года.[3].

Машина Стирлинга может быть применена при модернизации котельных агрегатов мини – ТЭЦ без изменения существующей конструкции котельной станции теплоснабжения, установка в дымоходе котельного агрегата нагревателя двигателя Стирлинга позволяет осуществлять преобразование теплоты уходящих дымовых газов в полезную механическую и электрическую энергию.[3] Утилизация теплоты уходящих газов с помощью двигателя Стирлинга является наиболее перспективным направлением повышения экономичности котельного агрегата. Предлагаемая технология может быть эффективно использована при модернизации котельных различной мощности. Полученная электрическая энергия может быть использована как для покрытия потребностей в электроэнергии на собственные нужды котельной, так и выработки электроэнергии во внешнюю электросеть. Экономическая эффективность использования утилизационных установок с двигателями Стирлинга при модернизации котельных станций теплоснабжения:

1. Стоимость 1 кВтч производимой электроэнергии с помощью утилизационной установки с двигателем Стирлинга в 8 раз дешевле существующих тарифов центрального электроснабжения. [3].
2. Срок окупаемости инвестиций при модернизации котельных в мини-ТЭЦ на основе применения утилизационных установок с двигателем Стирлинга не превышает 3 лет, в зависимости от исходных технико-экономических данных.[3].

К основным проблемам, возникающим при создании современных высокоэффективных машин Стирлинга и сдерживающим до сих пор их широкое применение в различных областях техники, можно отнести:

- сложность математического описания и методов расчета проектируемых машин Стирлинга.
- сложность разработки конструктивного исполнения основных узлов.
- сложность технологического исполнения основных узлов.

Успех в создании конкурентоспособных на мировом рынке, высокоэффективных и экологически чистых машин Стирлинга может быть достигнут только как результат синтеза тщательной конструктивной проработки основных узлов, передовой технологии производства и высокого уровня научных исследований.

Список литературы:

1. Уокер Г. Двигатели Стирлинга. – М.: Машиностроение, 1985.
2. Смирнов Г.В. Двигатели внешнего сгорания, М., 1967.
3. Кириллов Н.Г. Производство машин Стирлинга – новое перспективное направление в развитии отечественного машиностроения//Вестник машиностроения. – 2005. № 8. С. 3–8.

ТЕХНИЧЕСКИЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Е.А. Дуйсенов, магистрант, А.Ж. Жасаганбергенев, магистрант, М.Б. Шохан
магистрант
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
г. Томск, Россия
akynbek_aipet@mail.ru

Магистральные сети - сети, связывающие отдельные регионы, страны и их крупнейшие источники и центры потребления. Характерны сверхвысоким и высоким уровнем напряжения и большими потоками.

На сегодняшний день, существует проблемы на магистральных линиях, такие как:

- отказ подстанционного оборудование
- проблемы опор линий электропередачи
- обледенение линий электропередачи
- надежность
- воздействия ВЛ на окружающую среду
- потери энергии
- потери напряжения сети

Под отказом подстанции принимается отказ хотя бы одного из объектов: силового трансформатора, измерительного трансформатора, высоковольтного выключателя, разъединителя, разрядника, отделителя, короткозамыкателя, реактора, изолятора, сборной шины. С каждым годом увеличивается количество повреждений силовых трансформаторов 35-220 кВ. Более 50% отказов вызваны старением и увлажнением изоляции, повреждениями комплектующих узлов - переключатели ответвлений, устройства регулирования напряжения и вводы. Урону отказов на подстанциях с большим классом напряжения заметно выше, чем на подстанциях более низкого напряжения. Чаще всего выходят из нормального режима работы: 1. выключатели; 2. силовые трансформаторы; 3. разъединители; 4. трансформаторы тока; 5. сборные шины; 6. трансформаторы напряжения; 7. разрядники. Доля отказов по причине повреждения только вводов и изоляторов достигает до 45%. К тому же следует отметить, что выход со строя перечисленного оборудования на подстанциях квалифицируется как тяжелая аварийная ситуация.

Обледенение проводов чаще всего возникает от осадения на них переохлажденной воды, находящейся в воздухе в виде тумана, мороси, дождя и слоистых облаков. Мокрый снег налипает при незначительной положительной температуре воздуха. К обледенению проводов и тросов может привести также налипание мокрого снега. С обледенением проводов борются путем прогрева их нагрузочным током или токами короткого замыкания (плавка гололеда) и механической очистки.

Часто зимой происходит обледенение проводов ЛЭП, при этом толщина корки льда достигает 25 - 50 мм. Это может привести к обрыву проводов, поломкам опор и соответственно к длительным перерывам в электроснабжении.

Воздушные линии электропередачи оказывают негативное влияние на окружающую среду, в частности на ее экологические, социальные и экономические системы. Для сооружения линий электропередачи требуется отвод земель под опоры и вырубка просек при прохождении трассы линии по лесному массиву. Последствия отвода земель и вырубки леса выражаются:

в разрушении ценных сельскохозяйственных земель, а именно: в порче посевов, верхних плодородных слоев земли при строительстве линий и, следовательно, снижении объемов производства сельскохозяйственной продукции;

снижении водоохраных, водорегулирующих, противозерозионных, климаторегулирующих, почвозащитных, полезащитных функций леса;

изменении среды обитания животных и птиц, их генофонда (площадь вырубки леса для прокладки 1 км линии напряжением до 10 кВ, а также линий напряжением 35, 110, 220,

330 и 750 кВ составляет соответственно 0,7; 3,4; 3,2; 3,7; 5,6; 8,5 га/км при ширине просеки 7, 7, 34, 37, 56 и 85 м).

Введенная в эксплуатацию воздушная линия электропередачи изменяет рельеф местности и оказывает влияние на условия жизни населения вблизи линии: создает дискомфорт, вызванный акустическим шумом, исходящим от линии, воздействием на телевидение, связь, радио, необходимостью соблюдения безопасности и продолжительности пребывания в зоне отчуждения линии из-за высокой напряженности электрического поля и повышенной концентрации озона и окислов азота.

В сетях предприятий энергетики и электрификации напряжением 220 кВ и ниже потери электроэнергии составляют 78 % от общих потерь, из них в сетях 110–220 кВ – 28 %; в сетях 35 кВ – 16 % и в сетях 0,38–10,00 кВ – 34 %. Потери электроэнергии, не зависящие от нагрузки («условно-постоянные»), составляют 24,7 %, «нагрузочные потери» (зависимые от величины передаваемой по сети мощности) – 75,3 % от общих потерь. В составе нагрузочных потерь 86 % – потери в ЛЭП и 14 % – в трансформаторах. В условно-постоянных потерях электроэнергии 67 % составляют потери холостого хода трансформаторов, 11 % – собственные нужды подстанций, 22 % – прочие потери. Переход от централизованных (государственных) к рыночным механизмам управления энергетикой сопровождался увеличением потерь электроэнергии в сетях. Так, за 10 лет (1994–2003) потери возросли на 37,1 % в абсолютном выражении и на 3,05 % (с 10,09 до 13,50 %) по отношению к отпуску электроэнергии (при росте этого отпуска всего на 5,3 %). В середине 80-х гг. потери в сетях составляли 9,2 % и были сопоставимы с потерями развитых стран, рис. 11.3. В 2003 г. в отдельных энергосистемах они превышали даже 20 %.

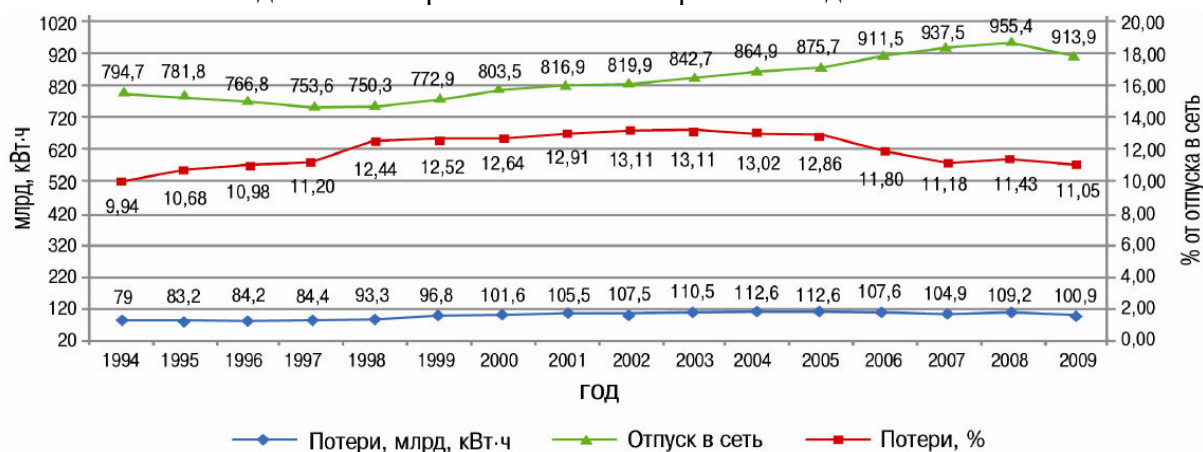


Рисунок 1. Динамика потерь электроэнергии в сетях России

Развитие промышленного комплекса страны в перспективе на 20-30 лет вперед с внедрением нового высокотехнологичного оборудования приведет к качественно новым требованиям к надежности, качеству энергосбережения и экономичности. Существующий подход в развитии сетей не решает поставленной задачи в указанной перспективе.

Список литературы:

1. Современные проблемы электроэнергетики: учебное пособие / В.Я. Ушаков; Томский политехнический университет. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013. 448 с.
2. Электрические системы. Электрические сети: Учебник для электроэнергетических специализированных вузов / В. А. Веников, А. А. Глазунов, Л. А. Жуков и др.: Под редакцией В. А. Веникова, В. А. Строева. – 2-ое изд., переработанное и дополненное. – М.: Высш. шк., 1998. – 511 с.: ил.
3. Технические науки/5. Энергетика Ким Ен Дар, В.Н. Таран Украинская инженерно-педагогическая академия; Научно-исследовательский институт высоких напряжений Правила технической эксплуатации электростанций и сетей РФ. М.: Изд-во «Энергосервис», 2003.

КОГЕНЕРАЦИЯ – ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ПРОИЗВОДСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

М.А. Алексеев, магистрант, М.Ю. Белов, магистрант, К.О. Коршунов, магистрант
 Национальный исследовательский Томский политехнический университет
 г. Томск, Россия
mihail0706@sibmail.com

Когенерация (название образовано от слов Комбинированная генерация электроэнергии и тепла) — процесс совместной выработки электрической и тепловой энергии.

Основной принцип когенерации: стремление к максимальному использованию энергии первичного топлива (например, использование тепловой энергии, которая раньше сбрасывалась в атмосферу). Общий КПД энергетической станции в режиме когенерации составляет 80-95%. Более наглядно это можно увидеть на блок-схема рисунок 1.



Рисунок 1. Блок-схема раздельного и совместного производства электроэнергии и тепла

Главное преимущество когенератора перед обычными теплоэлектростанциями заключается в том, что он преобразует энергию с большей эффективностью. Система когенерации работает с наименьшими тепловыми потерями. Уменьшаются также производственные расходы [1].

Простейшим методом когенерации является схема, использующая т.н. «турбины с противодавлением». При этом как электрическая, так и тепловая энергия производится в паровой турбине. Электрическая мощность станций, использующих турбины с противодавлением, как правило, составляет несколько десятков мегаватт.

Когенератор состоит из котла, паровой турбины, соединенного с ней генератора, системы отбора тепла (теплообменников) и системы управления. Теплоноситель отбирается из системы отбора тепла. При этом в среднем на 100 МВт электрической мощности потребитель получает 150–160 МВт тепловой в виде горячей воды (90-129 °С) для отопления и ГВС (т.е соотношение выработанной электрической энергии к тепловой равно 1:1,6).

Одним из примеров применения когенерации в большой энергетике является одна из самых мощных теплоэлектроцентралей Московской области - ТЭЦ-21 (Ховринская или Коровинская ТЭЦ). Электрическая мощность данной станции составляет 1800 МВт, а тепловая - 4958 Гкал/ч. [2]

Если говорить об успешной реализации когенерации в объектах большой энергетики Томской области, то в качестве примера можно привести Томскую ТЭЦ-3, которая сочетает в себе производство тепловой и электрической энергии одновременно посредством турбогенератора и котлоагрегатов. Данные по мощности этих узлов приведена в таблице № 1 [3].

Таблица 1. Мощности турбогенератора и котлоагрегатов ТЭЦ-3

№ п/п	Наименование и тип оборудования	Станционный номер агрегата	Мощность, МВт, теплопроизводительность, Гкал/ч
Турбинные установки			
1	Турбина ПТ-140/165-130/15-3	1	140
Котельные агрегаты			
1	Котел БКЗ-500-140	1А	500
2	Котел БКЗ-500-140	1Б	500

Использование тепловой энергии, выработанной на ТЭЦ необходимо для различных видов производств, многие из которых требуют значительного наличия тепла (Таблица 2.).

Таблица 2. Перечень производств с высоким использованием тепла [1]

№ п/п	Продукт	Процент используемого тепла менее 155°C, %
1	Колбасы и мясные полуфабрикаты	97,6
2	Сыр	100
3	Сгущенное молоко	66,4
4	Фанера	100
5	Деревянная мебель	100
6	Синтетический каучук	100
7	Синтетическое волокно	100
8	Выделка синтетического волокна	68,8
9	Выделка хлопчатобумажного волокна	43,7
10	Бетонные блоки	34,7

С одной стороны, при выборе когенерационной системы для специфического использования необходимо оценивать электрическую и тепловую нагрузку, отношение (электроэнергия / тепло) и количество рабочих часов в год. Большинство областей промышленности со значительным потенциалом для когенерации имеют определенные процессы, в которых производится или выбрасывается тепло в таком количестве и такого качества (температуры), что вполне можно утилизировать это тепло для повторного использования. С другой стороны, в некоторых промышленных процессах (таких как

каталитический крекинг в нефтепереработке) имеются газы (побочный продукт), которые могут использоваться непосредственно в системе когенерации. Целлюлозно-бумажная промышленность рождает большие количества энергоемких отходов (отходы производства, кора, опилки и материалы, не используемые в процессе), которые могут быть использованы в качестве топлива для когенерационных систем. [4]

Особенный интерес вызывает применение когенерации в промышленных зонах и парках. Совокупная электрическая и тепловая нагрузка всех производств много больше, чем у каждого в отдельности. Кроме того, продолжительность потребления энергии дольше и изменения нагрузки со временем минимальны (сравнивая с отдельными производствами). Эти условия создают идеальную обстановку для применения когенерации как централизованной системы.

При рассмотрении методов настоящего и будущего когенерации, необходимо осветить такие установки, как использование газотурбинных установок, снабженных котлами-утилизаторами, или когенераторов на базе первичного газового (дизельного) двигателя внутреннего сгорания с электрогенератором на валу.

Первые предназначены для получения перегретого пара высокого и низкого давлений и подогрева конденсата за счет использования тепла горячих выхлопных газов, поступающих с газотурбинных установок, сушильных барабанов, вращающихся и туннельных печей. Работает котел-утилизатор на скользящих параметрах пара высокого и низкого давлений, определяемых расходом и температурой газов, поступающих в котел-утилизатор, и режимами работы агрегатов.

Вторые широко используются в малой энергетике (мини-ТЭЦ). И для этого есть следующие предпосылки:

- Тепло используется непосредственно в месте получения, что обходится дешевле, чем строительство и эксплуатация многокилометровых теплотрасс;
- Электричество используется большей частью в месте получения без накладных расходов поставщиков энергии, и его стоимость для потребителя может быть несколько меньше, чем у энергии из сети.
- Потребитель приобретает энергетическую независимость от сбоев в электроснабжении и аварий в системах теплоснабжения.

В итоге, автономное функционирование мини-ТЭЦ дает возможность поддерживать стабильные теплоэлектрические параметры, такие как напряжение, частота и температура, качество воды.

Потенциальными потребителями энергии могут быть заводы, больницы, объекты жилищной сферы, а также газоперекачивающие, компрессорные станции, котельные и т. д.

Резюмируя все выше сказанное, можно с уверенностью утверждать, что технология когенерации действительно одна из ведущих в мире. Что интересно, она прекрасно сочетает такие положительные характеристики, которые недавно считались практически несовместимыми. Наиболее важными сильными сторонами следует признать высочайшую эффективность использования топлива и более чем удовлетворительные экологические параметры.

Список литературы:

1. Основы энергосбережения: Учеб. пособие / М.В. Самойлов, В.В. Паневчик, А.Н. Ковалев. 2-е изд., стереотип. – Мн.: БГЭУ, 2002. – 198.
2. Образовательный ресурс «Википедия» Адрес источника - <http://ru.wikipedia.org/wiki/ТЭЦ-21>
2. Образовательный ресурс «Википедия» Адрес источника - http://ru.wikipedia.org/wiki/Томская_ТЭЦ-3
3. Статья "Энергетика Екатеринбурга". Адрес источника - http://www.abok.ru/for_spec/articles.php?nid=483.

4. Информационный портал «Когенерация.ру». Адрес источника -
<http://www.cogeneration.ru/base-benefits/application.html?&Page=3>.

ТЕХНИЧЕСКИЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

А.А. Кретцингер, магистрант
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
г. Томск, Россия
kretzinger1991@gmail.com

Место электроэнергетики в современном мире определяется сегодня не только огромными объемами перерабатываемых энергоресурсов, но и неизмеримым количеством агрегатов, установок, трубопроводов, линий электропередач, машин и механизмов, сложностью систем электроснабжения, а главное - ни с чем несравнимой надежностью, простотой и качеством обеспечения электрической энергией в любой момент времени и в необходимом количестве.[1]

При передаче электрической энергии в каждом элементе электрической сети возникают потери.

Фактические (отчетные) потери электроэнергии $\Delta W_{\text{Отч}}$ определяют как разность электроэнергии, поступившей в сеть, и электроэнергии, отпущенной из сети потребителям. Эти потери включают в себя составляющие различной природы: потери в элементах сети, имеющие чисто физический характер, расход электроэнергии на работу оборудования, установленного на подстанциях и обеспечивающего передачу электроэнергии, погрешности фиксации электроэнергии приборами ее учета и, наконец, хищения электроэнергии, неоплату или неполную оплату показаний счетчиков и т.п.[2]

Четыре составляющие фактических потерь:

технические потери электроэнергии ΔW_{T} , обусловленные физическими процессами в проводах и электрооборудовании, происходящими при передаче электроэнергии по электрическим сетям.

расход электроэнергии на собственные нужды подстанций $\Delta W_{\text{СН}}$, необходимый для обеспечения работы технологического оборудования подстанций и жизнедеятельности обслуживающего персонала, определяемый по показаниям счетчиков, установленных на трансформаторах собственных нужд подстанций;

потери электроэнергии, обусловленные инструментальными погрешностями их измерения (инструментальные потери) $\Delta W_{\text{Изм}}$;

коммерческие потери $\Delta W_{\text{К}}$, обусловленные хищениями электроэнергии, несоответствием показаний счетчиков оплате за электроэнергию бытовыми потребителями и другими причинами в сфере организации контроля за потреблением энергии. Их значение определяют как разницу между фактическими (отчетными) потерями и суммой первых трех составляющих:

$$\Delta W_{\text{К}} = \Delta W_{\text{Отч}} - \Delta W_{\text{T}} - \Delta W_{\text{СН}} - \Delta W_{\text{Изм}}. \quad (2)$$

Повреждения в воздушных распределительных электрических сетях

Линии электропередачи (ЛЭП) – наиболее часто повреждаемые элементы энергосистемы из-за территориальной рассредоточенности и подверженности влиянию внешних неблагоприятных условий окружающей среды.

Причины повреждения воздушных ЛЭП:

- гололédно-ветровые нагрузки;
- перекрытие изоляции вследствие грозových разрядов;
- повреждение опор и проводов автотранспортом и другими механизмами;
- дефекты изготовления опор, проводов, изоляторов;
- перекрытие изоляции из-за птиц;
- несоответствие опор, проводов, изоляторов климату;

– неправильный монтаж опор и проводов, не соблюдение сроков ремонта и замены оборудования.

Количество повреждений в распределительных сетях

Повреждения в сети за год:

– устойчивые повреждения на 100км: линий – 6, в том числе: изоляторов – 1.5, проводов – 0.25, опор – 1.5, разъединителей – 1;

– повреждения на 100 трансформаторных пунктов – 5, в том числе: трансформаторов – 2.25, вентиляных разрядников – 0.8, перегорание фаз предохранителей на 100км линий – 0,1.

Распределение повреждений в распределительных сетях:

– причины повреждений:

– природные воздействия – 45%;

– деятельность людей – 35%;

– неисправность оборудования – 20%.

– место повреждения:

– на линиях – 75%;

– в ТП – 7,4%;

– у абонентов – 17,6%. [4]

Классификация методов определения мест повреждения ВЛ

Существующие методы ОМП по параметрам аварийного режима с учетом различных признаков подразделяются на:

– методы на основе двусторонних (многосторонних) и односторонних измерений параметров;

– методы на основе измерений симметричных составляющих токов и напряжений и их сочетаний. [5]

Энергетика – это та отрасль производства, которая развивается невиданно быстрыми темпами. Если численность населения в условиях современного демографического взрыва удваивается за 40-50 лет, то в производстве и потреблении энергии это происходит через каждые 12-15 лет. При таком соотношении темпов роста населения и энергетики, энерговооруженность лавинообразно увеличивается не только в суммарном выражении, но и в расчете на душу населения.

Список литературы:

1. Даценко В.А., Сивков А.А., Герасимов Д.Ю. Монтаж, ремонт и эксплуатация электрических распределительных сетей в системах электроснабжения промышленных предприятий. - ТПУ, 2007.
2. Железко Ю.С. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. - М.: НУ ЭНАС, 2002.
3. Савоськин Н.Е. Надёжность электрических систем: Учебное пособие. – Пенза: ПГУ, 2004.
4. Кузнецов А.П. Определение мест повреждения на воздушных линиях электропередачи. – М.: Энергоатомиздат, 1988

КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ: ПОКАЗАТЕЛИ, ВЛИЯНИЕ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ И НА НАДЁЖНОСТЬ РАБОТЫ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЯЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ

Е.В. Тарасов, магистрант, Д.И. Олейник, магистрант
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
г. Томск, Россия
e.tarasov@inbox.ru

Показатели качества электроэнергии (ПКЭ) – стандарты, устанавливающие допустимые уровни помех в электрической сети и характеризующие качество электроэнергии (КЭ). **Влияние КЭ на работу электроприемников** - важный показатель, который необходимо учитывать при проектировании электроэнергетических объектов. Рост электропотребления промышленностью и электрифицированным транспортом обуславливает увеличение доли электроприемников с толчковыми, несимметричными нагрузками, нагрузками с нелинейными характеристиками. Поэтому вопрос повышения КЭ играет важную роль в современной энергетике. [3] В [4] приведены основные ПКЭ.

К важнейшим показателям КЭ относят:

- Колебания напряжения
- Несимметрия напряжения
- Несинусоидальность напряжения
- Отклонение частоты переменного напряжения
- Провалы напряжения
- Временное перенапряжение
- Импульсное перенапряжение
- Электромагнитная совместимость
- Добавочные потери в линиях электропередачи

При *снижении напряжения* существенно ухудшается технологический процесс, увеличивается его длительность. Следовательно, увеличивается себестоимость производства лю. При повышении напряжения снижается срок службы оборудования, повышается вероятность аварий. Отклонения напряжения, усугублённые резкопеременным характером, ещё более снижают эффективность работы и срок службы оборудования. Вызывают брак продукции. Способствуют отключению автоматических систем управления и повреждению оборудования. Не менее опасна, вызываемая колебаниями напряжения, пульсация светового потока ламп освещения. Её восприятие человеком — фликер — утомляет, снижает производительность труда и, в конечном счёте, влияет на здоровье людей

Влияние *несимметрии* напряжений также негативно сказывается на работу электрооборудования. В электрических сетях возрастают потери электроэнергии от дополнительных потерь в нулевом проводе. В электродвигателях, возникают магнитные поля, вращающиеся встречно вращению ротора. Общее влияние несимметрии напряжений на электрические машины выливается в значительное снижение срока их службы. Например, при длительной работе с коэффициентом несимметрии по обратной последовательности $K_{2U} = 2...4\%$, срок службы электрической машины снижается на 10...15 %, а если она работает при номинальной нагрузке, срок службы снижается вдвое.

При *несинусоидальности* напряжения в электрических машинах, включая трансформаторы, возрастают суммарные потери. Фронты несинусоидального напряжения воздействуют на изоляцию кабельных линий электропередач, — учащаются однофазные короткие замыкания на землю. Аналогично кабелю, пробиваются конденсаторы. [1]

Отклонение фактической частоты переменного напряжения ($f_{ф}$) от номинального значения ($f_{ном}$) в установившемся режиме работы системы электроснабжения. Снижение частоты происходит при дефиците мощности работающих в системе электростанций.

Провалы напряжения - внезапное и значительное снижение напряжения (менее 90 % $U_{ном}$) длительностью от нескольких периодов до нескольких десятков секунд с последующим восстановлением напряжения. Причинами провалов напряжения является срабатывание средств защиты и автоматики при отключении грозовых перенапряжений, токов короткого замыкания (КЗ), а также при ложных срабатываниях защит или в результате ошибочных действий оперативного персонала.

Временное перенапряжение - внезапное и значительное повышение напряжения (более 110 % $U_{ном}$) длительностью более 10 миллисекунд. Временные перенапряжения возникают при коммутациях оборудования (коммутационные, кратковременные) и при коротких замыканиях на землю (длительные). Коммутационные перенапряжения возникают при разгрузке протяжённых линий электропередач высокого напряжения.

Импульсное перенапряжение - резкое повышение напряжения длительностью менее 10 миллисекунд. Импульсные перенапряжения возникают при грозовых явлениях и при коммутациях оборудования (трансформаторы, двигатели, конденсаторы, кабели), в том числе при отключении токов КЗ.[3]

Электромагнитная совместимость – способность электрической установки, или элемента, группы элементов, прибора или иного устройства, функционировать в заданной электромагнитной обстановке так, чтобы не вызывать недопустимого электромагнитного воздействия на окружающую среду. Электромагнитные помехи, излучаемые различными источниками, воздействуют на приборы, линии сигналов или данных, а также на системы электропитания, заземления устройств автоматизации отдельно или комбинированно при случайном наложении во времени. Внутри прибора они могут попасть совместно с полезными сигналами или с напряжением питания по проводам либо полевым путем, а также через антенны. В дополнении к этим помехам, вызванным внешними источниками, могут возникнуть и внутренние помехи, распространяющиеся по проводам или в виде поля внутри системы.[5]

Добавочные потери. В линиях электропередачи 110 кВ в условиях высокого искажения синусоидальности тока имеют место добавочные потери активной мощности и энергии от действия высших гармонических составляющих. Добавочные потери во многих случаях составляют значительную часть от основных потерь, но не учитываются в расчете технологических потерь электроэнергии. Учитываются потери только от первой гармоники (основной частоты 50 Гц). В [6] приведены расчеты потерь активной энергии за сутки, которые показывают, что основные и добавочные потери в данном случае составляют 378,2 и 49,7 кВтч, соответственно. Уровень добавочных потерь электроэнергии достигает 13,1 % от основных потерь энергии. Что является довольно значимой величиной.[6]

Ниже рассмотрены мероприятия по увеличению КЭ.

➤ Снижение *потерь напряжения* (ΔU) достигается:

- Выбором сечения проводников линий электропередач ($\equiv R$) по условиям потерь напряжения.
- Применением продольной емкостной компенсации реактивного сопротивления линии (X). Однако, это опасно повышением токов короткого замыкания при $X \rightarrow 0$.
- Компенсацией реактивной мощности (Q) для снижения ее передачи по электросетям с помощью конденсаторных установок и синхронных электродвигателей, работающих в режиме перевозбуждения. Кроме снижения потерь напряжения, *компенсация реактивной мощности* является эффективным мероприятием энергосбережения, обеспечивающим снижение потерь электроэнергии в электрических сетях.[2]

➤ Мероприятия по снижению *колебаний* напряжения:

- Разделение нагрузок
- Применение оборудования с улучшенными характеристиками ($\equiv \downarrow \Delta Q$). Применение электродвигателей со сниженным пусковым током и улучшенным $\cos \phi$ при пуске. Применение [частотного регулирования электроприводов, или устройств плавного пуска-останова двигателя](#).
- Подключение к мощной системе электроснабжения ($\equiv \uparrow S_{кз}$). Распространение колебаний напряжения в сторону системы электроснабжения происходит

с затуханием колебаний по амплитуде. Причём, коэффициент затухания тем больше, чем мощнее система электроснабжения ($\uparrow S_{кз}$).

- Снижение сопротивления питающего участка сети.
 - Мероприятия по снижению *несимметрии* напряжений:

- Равномерное распределение нагрузки по фазам.

- Применение симметрирующих устройств.

➢ Мероприятия по снижению *несинусоидальности* напряжения:

- Применение фильтрокомпенсирующих устройств.

- Применение оборудования с улучшенными характеристиками:

- „ненасыщающиеся“ трансформаторы;

- [преобразователи с высокой пульсностью](#) и т.д.

- Подключение к мощной системе электроснабжения.

- Питание нелинейной нагрузки от отдельных трансформаторов или секций шин.

- Снижение сопротивления питающего участка сети. [1]

- Мероприятия для устранения *отклонений частоты*:

Для устранения этих явлений, необходимо ремонтировать или модернизировать существующие и строить новые электростанции. А пока их нет, активно применяется радикальная мера — автоматическая частотная разгрузка (АЧР), то есть отключение части потребителей при снижении частоты (гильотина, — как средство от головной боли). Это ещё называют веерными отключениями.[2]

- Мероприятия по повышению *электромагнитной совместимости*:

- Подавление возникновения помех путем воздействия на источник помех.

- Подавление или ослабление помех в тракте распространения.

- Повышение помехозащищенности и устойчивости слабого звена.

- Разделение во времени режимов появления помехи и функционирования чувствительного элемента.

- Разделение во времени режимов появления помехи и функционирования чувствительного элемента.[5]

- Мероприятия по снижению *добавочных потерь*:

- Снижение инъекций высших гармонических составляющих токов в электрические сети энергосистем

- Оптимизация конструкций проектируемых ЛЭП с целью отстройки линий от развития резонансных процессов на частотах высших гармоник

- Оптимизация структуры и конфигурации электрической сети энергосистемы.

Актуальность проблемы повышения качества электроэнергии в России не вызывает сомнения. Должна быть разработана программа повышения качества электроэнергии в электрических сетях России до уровня норм, установленных ГОСТ 13109-97 и определены источники ее финансирования.

На этапе проектирования сети при нормальных режимах ее работы необходимо рассчитывать ПКЭ и выбирать наиболее экономичные средства приведения параметров режимов к допустимым пределам (нормам). В условиях эксплуатации в электрической сети должен осуществляться систематический контроль за ПКЭ и соответственно приниматься меры по приведению параметров к допустимым нормам.

Список литературы:

1. Жежеленко И.В. Показатели качества электроэнергии и их контроль на промышленных предприятиях. — 2 е изд., перераб. и доп. — М.: Энергоатомиздат, 1986. — 168 с: ил.
2. Качество электроэнергии //URL: <http://www.leonardo-energy.ru/wps/wp-content/2008/11/Показатели-качества-электроэнергии.pdf>
3. Влияние качества электроэнергии на работу электроприемников и электрических аппаратов // URL: <http://electric-zone.ru/vliyanie-kachestva-elektroenergii-na-rabotu-elektropriemnikov-i-elektricheskix-apparatov/>
4. Гост 13109-97 // <http://www.complexdoc.ru/scan/ГОСТ%2013109-97>
5. Хабигер Э. Электромагнитная совместимость. Основы ее обеспечения в технике: Пер. с нем. / И.П. Кужекин; Под ред. Б.К. Максимова. — М.: Энергоатомиздат, 1995. — 304 с.:ил.
6. В.С. Боровиков, Н.Н. Харлов, Т.Б. Акимжанов. О необходимости включения добавочных потерь от высших гармоник тока в технологические потери при передаче электрической

энергии/ В.С. Боровиков, Н.Н. Харлов, Т.Б. Акимжанов // Электроэнергетика.- 2013. – с.91–93.

МЕТОДЫ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ЭНЕРГИИ В ЗАРЯДНЫХ УСТРОЙСТВАХ ЕМКОСТНЫХ НАКОПИТЕЛЕЙ ЭНЕРГИИ

Д.А. Анищук, магистрант
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
г. Томск, Россия
mondigo111@gmail.com

Анализ различных зарядных устройств емкостных накопителей энергии показывает, что основным элементом эффективных ЗУ является звено, осуществляющее преобразование постоянного тока в переменный, т.е. звено переменного тока. Различные варианты реализации этого звена и определяют методы преобразования энергии, являясь одновременно основой для классификации зарядных устройств емкостных накопителей.

Рассмотрим возможные методы преобразования энергии в зарядных устройствах емкостных накопителей в соответствии со структурной схемой, приведенной на рис. 1, где на уровне «Преобразование энергии» рассматриваются два класса устройств: с механическим преобразованием энергии и с электрическим преобразованием энергии. На уровне «Получение переменного напряжения» для класса устройств с механическим преобразованием энергии выделены машинные генераторы, а для класса устройств с электрическим преобразованием энергии – прерыватели и инверторы.

Поскольку получение высоких напряжений непосредственно на выходе как машинных генераторов, так и прерывателей и инверторов затруднено, на структурной схеме приведены методы повышения переменного напряжения, которые осуществляются с помощью резонансных контуров, трансформаторов и диодно-емкостных умножителей напряжения. Все перечисленные методы повышения переменного напряжения для передачи энергии емкостному накопителю требуют применения выпрямителей. В случае, если величина полученного после выпрямителя напряжения недостаточна, на блок-схеме на уровне «Повышение постоянного напряжения» применяется генератор импульсного напряжения (ГИН). Обособленными на блок-схеме являются методы получения высокого постоянного напряжения с помощью пьезопреобразователей, электростатических преобразователей, поскольку при использовании этих методов этапы «Получение переменного напряжения», «Повышение переменного напряжения», «Получение постоянного напряжения» не требуются.

В ряде случаев для увеличения коэффициента усиления зарядного устройства по напряжению возможно каскадное включение некоторых элементов рассматриваемой структурной схемы.

Рассмотрение различных путей от источника постоянного напряжения к емкостному накопителю по структурной схеме (рис. 1) приводит к перечислению возможных методов преобразования энергии в зарядных устройствах емкостных накопителей.

Сопоставительный анализ различных методов преобразования энергии, а также схем зарядных устройств может производиться по следующим критериям:

- коэффициент усиления по напряжению;
- время заряда емкостного накопителя;
- коэффициент полезного действия;
- масса;
- габариты;
- надежность;
- помехозащищенность;
- управляемость;
- устойчивость к излучению;
- промежуточные уровни преобразования энергии;
- сопряжение с промежуточными уровнями преобразования энергии.

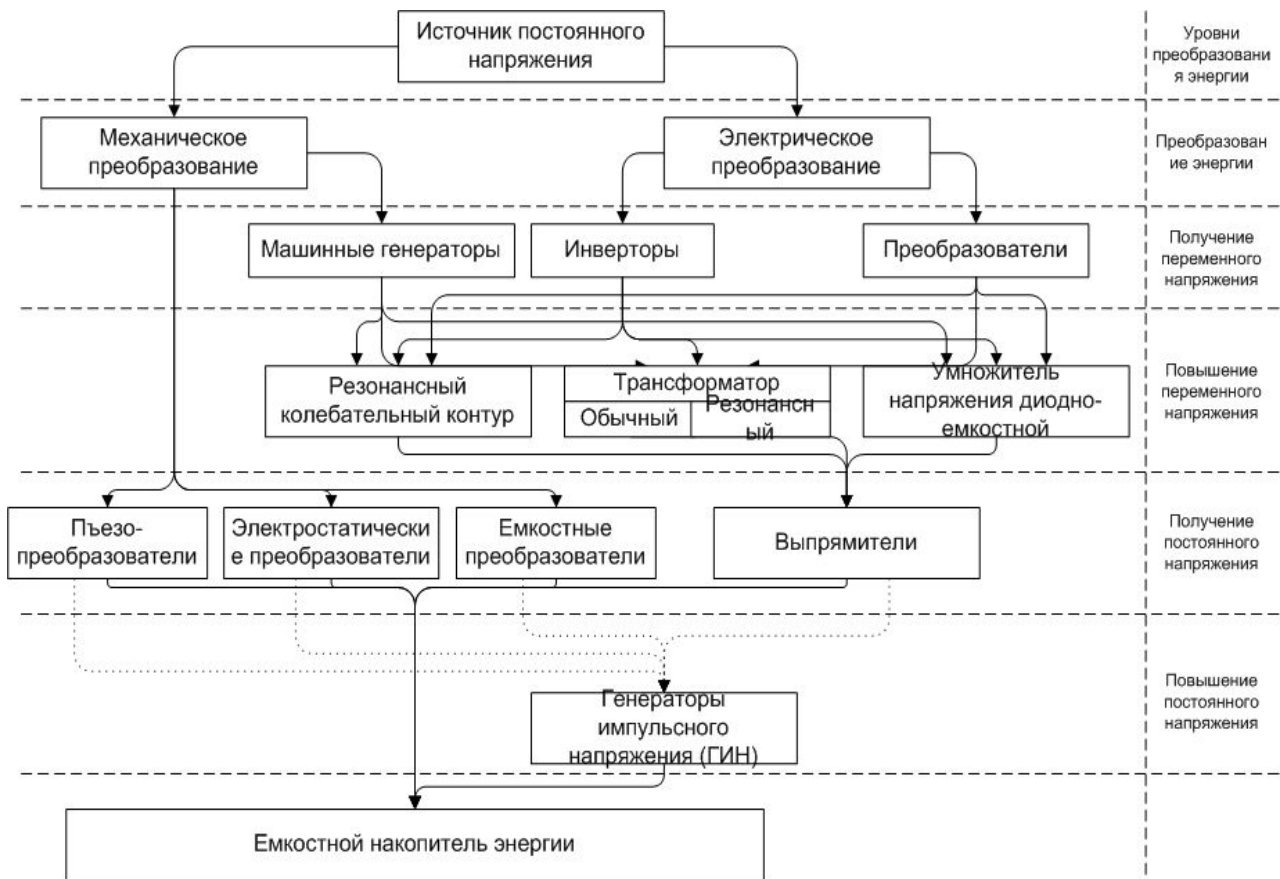


Рисунок 1. Структурная схема методов преобразования энергии в ЗУЕНЭ

На данном этапе рассмотрения не представляется возможным определить численные значения приведенных критериев, поскольку речь идет о классах технических устройств и отдельные устройства внутри каждого класса при оценке их по вышеприведенным критериям, во-первых, могут существенно отличаться друг от друга и, во-вторых, численные значения перечисленных критериев для конкретных устройств в полном объеме, как правило, не определены. Их определение для каждого устройства представляется самостоятельной задачей.

Следует также отметить, что вопрос о независимости приведенных критериев или о степени и характере их зависимости должен решаться в каждом конкретном случае. Поэтому проведем рассмотрение возможных методов преобразования энергии в зарядных устройствах методом оценок с использованием трехбалльной шкалы «+» – преимущество, «-» – недостаток, «0» – неопределено.

В таблице 1 приведены оценки основных методов преобразования энергии, представленные на структурной схеме (рис.1).

Отдельным классом рассматриваются пьезоэлектрические, электростатические и емкостные преобразователи энергии. К основным их достоинствам относится высокая помехозащищенность и отсутствие или минимальное количество уровней преобразования энергии. К недостаткам следует отнести наличие уровней преобразования электрической энергии в механическую и обратного преобразования, что снижает оценки по таким критериям, как время заряда емкостного накопителя, КПД, масса, габариты, управляемость.

Несколько большее количество преимуществ по сравнению с только что рассмотренными методами преобразования энергии в зарядных устройствах имеет метод, основанный на применении машинных генераторов, которые (с использованием промежуточных уровней преобразования энергии) могут обеспечить помехозащищенность и относительно высокую устойчивость к излучению.

Предпочтительным среди рассматриваемых методов преобразования энергии в зарядных устройствах, основанный на применении автономных инверторов, основные недостатки которого ограничиваются низкой помехозащищенностью и устойчивостью к излучению, а также необходимостью для получения требуемого коэффициента усиления по напряжению применения промежуточных уровней преобразования энергии.

Метод преобразования энергии, основанный на применении прерывателей, проигрывает инверторному методу в КПД и эффективности сопряжения с устройствами промежуточных уровней преобразования энергии.

Таблица 1 –Оценки методов преобразования энергии

Критерии	Методы преобразования энергии и их оценки			
	Механическое преобразование		Электрическое преобразование	
	Пьезо, электростатические, емкостные преобразователи	Машинные генераторы	Инверторы	Прерыватели
Коэффициент усиления по напряжению	0	-	+	-
Время заряда емкостного накопителя	-	-	+	+
Коэффициент полезного действия	-	-	+	+
Масса	-	-	+	+
Габариты	-	-	+	+
Надежность	0	-	+	+
Помехозащищенность	+	+	-	-
Управляемость	-	+	+	+
Устойчивость к излучению	-	+	-	-
Промежуточные уровни преобразования энергии	+	-	-	-
Сопряжение с промежуточными уровнями преобразования энергии	+	+	+	-

Список используемой литературы:

1. Булатов О.Г., Иванов В.С., Панфилов Д.И. Полупроводниковые зарядные устройства емкостных накопителей М.: Радио и связь, 1986. 180с.
2. Д.А.Бут [и др.]. Накопители энергии М.: Энергоатомиздат,1991.400с.
3. Кныш В.А. Полупроводниковые преобразователи в системах заряда накопительных конденсаторов.Л.:Энергоатомиздат,1981.160с.
4. Пентегов И.В. Основы теории зарядных цепей емкостных накопителей энергии. Киев. Наукова Думка, 1982.

ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ КОНЦЕПЦИИ «ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ СЕТИ» (SMART GRID)

Р.Ж. Решетова, М.А. Саквина, магистранты
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
г. Томск, Россия

В настоящее время энергетическая система на базе концепции Smart Grid является единым энергоинформационным комплексом, в котором управляемые объекты позволяют осуществлять дистанционное управление, а системы оценивания ситуации и противоаварийной автоматики — снижают избыточные требования к резервам силовых и информационных мощностей.

Объектом исследования данной работы является концепция Smart Grid, целью - изучить и оценить существующий профиль Smart Grid в мире и перспективы развития по отдельно взятым странам.

Для достижения данной цели необходимо решить следующие задачи: провести анализ проблем и предпосылок для того или иного сценария развития Smart Grid в мире, выявить отличия в стратегических подходах и сделать соответствующие выводы.

Характеристики Smart Grid

Изначально необходимо отметить, что термин «Smart Grid» характеризуется несколькими инновационными свойствами, которые объясняются следующими особенностями:

1. Двухнаправленная схема взаимодействия в реальном масштабе времени информационного обмена между элементами и участниками сети: от генераторов энергии до устройств электропотребителей.
2. Охват всей технологической цепочки электроэнергетической системы, от энергопроизводителей (как центральных, АЭС, ТЭЦ, ГЭС, солнечных индивидуальных генераторов, накопителей энергии), электrorаспределительных сетей и конечных потребителей.
3. Защита и самовосстановление Smart Grid от крупных сбоев, природных катаклизмов, внешних угроз.
4. Содействие оптимальной эксплуатации инфраструктуры электроэнергетической системы.
5. С точки зрения общей экономики - появление новых рынков и услуг Smart Grid.
6. Применение Smart Grid как в масштабах зданий, предприятий, так и для обычных домашних электрических устройств, благодаря современным технологиям.

Ниже приведена таблица 1, в которой представлены результаты сравнения основных функций традиционных сетей и Smart Grid.

Таблица 1. Сравнение основных функций традиционных сетей и Smart Grid [1]

Сеть сегодня	Smart Grids (перспектива)
Односторонняя коммуникация	Двусторонние коммуникации
Централизованная генерация	Распределенная генерация
В основном радиальная структура	В основном сеточная структура
Реакция на аварию	Реакция в темпе процесса
Работа оборудования до отказа	Самомониторинг и самодиагностика, продлевающая жизнь оборудованию
Ручное восстановление	Автоматическое восстановление- «самолечащиеся сети»
Подверженность системным авариям	Адаптивная защита и автоматика деления сети
Ручное и фиксированное выделение сети	Адаптивное выделение
Проверка оборудования по месту	Удаленный мониторинг оборудования
Ограниченный контроль перетоков	Управление перетоками
Недоступная или сильно запоздавшая информация о цене для потребителя	Цена в реальном времени

Профиль Smart Grid за рубежом. Настоящее время

В большинстве индустриально развитых стран в качестве основополагающего решения внутренних проблем функционирования энергетики принят переход на путь инновационного развития электроэнергетики, заключающийся в радикальном изменении системы взглядов на ее роль и место в современном и будущем обществе.

Необходимо отметить, что упомянутые проблемы обусловлены следующими факторами: достаточно высокий уровень износа и старение основного оборудования, нарастающий дефицит квалифицированных кадров в энергетических компаниях, повышение роли ресурсных и экологических ограничений. [2] Все это можно охарактеризовать как постоянно растущий уровень и изменяющийся характер требований к результатам деятельности отрасли со стороны всех контрагентов, что, в свою очередь, определяет необходимость изменений в концепции развития энергетики за рубежом.

В настоящее время по уровню развития Smart Grid в передовых индустриально развитых странах находится на этапе многоуровневого перехода от разработки принципиальной концепции и проектирования до создания национальных и международных стандартов, реализации отдельных пилотных, а также ряда промышленных проектов.

Среди основных направлений внедрения концепции Smart Grid за рубежом выделяют:

- широкое использование систем интеллектуального учета энергоресурсов (Smart Metering);
- автоматизация управления потреблением (особое внимание уделяется надежности и эффективности использования распределенной энергетики, подключения альтернативной генерации и электротранспорта).

Перспективы США

Для сравнения, в таблице 2, являющейся выдержкой из документа «A vision of the Modern Grid», приведены данные относительно ожидаемых преимуществ от реализации технологии Smart Grid по мнению национальной лаборатории энергетических технологий.

Таблица 2. Ожидаемые преимущества от реализации (США) [3]

Энергосистема сегодня	Источник эффекта	Энергосистема на базе концепции Smart Grid
Менее 13 %	Доля используемых возобновляемых источников энергии	Более 30 %
Менее 1%	Уровень использования генерации потребителей	Более 10%
50 %	Уровень использования магистральных сетей	активов 80%
30 %	Уровень использования распределительных сетей	активов 80%
47 %	Уровень участия потребителя	90%

По мнению американских экспертов, на данном этапе мир находится на ранней стадии «новой промышленно-интернетной революции». Она проявляется в том, что такие физические системы, как электросети или газовые трубопроводные сети, сливаются с цифровыми технологиями. В результате возникают «кибер-физические системы», которые, в конечном итоге, позволят более качественно контролировать работу физических систем. Это и обеспечит масштабную экономию — как для коммерческих компаний, так и для потребителей.

К настоящему времени в США на средства и технологии Smart Grid уже потрачено около 9 млрд долларов. Полномасштабная же реализация Smart Grid, по имеющимся на данный момент оценкам экспертов, обойдется в общей сложности в 338 млрд. долларов. При этом экономический эффект от достигнутого может быть несоизмеримо выше затрат: в национальном масштабе выгода к 2030 году может составить 2 трлн. долларов.

Страны Европейского союза

Концепция Smart Grid, применяемая западными компаниями основана на 4 основных постулатах, которые заключаются в следующем: саморегулирование, клиентоориентированность, интерактивность, самовосстановление. [4]

Первым шагом в направлении обеспечения этих постулатов является интеграция интеллектуального измерительного оборудования (Smart Meters), как уже было сказано выше. Развертывание подобных систем в Европе уже началось; согласно нормам Европейского Союза, к 2020 г. интеллектуальные счетчики должны обслуживать 80% энергопотребления в Европе. В частности, Швеция и Италия уже полностью перешли на эту технологию в 2010 г., а Финляндия, Норвегия и Дания, как ожидается, достигнут поставленных целей к 2016 г.

Компания «Frost & Sullivan», занимающаяся консалтингом в области глобального развития, выделяет четыре наиболее динамично развивающихся секторов европейского рынка технологий интеллектуальных энергосетей, которыми являются:

- передовые измерительные инфраструктуры (AMI): интеллектуальные датчики, инфраструктуру передачи данных (MCI) и системы управления данными (MDM),
- интеграция распределенного производства электроэнергии,
- современные технологии передачи энергии на расстояние
- электромобили.[4]

Китай

Сегодняшние прогнозы, например, Международного энергетического агентства (World Energy Outlook 2013), предполагают, помимо прочего, что к 2035 году КНР обгонит США, Японию и Европу (вместе взятые) по производству электроэнергии из возобновляемых и экологически чистых источников. Подобная перспектива уже не кажется фантастической, хотя могла бы показаться таковой еще десять и даже пять лет назад.

Приведем описание наиболее крупных проектов, которые анонсированы на сегодняшний день [5]: модернизация магистральных сетей, развитие ветроэнергетики, 80 млн интеллектуальных счетчиков, эко-город Тяньцзинь, электромобили.

На настоящий момент Китай является крупнейшим в мире потребителем электроэнергии: на страну приходится более пятой части мирового потребления. Поэтому неудивительно, что инвесторы крайне оптимистичны в оценке перспектив региона с точки зрения внедрения SMART Grid:

- венчурная компания Accel Partners, вкладывавшая средства в Facebook и Groupon, планирует инвестировать 1 млрд в два китайских фонда, специализирующихся на проектах в области энергетики;
- Honeywell готовится реализовать первый в Китае проект по регулированию спроса (demand response), а также проводит исследования в области управления потреблением электричества в офисных центрах;
- Duke Energy и китайская ENN Group договорились о сотрудничестве в области создания "интеллектуальных городов" в Китае и в США;
- государственная компания State Grid Corporation of China, консолидирующая активы в области электрогенерации и имеющая оборот порядка 180 млрд долл., совместно с китайской академией наук и GE работают на стандартах, которые позволят развернуть огромную интеллектуальную сеть в стране.

Развитие концепции Smart grid в России

Ниже приведены оценки ученых [6,7,8], работающих над вопросами, отражающими основные характеристики специфики внедрения концепции Smart Grid России.

- стартовые условия: сам подход к построению энергетической системы России, как единой, позволил решить задачи, которые ставились перед зарубежными учеными в рамках развиваемой концепции. В первую очередь это относится к широкому развитию систем управления развитием и функционированием ЕЭС на различных уровнях, включая научную, методологическую и технологическую базу и поддержку. При этом существует «технологический разрыв» с ведущими индустриально - развитыми странами (по оценке экспертов 10-15 лет), а также износ основных производственных и технологических активов, который оценивается в 2 раза выше, чем за рубежом.
- технологические условия: существует явное отличие топологий сети, используемых классов напряжения, географических и режимных условий и способов управления от зарубежных, что определяет различия в ряде позиций действующей нормативно-технологической базы.
- общественно-политические условия: положительные тенденции к повышению энергоэффективности, как ключевого направления модернизации и инновационного развития, заявляемые политическим руководством страны и развиваемые в рамках национальных проектов, например, программа «Глобальная навигационная система, Концепция региональной информатизации и др.
- организационно-экономические условия: существует четкое разделение сфер ответственности и принятия решений в энергетическом секторе страны, при этом отсутствует эффективный центр координации и механизмы комплексного управления функционированием и развитием отрасли.
- инфраструктурные условия: на данном этапе существует недостаток в топливно-

энергетическом комплексе развитой инновационной инфраструктуры (например, центров трансфера технологий, технопарков) и целостной системы взаимодействия науки и бизнеса.

Из всего вышесказанного можно сделать вывод о том, что наличие этих особенностей в России ставят вопрос о необходимости проведения более детального анализа основных положений концепции Smart Grid, принятой за рубежом, с учетом целесообразности и возможной степени их принятия и/или развития и использования.

Результаты проведенного исследования, выполненного на основе многочисленных, преимущественно зарубежных публикаций, позволяют сформулировать однозначный вывод: Smart Grid сегодня — это прежде всего концепция инновационного преобразования электроэнергетики, реализация которой, как ожидается, будет связана с существенными социальными, экономическими, научно-техническими, экологическими и другими эффектами, что и обуславливает значительное внимание к данному направлению технологически развитых стран и крупномасштабность реализуемых ими мероприятий.

Список использованных источников:

1. Горелик Т.Г., Кириенко О.В. Перспективы развития «умных сетей». журнал «ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и распределение» 01.09.2010. <http://eepr.ru/magazine/>
2. Кобец Б.Б., Волкова И.О. Smart Grid: концептуальные положения/ Энергорынок. – №3. 2010 г. – с.67–72.
3. The National Energy Technology Laboratory: “A vision for the Modern Grid”, March 2010.
4. Тохани М.А. Frost & Sullivan. Аналитика Рекламно-информационный журнал «Электротехнический рынок». – №1 (49) Январь-Февраль 2013
5. ИАА Cleandex
6. Дорофеев В.В., Макаров А. А. Активно-адаптивная сеть - новое качество ЕЭС России / Энергоэксперт. – №4. 2009 г. с.28-31.
7. Воропай Н.И. Задачи повышения эффективного оперативного и противоаварийного управления электроэнергетическими системами / Энергоэксперт. – №4. 2009 г. - с.35-41.
8. Шакарян Ю.Г., Новиков Н.Л. Технологическая платформа Smart Grid (основные средства) / Энергоэксперт. – №4. 2009 г. - с.42-49.

ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ КОНЦЕПЦИИ «ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ СЕТИ» (SMARTGRID)

А.А. Бородин, магистрант

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

г. Томск, Россия

boroda_9a92@mail.ru

«SMART GRID» – термин, обозначающий интеллектуальную сеть, которая расширяет при помощи цифровых технологий распределительную и транспортную системы для оптимизации текущих операций и открытия новых рынков для альтернативной энергетики.

Реализация концепции «интеллектуальная сеть» (smartgrid, в России больше распространен термин «активно-адаптивная сеть») позволит в режиме online отслеживать и контролировать работу всех участников процесса выработки, передачи и потребления электроэнергии, в автоматическом режиме оперативно реагировать на изменения различных параметров в энергосистеме и осуществлять электроснабжение с максимальной надежностью и экономической эффективностью.

Существует множество определений понятия «smartgrid», среди которых можно выделить следующие, наиболее точно отражающие ее функциональные возможности:

- сеть, доставляющая электроэнергию от производителей к потребителям, используя двунаправленные цифровые коммуникации, и контролирующая устройства у потребителя для сохранения энергии, сокращения стоимости ее потребления и повышения надежности и прозрачности (Wikipedia);
- самобалансирующая, самонаблюдаемая сеть, работающая со всеми видами генерации (газ, уголь, солнце, ветер) и доставляющая конечным потребителям все виды энергии (тепло, свет, горячая вода) при минимальном участии человека (Siemens);
- интеллектуальная сеть расширяет при помощи цифровых технологий распределительную и транспортную сеть для оптимизации текущих операций и открытия новых рынков для альтернативной энергетики (IEEE*).

* Institute of Electrical and Electronics Engineers – Институт инженеров по электротехнике и электронике, международная некоммерческая ассоциация специалистов в области техники.

С точки зрения Министерства энергетики США, интеллектуальным сетям (SmartGrid) присущи следующие атрибуты [2]:

- способность к самовосстановлению после сбоев в подаче электроэнергии;
- возможность активного участия в работе сети потребителей;
- устойчивость сети к физическому и кибернетическому вмешательству злоумышленников;
- обеспечение требуемого качества передаваемой электроэнергии;
- обеспечение синхронной работы источников генерации и узлов хранения электроэнергии;
- появление новых высокотехнологичных продуктов и рынков;
- повышение эффективности работы энергосистемы в целом.

По мнению Европейской Комиссии, занимающейся вопросами развития технологической платформы в области энергетики, SmartGrid можно описать следующими аспектами функционирования [3]:

- *Гибкость.* Сеть должна подстраиваться под нужды потребителей электроэнергии.
- *Доступность.* Сеть должна быть доступна для новых пользователей, причём в качестве новых подключений к глобальной сети могут выступать пользовательские генерирующие источники, в том числе ВЭИ с нулевым или пониженным выбросом CO₂.
- *Надёжность.* Сеть должна гарантировать защищённость и качество поставки электроэнергии в соответствии с требованиями цифрового века.

- *Экономичность.* Наибольшую ценность должны представлять инновационные технологии в построении SmartGrid совместно с эффективным управлением и регулированием функционирования сети.

Итак, мы видим концептуальные определения интеллектуальной сети, указывающие на важную роль SmartGrid в дальнейшем технологическом, экономическом и экологическом развитии общества. Помимо решения задач снижения нагрузки на окружающую среду, уменьшения энергетического дефицита за счёт использования возобновляемых источников энергии, повышения качества и надёжности работы энергосистемы в концепциях SmartGrid прослеживается ещё один очень важный аспект: SmartGrid является катализатором экономического подъёма. Реализация положений данной концепции будет подразумевать развитие инновационных технологий, расширение масштабов производства высокоинтеллектуальной продукции, более интенсивное применение электрической энергии в транспортной инфраструктуре (использование автомобилей с электродвигателями), развитие новых рыночных отношений с привлечением в энергетику потребителей в качестве активных игроков рынка (возможность продавать электроэнергию, используя локальные генерирующие источники). Благодаря реализации концепции SmartGrid человечество вступит в новую фазу существования, которая будет характеризоваться гармоничным взаимодействием с окружающей средой, улучшением качества жизни и общим экономическим подъёмом. Выглядит амбициозно, но отнюдь не фантастично. И едва ли это противоречит отечественным взглядам на развитие энергетики и страны в целом.

В России идея SmartGrid в настоящее время выступает в качестве концепции интеллектуальной активно-адаптивной сети, которую можно описать следующими признаками [4]:

- насыщенность сети активными элементами, позволяющими изменять топологические параметры сети;
- большое количество датчиков, измеряющих текущие режимные параметры для оценки состояния сети в различных режимах работы энергосистемы;
- система сбора и обработки данных (программно-аппаратные комплексы), а также средства управления активными элементами сети и электроустановками потребителей;
- наличие необходимых исполнительных органов и механизмов, позволяющих в режиме реального времени изменять топологические параметры сети, а также взаимодействовать со смежными энергетическими объектами;
- средства автоматической оценки текущей ситуации и построения прогнозов работы сети;
- высокое быстродействие управляющей системы и информационного обмена.

На основе указанных признаков можно дать достаточно чёткое определение интеллектуальной сети как *совокупности подключённых к генерирующим источникам и электроустановкам потребителей программно-аппаратных средств, а также информационно-аналитических и управляющих систем, обеспечивающих надёжную и качественную передачу электрической энергии от источника к приёмнику в нужное время и в необходимом количестве.*

Подводя итоги, можно сказать, что вопреки мнению отдельных специалистов, применение интеллектуальных сетей в России перспективно и востребовано. “Умные сети” – SmartGrids – не очередное модное слово, появившееся на Западе, малопригодное для России и сулящее только лишь головную боль “бывалым энергетикам-профессионалам”. “Умные сети” – это закономерный этап развития социально-экономических отношений, воплощённый в технологическую концепцию. И Россия, будучи полноправным членом мирового сообщества, ни в коем случае не должна его игнорировать, целенаправленно двигаясь вперёд совместно с ведущими мировыми державами.

Список литературы

1. Электроэнергетика России 2030: Целевое видение / Под общ.ред. Б.Ф. Вайнзихера. – М.: Альпина Бизнес Бук, 2008.
2. <http://www.oe.energy.gov/smartgrid.htm> (интернет-ресурс).
3. European SmartGrids Technology Platform. Vision and Strategy for Europe's Electricity Networks of the Future. – Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities, 2006.
4. Дорофеев В.В., Макаров А.А. Активно-адаптивная сеть – новое качество ЕЭС России // Энергоэксперт, 2009, № 4 (15).
5. Концепция энергетической стратегии России на период до 2030 года (проект). Прил. к журналу “Энергетическая политика”. – М.: ГУ ИЭС, 2007.
6. Ледин С.С., Игнатичев А.В. Развитие промышленных стандартов внутри- и межсистемного обмена данными интеллектуальных энергетических систем // Автоматизация и ИТ в энергетике, 2010, № 10.

ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ КОНЦЕПЦИИ «ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ СЕТИ» (SMART GRID)

Я.В. Анিকেева, магистрант

Научный руководитель: А.В. Кабышев, д.ф-м.н., профессор
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
г. Томск, Россия
sayanochka09@mail.ru

В жизни человека энергию можно определить как первоочередной фактор существования. На протяжении всего времени мы становимся свидетелями наступления эпохи перемен. Неуклонно растёт не только численность населения Земли, но и удельное потребление энергии на душу населения. Человечество стоит перед лицом глобальных вызовов.

Один из возможных вариантов преодоления глобальных вызовов человечеству — концепция «умной энергетики» — Smart Grid – масштабного направления в современной энергетике.

Каждый специалист в области энергетики вкладывает свой смысл в данное понятие. Но наиболее распространено определение:

Умные сети электроснабжения (англ. *Smart grid*) — это модернизированные сети электроснабжения, которые используют информационные и коммуникационные сети и технологии для сбора информации об энергопроизводстве и энергопотреблении, позволяющей автоматически повышать эффективность, надёжность, экономическую выгоду, а также устойчивость производства и распределения электроэнергии [1].

Из множества мнений и определений можно сформулировать три основных цели, которые преследует использование интеллектуальных сетей:

1. Повышение надёжности электроснабжения потребителей и безотказности работы энергосистем.
2. Повышение эффективности расхода энергоресурсов с сохранением требуемых параметров качества электрической энергии.
3. Улучшение экологической обстановки, благодаря увеличению доли использования нетрадиционных источников энергии (экологически более чистый процесс производства электрической энергии) [2].

Развитие технологии умных сетей также означает фундаментальную реорганизацию рынка услуг электроэнергетики несмотря на то, что терминология на первый взгляд предполагает только развитие технической инфраструктуры [1].

Существуют некоторые проблемы развития электроэнергетики в рамках традиционных подходов и существующих принципов и способов, основанных на вводе новых мощностей и развитии сетевой инфраструктуры с улучшением технико-экономических показателей [3].

В качестве наиболее значимых при этом можно выделить:

- возможность дальнейшего наращивания объемов, повышения эффективности генерирующих компаний, в том числе в силу исчерпаемости невозобновляемых энергоресурсов, появления существенных экологических ограничений в долгосрочной перспективе;
- сдерживание развития сетевой инфраструктуры, в первую очередь в районах с высокой плотностью населения, все более возрастающими техногенными и инфраструктурными рисками развития;
- низкий потенциал повышения эффективности использования ресурсов (существующая технологическая база электроэнергетики практически исчерпала возможности значительного повышения производительности оборудования);

- ограниченность инвестиционных ресурсов для строительства новых энергетических объектов и развития сетевой инфраструктуры [3].

Решение о выработке новых подходов, принципов и механизмов функционирования энергосистемы, способных обеспечить устойчивое развитие потребовало разработки новой концепции инновационного развития электроэнергетики [4].

При разработке и развитии концепции Smart Grid приняты следующие исходные положения:

1. Концепция Smart Grid предполагает системное преобразование электроэнергетики (энергосистемы) и затрагивает все ее основные элементы: генерацию, передачу и распределение (включая и коммунальную сферу), сбыт и диспетчеризацию.

2. Энергетическая система в будущем рассматривается как подобная сети Интернет инфраструктура, предназначенная для поддержки энергетических, информационных, экономических и финансовых взаимоотношений между всеми субъектами энергетического рынка и другими заинтересованными сторонами.

3. Развитие и функционирование энергетической системы должны быть направлены на удовлетворение ценностей, выработанных в результате совместного видения всеми заинтересованными сторонами целей и путей развития электроэнергетики.

4. Преобразование электроэнергетики должно быть направлено на развитие существующих и создание новых функциональных свойств энергосистемы и ее элементов, обеспечивающих в наибольшей степени достижение этих ключевых ценностей.

5. Электрическая сеть (все ее элементы) рассматривается как основной объект формирования нового технологического базиса, дающего возможность существенного улучшения свойств энергосистемы.

6. Разработка концепции комплексно охватывает все основные направления развития: от исследований до практического применения и тиражирования — и затрагивает научную, нормативноправовую, технологическую, техническую, организационную, управленческую и информационную сферы.

7. Реализация концепции носит инновационный характер и отражает переход к новому технологическому укладу в электроэнергетике и в экономике в целом [3].

Концепция Smart Grid может быть охарактеризована как система взглядов на электроэнергетику будущего, включающая принципы построения последней, вытекающие из них ключевые требования, функциональные свойства, обеспечивающие эти требования, а также основные элементы базиса для их реализации (рис. 1) [3].

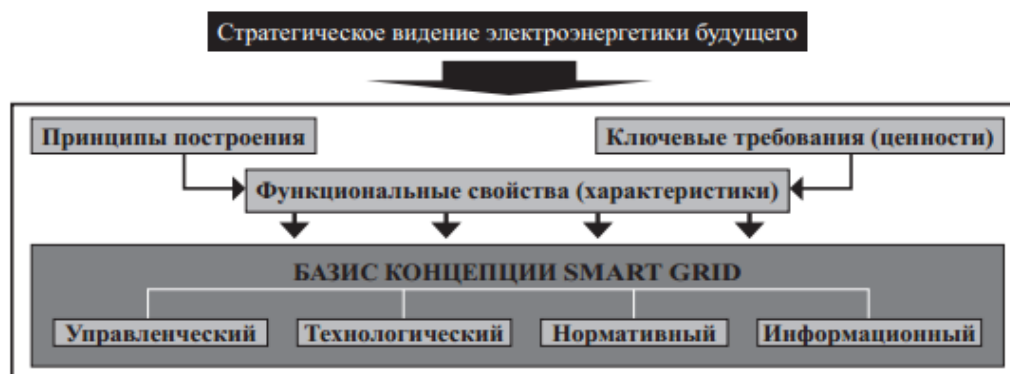


Рисунок 1. Структура концепции Smart Grid

В рамках концепции Smart Grid для достижения ключевых требований предполагается развитие следующих функциональных свойств.

1. Самовосстановление при аварийных ситуациях: энергосистема и ее элементы должны постоянно поддерживать свое техническое состояние на уровне, обеспечивающем требуемые надежность и качество электроснабжения.

2. Мотивация активного поведения конечного потребителя: обеспечение возможности самостоятельного изменения потребителями объема, уровня надежности и качества получаемой электроэнергии на основании баланса своих потребностей и возможностей

энергосистемы с использованием информации о характеристиках цен, объемах поставок электроэнергии, надежности, качестве и др. (рис. 2)



Рисунок 2. Возможности потребителя в энергетической системе на базе Концепции Smart Grid

3. Сопровождение негативным влиянием. Энергосистема на базе концепции Smart Grid станет отслеживать надвигающиеся проблемы в системе еще до того, как они повлияют на надежность и качество электроснабжения [4].

4. Обеспечение надежности и качества.

5. Многообразие типов электростанций и систем аккумулирования электроэнергии (распределенная генерация). Для крупных потребителей должны быть созданы все условия для создания собственных генерирующих и аккумулирующих мощностей.

6. Большие возможности по выходу на рынок как потребителей, так и производителей за счет увеличения пропускной способности магистральных сетей, расположению распределенных источников энергии в распределительных сетях, ближе к потребителям [3].

7. Оптимизация управления активами: переход к удаленному мониторингу производственных активов в режиме реального времени.

В таблице 1 укрупненно представлена сравнительная характеристика функциональных свойств современной энергетической системы и энергетической системы на базе концепции Smart Grid.

Таблица 1. Сравнительная характеристика функциональных свойств современной энергетической системы и энергетической системы на базе концепции Smart Grid

Энергетическая система сегодня	Энергетическая система на базе концепции <i>Smart Grid</i>
Односторонняя коммуникация между элементами или ее отсутствие	Двусторонние коммуникации
Централизованная генерация — сложно интегрируемая распределенная генерация	Распределенная генерация
Топология — преимущественно радиальная	Преимущественно сетевая
Реакция на последствия аварии	Реакция на предотвращение аварии
Работа оборудования до отказа	Мониторинг и самодиагностика, продлевающие «жизнь» оборудования
Продолжение таблицы 1	
Ручное восстановление	Автоматическое восстановление — «самолечащиеся сети»

Подверженность системным авариям	Предотвращение развития системных аварий
Ручное и фиксированное выделение сети	Адаптивное выделение
Проверка оборудования по месту	Удаленный мониторинг оборудования
Ограниченный контроль перетоков мощности	Управление перетоками мощности
Недоступная или сильно запоздавшая информация о цене для потребителя	Цена в реальном времени

Ожидается, что именно развитие и осуществление функциональных свойств, рассмотренных выше, позволят существенно повысить эффективность электроэнергетики и обеспечить ожидаемые выгоды для всех заинтересованных сторон.

Концепция интеллектуальных системообразующих и распределительных электрических сетей нового поколения должна эффективно удовлетворять динамично изменяющиеся потребности потребителей, без ущерба для экономики, надежности и качества предоставляемых услуг.

На сегодняшний день не предложена реализация полной концепции интеллектуальной сети в России. Продвижение вперед концепции интеллектуальной сети требует изменения среди многих элементов энергосистемы. И успех во многом зависит не только от таких краткосрочных шагов как установка новых счетчиков и повышение эффективности поставки электроэнергии. Это также зависит от серии долгосрочных мер, таких как развитие силовой электроники и устройств на их основе, прежде всего различного рода сетевых управляемых устройств для повышения пропускной способности линий и обеспечения устойчивой работы энергосистемы. При этом различные технологии интеллектуальной энергосистемы входят на рынок с различной скоростью. Некоторые элементы, например, «умные счетчики», внедряются достаточно быстро. Другие важные составляющие, такие как накопление или хранение электрической энергии в сети продвигаются намного более медленно [5].

Лучше, если последовательное внедрение успешных технологий Smart-Grids в Российскую электроэнергетическую систему будет поступательным и вписываться в стратегическую концепцию создания эффективных высокоинтегрированных интеллектуальных системообразующих и распределительных электрических сетей нового поколения [5].

Список литературы:

1. Википедия — свободная энциклопедия [Электронный ресурс]. – Умные сети электроснабжения – Режим доступа: http://ru.wikipedia.org/wiki/Умные_сети_электроснабжения
2. Энергетика. Микроэлектроника. Автоматика. Технологии лидеров [Электронный ресурс]. – Smart Grid (Интеллектуальная сеть) – Режим доступа <http://www.ema.ru/solutions/id/6/>
3. Кобец Б. Б., Волкова И.О. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции Smart Grid. — М.: ИАЦ Энергия, 2010. — 208 с.
4. Осика Л. Smart Grid: мнение экспертов. — «Энерго-Рынок», 2010, № 6.
5. Интеллектуальная сеть: от концепции до реализации [Электронный ресурс] – Генеральный директор ОАО «МРСК Центра» Дмитрий Гуджоян, Режим доступа http://www.powertecrussia.com/PDF/Issue_06/5_MRSK%20Center%20Interview.pdf

ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИЕ НАКОПИТЕЛИ ЭНЕРГИИ

И.А. Разживин, магистрант

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

г. Томск, Россия

tomsk_rso@mail.ru

Электромеханическими накопителями (ЭМН) называют устройства, служащие для запасания и хранения механической энергии с последующим ее преобразованием и отдачей в форме электрической энергии для дальнейшего использования [1].

К электромеханическим накопителям по природе своей относятся гидроаккумулирующие станции, системы аккумулирования с помощью сжатого воздуха и электромеханические системы в качестве накопителя, в которых используется инерционный накопитель (маховик).

Инерционные накопители энергии известны по своему применению в различных сферах еще с древних времен, до сравнительно недавнего времени они широко не использовались ввиду малой энергоемкости, при этом дальнейшее ее наращивание было ограничено прочностью материала маховика и могло привести к его поломке, что при огромных значениях энергии было весьма небезопасным.

Благодаря глубокому изучению процессов преобразования одного вида энергии в другую, ее сохранения и передачи, учеными-исследователями были достигнуты значимые результаты. Усовершенствовалась конструкция маховика, как основного накопителя кинетической энергии, маховик претерпел ряд конструктивных изменений, в частности была разработана конструкция супермаховика, способного сохранять больше кинетической энергии, благодаря своим конструктивным особенностям [2].

В зависимости от вида и назначения ЭМН в его состав входят различные электрические машины. Например, в состав ЭМН может входить одна или несколько электрических машин постоянного и (или) переменного тока. В промышленных установках распространены ЭМН с асинхронными приводными двигателями и трех- или однофазными синхронными генераторами с демпферными обмотками [1].

Механический накопитель на базе маховика, совмещенный с электрической машиной, работающей в генераторном и двигательном режиме (электромеханический накопитель) представляет собой конструкцию, схожую с асинхронным двигателем или насосом (рис 1).

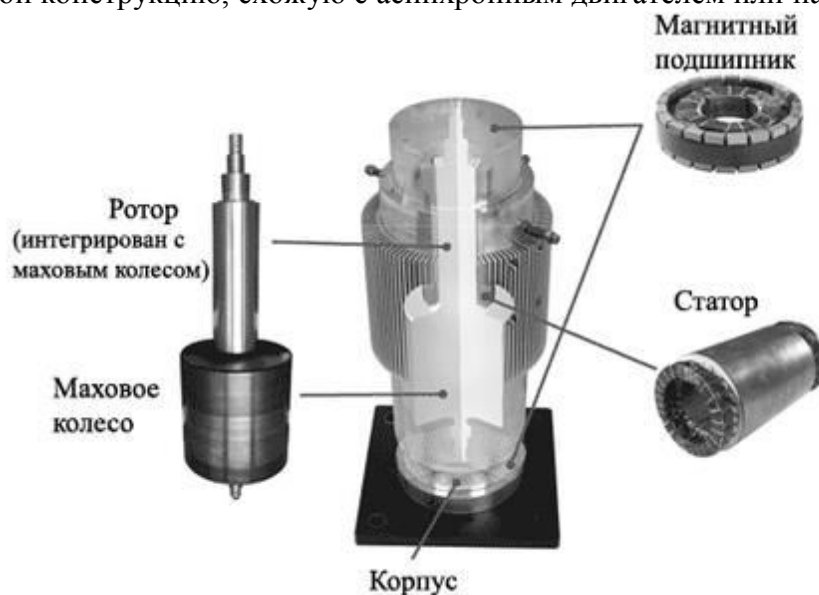


Рисунок 1. Электромеханический накопитель энергии модели VYCON.

ЭМН такого типа способны только запасать и хранить механическую энергию, но также и преобразовывать и отдавать ее в форме электрической энергии для дальнейшего использования. Запасается, как правило, кинетическая энергия вращательного движения маховика, который при заряде электромеханического накопителя раскручивается от источника механической энергии. При разряде, запасенная механическая энергия преобразуется в электрическую энергию с помощью электродвигателя, работающего в режиме генератора. Следовательно, простейший электромеханический накопитель состоит из трех конструктивно объединенных частей – маховика, электродвигателя и генератора.

Преимущество электромеханических накопителей заключается в высокой экологичности и долговечности, простоте технического обслуживания, и самой высокой удельной мощности из всех типов устройств, аккумулирующих энергию.

Устройства механического накопителя совмещенного с электрической машиной, начали изучаться с конца 70-х годов XX века. В те года появились сверхпрочные и легкие материалы, повысились характеристики постоянных магнитов, магнитных подшипников, электроники. Вследствие этого современные механические накопители обладают большой энергоемкостью и способностью быстро отдавать запас энергии. Использование этих технологий позволяет внедрять электромеханические накопители в различные устройства. В таблице 1 приведены значения удельного энергосодержания некоторых современных накопителей энергии:

Таблица 1. Удельное энергосодержание современных накопителей энергии

Накопитель энергии	Удельное энергосодержание, Вт·час/кг
Электрические конденсаторы	до 5
Кислотно-свинцовые аккумуляторы	40
Никелевые металл-гидридные аккумуляторы	80
Жидкий азот	100-200
Литые стальные маховики	До 15
Супермаховики из углепластиков, стальных лент	100-200

Как видно из таблицы, применяя современные технологии, среди которых прочные и легкие материалы, магнитные подшипники, можно добиться серьезных значений удельного энергосодержания у механических накопителей [3].

Учитывая тот факт, что электромеханические накопители энергии приобретают актуальность в применении, благодаря высокому удельному энергосодержанию, большинство ведущих компаний мира в области тяжелой промышленности, машиностроения применяют механические накопители энергии в космических технологиях, в автотранспорте, в источниках бесперебойного питания (UPS), транспорте, в системах повышения качества электрической сети, в системах автономного электроснабжения [4].

Широко распространёнными примерами применения механических накопителей являются:

1) использование устройств ЭМН в поездах метро многих крупных городов. Снижение пиков нагрузки и рекуперация энергии при торможении электровозов эффективно производится с помощью накопления энергии в маховике. Такая система, например, с выдчей в течение 30 секунд мощности в 1 МВт позволяет снизить мощность двигателя на 10-15%. Облегчить пусковые характеристики работы двигателей, стабилизировать параметры сети.

2) Использование ЭМН при пуске газовых турбин, что позволяет стабилизировать напряжение и частоту в сети, путем выдачи мощности маховиком в 1 МВт в течение 15 мин.

Также частным успешным примером применения маховиковой системы как средства воздействия на режим сети является накопительная установка ROTES, разработанная компанией Toshiba. Система представляет собой вертикальный двигатель-генератор мощностью 26,5 МВА с маховиком на валу. Установка ROTES работает с 1996 г в изолированной энергосистеме острова Окинава и существенно снижает колебания частоты в системе при работе электропечей (колебания нагрузки порядка 30 МВт при полном потреблении острова 400-1200 МВт). Особенностью установки ROTES является применение для двигатель-генератора машины с двойным питанием, что позволяет регулировать частоту ее вращения и тем самым поглощать или отдавать накопленную в маховых массах энергию в сеть [5].

Особое значение электромеханических накопителей актуально для систем автономного электроснабжения. Известно, что общей особенностью возобновляемых источников энергии, таких как энергия ветра и солнца, является их неустойчивость по величине и по времени. Так ветровой поток характеризуется неустойчивостью по направлению и скорости, что может привести, например, к краткосрочным колебаниям параметров электрического тока. То же самое наблюдается и в солнечной энергетике, которая связана с изменениями дня и ночи, а также влиянием погодных условий.

Поэтому имеет смысл использовать электромеханические накопители для аккумуляции энергии в период ее выработки, и затем использовать для непрерывной ее подачи потребителю, когда выработка не осуществляется. Особенно это актуально для систем автономного электроснабжения, которые позволяют обеспечить потребителей электрическим током там, где это затруднено традиционным способом через общую электрическую сеть.

Принцип действия такой схемы следующий. Избыточная электроэнергия подается на электродвигатель, который раскручивает маховик, в котором запасается энергия. После того, как потребитель восстановил способность истратить получаемую электроэнергию, генератор преобразовывает энергию вращения обратно в электроэнергию. Если учесть, что современные электродвигатели и генераторы обладают высоким КПД, а потери при использовании современных технологий и материалов в конструкции накопителя минимальны, можно сделать вывод, что использование электродинамического накопителя в связке производитель-потребитель в автономных энергосистемах является перспективным решением (рис.2).

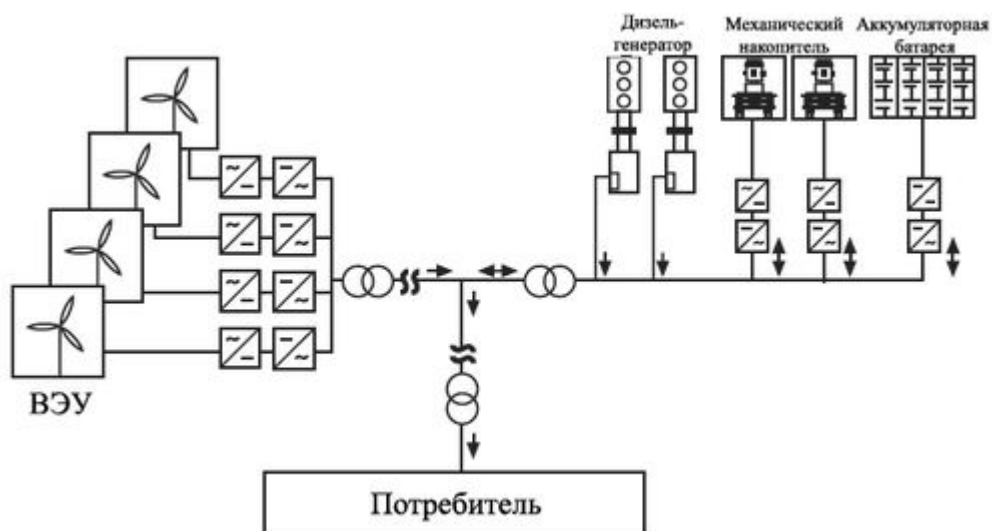


Рисунок 2. Схема системы автономного электроснабжения от Enercon

Выше приведена схема системы автономного электроснабжения, применяемая в Германии. В системе в качестве промежуточных звеньев установлены дизель-генератор, аккумуляторная батарея, а также механический накопитель энергии.

Для улучшения параметров качества электрической энергии (электрического тока и напряжения) в системах, где используются электромеханические накопители энергии обычно используют системы на базе контроллеров Distribution Static Synchronous Compensator (DSTATCOM), совмещенные с электромеханическим накопителем. Такие системы предназначены для смягчения колебания напряжения и мощности от различных энергогенерирующих систем.

Более того в Ливерморской лаборатории производились исследования, опираясь на которые установили, что современные электромеханические накопители энергии обладают существенным преимуществом над другими видами систем аккумулирования в эффективности восстановления энергии (кВтч на разряд по отношению кВтч на заряд). КПД в них превышает 95%, что значительно лучше, чем любая свинцово-кислотная батарея. Удельная величина запасенной энергии при этом может достигать 5-10 кВт, что в несколько десятков раз выше, чем у электрохимических батарей (рис.3).

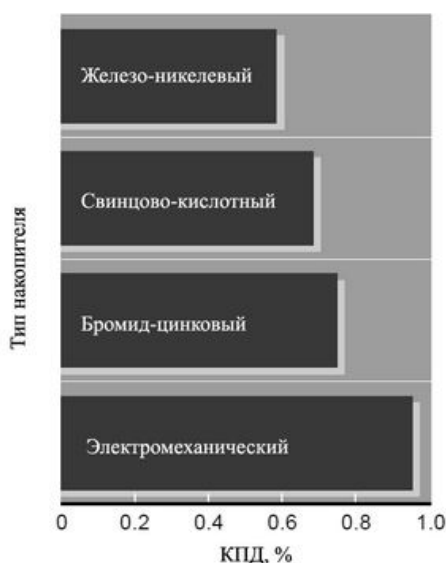


Рисунок 3. Сравнительные характеристики КПД некоторых типов накопителей

Обладая высокой удельной мощностью, механические накопители способны быстро передавать и запасать энергию, что способствует их дальнейшему внедрению. И становятся важным средством оптимизации режимов работы энергосистемы, в части восполнения дефицита электроэнергии в системах локального электроснабжения и потребления избытка генерируемой мощности в сети. Коммерческая основа накопителя — сохранение продукции, полученной по низкой цене и реализация ее по более высокой при необходимости[3].

Список литературы:

1. Накопители энергии: Учеб. Пособие для вузов/ Д.А. Бут, Б.Л. Алиевский, С.Р. Мизюрин, П.В. Васюкевич,-М.: Энерготомиздат., 1991, 400 с.
2. Гулина Н.В. Супермаховики-из суперкарбона/ Н.В. Гулина//Изобретатель-рационализатор.-2005.-№12(672).
3. Электронный ресурс. – Режим доступа: <http://www.renewable.com.ua/energy-storage/45-elektromehaneskij-nakopitel-energii.html>.
4. С.П. Чудновец, С.А. Харитонов. Накопители электрической энергии для систем генерирования электрической энергии (аналитический обзор). Научный вестник НГТУ.- 2013.-№1(50).
5. Применение накопителей энергии в электроэнергетике Б.А. Алексеев. Электро 2/2005.

ТЕХНИЧЕСКИЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Н.Л. Агеев, магистрант, И.О. Гончаров, магистрант
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
г. Томск, Россия
Nik04@sibmail.com

Приоритетной задачей является долгосрочное обеспечение надежного, качественного и доступного энергоснабжения потребителей РФ за счет организации максимально эффективной и соответствующей мировым стандартам инфраструктуры по тарифам, обеспечивающим приемлемый уровень затрат на электроэнергию для российской экономики и инвестиционную привлекательность отрасли через адекватный возврат на капитал.

Отсутствие необходимых инвестиций в ЭСК (электросетевой комплекс) в последние 20 лет привело к значительному физическому и технологическому устареванию сетей. Доля распределительных сетей, выработавших свой нормативный срок, составила 50%. 7% сетей выработало два нормативных срока. Общий износ распределительных сетей достиг 70%. Ситуация с износом магистральных сетей (ОАО "ФСК ЕЭС") незначительно лучше - износ составляет 50%. В общем, состояние электросетевых активов в России значительно хуже, чем в других крупных странах, где показатель износа составляет 27-44%. К тому же, современное оборудование, обеспечивающее высокую надежность и снижение операционных затрат, пока не достаточно широко используется в российском ЭСК. [1]

В распределительных электрических сетях к техническим проблемам относятся:

- потери энергии и мощности (нагрузочные потери; условно-постоянные потери; потери, зависящие от погодных условий);
- устойчивость передачи, в значительной степени связанная с величиной транспортного угла;
- контроль напряжения и рост напряжения при отсутствии нагрузки;
- подсинхронный резонанс, который может привести к выходу из строя генераторных установок электростанций;
- снижение ресурса энергетического оборудования в связи с ускоренным его износом;
- увеличение погрешности приборов измерения электрических величин и учета электроэнергии;
- сбой систем автоматики и релейной защиты;
- отключение или выход из строя конденсаторных установок вследствие явлений резонанса на высших гармониках;
- повышение уровня.

Технологические потери электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям ТСО, ФСК и МСК рассчитываются отдельно по составляющим: условно-постоянные, нагрузочные и потери, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета.

Условно-постоянные потери электроэнергии на регулируемый период принимаются по результатам их расчетов за базовый период и корректируются в соответствии с изменением состава оборудования на регулируемый период. [2]

Условно-постоянные потери электроэнергии включают:

- потери на холостой ход силовых трансформаторов (автотрансформаторов);
- потери на корону в воздушных линиях (далее - ВЛ) 110 кВ и выше;
- потери в синхронных компенсаторах, батареях статических конденсаторов, - статических тиристорных компенсаторах, шунтирующих реакторах (далее - ШР);
- потери в соединительных проводах и сборных шинах распределительных устройств подстанций (далее - СППС); потери в системе учета электроэнергии (трансформаторах тока (далее - ТТ), трансформаторах напряжения (далее - ТН), счетчиках и соединительных проводах);

- потери в вентильных разрядниках, ограничителях перенапряжений;
- потери в устройствах присоединений высокочастотной связи (далее - ВЧ связи);
- потери в изоляции кабелей;
- потери от токов утечки по изоляторам ВЛ;
- расход электроэнергии на собственные нужды подстанций (далее - СН);
- расход электроэнергии на плавку гололеда. [3]

Нагрузочные потери зависят от объема транспортируемой энергии и прямо пропорциональны квадрату тока, протекающему по элементам сети. Составляющие нагрузочных потерь входят:

- реактивная мощность у потребителей;
- недогрузка трансформаторов;
- перегрузка ЛЭП;
- низкое напряжение распределительных сетей.

Помимо технологической составляющей потерь ЭЭ (электроэнергии) при ее передаче, существуют определенные проблемы при осуществлении технологического процесса в электрических сетях. К таким проблемам можно отнести:

- 1) увеличение площадей, занимаемых электросетями;
- 2) разобщенность распределительного электросетевого комплекса;
- 3) большой удельный вес сетей низкого напряжения;
- 4) неэффективная работа ЭС (электрической сети);
- 5) качество ЭЭ.

Увеличение площадей, занимаемых электросетями. Согласно положению ОАО «РОССЕТИ» о единой технической политике в электросетевом комплексе от 2013 г. одной из задач Единой технической политики в электросетевом комплексе является сокращения площадей, занимаемых объектами электросетевого хозяйства. Главными объектами электросетевого комплекса занимающими наибольшую площадь являются подстанции (10-110 кВ) и КТП (10/0,4 кВ).

Сокращение площади КТП становится все более актуальной проблемой. Повышение нагрузки на электросети в городских условиях и модернизация старых ПС (например, с 35 до 110 кВ) требует использования более компактной компоновки оборудования, когда увеличение занимаемой КТП площади невозможно или не рационально. [4]

Сократить площадь КТП поможет применение компактных распределительных устройств – СОМПАСТ, PASS, COMPASS. Собранный в заводских условиях ячейка ОРУ PASS, включает внутри себя объем элегаза, в котором и находятся все аппараты устройства. Также одним из вариантов сокращения площади подстанций может быть использование жесткой ошиновки, которая позволит сократить землеотвод для строительства ПС, отказаться от шинных порталов (которые требуют дополнительных площадей под опоры и удорожают строительство объекта) и сократить расстояние между ячейками. [5]

Еще одним из способов уменьшения площади занимаемой ПС является установка разъединителей пантографного типа.

Разобщенность распределительного электросетевого комплекса. Сегодня распределительные сети имеют множество собственников: сетевые компании (в структуре ОАО «Холдинг МРСК»), муниципальные структуры (предприятия городских электрических сетей), ведомственные структуры (газораспределительные, нефтяные и другие компании) и частные с отсутствием консолидированных интересов, что не может не сказываться на работе распределительного электросетевого комплекса. Технический уровень сетей и эффективность их функционирования резко различаются. Эксплуатация происходит в нескоординированном нормативно-техническом поле, фактически без проведения единой технической и технологической политики в сетях.

Большой удельный вес сетей средних напряжений. Как известно потери мощности для трансформатора и для линии обратно пропорциональны квадрату напряжения. Данный факт позволяет в несколько раз сократить потери активной мощности. Так суммарные

потери мощности в сетях промышленных предприятий составляют 8-12% и если к цехам подвести напряжение 6(10) кВ вместо 0,38 кВ, то потери станут ниже в 250 раз при переходе на 6 кВ и в 700 раз при переходе на 10 кВ, согласно формулам (1, 2) [7]

$$n_{6/0.38} = \frac{\Delta P_{0.38}}{\Delta P_6} = \frac{6^2}{0.38^2} = 250; \quad (1)$$

$$n_{10/0.38} = \frac{\Delta P_{0.38}}{\Delta P_{10}} = \frac{10^2}{0.38^2} \approx 700. \quad (2)$$

Неэффективная работа ЭС. К одному из видов технологических проблем можно отнести работу ЭС в целом. Ведь на технологический процесс распределения электроэнергии влияет много факторов, таких как:

- режимы ЭС;
- энергонезэффективное устаревшее оборудование и приборы учета;
- отсутствие весомых стимулов снижения потерь;
- человеческий фактор.

Качество ЭЭ. Строительство новых линий электропередачи связано со значительными затратами и часто попросту невозможно по причинам экологического характера. Поэтому приходится увеличивать мощность энергии, передаваемой по существующим линиям, в основном за счет увеличения силы тока. Это достижимо только при следующих условиях:

- отсутствие тепловых ограничений;
- наличие надежного управления распределением потоков энергии между линиями, питающими определенную местность.

При соблюдении этих условий можно производить повышение передаваемой мощности в режиме максимальной надежности, оставаясь в пределах допустимой устойчивости, т.е. при значениях транспортного угла, не превышающих 40° .

Для управления величиной транспортного угла используются различные устройства, например, поперечные (шунтирующие) компенсаторы и продольные компенсаторы, фазосдвигающий трансформатор. Регулирование угла сдвига фаз обеспечиваемого фазосдвигающим трансформатором позволяет управлять передаваемой активной мощностью. Если величина и фаза продольного напряжения таковы, что при поддержании такого же напряжения на выходе модуля оно уменьшает величину сдвига фаз по отношению к входу. [9]

Отклонение напряжения. Изменения напряжения можно разделить на две группы: изменения при передаче и изменения, связанные с использованием электроэнергии. При распределении ЭЭ важное значение имеют два аспекта:

- удовлетворение требований по качеству в точке подключения;
- непрерывность электроснабжения, т.е. отсутствие отключений и посадок напряжения.

В настоящее время имеется возможность установки оборудования, которое способно предотвратить или заметно ослабить отклонения напряжения. Очевидно, что в рассматриваемых типичных случаях в качестве средства ликвидации или компенсации отклонений используют накопители энергии в какой-либо форме: реактивной, активной или одновременно обеих.

Все отклонения напряжения можно разделить на две категории: внешние возмущения и внутрисетевые возмущения.

Внешние возмущения. Из-за значительной протяженности воздушные линии электропередачи подвержены воздействию атмосферных явлений. Различные виды разрядов атмосферного электричества (молний) являются причинами различных типов возмущений, бросков, посадок сетевого напряжения, полного прекращения подачи электроэнергии. Длительность и степень возмущений зависят от структуры сети и времени, необходимого на ее реконфигурацию.

Другие виды возмущений возникают в процессе управления сетью, при сбросах или неожиданных нарастаниях нагрузки. Хотя последний вид возмущений достаточно редок, поскольку обычно крупные нагрузки подключаются к сети постепенно. Это не относится к внезапным сбросам нагрузки, которые зачастую являются следствием аварий. [9]

Внутрисетевые источники возмущений. К внутрисетевым источниками возмущений относят: резонанс, неустойчивость при передаче, феррорезонанс, коммутации, повреждения «фаза/земля».

Резонанс. Сюда относятся характерные для данной сети колебания или колебания, возникающие между различными элементами сети, например, фильтрами. Разумеется, для их предотвращения принимаются все возможные меры, но они могут временно возникать при изменениях конфигурации сети.

Неустойчивость при передаче. Наиболее часто она связана с углом передачи δ (угол между поперечной ЭДС и напряжением, или транспортный угол). Возможно также возникновение подсинхронных колебаний, что может оказать катастрофическое воздействие на силовые генераторы электростанций.

Феррорезонанс. Нелинейные колебания, возникающие при насыщении силовых или измерительных трансформаторов.

Коммутации. Перенапряжения возникают вследствие подключения или отключения элементов сети, фильтров, конденсаторных батарей или трансформаторов. [9]

ЭСК России имеет значительный потенциал повышения эффективности, надежности и качества электроснабжения за счет внедрения современных технологий. В настоящее время уровень теленаблюдаемости и телеуправления процессами в целом по распределительным сетям составляет менее 20%. В результате практически во всех компаниях отсутствует достоверная информация о фактическом состоянии оборудования по результатам инструментальных исследований. Локализация мест повреждений линий осуществляется выездными бригадами и занимает иногда часы.

Список литературы:

1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 3 апреля 2013 г. №511-р
2. Приказ Министерства энергетики РФ от 30 декабря 2008 г. N 326 С изменениями и дополнениями от: 1 февраля 2010 г
3. Приказ от 14 мая 2012 года «Об утверждении Инструкции по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям»
4. Завод Кристалл [Электронный ресурс].- Режим доступа: <http://www.zavodkristall.com/news/19/>, свободный. – Загл. с экрана.
5. Иприм-Энергия [Электронный ресурс].- Режим доступа: <http://iprim-energy.ru/publications/391/>, свободный. – Загл. с экрана.
6. Энерго-Каскад [Электронный ресурс].- Режим доступа: <http://www.energokaskad.com/889/>, свободный. – Загл. с экрана.
7. Климова Г.Н. Энергосбережение на промышленных предприятиях: учебное пособие/ Г.Н. Климова.–Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 186с.
8. Кудрявый В.В. Техническая эффективность применения самонесущих изолированных проводов // Электро.- 2007.-№4.- С.15-17
9. Жак Куро. Современные технологии повышения качества электроэнергии при её передаче и распределении // Новости электротехники.-2005.-№1(31).– С.5

АТОМНАЯ ЭНЕРГЕТИКА: СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

А.В. Никитин, магистрант
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
г. Томск, Россия
anton90.08@mail.ru

В начале 2012г. во всем мире эксплуатировалось 435 энергетических реакторов общей мощностью 369 ГВт, что на 2% меньше, чем годом ранее. Снижение генерирующей мощности произошло из-за снятия с эксплуатации 13 реакторов. 12 из них связано с аварией на АЭС Фукусима. К ним относятся 4 пострадавших реактора АЭС Фукусима и 8 реакторов на АЭС в Германии. Еще один реактор был остановлен в Великобритании ввиду исчерпания ресурса. По мнению ИАЕА(Международное агентство по атомной энергии), несмотря на аварию на Фукусиме рост атомных мощностей продолжится, и к 2030г. они по оценкам должны достигнуть как минимум 501 ГВт, а в лучшем случае- 746 ГВт. [1]

Ожидается, что большинство новых мощностей будет вводиться в странах, где уже работают многие АЭС. Это касается в первую очередь стран Азии и России. Из 64 новых реакторов, находящихся в процессе сооружения к концу 2011г., 26 приходится на Китай, 10 строятся в России, 6- в Индии и 5- в Южной Корее.

Всемирной Ассоциацией по ядерной энергии (WNA- WorldNuclearAssociation) выполнен анализ современного состояния мировой атомной энергетики и планов ввода в эксплуатацию новых ядерных генерирующих мощностей за период 2008-2012гг. с учетом последствий мирового экономического кризиса и аварии на АЭС Фукусима. За указанный период в мире запланировано построить 65 новых реакторов общей мощностью почти 74 ГВт.

За тот же период Россия увеличила число запланированных к сооружению реакторов на 17,а их мощность - до 20 ГВт. Сейчас сооружается 10 реакторов мощностью 9.2 ГВт, а общая установленная мощность 33 работающих реакторов достигла почти 24.2 ГВт. [2]

В 2013 году объем вводимых мощностей составил около 14.9 ГВт. Были выпущены 7 реакторов в Китае, по 2 – в Словакии и Южной Корее, по одному- в США и России. В 2014г. планируется пуск 20 реакторов общей мощностью 20 ГВт. 4 из них будут введены в России (Нововоронежская АЭС-2, Ростовская, Белоярская, Вилючинская АЭС).

Особого рассмотрения требует вопрос о ядерном горючем. По данным WNA , рост мирового потребления урана для нужд электроэнергетики за период 2008-2012гг. составил 3375mt (метрических тонн). К 2035г. ожидается увеличение годового потребления урана в зависимости от сценария развития ядерной энергетики в пределах 97645- 136385 mt.

Не смотря на это, следует отметить, что в короткие сроки ядерная энергетика не сможет заменить традиционные виды энергии. Учитывая быстрые темпы роста экономики Китая, главную роль в ее энергоснабжении будут играть уголь, нефть, природный газ. Тем не менее, в долгосрочной перспективе ядерная энергетика будет способствовать сокращению потребления ископаемых топлив с соответствующим снижением вредных выбросов в атмосферу и защитой окружающей среды.[1]

Далее представлен прогноз поэтапного развития электроэнергетики РФ в целом (табл. 1). По ней видно, что основной упор делается на развитие атомной энергетики.

Таблица 1. Прогноз поэтапного развития электроэнергетики России

Показатели	2005г.	2008г.	1 этап до 2015г.	2 этап до 2020г.	3 этап до 2030г.
Производство ЭЭ (млрд. кВт*ч) в том числе:	953	1037	1059-1245	1350-1555	1800-2210
Атомными станциями	149	163	194-220	247-182	356-437
Экспорт	12	16	18-25	35	45-60
Прогноз поэтапного изменения установленной мощности электростанций РФ, млн. кВт					
Установленная мощность- всего в том числе:	216,3	224,9	239-267	275-315	355-445
Атомные станции	23,7	23,8	28-33	37-41	52-62
ВИЭ и ГАЭС	46,2	47,2	55-59	66-73	91-129
Конденсационные станции	67,1	68,4	67-83	73-103	100-148
Теплоэлектроцентрали	79,3	85,5	89-92	98-99	106-112
Структура производства электроэнергии, %					
Атомные электростанции	15,7	15,7	17,6-18,3	18,2-18,3	19,7-19,8
ВИЭ и ГАЭС	18,3	16,1	16-17,1	15,4-16,6	17,7-19,1
Конденсационные станции	29,1	31,1	28,2-34	32-38,1	34,4-39,5
Теплоэлектроцентрали	36,9	37,1	32,4-36,4	28,3-33,1	21,6-28,1

Детальным документом, ориентированным на близлежащую перспективу, в соответствии с которым происходит финансирование развития атомной энергетики, является “Программа деятельности государственной корпорации “Росатом” на долгосрочный период(2009- 2015 годы)”.

Результатом реализации данной программы по направлению “Развитие атомного энергопромышленного комплекса России” является достижение следующих показателей:

- доведение в 2015г. общей мощности АЭС до 33 ГВт за счет ежегодного ввода 2 ГВт мощностей;
- рост годовой выработки ЭЭ на АЭС до 234.4 млрд. кВт*ч, что составляет 145% к уровню 2008г.;
- снижение эксплуатационных расходов организаций, эксплуатирующих АЭС, из расчета на 1 кВт*ч относительно уровня 2006г. до 80%;
- сокращение удельных капиталовложений на 1 кВт вводимой мощности при строительстве энергоблоков АЭС относительно уровня 2007г. до 90%;
- выход атомной отрасли на самоокупаемость с 2016г.

Ядерные мощности на действующих, строящихся и остановленных атомных электростанциях России представлены в (табл 2).

Таблица 2. Атомные электростанции России

Станция	Расположение	Суммарная выработка ЭЭ на 2012г.	Номинальная мощность всех блоков, МВт	Дата ввода в эксплуатацию	Статус
Обнинская(первая в мире)	г.Обнинск, Калужская обл.		5	26.06.1954	Выведен из эксплуатации в 2002г.
Балаковская	г.Балаково, Саратовская обл.	565,3	5200	28.12.1985	В эксплуатации
Балтийская	г.Неман, Калининградская обл.		1500	Сооружается	Плановый срок включения- 2018 год
Белоярская	г.Заречный, Свердловская обл.	151,6	1480	08.04.1980	1 блок-в эксплуатации 2- 2014г.
Билибинская	г.Билибино, Чукотский АО	8,8	48	12.01.1974	В эксплуатации
Калининская	г.Удомля, Тверская обл.	389,1	4000	09.05.1984	В эксплуатации
Кольская	г.Полярные Зори, Мурманская обл.	349,1	1760	29.06.1973	В эксплуатации
Курская	г.Курчатов, Курская обл.	730	5000	12.12.1976	В эксплуатации
Ленинградская	г.Сосновый бор, Ленинградская обл.	846,8	4000	21.12.1973	В эксплуатации
Ленинградская-2	г.Сосновый бор, Ленинградская обл.		2400	Сооружается	1 блок-2015г. 2 блок- 2016г.
Нововоронежская	г.Нововоронеж, Воронежская обл.	459,1	2455	30.09.1964	3 блока из 5 в эксплуатации
Нововоронежская-2	г.Нововоронеж, Воронежская обл.		2400	Сооружается	1 блок- 2014г. 2 блок- 2015г.
Ростовская	г.Волгодонск, Ростовская обл.	94,3	4000	30.03.2001	2 блока в эксплуатации 3 блок-2014г. 4 блок- 2017г.
Смоленская	г.Десногорск, Смоленская обл.	506,2	3000	09.12.1982	В эксплуатации

К 2030г. планируется рост производства электроэнергии в 1.89-2.32 раза, в том числе атомными электростанциями - в 2.39-2.93 раза, при этом прогнозируется рост установленной мощности АЭС в 2.19 – 2.66 раза при изменении удельного веса атомной энергии в структуре производства электроэнергии с 15.7 до 19.7 %. [3]

Список литературы:

1. Журнал “Энергетик” №11, 2012г.
2. Журнал “Энергетик” №8, 2013г.

3. Ядерные технологии в различных сферах человеческой деятельности : учебное пособие для вузов / В. И. Бойко, Ф. П. Кошелев: Томский политехнический университет. — 2-е изд.. — Томск: Изд-во ТПУ, 2008. — 341 с.

ГИДРОАККУМУЛИРУЮЩИЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

М.Ю. Калинин, Н.И. Серяков, А.Г. Шернин, магистранты
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
г. Томск, Россия
pon4.ne@mail.ru

В крупных энергосистемах основную долю по выработке электроэнергии берут на себя тепловые и атомные электростанции, которые не могут быстро снижать выработку электроэнергии при снижении энергопотребления в часы минимума нагрузки системы (в основном в ночное время) или же делают это с большими потерями. Этот факт оказывает влияние на установление существенно большей коммерческой стоимости пиковой электроэнергии в энергосистеме, по сравнению со стоимостью электроэнергии, генерируемой в ночной период. В таких условиях экономически эффективно использование гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС), которые обладают большим маневровым потенциалом. Это не только повышает эффективность использования других мощностей, но и надёжность энергоснабжения.

Гидроаккумулирующая электростанция представляет собой насосно-аккумулирующую электростанцию. Ее принцип накопления энергии заключается в преобразовании электроэнергии, в потенциальную гидроэнергию. Во время обратного преобразования накопленная энергия отдаётся обратно в энергосистему для покрытия пиковых нагрузок.

ГАЭС состоит из двух бассейнов, которые находятся на разных высотах, и соединенных между собой трубопроводом (рис.1).

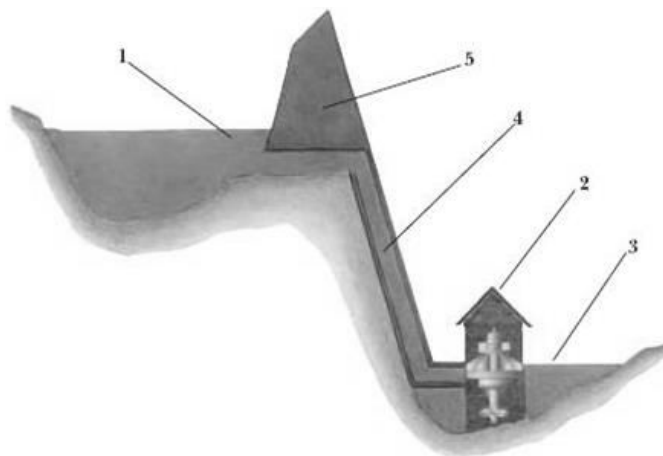


Рисунок 1. Упрощенная схема ГАЭС:1 – верхний бассейн; 2 – машинный цех электростанции; 3 – нижний бассейн; 4 – трубопровод; 5 – плотина

Электрическую энергию, которая вырабатывается электростанциями в часы провала нагрузки, ГАЭС использует для перекачки воды насосами из нижнего бассейна в верхний - аккумулирующий водоем. Во время пиковых нагрузок вода из верхнего водоема подводится по трубопроводу к гидроагрегатам станции, работающим в режиме генератора; При этом электроэнергия, выработанная на ГАЭС, отдаётся обратно в энергосистему, вода же остается в нижнем бассейне. Объем аккумулированной при этом энергии пропорционален ёмкости водоемов и рабочими напором станции. Верхний водоем ГАЭС бывает естественным (озеро) или искусственным, нижний, в свою очередь, обычно является река или водохранилище. Важным достоинством гидроаккумулирующих станций является то, что они не подвергаются воздействию сезонных стоков воды [1].

Гидроагрегаты станции в зависимости от высоты напора оборудуются диагональными, поворотными-лопастными, ковшовыми и радиально-осевыми гидротурбинами. Время пуска и смены режимов работы гидроаккумулирующей станции составляет порядка

нескольких минут, это определяет высокую эксплуатационную манёвренность таких станций. Диапазон регулирования ГАЭС, исходя из принципа её работы, примерно равен двойной установленной мощности.

Гидроаккумулирующие электростанции классифицируются по следующим признакам [2].

По схеме аккумулирования:

- 1) Простого аккумулирования. Так же их называют чистыми ГАЭС (рис. 2.1). Характерный признак таких ГАЭС, это отсутствие естественного притока воды в верхний водоем;
- 2) Смешанного типа, или ГАЭС–ГЭС. При такой схеме имеется естественный приток воды в верхний бассейн, который дает дополнительную мощность при работе станции в режиме генератора (рис. 2.2);
- 3) Раздельного типа, или с переброской стока (рис. 2.3), или ГАЭС с неполной высотой подкачки в водоем или канал на водоразделе. Для такого случая ГАЭС характерным является раздельное расположение гидроэлектрической и насосной станций [1].

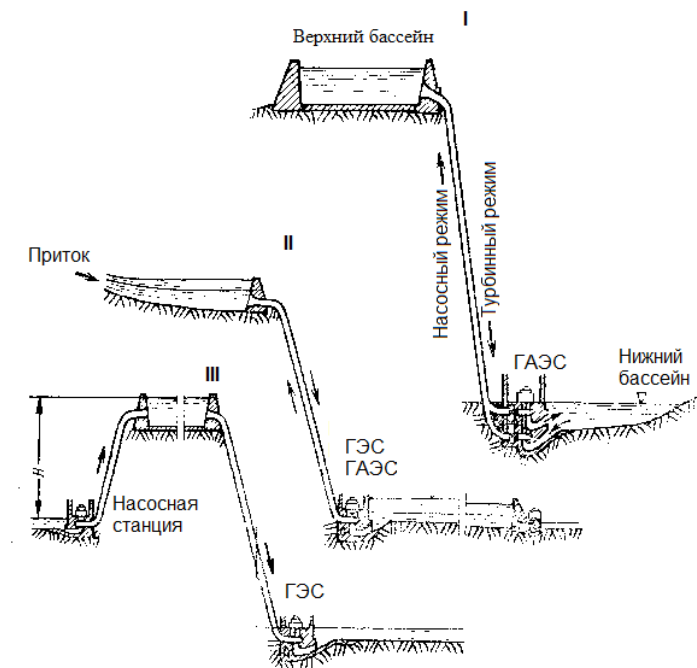


Рисунок 2. Схемы ГАЭС

По периоду наполнения или по длительности цикла аккумулирования:

- 1) суточного аккумулирования;
- 2) недельного аккумулирования;
- 3) сезонного аккумулирования.

По схеме соединения гидросилового оборудования [1]:

- 1) Двухмашинная (обратимая гидромашина и двигатель-генератор);
- 2) Трехмашинная (насос, турбина и двигатель-генератор);
- 3) Четырехмашинная (насос, турбина, двигатель и генератор).

Задача покрытия пиковых нагрузок и преодоления провалов в энергопотреблении становится все актуальнее год от года в связи с раздробленностью графиков нагрузок энергосистем, повышения мощности ТЭС и АЭС и с увеличением количества турбоагрегатов с пониженной маневренностью.

Самым эффективным способом осуществления данной задачи является строительство и использование гидроаккумулирующих электростанций, с уникальными функциями – пиковая станция и потребитель-регулятор, способный во время ночного провала графика нагрузок осуществить потребление избытков электроэнергии с тепловых и атомных электростанций.

В качестве маневровых электростанций могут использоваться газотурбинные установки (ГТУ) с суточной продолжительностью работы до 2–3 ч., пиковые ГАЭС с

длительность работы до 6 в сутки в турбинном режиме, полупиковые ГАЭС и полупиковые тепловые электростанции (ППТЭС) с числом часов работы до 16 в сутки [1].

Сравнение технико-экономических показателей гидроаккумулирующих электростанций с показателями газотурбинных установок и полупиковых теплоэлектростанций указывает на ряд значительных преимуществ ГАЭС, несмотря на их большую первоначальную стоимость:

1) Многофункциональность ГАЭС (возможность их использования для регулирования частоты и напряжения в энергосистеме; а также их использование как для покрытия зон графиков нагрузок в часы пиковых или полупиковых нагрузок, так и для заполнения провалов графика нагрузок);

2) Высокая степень быстродействия (возможность использования оборудования ГАЭС в качестве резерва для быстрого ввода генерирующих мощностей; время набора гидроагрегатом полной нагрузки из состояния покоя составляет от 1,5 до 2 мин в генераторном режиме, и 6–9 мин в насосном);

3) Сравнительно небольшие эксплуатационные издержки и удельные затраты труда, так как оборудование и сооружения ГАЭС проще, надежнее и долговечнее;

4) Относительная экологическая нейтральность (воздействие ГАЭС на окружающую среду минимально).

На ближайшие 15 лет стратегией развития электроэнергетики в России предусмотрен ввод новых энергетических мощностей в объеме 19,4 ГВт [1]. Предполагается, что в общем объеме вводов в основном будут учитываться высокоэкономичные мощности в виде парогазовых установок (ПГУ), которые обладают более широкими регулирующими диапазонами. Но все же необходимо учитывать, что в процессе регулирования мощности ПГУ происходит значительное снижение их КПД. Кроме того, в последнее время появляются предпосылки к переходу с ПГУ на угольные установки, с более низкими маневренными качествами.

Совокупный прогноз ввода мощностей АЭС и ТЭС на период до 2020 г. составляет 3–4 ГВт в год.

Опираясь на мировой опыт, доля маневренных мощностей в энергосистеме должна составлять не менее 25 % от общей установленной мощности всех электростанций страны. Также стоит учитывать, что планируемая к вводу маневренная мощность преимущественно располагается в Европейской части России, где гидроэнергетические ресурсы практически исчерпаны. Оба эти фактора дают возможность прогнозировать необходимость ввода не менее 1 ГВт гидроаккумулирующих мощностей в год в Европейской части страны.

В настоящее время гидроаккумулирующие электростанции являются наиболее перспективными в плане обеспечения энергосистем маневровыми мощностями. Это обуславливается меньшей стоимостью обслуживания ГАЭС по сравнению с другими типами электростанций. Помимо этого, в плане высокой маневренности с ГАЭС могут конкурировать лишь ГТУ, но данный тип электростанций потребляет топливо в виде газа и нефтепродуктов, на добычу которых затрачиваются значительные денежные средства, что по сравнению с использованием ГАЭС бесплатного ресурса–воды, снижает эффективность ГТУ.

С нарастающим дефицитом маневренных мощностей, связанным с вводом новых блочных тепловых электростанций большой мощности, как в мире, так, в частности, и в России, можно заключить, что сооружение ГАЭС для регулирования режимов энергосистем создаст большой положительный эффект по сравнению с другими источниками маневровых мощностей. ГАЭС являются также наиболее перспективными, так как они - экологически нейтральные.

Список литературы:

1. В.Ю. Синюгин, В.И. Магрук, В.Г. Родионов Гидроаккумулирующие электростанции в современной электроэнергетике. – М.: ЭНАС, 2008. 352 с.
2. А.С. Субботин Основы гидротехники. – Ленинград: Гидрометеиздат, 1983.

ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ КОНЦЕПЦИИ «ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ СЕТИ»

В.В. Трощинский, магистрант
Научный руководитель: Н.П. Фикс, к.п.н., доцент
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
г. Томск, Россия
sky_live@mail.ru

Наука и техника в современном мире развивается весьма стремительными темпами, тем самым оказывая влияние на все сферы экономической деятельности, в том числе и на энергетическую. Для энергетических компаний в части европейских стран самым актуальным вопросом на сегодняшний день является вопрос определения того, как активно влиять или реагировать на изменения в электроэнергетике. К числу наиболее существенных изменений в развитии общества и экономики, влияющих в том числе на энергетическую отрасль, можно выделить следующие проблемы [1]:

1. Дефицит источников электрической энергии.
2. Постоянно растущие требования к надёжности и качеству электроснабжения со стороны потребителей.
3. Постоянное повышение стоимости электрической энергии во всем мире.
4. Старение и нарастающий дефицит квалифицированных кадров в энергетической отрасли.
5. Рост требований заинтересованных сторон к результатам деятельности энергетических компаний.
6. Требования экологической и промышленной безопасности функционирования энергетических объектов.
7. Снижение общесистемных затрат.

Технологической предпосылкой развития Smart Grid, безусловно, явились прорывные достижения информационных, компьютерных технологий, возможности локальных и глобальных коммуникационных сетей, в том числе Интернета [2].

Технология Smart Grid характеризуется несколькими инновационными свойствами, отвечающими новым потребностям рынка, среди которых можно выделить следующие [2]:

1. Активная двунаправленная схема взаимодействия в реальном масштабе времени информационного обмена между всеми элементами и участниками сети, от генераторов энергии до конечных устройств электропотребителей.
2. Охват всей технологической цепочки электроэнергетической системы, от энергопроизводителей электrorаспределительных сетей и конечных потребителей.
3. Для обеспечения информационного обмена данными в Smart Grid предусмотрено использование цифровых коммуникационных сетей и интерфейсов обмена данными.
4. Smart Grid умеет эффективно защищаться и самовосстанавливаться от крупных сбоев, природных катаклизмов, внешних угроз.
5. Способствует оптимальной эксплуатации инфраструктуры электроэнергетической системы.
6. С точки зрения общей экономики Smart Grid способствует появлению новых рынков, игроков и услуг.
7. Благодаря современным технологиям Smart Grid может применяться как в масштабах зданий, предприятий, так и для обычных домашних электрических устройств, например холодильника или стиральной машины.

Smart Grid представляет беспрецедентную возможность для перемещения энергетики в новую эру надёжности, доступности и эффективности, которые будут способствовать экономическому развитию, а так же поможет сократить вредное воздействие на окружающую среду. Выгоды, связанные с Smart Grid включают в себя:

- Более эффективную передачу электроэнергии
- Быстрое восстановление режима работы после аварий
- Снижение затрат на эксплуатацию, управление, коммунальные услуги
- Снижение пикового максимума нагрузок
- Более глубокую интеграцию крупномасштабных возобновляемых энергетических систем.
- Лучшую интеграцию систем производства электроэнергии, в том числе на основе возобновляемых источников энергии.
- Улучшенную безопасность.

Во многих странах доступна новая техника, и программные обеспечения для реализации технологии Smart Grid которая позволит экономить электрическую энергию, а также способствовать бесперебойному и эффективному энергоснабжению [3].

Интеллектуальные счётчики обеспечивают связь Smart Grid между потребителем и поставщиком энергии. Установленный на месте старого, такой счётчик работает в цифровом режиме, и позволяет автоматизировать сложный процесс обмена информацией между потребителем и поставщиком энергии.

В умном доме, многие из электрических приборов будут объединены в своеобразную сеть, что позволяет получить удалённый доступ и управлять ими через EMS. EMS предоставляет возможность включения обогревателя или кондиционера с работы, когда вы собираетесь вернуться домой или следить за использованием энергии конкретными приборами [3].

Достижения в области Smart Grid.

В России идея Smart Grid в настоящее время выступает в качестве концепции интеллектуальной активно-адаптивной сети, которую можно описать следующими признаками [4]:

1. насыщенность сети активными элементами, позволяющими изменять топологические параметры сети;
2. большое количество датчиков, измеряющих текущие режимные параметры для оценки состояния сети в различных режимах работы энергосистемы;
3. система сбора и обработки данных (программно-аппаратные комплексы), а также средства управления активными элементами сети и электроустановками потребителей;
4. наличие необходимых исполнительных органов и механизмов, позволяющих в режиме реального времени изменять топологические параметры сети, а также взаимодействовать со смежными энергетическими объектами;
5. средства автоматической оценки текущей ситуации и построения прогнозов работы сети;
6. высокое быстродействие управляющей системы и информационного обмена.

Проекты ОАО «ФСК ЕЭС»

Оборудование на основе высокотемпературной сверхпроводимости.

Различаются два вида сверхпроводимости:

1. низкотемпературная (НТСП), соответствующая температуре жидкого гелия (4,2 градуса по шкале Кельвина);
2. высокотемпературная (ВТСП), соответствующая температуре жидкого азота (77 градусов по шкале Кельвина).

В 2010 году Федеральной сетевой компанией были достигнуты следующие результаты:

1. Разработан, изготовлен и испытан экспериментальный образец трёхфазной сверхпроводящей кабельной линии длиной 30 метров напряжением до 20 кВ с целью отработки технологии изготовления кабеля и криогенной системы и проведения комплексных исследований для проверки качества принимаемых решений.

2. В ОАО «НТЦ электроэнергетики» создан полигон для испытаний сверхпроводящего оборудования. Полигон оборудован криогенератором системы Стирлинга (Голландия).

3. В конце 2009 года ФСК ЕЭС совместно с ОАО «НТЦ электроэнергетики» успешно завершили испытания первой в России высокотемпературной сверхпроводящей (ВТСП) кабельной линии длиной 200 м напряжением 20 кВ на номинальный ток 1500 А.

В 2010-2013 годах Программой НИОКР ОАО «ФСК ЕЭС» завершено создание:

- пилотных проектов сетей с ВТСП-кабелями на постоянном токе и напряжении до 110 кВ, что является альтернативой строительству линий электропередачи напряжением 220–330 кВ;

- ВТСП трансформатора напряжением 110/20 кВ, мощностью 50 МВА;

- устройства ограничения токов короткого замыкания на сверхпроводниках на напряжение 110-220 кВ;

- ВТСП кабельной линии постоянного тока напряжением 20 кВ и током 2500А длиной 1500 м.

В 2009 году созданы промышленные образцы этого устройства: два АСК мощностью по 100 Мвар изготовлены филиалом ОАО «Силовые машины» - «Электросила» при научно-техническом сопровождении ОАО «НТЦ электроэнергетики».

Пилотный образец СТАТКОМ мощностью ± 50 Мвар на напряжение 15,75 кВ прошел стендовые испытания на номинальные параметры и будет введен в эксплуатацию в 2010 году на подстанции 330/400 кВ Выборгская в Ленинградской области. Это позволит повысить надежность работы существующей вставки постоянного тока, обеспечивающей экспорт электроэнергии в Финляндию.

Для измерения и коммерческого учета электроэнергии ОАО «ФСК ЕЭС» в настоящее время завершается работа по созданию системы АИИС КУЭ соответствующей современным требованиям оптового рынка.

АСУТП внедряются на объектах ЕНЭС в процессе комплексного технического перевооружения и реконструкции, при строительстве новых электросетевых объектов, а также в ходе выполнения «Программы автоматизации подстанций ОАО «ФСК ЕЭС».

ОАО «ФСК ЕЭС» осуществляет разработку концепции программно-аппаратного комплекса «Цифровой подстанции», а также планирует приступить к созданию опытного полигона и прототипа программно-аппаратного комплекса, испытания которого должны быть завершены в 2014 году[4].

Реализацией концепций Smart Grid в России занимается также ОАО «Россети».

Одним из первых городов, в котором была внедрена система Smart grid, стал город Белгород, вошедший в общемировой проект «Умный город». В ряде распределительных сетей Белгорода установлены специальные устройства, которые помогают с большой точностью определить место разрыва проводов и отключить в данном случае только небольшое количество потребителей электроэнергии. Так же в городе действует «умное освещение», контролирующее энергопотребление, состояние сетей, число работающих ламп. Система поэтапно управляет уличным освещением в зависимости от условий видимости и количества людей на улице.

В НИ "Иркутский государственный технический университет" (НИ ИрГТУ) планируют создать лабораторию «Электроэнергетические системы будущего» (Smart Grid), проект которой был разработан под руководством немецкого ученого Збигнева Стычинского. Лаборатория Smart Grid расположится в Технопарке университета. В сентябре 2011 года проект выиграл грант Правительства РФ в разделе «Энергетика, энергоэффективность и энергосбережение» размером 98 млн. руб. Данные средства будут направлены на проведение научных исследований в 2011–2013 годах с возможностью продлением на срок от одного до двух лет.

Кроме того, в операционных компаниях ОАО «Россети» будет внедрена система показателей SAIDI (средняя длительность отключений по энергосистеме) и SAIFI (средняя частота отключений по энергосистеме). К 2016 году значение SAIDI должно быть на уровне 60 минут на потребителя, SAIFI – не более двух отключений на потребителя в год.

ОАО «Россети» будет также участвовать в технологических платформах (ТП) Российской Федерации, утвержденных решением Правительственной комиссии по высоким технологиям и инновациям 3 августа 2010 года. В частности, запланировано участие в платформах "Интеллектуальная энергетическая система России" и "Малая распределенная энергетика" [5].

Проект ООО «Новые сетевые технологии».

Проект энергорайона группового управления на базе котельной 1-ый Академический пр-д, 29 МУП «Калугатеплосеть» предполагает создание на основе «якорного» потребления и базовой генерации электросетевой структуры напряжением 10кВ, включающей в себя программно-аппаратный комплекс «EMS-система» (Energy Management System производства Mitsubishi Electric). В качестве «якорного» потребления предполагается использовать собственное электропотребление котельной, потребление насосной станции водоканала, потребление завода VOLVO, потребление вновь строящегося жилого комплекса. В качестве базовой генерации используются 3 газопоршневых установки GE Jenbacher JMC 420 GS-N.L. общей установленной электрической мощностью 4,5 МВт, устанавливаемые на территории котельной с возможностью отбора когенерируемого тепла в общий коллектор котельной [6].

Список литературы:

1. Кобец Б. Б., Волкова И. О. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции Smart Grid. — М.: ИАЦ Энергия, 2010. — 208 с.
2. В.В. Ильин. Введение в Smart Grid [Электронный ресурс]/Электронный журнал [АВОК - 2012г.](http://www.abok.ru/) – Режим доступа: <http://www.abok.ru/>
1. What is the Smart Grid? [Электронный ресурс] // U.S. Department of Energy. – Режим доступа: <https://www.smartgrid.gov>
2. Дорофеев В.В., Макаров А.А. Активно-адаптивная сеть – новое качество ЕЭС России // Энергоэксперт, 2009, № 4 (15).
3. Интеллектуальная сеть [Электронный ресурс] // ОАО «ФСК ЕЭС»[2014] –Режим доступа: http://www.fsk-ees.ru/innovation/intelligent_network/
4. «Россети» и Российский фонд прямых инвестиций (РФПИ) 1.04.2014 [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.rosseti.ru/>
5. Демонстрационный проект ООО «Новые сетевые технологии» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://solovyvanov.com/projects/>

ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПРИ ЕЁ ТРАНСПОРТИРОВКЕ, ПРИЧИНЫ, СПОСОБЫ УМЕНЬШЕНИЯ

И.В. Савицкая, К. Дж. Мурзакожоева, В.М. Зайцев, магистранты
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
г. Томск, Россия
dmitriy-glushkov@yandex.ru

Транспортировка электроэнергии – это процесс передачи электрической энергии от электрических станций до потребителей. Необходимость транспортировки электроэнергии на расстояние обусловлена тем, что электроэнергия вырабатывается крупными электростанциями с мощными агрегатами, а потребляется сравнительно маломощными электроприёмниками, распределёнными на значительной территории. Тенденция к концентрации мощностей объясняется тем, что с их ростом снижаются относительные затраты на сооружение электростанций и уменьшается стоимость вырабатываемой электроэнергии. Размещение мощных электростанций производится с учётом целого ряда факторов, таких, например, как наличие энергоресурсов, их вид, запасы и возможности транспортировки, природные условия, возможность работы в составе единой энергосистемы и т.п. Часто такие электростанции оказываются существенно удалёнными от основных центров потребления электроэнергии. От эффективности передачи электроэнергии на расстояние зависит работа единых электроэнергетических систем, охватывающих обширные территории.

Транспортировка электроэнергии осуществляется посредством электрических сетей, подразделяющихся на воздушные линии электропередач, предназначенных для передачи электроэнергии по проводам, подвешенные на опорах над поверхностью земли и кабельные линии электропередач, которые прокладываются под землей. Преимущество передачи электроэнергии посредством воздушных линий электропередач по сравнению с кабельными линиями в их относительной дешевизне, простоте осмотра, ремонта и реконструкции, обусловленные доступностью линий данного типа. К недостаткам воздушных ЛЭП относится широкая полоса отчуждения земли и высокая уязвимость. Основным преимуществом транспортировки электроэнергии при помощи кабельных линий является отсутствие широкой полосы отчуждения. Кроме того, линии данного типа защищены от внешних воздействий гораздо лучше воздушных. Основным недостатком передачи электроэнергии посредством кабельных линий является высокая их стоимость и труднодоступность для осмотра их состояния.

Основной проблемой, возникающей при транспортировке электроэнергии, являются технологические потери. Потери электрической энергии возникают ввиду того, что электрический ток, проходя по проводам, нагревает их. При этом величина потерь будет определяться длиной линии и напряжением тока. Таким образом, при транспортировке электроэнергии на большие расстояния используются только линии электропередач высокого напряжения.

Повышение и понижение напряжения при транспортировке электроэнергии производится при помощи трансформаторов, устанавливаемых на электростанциях и в конце линий электропередач. Необходимость трансформации электрического тока с повышением и понижением напряжения обуславливает тот факт, что передача электроэнергии осуществляется главным образом на высоком напряжении. Производство электроэнергии технически возможно как посредством генераторов переменного тока, так и постоянного. При этом изменение постоянного тока с понижением или повышением напряжения невозможно.

В исследовательской работе представлены основные виды потерь (абсолютные, технологические), раскрыт их смысл, представлены известные методы определения точного значения этих потерь:

- метод графического интегрирования;
- метод среднеквадратичного тока;
- метод времени наибольших потерь.

Приведено теоретическое обоснование целесообразной величины компенсации потерь, так как высокая степень компенсации обычно является экономически не выгодной. Приведены основные виды компенсации реактивной мощности, передаваемой по сети. В следующем разделе рассмотрены основные способы уменьшения потребления электроэнергии промышленными предприятиями, за счет оптимизации распределения электроэнергии (выбор оптимального места установки понижающих трансформаторных подстанций, уменьшение общей протяженности распределительной проводки) и обеспечения оптимальных режимов работы электрооборудования (кол-во одновременно включенных в работу трансформаторов, сглаживание дневного графика нагрузки и др.). Подробно рассмотрено влияние качества отпускаемой в сеть электроэнергии на величину потерь в сети распределения электроэнергии и влияние на работу оборудования.

Комплекс мероприятий, перечисленных ранее, позволяет снизить потери электроэнергии в элементах системы электроснабжения, доводя их до минимально необходимого уровня. Однако еще большие возможности по рационализации электропотребления заложены в совершенствовании технологических процессов.

Значительную экономию электроэнергии можно ожидать от внедрения автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП) на базе ЭВМ. Экономия при этом достигается за счет точности и скорости отработки отклонений от рациональных режимов, стандартизации осуществляемых производственных процессов, использования новых принципов управления, т. е. расширения функциональных возможностей на основе методов статистической динамики, адаптации и динамического прогнозирования с определением направления и темпа изменения процессов. Начало АСУ ТП закладывается в системах учета и контроля за электропотреблением.

Выявить возможности и направления воздействия на систему электроснабжения и параметры потребителей электроэнергии можно только при наличии оперативной и подробной информации о характере процессов, протекающих на отдельных участках системы электроснабжения промышленного предприятия. Помимо непосредственной информации об электропотреблении, например о значениях расхода электроэнергии или средней мощности предприятия на определенный промежуток времени, необходимо иметь данные о режимах работы электроприемников, определяющих в основном характер электропотребления.

Следствие энергопотерь – убыток для энергетических компаний и увеличение тарифов для потребителя. С ними следует бороться. Для достижения положительного результата нужен целый комплекс мер в виде постоянного мониторинга ситуации, выполнения ремонтных работ в соответствии с техническим регламентом, модернизации оборудования, внедрения новых технологий, совершенствования систем учета электрической энергии, улучшения схем электроснабжения.

На базе этой проблемы был разработан Федеральный закон от 23.11.2009 г. №261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности в системах электроснабжения общего назначения» с целью оценки состояния нормативной, методической и инструментальной базы по определению ресурсов снижения потерь электроэнергии при ее транспортировке и потреблении. На основе этого ФЗ по всей России разрабатываются различные мероприятия по энергосбережению и повышению энергетической эффективности.

Список литературы:

1. [Электронный ресурс] / Методы определения потерь энергии в электрических сетях. Режим доступа: <http://electrolibrary.narod.ru/>.
2. Л. Д. Рожкова, В.С. Козулин – Электрооборудование станций и подстанций. Москва Энергоатомиздат, 1987 §4.2 пункт в).
3. ПУЭ табл. 1.3.4 – 1.3.11.
4. [Электронный ресурс] / Экономия электроэнергии в трансформаторах – Ступедия. Режим доступа: <http://studopedia.ru/>.
5. Федоров А. А., Старкова Л. Е. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий: Учебное пособие для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 368с.: ил.
6. [Электронный ресурс] / Лекции. Качество электроэнергии. Режим доступа: <http://otherreferats.allbest.ru/>.
7. [Электронный ресурс] / Некоторые аспекты экономии электроэнергии. Режим доступа: <http://elonlufeli.ru/?p=58>.
8. [Электронный ресурс] / ОАО “ФСК ЕЭС”: Управляемые шунтирующие реакторы (УШР). Режим доступа: www.fsk-ees.ru.
9. [Электронный ресурс] / Теоретические аспекты работы энергетических служб, методы организации их деятельности и общие направления повышения эффективности. Режим доступа: <http://images.yandex.ru/>.
10. [Электронный ресурс] / ЭнергоХолдинг – Н: Режим доступа: http://eh-n.ru/disclosure/11b_2_3.php

ЭНЕРГЕТИКА НА НЕТРАДИЦИОННЫХ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКАХ ЭНЕРГИИ: СОСТОЯНИЕ В МИРЕ И РОССИИ, ПЕРСПЕКТИВЫ

Т.А. Сагалакова, Ю.В. Шабалина, магистранты
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
г. Томск, Россия
monoksta@tpu.ru, shabalinayuv@tpu.ru

Сегодня подавляющее большинство людей знают о том, что запасы углеводородов не беспредельны, что органическое топливо нужно беречь. Вот почему изучение и использование нетрадиционных источников энергии является актуальным.

Нетрадиционными источниками энергии являются солнце, ветер, океанические приливы, тепло земных глубин, малые реки, морские/океанические течения, химическая и тепловая энергия морских/океанических волн. Эти варианты получения энергии как дополнительной используются в последнее время всё чаще. Многие учёные убеждены, что к 2030—2050 гг. возобновляемые источники энергии будут основными, а традиционные потеряют своё значение.

В понятие нетрадиционная энергетика мы будем вкладывать четыре основных направления:

— возобновляемые источники энергии (солнечная энергия, ветровая, биомасса, геотермальная, низкопотенциальное тепло земли, воды, воздуха, гидравлическая, включая мини-ГЭС, приливы, волны). Подчеркнем, что большие ГЭС обычно не включаются в возобновляемые источники энергии.

— вторичные возобновляемые источники энергии (твердые бытовые отходы – ТБО, тепло промышленных и бытовых стоков, тепло и газ вентиляции).

— еще одно направление: нетрадиционные технологии использования невозобновляемых и возобновляемых источников энергии (водородная энергетика; микроуголь; турбины в малой энергетике; газификация и пиролиз; каталитические методы сжигания и переработки органического топлива; синтетическое топливо - диметиловый эфир, метанол, этанол, моторные топлива).

— следующее направление – это энергетические установки (или преобразователи), которые существуют обычно независимо от вида энергии. К таким установкам следует отнести: тепловой насос, машину Стирлинга, вихревую трубку, гидропаровую турбину и установки прямого преобразования энергии - электрохимические установки и, прежде всего, топливные элементы, фотоэлектрические преобразователи, термоэлектрические генераторы, термоэмиссионные установки, МГД-генераторы.

Начнем с солнечной энергетики, суммарная площадь солнечных коллекторов в мире достигает 50–60 млн м², что эквивалентно 5–7 млн. т у. т. в год. В России их применение незначительное. [5]

Солнечные электростанции (СЭС) используют обычный паросиловой цикл, но при этом требуется применение концентратора солнечной энергии. Так, в США в 2010 году действовало 507 МВт солнечных термальных электростанций. Но для России такие устройства считаются неэффективными.

Страна у нас обширна и картина распределения солнечной энергии по ее территории весьма разнообразна.



Рисунок 1. Интенсивность поступления солнечной энергии



Рисунок 2. Продолжительность солнечного сияния в год

Что касается фотоэлектрических преобразователей (ФЭП), то сегодня в мире наблюдается настоящий бум в этой области. В 2010 году в мире было произведено ФЭП общей мощностью 39778 МВт. Больше всего в Германия – 17320 МВт. А в России пренебрежимо мало – лишь 0,5 МВт. Основным материалом является кремний. К сожалению, фотоэлектричество сегодня является самым дорогим способом получения электроэнергии. В области фотоэлектричества наиболее перспективными считаются следующие направления: ФЭП с концентраторами солнечной энергии; ФЭП на основе арсенида галлия - арсенида алюминия; тонкопленочные солнечные элементы.

К ветровой энергии как возобновляемому источнику энергии наибольший интерес проявляется в Германии, США, Дании. В 2012 году суммарная мощность ветроэнергетических установок в мире составила 254 ГВт. Это достаточно большая величина, и ожидается дальнейший существенный рост в будущем, хотя есть ряд экологических проблем, связанных с сильным шумом от установок и большой площадью отчуждения земель. В России использование ветра в энергетике незначительно и основано преимущественно на зарубежном оборудовании.

Использование другого вида ВИЭ – геотермальной энергии – в России может быть весьма существенно, поскольку Россия обладает большим запасом высокопотенциальной геотермальной энергией (Камчатка, Сев. Кавказ). Западная Сибирь является самым богатым регионом страны по запасам низкопотенциальной энергии. Считается, что если температура геотермальных источников превышает 100°C, то выгодна генерация электрической энергии на ГеоЭС. Если температура немного меньше 100°C, то горячая вода может быть использована для теплоснабжения, а при пониженных температурах необходимо использование тепловых насосов. [5]

Из вторичных возобновляемых источников энергии особое внимание обратим на горючие твердые бытовые отходы (ТБО). Бытовые и другие отходы - это одна из крупных экологических проблем современного общества. Особенность ТБО заключается в том, что их можно использовать для получения тепловой и электрической энергии. Наибольшее

количество ТБО производят США – 250 млн тонн в год. При этом 10 % отходов сжигаются, и вырабатывается тепловая и электрическая энергия. В Японии функционируют 1800 мусоросжигательных установок, на которых сжигается 72% бытовых отходов. В ряде стран приняты национальные программы по переработке отходов и получению из них значительного количества тепловой и электрической энергии. Россия производит 60 млн тонн ТБО в год, но действует всего около 5 мусоросжигательных заводов.

Другой способ заключается в переработке отходов в термической плазме, то есть при высоких температурах, которые позволяют радикально переработать всю органику и не допустить образования особо опасных веществ типа диоксинов и фуранов. И потом охлаждают до температуры 80 градусов.

К нетрадиционным технологиям в первую очередь следует отнести водородную энергетику. Она интересна прежде всего тем, что применяется водород, который имеет теплотворную способность в 2,5 раза выше, чем природный газ, он экологичен, единственный продукт сгорания - это вода. И еще очень важно, что его можно применять в топливных элементах, где осуществляется прямое преобразование химической энергии в электрическую.

В основном водород получают путем конверсии природного газа.

В связи с увеличением роли угля в энергетике и экономике встает вопрос о существовании повышения эффективности использования угля. Особое внимание планируется уделять глубокой переработке угля, когда генерируется не только энергия, но еще и производятся ценные химические продукты. Одним из главных направлений переработки является газификация угля, в числе целей которой – получение синтез-газа или водорода для водородной энергетики. Что касается газогенератора как такового, то имеется достаточное количество отработанных схем, из которых наиболее известными являются газификаторы Винклера (с кипящим слоем), Лурги (с повышенным давлением в слое), Копперса-Тотцека (с пылеугольным потоком) и Тексако (на водоугольной суспензии).

Несомненно, наиболее важным устройством нетрадиционной энергетики и энергоресурсосбережения является тепловой насос, хотя более общим понятием является термотрансформатор, который может работать в различных режимах - теплового насоса, холодильной машины, машины для комбинированного производства тепла и холода.

Во многих развитых странах тепловые насосы являются основой энергосберегающей политики. Так, в Швеции около 500000 домов обогреваются тепловыми насосами, а в Японии 3,5 миллиона. В России за 2010 год было установлено 200 штук тепловых насосов в качестве основной системы отопления объектов, всего по России 1000 штук. [6]

Следующий тип устройства прямого преобразования энергии - это термоэмиссионный преобразователь. Принцип действия основан на эмиссии электронов при сильном нагреве эмиттера. Это устройство типа электронной лампы. В качестве источника энергии можно применять ядерное топливо, органическое топливо, солнечное излучение. Одно из наиболее перспективных направлений в данной области связано с созданием автономных ядерных энергетических установок с термоэмиссионным реактором-преобразователем.

Развитие использования источников энергии приняло ускоренный характер, особенно быстрыми темпами (25–30 % рост установленной мощности к предыдущему году) развиваются фотоэлектричество и ветроэнергетика. Ветроэнергетика в ряде случаев превратилась в самостоятельную отрасль электроэнергетики (Германия, Дания, Испания, Индия и отчасти США). В таблице 1 приведены перспективы развития к следующим годам.

Таблица 1. ВИЭ в мире

Виды ВИЭ	Мощность, ГВт		Производство электроэнергии, ТВт·ч	
	2020	2030	2020	2030
ВИЭ, всего (без гидроэнергетики)	326	539	1171	1877
Биомасса и отходы	71	101	438	627
Геотермальная	18	25	119	167
Ветровая	206	328	559	929
Солнечная	29	76	43	119
Приливная/ волновая	3	9	12	35

Развитие возобновляемой энергетики в мире вызвано следующими основными преимуществами ВИЭ: неистощаемость возобновляемых источников энергии, экологическая чистота, отсутствие эмиссии парниковых газов. [8]

Из выше сказанного можно сделать выводы о том, что многие страны в мире переходят на возобновляемую энергетику, так как не располагают таким количеством ресурсов для производства энергии либо климатические условия позволяют использовать те или иные нетрадиционные источники.

Альтернативная электроэнергетика в России за 2010 год продвинулась вперед не сильно. Несмотря на то, что начали появляться локальные проекты по использованию местных ВИЭ в регионах страны, общая доля альтернативной энергетики в энергетическом балансе России так и осталась на уровне около 10–15 %. Напомним, что в энергетической стратегии России запланировано повысить этот показатель еще на 4,5 % к 2020 году. [7]

Препятствием для развития ВИЭ в нашей стране является отсутствие государственной поддержки и безразличие большинства потребителей. Из-за огромных запасов углеводородного сырья граждане России привыкли к относительно дешевой энергии в практически неограниченных масштабах. [3]

Список литературы

1. Калашников Н.П. «Альтернативные источники энергии» М.: Знание 2008 г
2. Кононов Ю.Д. Энергетика и экономика. Проблемы перехода к новым источникам энергии. — М.: Наука, 2009 г.
3. Ревелль П., Ревелль Ч. «Энергетические проблемы человечества» Мир, 2005 г.
4. Экология и право (Возобновляемая энергетика) г. СПб. 2008 г.
5. Энергетические ресурсы мира. Под редакцией Непорожного П.С., Попкова В.И. — М.: Энергоатомиздат. 2005 г.
6. Masters.donntu.ua. [Электронный ресурс].–Режим доступа: <http://www.masters.donntu.edu.ua/2011/etf/korovin/library/article3/article3.htm>, свободный. – Загл. с экрана.
7. Bellona.ru. [Электронный ресурс].–Режим доступа: http://www.bellona.ru/articles_ru/articles_2010/vie-2010, свободный. – Загл. с экрана.
8. Znate.ru. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://edu.znate.ru/download/docs-7929/127-7929.doc>, свободный. – Загл. с экрана.

ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИЕ НАКОПИТЕЛИ ЭНЕРГИИ

М.Н. Хасянов, И.А. Красозов, магистранты
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
г. Томск, Россия
tomskhmn@gmail.com

В настоящее время эффективность работы энергосистемы РФ достаточно низка, так как большой и малой энергетике присущи некоторые особенности:

- невозможность накопления электроэнергии в больших количествах;
- потребление электроэнергии в течение суток крайне неравномерно;
- экономически выгоднее, чтобы станции работали в расчетных номинальных режимах, а не в переходных режимах, которые характеризуются большими потерями и низким КПД и в которых работает большинство энергоблоков;
- наличие разветвленных сетей (большой энергетике), на обслуживание и ремонт которых затрачиваются немалые средства.

Решением этой проблемы является использование либо нетрадиционных возобновляемых источников энергии (НВИЭ), либо аккумулирующих устройств.

Для аккумулирования энергии все еще широко используются различного типа электрохимические накопители, которым присущи свои недостатки, среди которых можно выделить недолговечность. Поэтому очень важно найти альтернативу таким накопителям, которые отвечали бы определенным требованиям – это долговечность, надежность, габариты.

Одним из них может стать механический накопитель на базе маховика, совмещенный с электрической машиной, работающей и как двигатель, и как генератор (электрохимический накопитель).

Долгое время данные накопители энергии на базе маховика не находили широкого применения из-за не высоких показателей эффективности их работы[2]. Но за последние десятилетия за счет внедрения новых технологий ситуация изменилась, и сейчас они находят все большее применение в различных областях.

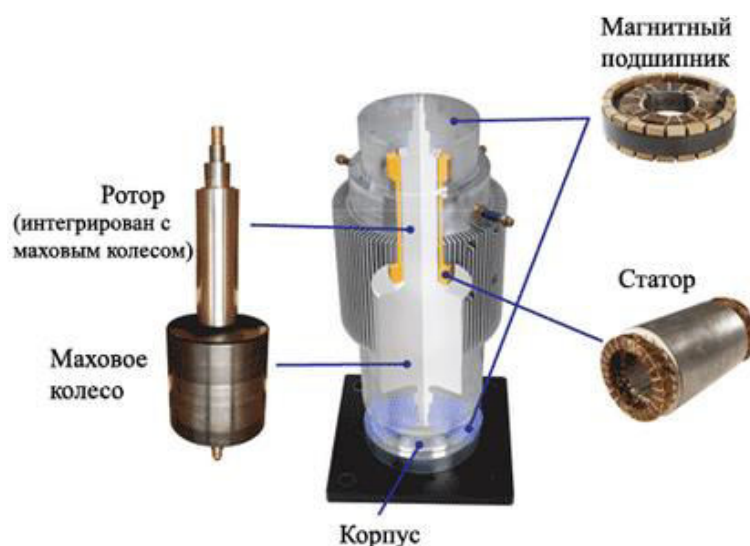


Рисунок 1. Электрохимический накопитель энергии VYCON

Такое устройство способно как запасать и хранить механическую энергию, но также и преобразовывать и отдавать ее в форме электрической энергии для дальнейшего

использования. Запасается, как правило, кинетическая энергия вращательного движения маховика, который при заряде электромеханического накопителя раскручивается от источника механической энергии. При разряде запасенная механическая энергия преобразуется в электрическую с помощью электродвигателя, работающего в режиме генератора. Получается, что электромеханический накопитель состоит из трех конструктивно объединенных частей – маховика, электродвигателя и генератора.

Устройства механического накопителя, совмещенного с электрической машиной, начали изучаться с конца 70-х годов XX века. За это время появились сверхпрочные и легкие материалы, повысились характеристики постоянных магнитов, магнитных подшипников, электроники. Это приводит к тому, что современные механические накопители обладают большой энергоемкостью и способностью быстро отдавать запас энергии. Использование этих технологий позволяет внедрять электромеханические накопители в различные устройства.

К сожалению, маховики чувствительны к сотрясениям и поворотам в плоскостях, отличных от плоскости вращения, поскольку при этом возникают огромные гироскопические нагрузки, стремящиеся погнуть ось. К тому же время хранения накопленной маховиком энергии относительно невелико и для традиционных конструкций обычно составляет от нескольких секунд до нескольких часов. Далее потери энергии на трение становятся слишком заметными. Впрочем, современные технологии позволяют кардинально увеличить время хранения - вплоть до нескольких месяцев.

Преимущество электромеханических накопителей заключается в высокой экологичности и долговечности, простоте технического обслуживания, и самой высокой удельной мощности из всех типов аккумуляторов энергии [1].

Согласно исследованиям, проведенным в Ливерморской лаборатории, современные электромеханические накопители энергии обладают существенным преимуществом над другими видами систем аккумулирования в эффективности восстановления энергии (кВт•ч на разряд по отношению кВт•ч на заряд). КПД в них превышает 95 %, что значительно лучше, чем любая свинцово-кислотная батарея. Удельная величина запасенной энергии при этом может достигать 5–10 кВт/кг, что в несколько десятков раз выше, чем у электрохимических батарей.

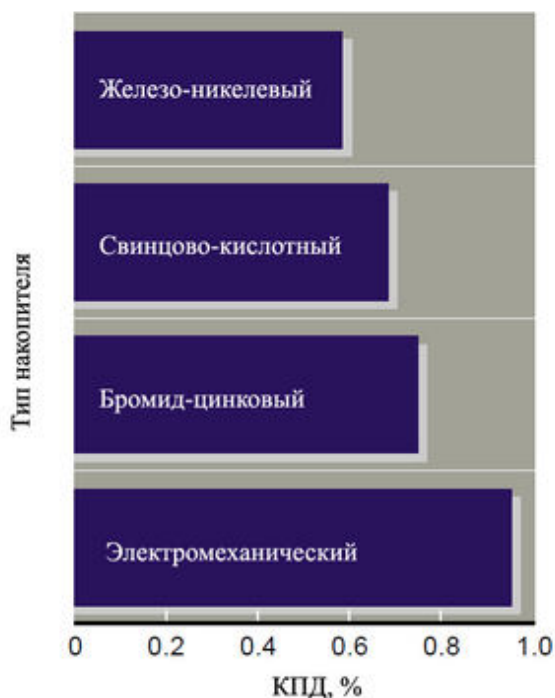


Рисунок 2. Сравнительные характеристики КПД некоторых типов накопителей.

Наконец, ещё один неприятный момент - запасённая маховиком энергия прямо зависит от его скорости вращения, поэтому по мере накопления или отдачи энергии скорость вращения всё время меняется и может достигать десятков тысяч оборотов в минуту. В то же время в нагрузке очень часто требуется стабильная скорость вращения, не превышающая нескольких тысяч оборотов в минуту. По этой причине чисто механические системы передачи энергии на маховик и обратно могут оказаться слишком сложными в изготовлении, как, например, многие конструкции вариаторов, позволяющих передавать большую мощность (несколько киловатт и более, для передачи меньших мощностей конструкция вариатора существенно упрощается - вплоть до ремня с раздвижными конусными шкивами). Иногда упростить ситуацию может электромеханическая передача с использованием мотор-генератора, размещённого на одном валу с маховиком или связанного с ним жёстким редуктором. Но тогда неизбежны потери энергии на нагрев проводов и обмоток, которые могут быть гораздо выше, чем потери на трение и проскальзывание в хороших вариаторах.

Особенно перспективны так называемые супермаховики, состоящие из витков стальной ленты, проволоки или высокопрочного синтетического волокна. Навивка может быть плотной, а может иметь специально оставленное пустое пространство. В последнем случае по мере раскручивания маховика витки ленты перемещаются от его центра к периферии вращения, изменяя момент инерции маховика, а если лента пружинная, то и запасая часть энергии в энергии упругой деформации пружины. В результате в таких маховиках скорость вращения не так прямо связана с накопленной энергией и гораздо стабильнее, чем в простейших цельнотельных конструкциях, а их энергоёмкость заметно больше. Помимо большей энергоёмкости, они более безопасны в случае различных аварий, так как в отличие от осколков монолитного маховика, по своей энергии и разрушительной силе сравнимых с пушечными ядрами, обломки пружины обладают гораздо меньшей «поражающей способностью» и обычно достаточно эффективно тормозят лопнувший маховик за счёт трения о стенки корпуса. По этой же причине и современные цельнотельные маховики, рассчитанные на работу в режимах, близких к пределу прочности материала, часто изготавливаются не монолитными, а сплетёнными из тросов или волокон, пропитанных связующим веществом.

Современные конструкции маховиков с вакуумной камерой вращения и магнитным подвесом супермаховика из кевларового волокна обеспечивают плотность запасённой энергии более 5 МДж/кг, причём могут сохранять кинетическую энергию неделями и месяцами. Однако пока они существуют лишь в виде экспериментальных экземпляров или опытных партий. По оптимистичным оценкам, использование для навивки сверхпрочного «суперкарбонового» волокна позволит увеличить скорость вращения и удельную плотность запасаемой энергии ещё во много раз – до 2–3 ГДж/кг (обещают, что одной раскрутки такого маховика весом 100–150 кг хватит для пробега в миллион километров и более, т.е. на фактически на всё время жизни автомобиля!). Однако стоимость этого волокна пока также во много раз превышает стоимость золота.

Основные преимущества электромеханических накопителей:

- высокая удельная мощность;
- высокая удельная плотность запасенной энергии;
- отсутствие влияния циклов заряда-разрядов на срок эксплуатации, длительный срок эксплуатации махового колеса;
- не требуется периодическое обслуживание;
- масштабируемость;

- низкое воздействие на окружающую среду.

В таблице приведены значения удельного энергосодержания некоторых современных накопителей энергии.

Таблица 1. Удельное энергосодержание накопителей

Накопитель энергии	Удельное энергосодержание, Вт·ч/кг
Электрические конденсаторы	до 5
Кислотно-свинцовые аккумуляторы	40
Никелевые металл-гидридные аккумуляторы	80
Жидкий азот	100-200
Литые стальные маховики	До 15
Супермаховики из углепластиков, стальных лент	100–200

Как видно из таблицы, применяя современные технологии, среди которых прочные и легкие материалы, магнитные подшипники, можно добиться серьезных значений удельного энергосодержания у механических накопителей.

Электромеханические накопители энергии применяются в электроэнергетической отрасли при создании пиковых электроустановок, предназначенных для включения в промышленные сети и компенсирующих резкие пики и спады потребления энергии, в качестве источников резервного питания. Обладая высокой удельной мощностью, электромеханические накопители способны быстро передавать и запасать энергию, что способствует их дальнейшему внедрению в электроэнергетику.

Список литературы:

1. Бут Д.А., Алиевский Б.Л., Мизюрин С.Р., Васюкевич П.В. Накопители энергии. – М.: Букинист, 1991. 400 с.
2. Гулиа Н. В. Накопители энергии. — М.: Наука, 1980

ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПРИ ЕЁ ТРАНСПОРТИРОВКЕ: ПРИЧИНЫ, СПОСОБЫ УМЕНЬШЕНИЯ

С.Е. Колотков, магистрант
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
г. Томск, Россия
karapus48@yandex.ru

Увеличение потерь электроэнергии в электрических сетях сверх рационального уровня – это прямые финансовые убытки электросетевых компаний. Таким образом, снижение потерь электроэнергии – одно из основных мероприятий по энергосбережению в электроэнергетике.

Потери делятся по разным критериям: характеру потерь (постоянные, переменные), классам напряжения, группам элементов, производственным подразделениям и т. п. В общем потери можно разделить на четыре составляющие:

- Технические потери электроэнергии;
- Расход электроэнергии на собственные нужды;
- Потери электроэнергии, обусловленные погрешностями её измерения;
- Коммерческие потери.

Технические потери электроэнергии, обусловленные физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии по электрическим сетям и выражающимися в преобразовании части электроэнергии в тепло в элементах сетей.

Расход электроэнергии на собственные нужды подстанций, необходимый для обеспечения работы технологического оборудования подстанций и жизнедеятельности обслуживающего персонала. Расход электроэнергии на собственные нужды подстанций регистрируется счетчиками, установленными на трансформаторах собственных нужд.

Потери электроэнергии, обусловленные погрешностями ее измерения (недоучет электроэнергии, метрологические потери). Эта составляющая потерь определяется на основе данных о метрологических характеристиках и режимах работы приборов системы учета.

Коммерческие потери, не имеют математического описания и поэтому не могут быть определены самостоятельно. Традиционно под коммерческими потерями понимают хищения электроэнергии и ее недоучет из-за проблем в сфере организации учета потребления электроэнергии.

В настоящее время в отчетных документах расход электроэнергии на собственные нужды подстанций рассматривается как составляющая технических потерь.

Погрешность конкретного прибора учета является случайной величиной и может принимать как отрицательное (недоучет электроэнергии), так и положительное (переучет электроэнергии) значения. [1]

Структура потерь, в которой укрупненные составляющие потерь сгруппированы по различным критериям (рис. 1).

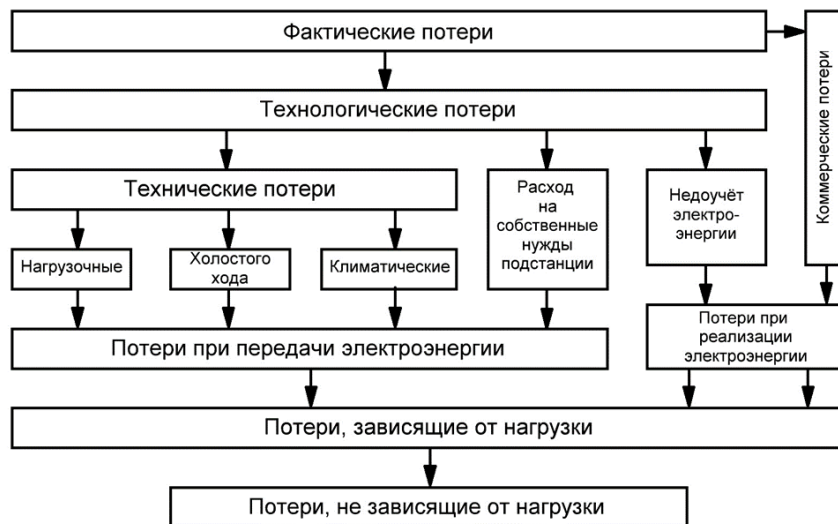


Рисунок. 1. Структура потерь электроэнергии

В цепях постоянного тока значение мгновенной и средней мощности за какой-то промежуток времени совпадают, а понятие реактивной мощности отсутствует. В цепях переменного тока так происходит только в том случае, если нагрузка чисто активная. При такой нагрузке в цепи переменного тока фаза напряжения и фаза тока совпадают и вся мощность передается в нагрузку.

Если нагрузка индуктивная (трансформаторы, электродвигатели), то ток отстает по фазе от напряжения, если нагрузка емкостная (различные электронные устройства), то ток по фазе опережает напряжение. Поскольку ток и напряжение не совпадают по фазе (реактивная нагрузка), то в нагрузку (потребителю) передается только часть мощности, которая могла бы быть передана в нагрузку, если бы сдвиг фаз был равен нулю.

Часть полной мощности, которую удалось передать в нагрузку за период переменного тока, называется активной мощностью.

Мощность, которая не была передана в нагрузку, а привела к потерям на нагрев и излучение, называется реактивной мощностью.

Затраты на производство реактивной мощности ниже, чем затраты на производство активной мощности, однако вырабатывать максимальное количество реактивной мощности экономически нецелесообразно. Передача реактивной мощности от шин электрических станций к потребителям по электрическим сетям приводит к дополнительным затратам.

Еще большее влияние реактивная мощность оказывает на режимы напряжения. Потери напряжения, обусловленные передачей реактивной мощности, составляют около 1/3 суммарных потерь напряжения в сетях 6—10 кВ и около 2/3 в сетях более высоких напряжений. Происходящее при этом снижение напряжения в сети приводит к еще большему увеличению потерь электроэнергии и снижению пропускной способности линий и трансформаторов. Потери напряжения в трансформаторах практически полностью определяются передаваемой реактивной мощностью. Кроме влияния на экономические показатели сетей, передача реактивной мощности может привести и к нарушению технических ограничений по допустимым напряжениям в узлах потребления энергии. [1]

Снижение электрических потерь в энергосистеме – очень сложная, первостепенная и комплексная проблема. Решение данной проблемы требует значительных капиталовложений, оптимизации развития, модернизации систем учёта электроэнергии, внедрение новых систем диагностики и контроля за режимами электросети, повышения уровня обслуживающего персонала и обеспечение его современными средствами поверки электроэнергии.

Для снижения потерь электроэнергии разработано множество мероприятий, однако их единой классификации до сих пор нет. Все мероприятия можно разделить на две большие группы (рис. 2).

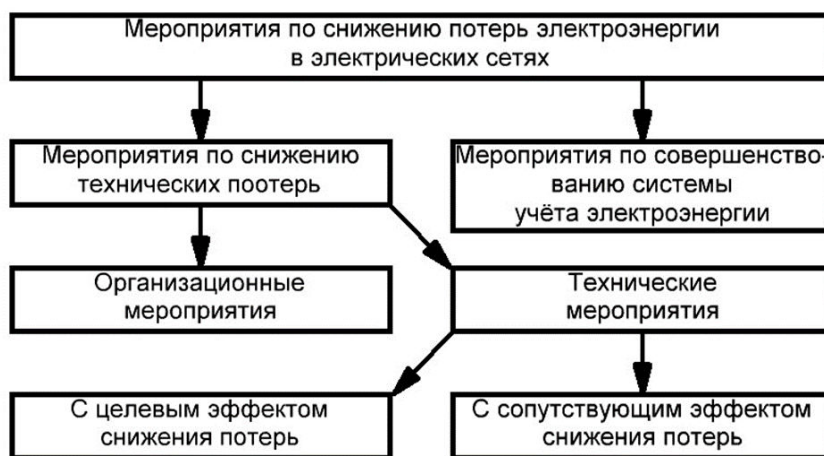


Рисунок. 2. Структура мероприятий по снижению потерь электроэнергии

В мероприятиях по снижению технических потерь выделяют:

- Организационные мероприятия, практически не требующие дополнительных денежных средств для внедрения;
- Технические мероприятия, которые требуют дополнительных капитальных вложений.

К мероприятиям по совершенствованию системы учета электроэнергии относят мероприятия по снижению коммерческих потерь, поскольку основное направление снижения коммерческих потерь – это совершенствование учета отпущенной в сеть и полезно отпущенной потребителям электроэнергии. Внутри этой группы также можно выделить как технические мероприятия, требующие дополнительных капиталовложений, так и организационные мероприятия.

К организационным мероприятиям относят: оптимизацию режимов работы электрических сетей по напряжению и реактивной мощности; оптимизацию рабочих схем сетей и состава включенного оборудования: выбор мест размыкания замкнутых сетей, перераспределение нагрузок между подстанциями, отключение в режиме малых нагрузок части параллельно включенного оборудования; выравнивание загрузки фаз линий; совершенствование уровня технического обслуживания электрических сетей; снижение расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций.

К техническим мероприятиям относят мероприятия, связанные с установкой дополнительного оборудования для снижения потерь: компенсации реактивной мощности; регулирование потоков мощностей в замкнутых сетях с помощью установки устройств продольной компенсации и регулировочных трансформаторов; установку устройств РПН на силовых трансформаторах; замена действующих перегруженных трансформаторов и проводов линий электропередачи; строительство разукрупняющих линий и подстанций; повышение номинального напряжения сети. [2]

Снижение потерь – это одно из основных мероприятий по энергосбережению в электроэнергетике. В совокупности со специфическими территориальными и климатическими условиями расположения России внедрение и исполнение мероприятий по энергосбережению становится насущной необходимостью. Они позволяют существенно сократить потребление топлива, сократить расходы на энергосистему и уменьшить тарифную планку, давая тем самым толчок к дальнейшему развитию.

Список литературы:

1. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество Электроэнергии: Руководство для практических расчётов / Ю.С. Железко. – М.: ЭНАС, 2009. – 456 с.: ил.
2. Потери электроэнергии при ее транспорте по электрическим сетям: расчет, анализ, нормирование и снижение: учебное пособие для вузов / Г. В. Шведов, О. В. Сипачева, О. В. Савченко; под ред. Ю. С. Железко. — Москва: Изд-во МЭИ, 2013. — 424 с.: ил.. — Библиогр.: с. 420–423.

ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКИЕ ГЕНЕРАТОРЫ (ТОПЛИВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ)

Н.Ю.Фоменко, магистрант

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

г. Томск, Россия

fomenko213@yandex.ru

Топливные элементы – это электрохимические генераторы для прямого преобразования химической энергии топлива в электрическую. Они принципиально отличаются от всех генераторов электроэнергии тем, что в них химическая энергия преобразуется в электрическую, минуя стадию превращения в тепловую энергию. Коэффициент полезного действия любой тепловой машины не может превышать определенной величины, зависящей, от температуры рабочего тела (пара или газа) на входе и выходе тепловой машины, в то время как КПД электрохимического источника тока не связан с этим ограничением. Наиболее высокий КПД паровых турбин и двигателей внутреннего сгорания не превышает 40–45 %, а у современных водородно-кислородных топливных элементов он достигает 70 %.

Время работы обычных гальванических элементов и аккумуляторов ограничено запасом активных веществ, после использования которых гальванические элементы выходят из строя, а аккумуляторы требуют заряда от внешнего источника электроэнергии для восстановления запаса активных веществ. Топливные элементы отличаются от этих источников тока тем, что в них непрерывно подаются топливо и окислитель и непрерывно отводятся продукты реакции, благодаря чему они могут работать без остановок длительное время. В этом электрохимические генераторы сходны с двигателями внутреннего сгорания, но по сравнению с последними топливные элементы имеют ряд эксплуатационных преимуществ: они работают при низкой температуре, бесшумно, без вредных выхлопных газов, выдерживают высокие перегрузки, их к. п. д. растет с уменьшением нагрузки. Все эти качества очень, полезны во многих случаях применения этих автономных источников тока.

В топливных элементах протекает, в конечном счете, тот же процесс горения топлива, что и в топках или двигателях внутреннего сгорания — взаимодействие топлива с кислородом. Однако процесс этот идет даже при комнатной температуре, поэтому такое горение в отличие от обычного можно назвать “холодным горением” [1].

История и современное использование топливных элементов

Активное развитие технологий использования топливных элементов началось после Второй мировой войны, и связано оно с аэрокосмической отраслью. В это время велись поиски эффективного и надежного, но при этом достаточно компактного источника энергии. В 1960-х годах специалисты НАСА (National Aeronautics and Space Administration, NASA) выбрали топливные элементы в качестве источника энергии для космических кораблей программ «Apollo» (пилотируемые полеты к Луне), «Apollo-Soyuz», «Gemini» и «Skylab». На корабле «Apollo» были использованы три установки мощностью 1,5 кВт (пиковая мощность 2,2 кВт), использующие криогенный водород и кислород для производства электроэнергии, тепла и воды. Масса каждой установки составляла 113 кг. Эти три ячейки работали параллельно, но энергии, вырабатываемой одной установкой, было достаточно для безопасного возвращения. В течение 18 полетов топливные элементы наработали в общей сложности 10 000 часов без каких-либо отказов. В настоящее время топливные элементы применяются в космических кораблях многоразового использования «Space Shuttle», где используются три установки мощностью 12 Вт, которые вырабатывают всю электрическую энергию на борту космического корабля. Вода, получаемая в результате электрохимической реакции, используется в качестве питьевой, а также для охлаждения оборудования.

В нашей стране также велись работы по созданию топливных элементов для использования в космонавтике. Например, топливные элементы использовались для энергоснабжения советского корабля многоразового использования «Буран».

Разработки методов коммерческого использования топливных элементов начались в середине 1960-х годов. Эти разработки частично финансировались государственными организациями.

В настоящее время развитие технологий использования топливных элементов идет в нескольких направлениях. Это создание стационарных электростанций на топливных элементах (как для централизованного, так и для децентрализованного энергоснабжения), энергетических установок транспортных средств (созданы образцы автомобилей и автобусов на топливных элементах, в т. ч. и в нашей стране), а также источников питания различных мобильных устройств (портативных компьютеров, мобильных телефонов и т. д.).

Примеры использования топливных элементов в различных областях приведены в табл. 1.

Одной из первых коммерческих моделей топливных элементов, предназначенных для автономного тепло- и электроснабжения зданий, стала модель «PC25 Model A» производства компании «ONSI Corporation» (сейчас «United Technologies, Inc.»). Этот топливный элемент номинальной мощностью 200 кВт относится к типу элементов с электролитом на основе ортофосфорной кислоты (Phosphoric Acid Fuel Cells, PAFC). Большинство предыдущих моделей были экспериментальными или испытательными образцами, например, модель «PC11» мощностью 12,5 кВт, появившаяся в 1970-х годах. В новых моделях увеличивалась мощность, снимаемая с отдельной топливной ячейки, а также уменьшалась стоимость киловатта произведенной энергии. В настоящее время одной из самых эффективных коммерческих моделей является топливный элемент «PC25 Model C». Как и модель «A», это полностью автоматический топливный элемент типа PAFC мощностью 200 кВт, предназначенный для установки непосредственно на обслуживаемом объекте в качестве автономного источника тепло- и электроснабжения. Такой топливный элемент может устанавливаться снаружи здания. Внешне он представляет собой параллелепипед длиной 5,5 м, шириной и высотой 3 м, массой 18 140 кг. Отличие от предыдущих моделей – усовершенствованный реформер и более высокая плотность тока.

Таблица 1. Область применения топливных элементов

Область применения	Номинальная мощность	Примеры использования
Стационарные установки	5–250 кВт и выше	Автономные источники тепло- и электроснабжения жилых, общественных и промышленных зданий, источники бесперебойного питания, резервные и аварийные источники электроснабжения
Портативные установки	1–50 кВт	Дорожные указатели, грузовые и железнодорожные рефрижераторы, инвалидные коляски, тележки для гольфа, космические корабли и спутники
Мобильные установки	25–150 кВт	Автомобили (опытные образцы создали, например, «DaimlerCrysler», «FIAT», «Ford», «General Motors», «Honda», «Hyundai», «Nissan», «Toyota», «Volkswagen», ВАЗ), автобусы (например, «MAN», «Neoplan», «Renault») и другие транспортные средства, военные корабли и субмарины
Микроустройства	1–500 Вт	Мобильные телефоны, ноутбуки, карманные компьютеры (PDA), различные бытовые электронные устройства, современные военные приборы

В некоторых типах топливных элементов химический процесс может быть обращен: при подаче на электроды разности потенциалов воду можно разложить на водород и кислород, которые собираются на пористых электродах. При подключении нагрузки такой регенеративный топливный элемент начнет вырабатывать электрическую энергию.[2]

Перспективность электрохимии

К числу достоинств топливных элементов относятся: высокий КПД, низкая токсичность, бесшумность, модульная конструкция (имея, скажем, киловаттные топливные элементы, можно собирать из них установки большой мощности), многообразие первичных видов топлива, широкий интервал мощности. Проникновение их на рынок сдерживается прежде всего высокой себестоимостью по электроэнергии и малым ресурсом. Наибольший ресурс у твердополимерных топливных элементов - (2–5) тыс. часов работы, требуемый же срок службы - (20–30) тыс. часов.

Что касается коммерциализации электрохимических генераторов на топливных элементах, то около 100 компаний участвует в их демонстрационных испытаниях, достигнута установленная мощность в 50 МВт. Потребность децентрализованной стационарной энергетики (мощность электрохимических генераторов от 5 кВт до 10 МВт) - 100 тыс. МВт за 10 лет. Сейчас 1 кВт установленной мощности стоит более 3 тыс. долл., приемлемая цена - 1 тыс. долл. Потребности автотранспорта в электрохимических генераторах на топливных элементах (мощность 15–100 кВт) - 500 тыс. штук в год. Сейчас стоимость одного такого генератора более 3 тыс. долл., приемлемая цена - 50–100 долл. Таким образом, необходимо многократное снижение стоимости стационарных топливных элементов и десятикратное - стоимости топливных элементов для транспорта.

Учитывая потребности рынка, программа бюджетных инвестиций США предполагает в ближайшие 10 лет вложить 5.5 млрд. долл. в развитие технологии топливной энергетики, промышленные компании - почти в 10 раз больше.

Россия на уровне системного понимания проблемы топливных элементов несколько не уступает Западу. Десятки отечественных институтов так или иначе работают над этой проблемой в кооперации с международными компаниями. Отечественная компания "Пластполимер" предполагает построить в Европе один из заводов по производству полимерной пленки для твердополимерных топливных элементов.

В комплексной программе поисковых, научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ по водородной энергетике и топливным элементам запланировано исследование палладия. Металл платиновой группы палладий является одним из основных материалов для топливных элементов и всей водородной энергетики. На его основе изготавливаются катализаторы, мембранные аппараты для получения чистого водорода, материалы с повышенными функциональными характеристиками, топливные элементы, электролизеры, сенсоры для определения водорода. Палладий может эффективно накапливать водород, особенно нанопорошок палладия.

Перспективное направление использования топливных элементов - использование их совместно с возобновляемыми источниками энергии, например, фотоэлектрическими панелями или ветроэнергетическими установками. Такая технология позволяет полностью избежать загрязнения атмосферы. Подобную систему планируется создать, например, в учебном центре Адама Джозефа Льюиса в Оберлине. В настоящее время в качестве одного из источников энергии в этом здании используются солнечные батареи. Совместно со специалистами НАСА разработан проект использования фотоэлектрических панелей для получения водорода и кислорода из воды методом электролиза. Затем водород используется в топливных элементах для получения электрической энергии и горячей воды. Это позволит зданию поддерживать работоспособность всех систем при облачных днях и в ночное время.[3]

Список литературы:

1. <http://worldtek.ru/>
2. <http://www.abok.ru/>
3. <http://perst.issph.kiae.ru/>

АТОМНАЯ ЭНЕРГЕТИКА: ПРОБЛЕМЫ РАЗВИТИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ

А.Д. Даулетбек, магистрант, Х.Ш. Жумашев, магистрант, Б.Е. Жоламанов,
магистрант, А.А. Байтурсунов, магистрант
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
г. Томск, Россия
dauletbek.azamat@gmail.com

Спрос на энергию растет быстрее, чем увеличение населения. Основные источники энергии являются: ископаемое топливо (газ, нефть, уголь) которая в настоящее время используются в глобальном масштабе. Достаточно быстро текущие реки, производящие гидроэлектроэнергии и энергия тяжелых ядер, которые является основой ядерной энергетики. Тем не менее, общий потенциал гидроэлектроэнергии оценивается не более 10% от потребности в энергии суммарная мире, тогда как текущей доли ядерной энергетики приближенной ~ 15–17%. Вклад других возобновляемых источников (ветер, приливы, биомасса, солнечная энергия, волны и термальной водой и геотермальной) составляет несколько процентов от общего объема требования. Кроме того, для сбора выгодного количества энергии должны быть распределены по большой площади и постоянно улучшать их применения, но это как правило гораздо дороже. Так, до сих пор соответствующие устройства (например, ветряные мельницы, волновых генераторов или солнечных батарей) не имеют местного применения используемого в основном в изолированных местах. То же самое справедливо для прибыли от величины энергии, которая сейчас просто растрачены (на потери), которые могут быть сохранены, если некоторые новые явления физики будут участвовать в глобальном масштабе, таких как сверхпроводников. В последнем случае экономика будет действительно существенным в результате чего значительно снизятся потери электроэнергии (сеть высокого напряжения), охватывающих практически все поверхности земли, дорогой вид обслуживания, материалы потребления, кроме того имеется загрязнение окружающей среды.

Фундаментальное значение для мировой энергетической политики это проблема запасов источников энергии. В настоящее ископаемое топливо (газ и нефть) достаточно на 50 лет, а каменный и бурый уголь хватит от 200 до 400 лет. Источники ядерного топлива намного богаче, (уран и торий) и синтеза (дейтерия) [1].

Вклад атомной энергетики в выработку электроэнергии в мире составляет около 14 %, а в России – 16,6 %. Однако доля ядерной энергетики в балансе многих стран находится на гораздо более высоком уровне. Более 15 государств на 1/4 зависят от генерации электроэнергии атомными станциями. Передовые позиции среди них занимают Франция (ядерная электроэнергия в энергобалансе страны составляет 75,2 %), Бельгия (54 %), Южная Корея (30 %), Украина (48,6 %) и другие.

Самые сдержанные прогнозы говорят о том, что в перспективе 2030 г. на планете будет эксплуатироваться до 500 энергоблоков. Исследовательские реакторы есть в 56 странах мира. Официально только пять стран обладают ядерным оружием (США, Россия, Великобритания, Франция и Китай), что зафиксировано в Договоре о нераспространении ядерного оружия.

Самая «ядерная» страна сегодня – Франция: 74 % ее энергетики обеспечивается за счет расщепления атома. Франция ведет активную политику в сфере развития ядерных технологий.

Мировой рынок ядерного топлива (ЯТ) имеет два измерения: региональное и по типам реакторов. Самыми большими региональными сегментами рынка ЯТ являются Северная Америка (США, Канада, Мексика) и Западная Европа (Бельгия, Финляндия, Франция, Германия, Нидерланды, Испания, Швеция, Швейцария, Великобритания). На этих рынках эксплуатируется 126 и 128 реакторов соответственно. В перспективе крупнейшим региональным сегментом может стать Азиатский регион (Индия, Китай, Япония, Пакистан,

Южная Корея, Тайвань), где уже эксплуатируется 116 реакторов, число которых к 2030 г. может удвоиться, принимая во внимание амбициозные планы по развитию атомной генерации в Китае, Индии и Корее.

В странах СНГ и Восточной Европы (Россия, Армения, Болгария, Чехия, Венгрия, Румыния, Словакия, Словения, Украина) на конец 2010 г. насчитывалось 66 действующих реакторов.

В настоящее время в России функционирует 10 атомных электростанций, на которых эксплуатируется 31 энергоблок установленной мощностью 23242 МВт, из них 15 реакторов с водой под давлением – 9 ВВЭР-1000 (водо-водяной энергетический реактор корпусного типа), 6 – ВВЭР-440, 15 канальных кипящих реакторов – 11 РБМК-1000 (реактор большой мощности канальный) и 4 ЭГП-6 (энергетический графитовый петлевой реактор), 1 реактор на быстрых нейтронах. Россия занимает 4-е место в мире по установленной мощности АЭС [2,4].

Однако почему же всё новые и новые страны переходят к более широкому использованию ядерной энергетики, а доля электроэнергии, вырабатываемой на АЭС увеличивается даже быстрее, чем предполагалось по долгосрочным прогнозам? В первую очередь, это, конечно, экономический аспект. Конкурентоспособность атомной энергетики под бременем растущих расходов на безопасность, обеспечиваемую наращиванием инженерных систем, имеет некоторую тенденцию к снижению. Несмотря на это, последние годы тариф ГК АЭС был ниже тарифов тепловых станций - поставщиков ФОРЭМ - в среднем на 80 процентов. Атомные станции по сравнению с традиционными тепловыми электростанциями обладают преимуществом в расходах природных ресурсов. При их эксплуатации требуются в 5–8 раз меньше земельных площадей и в 7,5 раз меньше воды [3].

Подводя итоги, можно сказать, что экономичность, большая мощность, экологичность при правильном использовании делают атомную энергетику оптимальным видом получения энергии. Развитие к середине века мировой атомной энергетики такого масштаба явилось бы радикальным средством стабилизации потребления обычных топлив и предотвращения острых кризисных явлений: истощения дешевых ресурсов углеводородных топлив и возникновения конфликтов вокруг их источников, дестабилизации мирового топливного цикла, достижения опасных пределов выбросов продуктов химического горения.

Список литературы:

1. Current problems and prospects of nuclear power. M.N.H. Comsan and B. Slowinski. Journal of Nuclear and Radiation Physics, Vol. 1, No. 1, 2006.
2. Ушаков Василий Яковлевич. История и современные проблемы электроэнергетики и высоковольтной электрофизики : учебное пособие для вузов / В. Я. Ушаков; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ). — Томск: Изд-во ТПУ, 2010. — 219 с.
3. Киселев Г.В. Проблема развития ядерной энергетики. М.: Знание, 1990.
4. Гидроэнергетика России – М.: ОАО «ГидроОГК» // <http://www.gidroogk.ru/industry/>.

НАКОПИТЕЛИ ЭНЕРГИИ – НОВАЯ СТРУКТУРНАЯ ЕДИНИЦА В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ

У. Акун уулу, магистрант, К.М. Кадыров, магистрант, Ж.Н. Кыдыров, магистрант
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
г. Томск, Россия

Недостатком электричества как энергоносителя является невозможность накопления энергии в достаточном количестве. С развитием электроэнергетических систем, ростом мощностей агрегатов, генерирующих энергию, становится все более острой проблема накопления и хранения энергии. Исправить этот недостаток возможно путем создания накопителей энергии (НЭ) реверсивных устройств для частичного или полного разделения во времени выработки и потребления энергии. В накопителях энергии осуществляется аккумулярование энергии, получаемой из электроэнергетической системы (ЭЭС), ее хранение и выдача при необходимости обратно в энергосистему.

Электроэнергетическую систему как единое целое при наличии достаточного числа тех или иных аккумулирующих устройств можно ориентировать на среднее потребление энергии, а надежность ее функционирования повысить. Это даст значительный экономический эффект, зависящий от типа аккумулирующих энергию устройств накопителей и их характеристик.

Накопители энергии в различных исполнениях имеют большое значение для улучшения работы обычных ЭЭС, они оказывают существенное влияние на работу специальных установок, особенно таких, в которых большие мощности нужны в течение небольшого времени. Например, для экспериментальных термоядерных установок требуются источники питания мощностью 500–1000 МВА длительностью порядка секунды. Предварительные проработки показали возможность решения данной проблемы.

Современные ЭЭС имеют характерные особенности:

1. Появляется возможность превращения местной аварии в системную, вызванная усложнением структуры энергообъединений, включающей дальние и сверхдальние электропередачи переменного и постоянного тока. Такие аварии могут иметь тяжелые последствия для народного хозяйства, так как сопровождаются массовым отключением потребителей, нарушением устойчивости и разделением ЭЭС на отдельные части при снижении частоты и напряжения ниже допустимого уровня.

2. Происходит неуклонный рост неравномерности графиков нагрузки. Отличительной чертой производства электроэнергии является необходимость выработки электростанциями в каждый момент времени такого ее количества, какое требуется потребителям. Однако нагрузка колеблется (и притом существенно) как в течение суток, так и в течение недели, месяца, года.

3. Увеличивается крутизна графиков нагрузки. Наклон утренних максимумов в центрах нагрузок может достигать 1–3 % в минуту.

4. Происходит неизбежное укрупнение оборудования электростанций, что повышает их экономичность, но приводит к снижению маневренности. Это не позволяет эффективно работать по «крутым» графикам нагрузки, снижает экономичность покрытия пиков мощности. Требования к резким темпам набора и сброса нагрузки можно выполнить лишь при наличии достаточного числа высокоманевренных агрегатов мощностью 100, 150, 200 МВт. Но с укрупнением оборудования их доля неизбежно снижается.

Анализируя вышесказанное, можно сделать вывод о необходимости дальнейших поисков мер, которые смогли бы комплексно решить проблемы, вызванные указанными особенностями. Следовательно, необходимо создание принципиально новых устройств. Таким образом, задача заключается в создании установок, которые удовлетворяли бы требованиям как потребителей (получение необходимого количества энергии с достаточным качеством и необходимой надежностью), так и генерирующих ЭС (возможность выработки постоянной мощности в течение длительного периода времени).

Сверхпроводниковые индуктивные накопители энергии(СПИН)

Прежде чем рассказать про СПИН, сперва остановимся на истории появления СПИНа.

Развитие технологии аккумулирования энергии в индукционных катушках тесно связано с развитием сверхпроводимости. В 1957 г. были открыты сверхпроводники второго рода. Тогда же началось производство длинной ленты из Nb_3Sn и был изготовлен небольшое соленоид, создающий поле с магнитной индукцией 6 Тл. В 1961 г. Был изготовлен малый соленоид с магнитной индукцией 5 Тл, обмотка которого сделана из сплава $NbZr$. В 1963 г. появилась проволока из $NbTi$, и в этом же году было предложено для аккумулирования использовать сверхпроводниковые (СП) индукционные накопители энергии, при том были рассмотрены ее тороидальная конструкция и некоторые связанные с этим проблемы. В 1965 г. были изготовлены первые катушки энергоемкостью около 1 МДж, имеющие в основном соленоидальную конструкцию. Успешно были испытаны катушки с обмоткой из ленточных проводников. В этот период началось СП-катушек в физике высоких энергий.

В Советском Союзе первые экспериментальные исследования СПИН были осуществлены в 1970 г. в Институте высоких темпера- ИТУР (ИВТ) АН СССР. В них небольшой СПИН (9·10⁴ Дж) обменивался энергией с Московской городской сетью при помощи трехфазного инвертора со средней мощностью 300 кВт.

С 1963–1965 гг. в СССР, США, Франции, Японии, ФРГ в широких масштабах проводятся работы по созданию СПИН для систем энергообеспечения ускорителей, термоядерных установок и пр. Следует выделить систематические исследования СПИН, проводимые в США с 1972 г. Висконсинским университетом и Лос-Аламосской лабораторией, а также японскими учеными, особенно активизировавшиеся с 1974 г.

Сверхпроводниковые ИН (СПИН) в общем случае позволяют получить предельные значения плотности тока в активной зоне и поэтому обладают наилучшими массогабаритными показателями. СПИН могут использоваться как в автономных установках, так и в крупных энергосистемах, поскольку они способны сохранять энергию длительное время.

Обмотка сверхпроводниковых ИН выполняется из сверхпроводников второго рода ($NbTi$, Nb_3Sn , V_3Ga и др.), помещенных в криостат с жидким гелием. Проводник, из которого изготавливаются катушки СПИН, имеет композитную структуру; тонкие жилы сверхпроводника с диаметром 1–10 мкм вкраплены в металлическую матрицу несущего провода (медную, медно-никелевую, алюминиевую и др.), которая обеспечивает тепловую стабилизацию сверхпроводниковых жил и механическую прочность проводника.

Потери в СПИН возникают при быстром, изменении тока (в основном, при разряде) из-за вихревых токов в матрице проводов, конструктивных элементах и т.п. При высоких

значениях di/dt возможен кратковременный переход сверхпроводниковых жил в нормальное состояние с соответствующими потерями. Если в СПИН возникает устойчивая потеря сверхпроводящего состояния, то из-за больших токов происходит быстрый переход накопленной энергии в омические потери, что может привести к серьезным аварийным режимам. Для их предотвращения используются специальные виды защиты, основанные, например, на подключении к катушке СПИН внешних шунтирующих сопротивлений, в которых при необходимости выделяется основная часть накопленной энергии.

К потерям в номинальных режимах СПИН относятся также потери в токопроводах и теплопритоки через стенки криостата. Первый вид потерь проявляется тем сильнее, чем больше токи СПИН, поэтому для их уменьшения рационально увеличивать число витков СПИН (снижать ток). Второй вид потерь снижается при уменьшении объема СПИН и соответственно, поверхности криостата.

На каждый ватт потерь в СПИН необходимо иметь примерно 0,5–1 кВт мощности рефрижераторной установки, работающей при нормальной температуре. Таким образом, СПИН требуют сложного криогенного обеспечения и имеют высокую стоимость. Поэтому их использование рационально при больших запаасаемых энергиях.

Для создания высокоэффективных ИН помимо сверхпроводников могут использоваться гиперпроводники, называемые также криопроводниками. Одним из них является, например, сверхчистый алюминий (99,999 %), охлажденный до температуры $T = 20$ ч- 30 К (например, жидким водородом или неоном). Сопротивление провода из гиперпроводника уменьшается в тысячи раз по сравнению с сопротивлением при нормальной температуре, что позволяет иметь плотности тока того же порядка, что и в сверхпроводниках. Однако криогенное обеспечение гиперпроводниковых систем должно быть достаточно мощным, поскольку в отличие от сверхпроводника гиперпроводник сохраняет конечное сопротивление и при больших плотностях тока необходимо отводить существенные омические потери. Особенности криопроводников связаны так же с магниторезистивным эффектом - увеличением сопротивления в присутствии магнитных полей, и с размерным эффектом - увеличением удельного сопротивления при уменьшении размеров проводника.

Применение накопителей энергии в электроэнергетике позволяет решить две важные задачи; снизить затраты на производство электроэнергии и увеличить надежность энергосистем в целом. Накопители позволяют демпфирование пиков нагрузки (как импульсных, так и долгосрочных), что способствует повышению устойчивости энергосистем и повышает их надежность. Надежность и качество электроэнергии, то что главное для энергетиков. Затраты уменьшаются за счет сглаживания пиков нагрузки и поддержания тем самым режима турбогенераторов в области максимального КПД (наименьшие затраты и наибольшая производительность). Демпфирование пиков нагрузки способствует повышению устойчивости энергосистем и, следовательно, повышает надежность.

ТЕХНИЧЕСКИЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

А.И. Константинов, магистрант

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

г. Томск, Россия

RainMan@sibmail.com

Введение. Концепция функционирования магистральных сетей

Целью успешной и экономически выгодной работы сетей, является повышение эффективности функционирования ЭЭС и обеспечение ее целостности требуют скоординированного с генерацией развития Магистральных (системообразующих) сетей напряжением 220 кВ и выше. Должны быть созданы мощные электрические связи между всеми ОЭС, входящими в ЭЭС России, с использованием высших классов напряжения 500, 750 и 1150 кВ. С недавних пор началось строительство новых системообразующие сетей и техническое перевооружение уже существующих, протяженностью 45–55 тыс. км с использованием новых технологий и оборудования, к примеру, таких как средства релейной защиты.

Для обеспечения энергетической безопасности России и независимости режимов работы российских энергосистем от состояния и режимов энергетических систем сопредельных государств ЛЭП должны проходить по ее территории. Необходимо построить ЛЭП 1150 кВ, проходящую по территории России и связывающую ОЭС Сибири с европейской частью ЭЭС. На сегодня пропускная способность существующих ЛЭП Сибирь - Европейская часть России составляет всего 2 млн. кВт. Для эффективной эксплуатации такой транзитной ЛЭП предварительно должны быть развиты сети 500 кВ, в первую очередь на Урале и в Западной Сибири, а в отдаленной перспективе – построена вторая параллельная цепь на переменном (1150 кВ) либо постоянном (± 750 кВ) токе [1].

Анализ состояния магистральных электрических сетей

В наши дни по-прежнему весьма актуальной проблемой является перевооружение новым оборудованием электрических подстанций, так как большая часть энергооборудования находится в эксплуатации более 25 лет.

Состояние производственных активов сетей ЕНЭС (Единой национальной электрической сети) характеризуется следующим объемом оборудования со сверхнормативным (более 25 лет) сроком службы: 58 % для ПС и 75 % для ЛЭП, при этом доля оборудования, находящегося в эксплуатации более 35 лет для ПС и более 40 лет для ЛЭП, составляет 25 % и 31 % соответственно.

Структура фактических потерь электроэнергии в сетях ЕНЭС по итогам 2011 года следующая:

- условно-постоянные потери электроэнергии в сети ЕНЭС составили 41,1 % от общего объема потерь электроэнергии в сети ЕНЭС;
- нагрузочные (переменные) потери электроэнергии в сети ЕНЭС составили 58,9 % от общего объема потерь электроэнергии в сети ЕНЭС.

Реформирование электроэнергетики оказало значительное влияние на функционирование ЕТССЭ (Единая технологическая сеть связи электроэнергетики). Существовавшая в рамках РАО «ЕЭС России» сеть связи в результате реформирования была разделена между отдельными собственниками по отраслевому признаку (генерация, сбыт, сетевые компании и др.), что привело к:

- децентрализации систем связи;
- исчезновению единой системы управления сетью связи и системы ее эксплуатации;
- исчезновению единой системы контроля и управления качеством услуг;
- снижению числа высококвалифицированных кадров.

Оборудование ЕТССЭ на 50 % является аналоговым, находится в эксплуатации в среднем 20–30 лет, в значительной степени изношено (60–75 %), не отвечает современным требованиям по показателям надёжности и требует значительной трудоемкости в обслуживании, а также повышенного потребления электроэнергии [2].

Проблемы регулирования напряжения в магистральных сетях

Существующие подходы к регулированию напряжения в магистральных электрических сетях ориентированы преимущественно на решение двух задач: недопущение повышения напряжений до уровней, опасных для оборудования (по условию изоляции), и обеспечение нормативных запасов устойчивости (в контролируемых сечениях и по напряжению в узлах нагрузки) [6].

При классическом подходе к регулированию напряжения в электрических сетях должны обеспечиваться:

- уровни напряжения на энергообъектах, допустимые для оборудования электрических станций и сетей;
- нормативные запасы устойчивости (в контролируемых сечениях и по напряжению в узлах нагрузки);
- уровни напряжения, обеспечивающие качество электроэнергии по показателю «установившееся отклонение напряжения» на зажимах электроприёмников;
- минимум потерь электроэнергии в сетях (за счёт оптимизации режимов по напряжению и реактивной мощности).

Вся совокупность перечисленных задач в полном объёме не решена в ЕЭС России до сих пор.

При вертикально интегрированных компаниях в ЕЭС России этому препятствовали главным образом технологические проблемы. К их числу следует отнести: низкую оснащённость электрических сетей регулирующими средствами компенсации реактивной мощности; низкую надёжность устройств регулирования под нагрузкой (РПН) трансформаторов; низкую наблюдаемость режимов сети; отсутствие необходимых программно-технических комплексов для оптимизации режимов энергосистем в темпе процесса; недостаток опыта построения многоуровневых автоматических (автоматизированных) систем регулирования напряжения и реактивной мощности [4].

Также необходимо остановиться на причинах недостаточной мотивации ОАО «СО ЕЭС» к обеспечению качества электроэнергии и оптимизации потерь электроэнергии в сетях при регулировании напряжения. К их числу относятся границы зоны ответственности ОАО «СО ЕЭС», которые не охватывают (да и не могут охватывать) все средства регулирования напряжения распределительных сетевых компаний. Соответственно, при отсутствии конкретных требований к уровням напряжения на границах магистральной и распределительной сетей размывается граница ответственности между субъектами за обеспечение качества электроэнергии в сетях;

Мероприятия по повышению качества регулирования напряжения

Оснащение ЕНЭС дополнительными современными средствами регулирования напряжения и реактивной мощности. Для повышения управляемости режимов ЕНЭС в течение последних лет ОАО «Российские сети» реализует масштабную программу по установке современных регулируемых средств компенсации реактивной мощности. В соответствии с ней в магистральной сети России уже установлены и эксплуатируются средства компенсации большинства типов, используемых в мире: СТК, УШР, АСК, СТАТКОМ, вакуумно-реакторные группы.

В табл. 1 представлен состав и параметры средств компенсации, установленных в последние годы.

Таблица 1. Состав и параметры средств компенсации реактивной мощности, установленных в ЕНЭС в 2008–2013 гг.

Тип	БСК	СТК	ШР	УШР	СТАТКОМ	АСК
Год ввода	Суммарная установленная мощность, Мвар/количество установок					
2008	465/10	100/1	720/4	–	–	–
2009	258/4	260/3	460/3	520/6	–	–
2010	352/5	150/3	1080/6	180/1	50/1	–
2011	100/2	–	420/3	–	–	200/2
2013	313/8	100/1	510/4	1400/12	–	–

Безусловно, установка регулируемых средств компенсации упростила решение задачи регулирования напряжения в магистральной сети. Однако с учётом того, что системы автоматического управления современных средств компенсации могут быть интегрированы в системы управления верхнего уровня, реализующие более сложные и эффективные алгоритмы, можно утверждать, что возможности установленных в ЕНЭС устройств используются не в полной мере.

Расчёты показывают, что дополнительные затраты на применение регулируемых средств компенсации в магистральной сети (по сравнению с нерегулируемыми) не могут быть компенсированы лишь снижением затрат на оптимизацию потерь электроэнергии в сетях. Следует ожидать, что эффективность применения регулируемых средств компенсации в ЕНЭС может быть обоснована повышением устойчивости электропередач и устойчивости нагрузки, а также повышением качества электроэнергии в сетях. Однако в последнее время серьёзных практических исследований для подтверждения данного предположения не проводилось. При этом можно констатировать, что ряд нерегулируемых средств компенсации и некоторые УШР, установленные в ЕНЭС сегодня, более 90 % времени не используются или работают на холостом ходу, что вызывает вопросы о рациональности принятых решений их применения [6].

Список литературы:

1. В.Я. Ушаков. Современные проблемы электроэнергетики: учебное пособие; Томский политехнический университет. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013. – 448 с.
2. Проект. Положение о единой технической политике в электросетевом комплексе ОАО «РОССЕТИ» (новая редакция) – Москва, 2013. – 197с.
3. Новости электротехники. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.news.elteh.ru/arh/2012/76/03.php>, свободный. – Загл. с экрана.
4. ОАО «ФСК ЕЭС». [Электронный ресурс]. - Режим доступа: http://www.fskees.ru/press_center/company_news/?ELEMENT_ID=40196, свободный. – Загл. с экрана.
5. Энергорынок. [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://www.e-m.ru/er/2004-09/22576/>, свободный. – Загл. с экрана.
6. Электроэнергия. Передача и распределение [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.ruscable.ru/print.html?p=/article/Napravleniya_razvitiya_sistemy_regulirovaniya/, свободный. – Загл. с экрана.

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТРАНСПОРТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ПРИМЕРЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 110 КВ БУРЯТЭНЕРГО И РОСТОВЭНЕРГО

С.Б. Смагулов, магистр, ассистент
Казахский агротехнический университет им. С.Сейфуллина
г. Астана, Казахстан
sultan-sab@mail.ru

Постоянный рост потребителей с нелинейной и несимметричной нагрузкой влечет за собой снижение качества электроэнергии по показателям несинусоидальности и несимметрии. Протекание по элементам электроэнергетической сети высших гармонических составляющих тока обуславливает возникновение, так называемых, добавочных потерь.

В настоящее время расчет технологических потерь электроэнергии в электрических сетях производится по Приказу Минэнерго РФ от 30 декабря 2008 года № 326. Такой подход дает заниженные оценки уровня потерь, не учитывающие добавочные потери от несимметрии и несинусоидальности напряжений и токов обратной последовательности.

При тарифообразовании учитываются технологические потери электроэнергии. Поэтому обоснование тарифов требует объективных оценок уровней потерь в электрических сетях. Так как добавочные потери не учитываются при расчете потерь по методике Приказа №326, они попадают в разряд коммерческих потерь, которые не входят в цену за электроэнергию. Таким образом, отсутствие инструментов объективной оценки уровней потерь могут вызвать превышение действительного ущерба от недоучета добавочных потерь.

На сегодняшний день отсутствуют надежные методики и соответствующие программные комплексы, позволяющие производить объективные расчеты добавочных потерь для сетей в целом. Также существующие подходы по расчету потерь не позволяют полноценно создавать активно-адаптивные сети нового поколения, необходимые для перехода к реализации концепции «Интеллектуальной электроэнергетической системы с активно-адаптивной сетью (ИЭС ААС)». Поэтому выбранная направления исследования представляет собой особый научный и практический интерес и является актуальной.

Цель работы – оценить уровни основных и добавочных потерь с целью включения их в нормативы технологических потерь, а также прояснить общую картину энергоэффективности транспортировки электроэнергии на примере электрических сетей 110 кВ филиала ОАО «МРСК Сибири» – «Бурятэнерго» и филиала ОАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго».

В данной работе для расчета потерь электроэнергии и составления баланса электроэнергии использовалось программное обеспечение RastrWin3 и программное обеспечение для расчета потерь электроэнергии в ЛЭП с распределенными параметрами, написанное на языке FORTRAN Power Station Харловым Н.Н. (НИ ТПУ).

Согласно математической модели режима для расчета основных потерь и добавочных потерь мощности от действия высших гармонических составляющих, описанной в [1], полные потери активной мощности в проводах многопроводной ЛЭП определяются по формуле:

$$\Delta P_{\Sigma} = \sum_{i=1}^m \sum_{n=1}^N \int_0^l I_{i,n}^2(x) r_{0i} \sqrt{n} dx \quad (1)$$

где: $I_{i,n}(x)$ - действующее значение тока n -й гармоники в i -ом проводе на расстоянии x от места проведения измерений;

r_{0i} - погонное сопротивление i -го провода на основной частоте.

\sqrt{n} - коэффициент, учитывающий увеличение активного сопротивления провода вследствие явления поверхностного эффекта.

Из всей совокупности потерь активной мощности и энергии выделяются основные потери, определяемые токами основной частоты:

$$\Delta P_{(1)} = \sum_{i=1}^m r_{i(1)} \int_0^l I_{i,(1)}^2(x) dx \quad (2)$$

и токами прямой последовательности основной частоты:

$$\Delta P_{1(1)} = \sum_{i=1}^m r_{i(1)} \int_0^l I_{i,1,(1)}^2(x) dx \quad (3)$$

Добавочные потери от несимметрии токов основной частоты определяются как разность между потерями от токов основной частоты и потерями от токов прямой последовательности основной частоты:

$$\Delta P_{доб.несим.} = \Delta P_{(1)} - \Delta P_{1(1)} \quad (4)$$

Добавочные потери от несинусоидальности токов определяются как разность между суммарными потерями активной мощности и потерями, определяемыми токами основной частоты:

$$\Delta P_{доб.несин.} = \Delta P_{\Sigma} - \Delta P_{(1)} \quad (5)$$

В качестве исходных данных использованы реальные измерения инструментального энергетического обследования, проведенные на базе РЦР НИ ТПУ. Все измерения были сделаны анализатором качества и количества электроэнергии AR.5.

В распределительных электрических сетях потери электроэнергии, не зависящие от нагрузки или «условно–постоянные» потери, составляют 24,7%. При этом в структуре потерь независимых от нагрузки, на потери холостого хода в трансформаторах приходится 67%, на собственные нужды подстанций – 11%, а прочие потери суммарно составляют 22%.

Потери электроэнергии, зависящие от величины, передаваемой по сети мощности или «нагрузочные» потери составляют 75,3% от общего значения потерь. При этом около 87 % от «нагрузочных» потерь возникают в линиях электропередачи, что составляет 65,25 % от технологических потерь в целом [2].

Тарифы на передачу электроэнергии по электрическим сетям формируется по двухставочной системе тарифообразования, согласно которой тариф состоит из ставки за содержание электрических сетей и ставки по оплате технологического расхода в электрических сетях.

В рассматриваемом применительно к Бурятэнерго случае значения тарифов по их структуре приняты согласно Приложению №1 к приказу РСТ РБ от 20.12.2013 №1/59 [3], где ставка по оплате технологического расхода на диапазоне напряжения ВН за 1 и 2 полугодие 2014 года равна 0,03953 руб./кВт•ч.

Исходя из вышесказанного, можно предположить, что 65,25 % от ставки по оплате технологических потерь в линиях 110 кВ равны:

$$0,03953 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч} * 0,6525 = 0,02579 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч}$$

Доля тарифа по оплате прочего технологического расхода в рассматриваемых сетях 110 кВ равняется разнице:

$$0,03953 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч} - 0,02579 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч} = 0,013737 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч}$$

Таблица 1. Потери электроэнергии в электрических сетях 110 кВ ОАО «Бурятэнерго»

Наименование электрических сетей	Потери электроэнергии, руб./год		
	$\Delta W_{1(1)}$	$\Delta W_{доб.}$	ΔW_{Σ}
Байкальские электрические сети	2 754 725,564	232 259,391	2 986 984,956
Центральные электрические сети	1 543 319,025	144 915,939	1 688 234,964
Южные электрические сети	553 731,985	178 670,494	732 402,479
Сумма по Бурятэнерго	4 851 776,575	555 845,824	5 407 622,399

Из таблицы 1 видно, что в электрических сетях 110 кВ филиала ОАО «МРСК Сибири» – «Бурятэнерго» добавочные потери от несимметрии и несинусоидальности в денежном выражении оцениваются в 555 845,824 рублей за 2014 год. Учитывая, что проведенное инструментальное обследование охватывало всего лишь 10,25 % всей энергосистемы Республики Бурятия, целесообразно оценивать экономические убытки от добавочных потерь в размере 5 422 886,087 рублей за рассматриваемый период.

Согласно расчётам, проведенным в электрических сетях 110 кВ филиала ОАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго» уровень добавочных потерь составляет 207 354,322 рублей за 2014 год (табл.2).

Таблица 2. Потери электроэнергии в электрических сетях 110 кВ ОАО «Ростовэнерго»

Наименование электрических сетей	Потери электроэнергии, руб./год		
	$\Delta W_1(1)$	$\Delta W_{доб.}$	ΔW_{Σ}
Сумма по Ростовэнерго	9 182 647,083	207 354,322	9 390 001,405

Проведенное инструментальное обследование по данной энергосистеме охватывало около 18 % от всей энергосистемы Ростовской области, поэтому экономические убытки компании от добавочных потерь оцениваются в размере 1 151 968,45 рублей за 1 и 2 полугодие 2014 года.

Выводы:

Предложенная в данной работе методика позволяет рассчитать потери в линиях электропередачи, определить их структуру. Определив структуру потерь, исследователь может выявить источники нерационального расхода электроэнергии, определить причины их возникновения и наметить пути их учета и сокращения.

Проведя достаточный объём инструментальных обследований по методикам, использованным в данной работе, и рассчитав потери на основе полученных измерений, можно оценить потенциал энергосбережения и уровень добавочных потерь по электрической сети в целом. Полученная по предлагаемой методике оценка уровня основных и добавочных потерь может быть использована при расчете норматива технологических потерь.

Энергетические обследования позволяют объективно судить об эффективности транспорта электроэнергии, а также об уровнях несинусоидальности и несимметрии напряжений и токов в электрической сети, о соответствии стандарту качества напряжения. Такой комплексный подход оправдывает значительную стоимость энергетических обследований.

В публикациях ранее отмечалось, что из-за неучета добавочных потерь электроэнергии, эти потери автоматически попадают в разряд коммерческих, которые не включаются в норматив технологических потерь. Предложенный в [4] алгоритм расчета добавочных потерь, реализован в виде программы, которая используется при расчетах потерь в электрических сетях некоторых филиалов компаний ОАО «Россети».

В перспективе математическая модель режимов многопроводной линии электропередачи будет использована в моделях сложных электрических сетей. Это позволит проводить более точный мониторинг состояния сети, так как модели элементов сетей, основанные на старых подходах, не обеспечивают точность расчета режима, что создает ряд проблем [5,6,7]. Также это позволит проследивать резонансные режимы сложных электрических сетей и распространение высших гармоник напряжения и токов, еще более точно оценивать добавочные потери.

Экономический эффект от учёта добавочных потерь на примере филиала ОАО «МРСК Сибири» – «Бурятэнерго» и филиала ОАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго» в сумме составляет 6,574 млн. рублей за 2014 год. Учитывая, что в данной работе была проведена оценка только по двум филиалам компании ОАО «Россети» и за один год, эти цифры говорят о масштабных экономических убытках по всем электрическим сетям данной компании.

Следует отметить, что для повышения эффективности и надежности транспортировки электроэнергии по электрическим сетям необходим незамедлительный переход к

энергосистемам нового поколения, основанным на мультиагентном принципе управления их функционированием и развитием. Для адаптации эксплуатируемых на сегодняшний день элементов электроэнергетических систем к концепции интеллектуальной электроэнергетической системы России нужно менять существующие подходы по оцениванию состояния электрических сетей, в том числе, расчету потерь.

Таким образом, автор данной работы обращает внимание на необходимость изменения традиционных взглядов, подходов, идей во благо обеспечение эффективного использования всех видов ресурсов. В результате чего можно достигнуть надежного, качественного и эффективного энергоснабжения потребителей энергии за счет гибкого взаимодействия ее субъектов на основе современных технологических средств и единой интеллектуальной системы управления.

В заключение автор выражает глубокую благодарность научному руководителю Ушакову Василию Яковлевичу и коллективу Регионального центра ресурсосбережения за консультации и постоянное внимание к работе.

Список литературы:

1. Харлов Н.Н., Боровиков В.С., Литвак В.В. Энергетическое обследование несинусоидальных режимов многопроводных линий электропередачи // *Электричество*. 2011. № 12. – С. 12- 15.
2. Положение о единой технической политике в электросетевом комплексе ОАО «Россети», утверждено Советом директоров ОАО «Россети» от 23.10.2013 (выписка из протокола от 23.10.2013 № 138).
3. Приказ РСТ РБ от 20.12.2013 №1/59 «О единых (котловых) тарифах на услуги по передаче электрической энергии по сетям Республики Бурятия». г. Улан-Удэ.
4. Боровиков В.С., Харлов Н.Н., Акимжанов Т.Б. О необходимости включения добавочных потерь от высших гармоник тока в технологические потери при передаче электрической энергии // *Известия Томского политехнического университета*. – 2013. – Т.322, №4: Энергетика. – [С. 91-93].
5. Заслонов С.В. Развитие методического и программного обеспечения для расчета балансов электрической энергии в распределительных сетях / С.В. Заслонов, М.А. Калинкина И.А. // Сб. докладов III спец. науч.-техн. семинара «Современные методы и программные средства анализа и планирования электропотребления, балансов мощности и электроэнергии» 23-27 мая 2005 г.
6. Массель Л.В., Болдырев Е.А., Горнов А.Ю. и др. Интеграция информационных технологий в системных исследованиях энергетики/ под ред. Н.И. Воропая. – Новосибирск: Наука, 2003. – 320 с.
7. Письмо Минпромэнерго РФ от 02.09.2005 №09-1233 «О программном обеспечении нормирования потерь электроэнергии в электрических сетях». – М.: Минпромэнерго, 2005. – 1 с.

РАЗРАБОТКА КОГЕНЕРАЦИОННОЙ УСТАНОВКИ НА БАЗЕ ГЕНЕРАТОРА И ОЦР-ЭЛЕКТРОГЕНЕРАТОРА, РАБОТАЮЩЕЙ НА БИОТОПЛИВЕ ВЛАЖНОСТЬЮ ДО 40%

А.В Жуков, магистрант, С.А Федореев, к.т.н., доц.
Научный руководитель: С.Е Щеклеин, д.т.н., проф.
Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина
г. Екатеринбург, Россия
ale772009@yandex.ru

В лесном хозяйстве страны существует проблема утилизации отходов. Только в Свердловской области, для примера, ежегодно образуется более 270 тысяч кубометров отходов лесопильных производств. Большая часть их вывозится на незаконные свалки. Сейчас бизнес не заинтересован в том, чтобы организовать переработку отходов на месте, а вывозить их из-за серьезных транспортных расходов невыгодно. Особенно это касается мелких лесопилок. С другой стороны предприятия лесоперерабатывающей отрасли испытывают дефицит электрической мощности при расширении производства. [1]

Весьма значительна в малом электроснабжении задача обеспечения энергией удалённых мест проживания. Когда, например, за 10км тянется ЛЭП для энергообеспечения 50–100 человек (проблема обслуживания линии, кап. затраты). Ветряные и солнечные источники альтернативной энергии далеко не всегда годятся в регионах нашей страны по климатическим условиям (в частности Свердл.обл.).

Идея: использование отходов деревоперерабатывающей промышленности для получения тепловой и электрической энергии.

Из существующих решений можно выделить три основных направления:

1) Сжигание. Неэффективно при различных значениях влажности отходов, низкий КПД установок. Большой объём установок, сложность регулирования вырабатываемой мощности. Экологически "грязный" метод.

2) Утилизация. Имеют место только затраты без какого-либо полезного эффекта. Необходимость в значительных территориях под складирование и захоронение отходов производства и нарушение экосистемы лесов.

3) Пиролиз. Получаем высоко ликвидный синтез-газ, удобный для дальнейшего использования. Калорийность синтез-газа выше, чем у первичного топлива. Также имеется возможность подготовки первичного топлива от низкопотенциального тепла газогенератора. [2]

Проанализировав особенности каждого из методов приходим к целесообразности применения пиролизной газогенераторной установки. В настоящее время, учитывая появление новых материалов, а также элементов систем автоматизации процессов горения, мы имеем возможность управлять процессом горения и составом генераторного газа, что позволяет снизить требования к подготовке первичного топлива. Таким топливом могут быть деревянные брусочки, опил, щепа, кора.

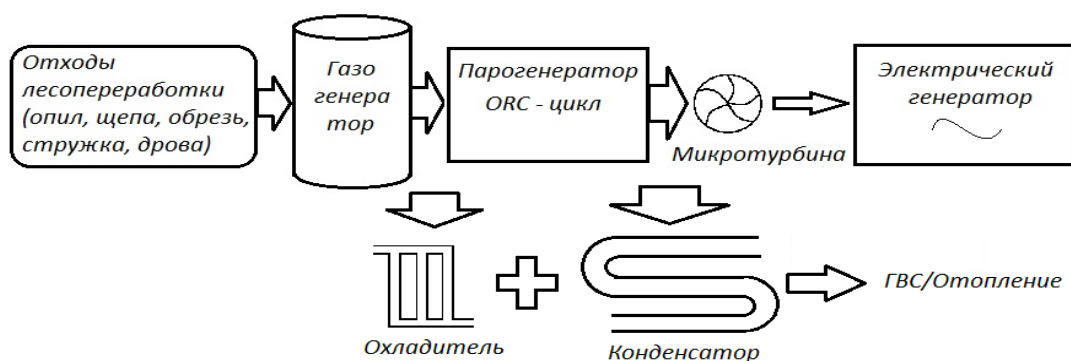


Рисунок.1. Принципиальная схема установки

Принцип работы:

Биотопливо загружается в газогенератор для получения генераторного газа. Полученный газ используется для нагрева рабочего тела ОЦР-парогенератора и для подготовки первичного биотоплива. Выходной пар вращает турбину, соединённую с валом электрогенератора. Электрогенератор должен работать автономно, либо параллельно с сетью. В качестве рабочего тела ОЦР-электрогенератора (органический цикл Ренкина) используется хладагент R245fa с температурой испарения 121 град. С при давлении 19,6 бар. Паровая фаза данного хладагента позволяет использовать низкие температуры для выработки электрической энергии. Снижается эрозия элементов установки.

В отличие от существующих образцов газогенератор оснащается установкой системы управления подачей воздуха и пара с обратной связью по химическому составу генераторного газа, его расходу и температуре зоны горения. Система управления используется для стабилизации процесса газификации, обеспечения требуемого химического состава генераторного газа, защиты котла от перегрева, а также система управления позволяет снизить требования к используемому топливу (увеличение диапазона допустимой влажности топлива с 0–14 % до 0–40 %).

Установка оснащается газоанализатором с каналами измерения CO , CO_2 , H ; расходомером и датчиками температуры газа и зоны горения. Контроллер формирует управляющие сигналы для систем подачи пара/кислорода в активную зону горения. Контроль температуры газа необходим, т.к. при определённых температурах усиливаются реакции окисления. Реакции окисления смещают содержание «ненужного газа» CO_2 в сторону увеличения, а горючего газа CO – уменьшения. Более того, сам котёл может перегреваться и выходить из строя, что крайне нежелательно. Снижение же температуры газификации топлива ведёт к нестабильной выработке мощности. [3, стр.24] Управление подачей воздуха и пара осуществляется в функции химического состава генераторного газа, его расхода и температуры зоны горения.



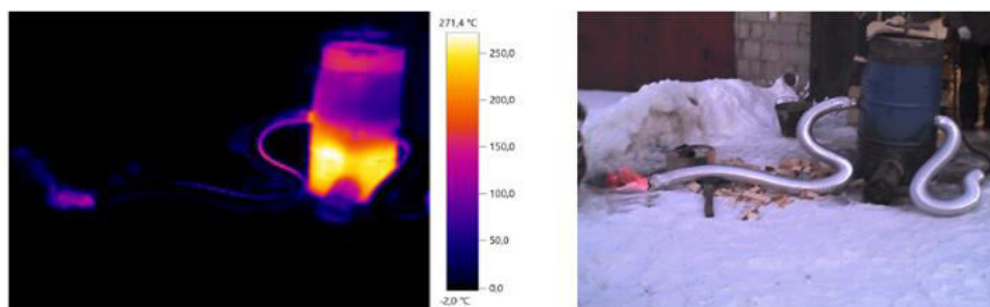
Рисунок.2. Паровой цикл установки

Новизна предлагаемого решения заключается в использовании в когенерационной установке высоко ликвидного промежуточного топлива – генераторного газа, который может быть использован при получении электрической энергии, в технологии подготовки первичного биотоплива, а также в газовых водогрейных котлах. Низкокипящая жидкость в паровом цикле позволяет использовать низкие температуры кипения, что, кроме всего прочего, ведёт к возможности производства установок малой мощности. В самом же газовом генераторе применён особый алгоритм, реализованный в системе управления процессом газификации через контроллер. Когенерация, использованная в нашей установке эффективнее отдельного использования топлива на 30–35 %. [4]

Среди альтернатив и конкурентов данной разработки можно выделить три основных типа: дизель-генераторы, биогазовые установки, импортные газогенераторы. Дизель-

генераторы используют в своей работе дорогое первичное топливо - ДТ, которое ко всему создаёт дополнительные трудности доставки при работе в удалённых районах. Шум при работе, использование масла и значительный выброс CO_2 также ограничивают использование этих источников энергии. Эффективность биогазовых установок сильно зависят от эффекта масштаба, имеют громоздкость, обладают статичностью и нерентабельны при использовании в местах с континентальным климатом. Импортные газогенераторы используют в качестве силового агрегата двигатель внутреннего сгорания, что значительно снижает срок службы установки. Зарубежные установки требовательны к характеристикам топлива и обслуживанию, отличаются дороговизной.

В текущий момент времени выполнена металлоконструкция опытного образца газогенератора. Проведены начальные исследования, оптимизирована температура горения.



Коэффициент излучения: 0,95

Рисунок.3 Газогенератор. Термограммы

Разработан лабораторный прототип парогенератора для проведения исследований на органических жидкостях.



Рисунок.4 Экспериментальный парогенератор

Для дальнейшей работы над установкой следует провести ряд исследований по определению эффективности газогенератора на различных видах топлива, по снятию рабочих характеристик ОЦР-парогенератора.

Планируется разработать и создавать серийные газогенераторные установки малой и средней мощности (от 10 до 200 кВт) для производства электроэнергии и тепловой энергии в лесоперерабатывающих и частных хозяйствах.

Выводы:

1. Данная разработка избавляет лесоперерабатывающий комплекс от проблемы отходов, которые являются причиной пожаров и нарушают экосистему лесов. Вывоз же сопряжён с большими расходами.

2. С другой стороны когенерационная установка покрывает дефицит мощности при расширениях производства или даёт возможность предприятиям продавать энергию «на сторону».

3. Данная мера частично решит вопрос занятости жителей отдалённых сёл, а также будет способствовать развитию малого бизнеса.

4. Данная работа весьма актуальна, что подчёркивает Постановление Правительства РФ «План мероприятий по созданию благоприятных условий для использования возобновляемых древесных источников для производства тепловой и электрической энергии», предусматривающее меры по стимулированию потребления неликвидных древесных материалов (низкосортной древесины, отходов заготовки, отходов переработки). [5]

Список литературы:

1. Сайт "Деньги в бизнес", статья " В СВЕРДЛОВСКОЙ ОБЛАСТИ ИЗ ОТХОДОВ ДРЕВЕСИНЫ ХОТЯТ ДЕЛАТЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ" [Электронный ресурс].– Режим доступа: <http://www.dengi-v-biznes.ru/events/0/2010/03/05/1204>
2. Сайт "ПромВуд", статья "Использованная древесина - незадействованный резерв сырья [Электронный ресурс].– Режим доступа: http://www.promwood.com/byotoplyvo/utylyzacyja_othodov/2162.html
3. Токарев Г.Г. Газогенераторные автомобили, изд. М: МАШГИЗ, 1955. – 206 с.
4. Данилов Н.И., Щелоков Я.М. Основы энергосбережения: учебник, Екатеринбург, 2011. – 592 с.
5. Сайт "Консультант", документ "План мероприятий по созданию благоприятных условий для использования возобновляемых древесных источников для производства тепловой и электрической энергии" (утв. Правительством РФ 31.05.2013 N 3028п–П9) [Электронный ресурс].– Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_152146/#p66

ГИДРОЭНЕРГЕТИКА: СОСТОЯНИЕ, ПРОБЛЕМЫ, ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

С.Ю. Кузьмин С.Ю. магистрант
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
г. Томск, Россия
Serkuz1990@mail.ru

Введение. Краткая история гидроэнергетики России

Использование энергии водных потоков, как и использование ветроэнергии, началось несколько тысяч лет тому назад. В России использование водной энергии в промышленности началось в XVI веке. В качестве двигателей первыми нашли применение подливные водяные колёса. На протяжении столетий вырабатывалась и совершенствовалась техника овладения водной энергией.

Первенцем гидроэнергетики в России следует считать станцию на Рудном Алтае, построенную в 1892 г., а к 1916 г. министерством земледелия России было зарегистрировано 24 гидроэлектростанции, мощностью от 150 кВт и более, построенных на мелких речках, дающих электроэнергию фабрикам, курортам, монастырям, поместьям и рудникам.

В советский период развития энергетики упор делался на особую роль единого народнохозяйственного плана электрификации страны — ГОЭЛРО. Согласно главы плана «Электрификация и водная энергия» предполагалось, что в течение 10–15 лет в стране можно соорудить ГЭС общей мощностью 21 254 тыс. лошадиных сил (около 15 млн. кВт). В ходе реализации плана ГОЭРЛО, и в последующее время были осуществлены «Великие стройки страны». Эти стройки собирали огромное количество людей, которые трудились на благо своего народа. Одним из результатов этих строек являются гидротехнические сооружения, эксплуатируемые до сих пор. Однако, в пятидесятые годы, научные разработки в области атома позволили начать активное строительство атомной энергетики (АЭС) в нашей стране, что явилось одной из причин сокращения строительства ГЭС.

Современное состояние гидроэнергетики России

Большая часть гидротехнических сооружений, находящихся в наши дни в эксплуатации или в процессе строительства в нашей стране, достались в качестве наследства от Советского Союза. В ходе долгих реформ энергетики в постперестроечные времена отрасль гидроэнергетики дробилась, а её объекты кочевали от одних компаний к другим. У станций менялись собственники, менялась политика управления, и в результате это привело к тому, что из производства «тянулось» как можно больше денег, но при этом вкладывалось очень мало средств на обновление и поддержание основных фондов станций. В итоге хронического недофинансирования в течении порядка 15 лет в отрасли гидроэнергетики практически повсеместно организовалась проблема глобального масштаба - степень износа оборудования большинства российских гидроэлектростанций превышает 40 %, а по некоторым ГЭС этот показатель достигает 70 %[6]

Тем не менее, не смотря на катастрофические цифры степеней износа, по данным на 31.12.2010 установленная мощность гидроэлектростанций составляет 47,4 ГВт, а суммарное производство электроэнергии – 168 ТВт*ч. - эта цифра составляет примерно 16 % от общего объема производства электроэнергии в РФ.

Проблемы гидроэнергетики

Как было выше рассмотрено, в наши дни в отрасли гидроэнергетики существует ряд проблем, без решения которых невозможно устойчивое развитие гидроэнергетики в ближайшем будущем. Основные проблемы это:

- Необходимость повышения технического уровня и надежности работы действующих гидроэлектростанций и безопасности их эксплуатации в рыночных условиях;
- Потребность в устойчивом финансировании отрасли гидроэнергетики;

- Необходимость коренного улучшения кадрового обеспечения гидроэнергостроительства и эксплуатации гидравлических электростанций;
- Потребность в более тщательном отборе и обосновании задельных и плановых объектов для проектирования и строительства;
- Необходимость в совершенствовании организации и повышении технического уровня изысканий, проектирования, управления строительством и эксплуатацией гидроэнеогетических объектов.

Проблемы технического состояния отрасли, с одной стороны, вызваны общим старением основных фондов, а с другой - недостаточным вниманием к обслуживанию, замене, реконструкции и техническому перевооружению генерирующего и вспомогательного оборудования на действующих гидроэлектростанциях. Увеличивается число ГЭС, отработавших нормативные сроки службы при превентивной практике их продления, при этом, одновременно в рыночных условиях снизились требования к своевременности и качеству профилактических и капитальных ремонтов.

Отмеченное обстоятельство наглядно проявилось в катастрофической аварии на Саяно-Шушенской ГЭС 17 августа 2009 г., унесшей жизни 75 человек. Это трагическое событие показало, что без изменения технической политики государства и отношения частных собственников к поддержанию нормального технического состояния оборудования на современном этапе невозможно ни безопасное и эффективное функционирование, ни успешное дальнейшее развитие гидроэнергетики страны.

Ещё одна проблема состоит в недостаточном техническом уровне и качестве продукции отечественных энергомашино- и приборостроения и электротехнической промышленности из-за их отставания (по некоторым данным на 20 лет) от достигнутого мирового уровня.[4]

Проблемы развития гидроэнергетики на современном этапе

Несмотря на широкие возможности и наличие технико-экономических обоснований и проектов, в настоящее время в стране сохраняются очень низкие темпы гидроэнергостроительства. За последние 20 лет на ГЭС введено всего 3.7 ГВт установленных гидроэлектрических мощностей. Сейчас считаются строящимися ещё 6 объектов с общей установленной мощностью около 5,34 ГВт. Из них 2,97 ГВт приходится на Богучанскую ГЭС. Планировалось полностью сдать в эксплуатацию Богучанскую ГЭС к концу 2013 года, но по факту она еще остается несданной.

Богучанская ГЭС является ярким примером "долгостроя", на котором наглядно проявились особенности и недостатки гидроэнергостроительства в стране в новых экономических условиях. К ним относятся:

- множественность источников инвестирования; несогласованность и отсутствие ответственности за своевременное финансирование стройки при нескольких инвесторах;
- недостаток квалифицированных гидростроителей, механизаторов и монтажников;
- отсутствие и несогласованность графиков работ и координации управления строительством;
- недостатки в организации строительных работ непосредственно на строительной площадке.

Практически все российские стройки испытывают проблемы, аналогичные проблемам Богучанской ГЭС, т.е. эти проблемы являются системными. Поэтому организация и практика гидроэнергостроительства в стране требуют серьёзного улучшения. Прежде всего, необходимо обеспечить ритмичное финансирование строек, чтобы предотвратить угрозу не только увеличения сроков строительства, но и их замораживания. Далее, необходимо возобновить подготовку квалифицированных специалистов-гидротехников, гидроэнергетиков и организаторов гидроэнергостроительства. Должна быть прекращена практика выполнения строительных работ при отсутствии генеральных планов организации строек и единых органов управления ими. Планы ввода новых районообразующих объектов

должны согласовываться с вводами промышленных предприятий, ориентированных на их электроэнергию. Необходимо создать законодательную базу, регулирующую взаимоотношения и распределение ответственности между участниками совместных инвестиционных проектов в гидроэнергетике и региональной экономике. Должна быть разработана методология комплексного обоснования районообразующих гидроэнергетических объектов в условиях рынка с учётом их инфраструктурной роли и интересов всех участвующих сторон.

Положение, сложившееся в современном гидроэнергостроительстве России, не позволяет существенно повысить его темпы и в ближайшем будущем. Этому мешают и общеэкономические причины, в частности, неопределённость потребности в новых генерирующих мощностях и инвестиционный климат в стране. Поэтому, на период до 2030 г. скорее всего, сохранятся прежние темпы сооружения гидроэнергетических объектов. [4]

Перспективы гидроэнергетики

Наиболее вероятным из крупнейших проектов для практической реализации является проект Южно-Якутского гидроэнергетического комплекса (далее ЮЯГЭК) [1]. Этот проект предполагает в юго-восточной части бассейна р. Лены соорудить 7 ГЭС установленной мощностью от 220 до 3300 МВт. Общая мощность комплекса - более 9 ГВт. В качестве первоочередных рассматриваются Канкунская на р. Тимптон, а также Среднеучурская, Олёкминская и Верхнеалданская гидроэлектростанции.

Созданию ЮЯГЭК и решению на его основе социально-экономических проблем региона призвана способствовать созданная Корпорация экономического развития Южной Якутии. Естественно, реализация проекта ЮЯГЭС может быть начата только после решения проблемы его финансирования. [4]

Малая гидроэнергетика. Проблемы и перспективы

На сегодняшний день большая гидроэнергетика имеет свои довольно весомые и специфичные проблемы. На этом фоне, малая гидроэнергетика представляется довольно актуальной областью развития гидроэнергетики для России. К малым ГЭС (далее МГЭС) в нашей стране, в соответствии с Государственным стандартом, введенным в 1999г., относятся электростанции установленной мощностью от 0,1 до 30 МВт (до 0,1 МВт – микро ГЭС). Ресурс малой гидроэнергетики это не только малые речки и ручьи, но и гидроэнергетический потенциал неэнергетических водохранилищ, напорных питьевых водоводов, а также промышленных водотоков, в том числе сбросов тепловых электростанций с открытым циклом.

Из проблем, которые имеются в малой гидроэнергетике в России, в первую очередь следует отметить отсутствие стратегии развития, другими словами отсутствие государственной политики. В результате нет программ, следственно нет средств на научные исследования, а значит, нет возможностей для реализации результатов тех исследований, которые всё же проводятся. Как следствие вышесказанного, в стране вводится 1–3 МГЭС за 3–4 года.

Вторая проблема малой гидроэнергетики – административно-хозяйственная. Она связана с непониманием руководителями ряда регионов важности и необходимости малой гидроэнергетики, а так же отсутствием желания развивать это направление энергетики.

Третья проблема – научно-технические проблемы. Оборудование для МГЭС отлично от оборудования для большой гидроэнергетики. У него есть свои особенности и принципы создания. Так же, отличны от большой гидроэнергетики и принципы проектирования МГЭС. [2]

К перспективам малой гидроэнергетики можно отнести то, что существующие проекты МГЭС не требуют затопления территорий, затратных строителей и прокладки дорогих ЛЭП. К таким проектам относят: малые бесплотинные ГЭС на естественных водотоках; микро ГЭС индивидуального назначения; ГЭС нового поколения, работающие на искусственных потоках; Комбинированные ГАЭС морского базирования с импульсными турбинами; гидроустановки нового типа на донных и приливных течениях в непосредственной близости от потребителя. Так же, к перспективам малой гидроэнергетики

относятся экологические вопросы, а именно, важным моментом является то, что малая гидроэнергетика не вредит экологии и является мало затратной.[3]

Список литературы:

1. Южно-Якутский гидроэнергетический комплекс. – Регионы и Федерация. Вопросы регулирования ТЭК, 2002;
2. Бляшко Я.И. Малая гидроэнергетика России. Проблемы и перспективы развития.: Энергетик 2013 №6 стр. 101–105;
3. Яковенко А.Л. Малая гидроэнергетика нового поколения.: Энергосбережение –2013 №4 стр 66–70;
4. Подковальников С.В., Савельев В.А., Чудинова Л.Ю. Гидроэнергетика России: современные проблемы и перспективы.: Энергия: экономика, техника, экология 2012 № 10 с 2–9;
5. Электронный ресурс. Википедия. Статья: РусГидро. Адрес доступа: <http://ru.wikipedia.org/wiki/РусГидро>;
6. Электронный ресурс: Официальный сайт РусГидро. Адрес доступа: <http://www.rushydro.ru>.

ИССЛЕДОВАНИЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ С ПОМОЩЬЮ УСТРОЙСТВА FACTS

А.А. Суворов, аспирант
Научный руководитель: Гусев А.С., д.т.н., профессор
Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия,
lejkasvr@yandex.ru

Одним из важнейших режимных параметров электроэнергетических систем (ЭЭС) являются напряжения, значения которых в наибольшей мере связано с перетоками реактивной мощности (РМ). Основные средства регулирования напряжения и генерации РМ сосредоточены на электрических станциях, а средств расположенных в электрических сетях недостаточно для регулирования РМ и поддержания напряжения в допустимых пределах. Например, в российских сетях, наиболее распространенными средствами компенсации реактивной мощности (СКРМ) являются шунтирующие реакторы, которые обеспечивают только одноступенчатое регулирование. Эффективным путем решения указанной проблемы является применения устройств FACTS (Flexible Alternative Current Transmission Systems - Гибкие системы передачи электроэнергии переменным током), к которым относятся: управляемые шунтирующие реакторы (УШР), статические тиристорные компенсаторы (СТК), статические синхронные компенсаторы (СТАТКОМ) и другие [1]. Среди FACTS устройств наиболее распространенным в настоящее время является УШР. В настоящее время разработано два типа управляемых реакторов: УШР трансформаторного типа (УШРТ) и УШР с подмагничиванием (УШРП), в российских сетях наиболее распространены УШРП.

Исследования эффективности применения УШРП и анализ полученных режимов проводились в реально проектируемом в настоящее время энергокластере «Эльгауголь» в ОЭС Восток. Исследуемый энергорайон, как и любая современная ЭЭС, образует большую, нелинейную, динамическую систему. Проектирование, исследование и эксплуатация таких систем является трудной задачей из-за сложности получения достоверной и своевременной информации о протекающих процессах в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах. Получение информации о протекающих процессах в ЭЭС путем натуральных испытаний, за редким исключением, недопустимо, а из-за сложности ЭЭС невозможно полноценное физическое моделирование. В результате основным путем получения необходимой информации об ЭЭС является математическое моделирование [2]. Моделирование исследуемой ЭЭС проводилось на Всережимном моделирующем комплексе реального времени электроэнергетических систем, который был создан в Энергетическом институте Томского политехнического университета [3]. Целью работы является исследование эффективности применения УШРП для регулирования напряжения и РМ, что позволит:

1. Поддерживать допустимый уровень напряжения в ЭЭС;
2. Снизить потери электроэнергии при ее транспортировке и распределении;
3. Оказать положительное влияние на режимы работы энергорайона и энергосистемы

в целом.

Целью первого эксперимента было исследование применения УШР для поддержания напряжения в узле нагрузке при работе электрооборудования по реальному суточному графику активной и реактивной нагрузки горнодобывающего предприятия. Для оценки влияния УШР в данном эксперименте осциллографировались процессы при включенных (рис. 1), а затем при отключенных (рис. 2) СКРМ. В исследуемом энергорайоне совместно с УШРП установлено две батареи статических конденсаторов (БСК) для генерации РМ. Как видно из диаграмм на рисунке 1, при увеличении нагрузки «отрабатывают» заданные уставки по напряжению, разгружая реактор по мощности. При достижении максимальной нагрузки происходит форсированная разгрузка реактора, благодаря этому напряжение на шинах нагрузки не выходит из допустимой 5-ти процентной зоны от уставки, перебоя в питании потребителей не произошло.

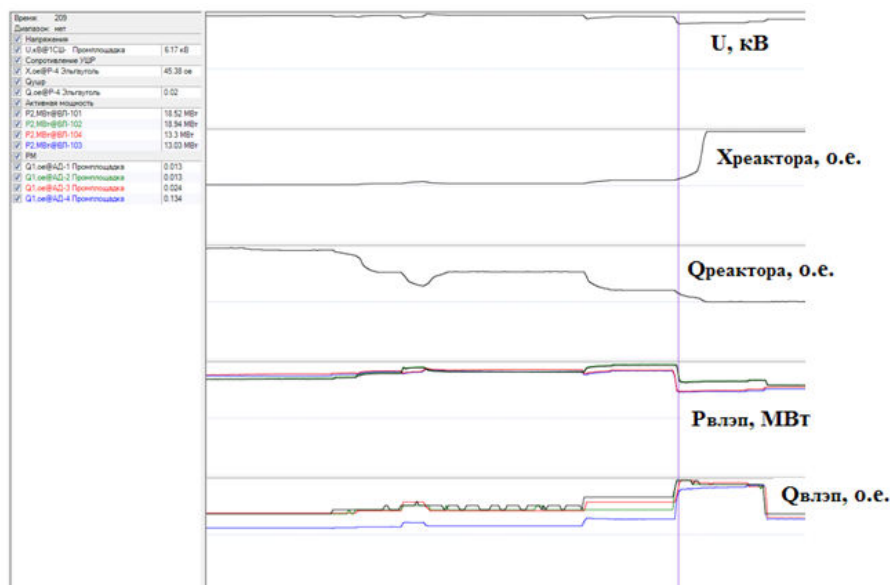


Рисунок 1. Осциллограммы изменения нагрузки при включенных УШР и БСК на ПС Эльгауголь

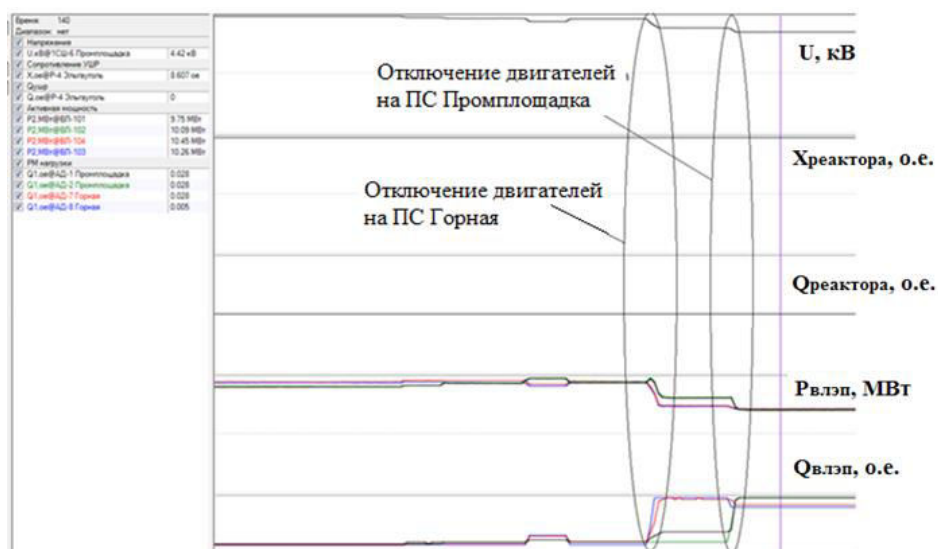


Рисунок 2. Осциллограммы изменения нагрузки при выключенных УШР и БСК на ПС Эльгауголь

Согласно рисунку 2, во время набора нагрузки произошло значительное снижение напряжения, что, в конечном счете, привело к остановке двигателей на ПС Промплощадка и ПС Горная, питаемых от шин 110 кВ ПС Эльгауголь, где установлены СКРМ. Вследствие этого активная мощность линий отходящих от шин 110 кВ ПС Эльгауголь резко уменьшилась, а реактивная мощность увеличилась. Таким образом, подводя итоги экспериментов, продемонстрированных на рисунках 1 и 2, можно сделать вывод о том, что от УШР зависит бесперебойность питания ключевых потребителей энергокластера «Эльгауголь».

При исследовании влияния СКРМ на потери снимались показания потерь активной и реактивной мощности линий электропередач и трансформаторов энергокластера при работе электрооборудования по заданному графику нагрузки. Полученные диаграммы представлены на рисунке 3. Представленные результаты показывают, что активные и реактивные потери в энергокластере при отключенных СКРМ выше, чем при их функционировании.

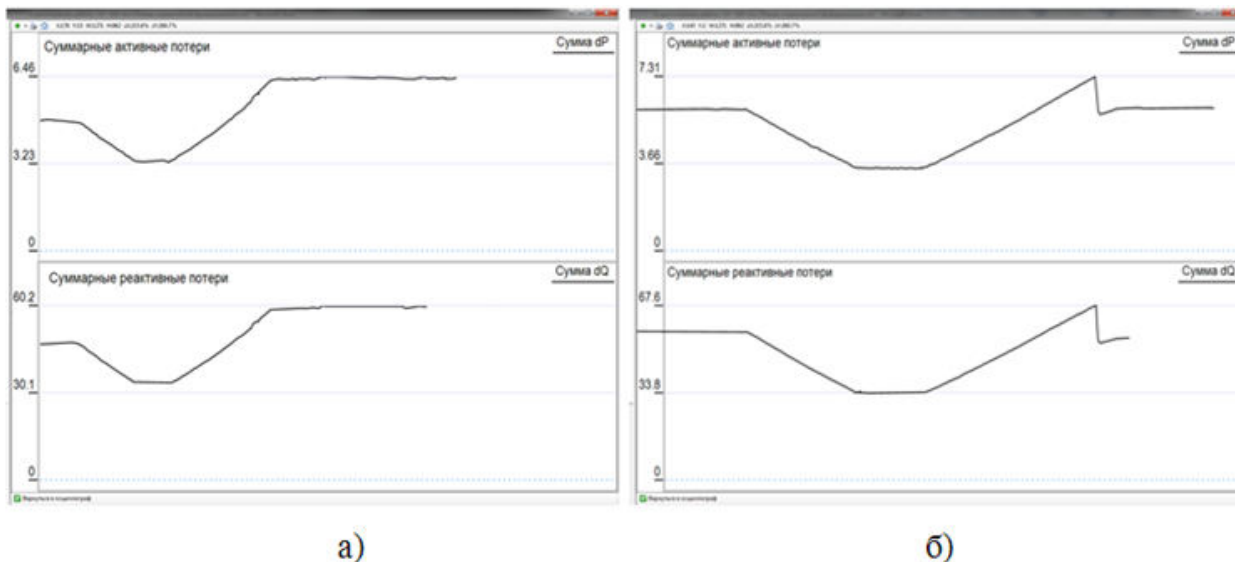


Рисунок 3. Осциллограммы суммарных текущих потерь в энергокластере при
 а) функционирующих СКРС б) отключенных СКРС

Заключение.

В настоящее время регулирования уровня напряжения и генерация РМ в электрических сетях осуществляется с помощью шунтирующих реакторов, конденсаторных батарей, коэффициентов трансформации трансформаторов и автотрансформаторов, которые могут обеспечить только ступенчатое регулирование, которого оказывается недостаточным для поддержания уровня напряжения в допустимых пределах. В связи с этим обоснованным и целесообразным становится рассмотренный в работе подход к решению проблемы, который заключается в применении УШР и БСК, которые позволяют производить автоматическое плавное регулирование напряжения и РМ. В результате исследований установлено, что совместное применение УШР и БСК позволит:

1. Поддерживать допустимый уровень напряжения в ЭЭС в нормальных режимах;
2. Снизить потери мощности в энергокластере;
3. Оказать положительное влияние на режим работы ЭЭС.

Однако было установлено, что в аварийных режимах УШР в силу своей инерционности, не всегда способен обеспечить устойчивость узлов нагрузки. Это зависит от многих факторов, например от места короткого замыкания, от времени работы защиты, от длительности АПВ и др. Поэтому в некоторых случаях целесообразно использовать более быстродействующее устройство, например такое как статический синхронный компенсатор (СТАТКОМ).

Список литературы:

1. Кочкин В.И., Шакарян Ю.Г. Применение гибких (управляемых) систем электропередачи переменного тока в энергосистемах. – М.: Торус Пресс, 2011.– 326 с.
2. Веников В.А. Теория подобия и моделирование применительно к задачам электроэнергетики. – М.: Высшая школа, 1966.– 487 с.
3. Боровиков Ю. С., Гусев А. С., Сулайманов А. О. Принципы построения средств моделирования в реальном времени интеллектуальных энергосистем // Электричество.– 2012.– №6.– С. 10–13.

ОСОБЕННОСТИ ТОПЛИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ПО ТЕХНОЛОГИИ DIRECTCARBONFUELCELL (DCFC)

А.И. Вальцева, Н.В. Вальцев,
Уральский Федеральный Университет им. Б.Н. Ельцина
г. Екатеринбург, Россия
Alex-Liga@yandex.ru

Практически все технологии преобразования энергии топлива в электрическую энергию основываются на процессах горения. Химическая энергия реакции горения затем превращается либо в механическую работу, либо в электрическую. Недостатком существующих методов преобразования энергии является малый КПД. Особенно большие потери энергии происходят на стадии превращения теплоты в механическую работу – силу специфической особенности теплоты она может лишь частично превращаться в работу, основная часть теплоты рассеивается в окружающем пространстве. Процесс горения отрицательно влияет на окружающую среду. В ходе сжигания полезных ископаемых в котлах тепловых электрических станций выделяются оксиды серы и азота, микроскопические частицы золы и диоксида, которые оказывают негативное воздействие на экологию. Одним из путей решения задач развития энергетики, экономии топливно-энергетических и сырьевых ресурсов, осуществления мер по защите окружающей среды является разработка и использование прямых методов преобразования химической энергии в электрическую. Понятие «электрохимическая энергетика» появилось в литературе более 30 лет назад, когда в широких масштабах приступили к разработке электрохимических энергоустановок и электростанций для крупномасштабной генерации и аккумулирования энергии. Одним из направлений электрохимической энергетики является разработка установок и электростанций для генерации электроэнергии путем преобразования химической энергии природного топлива.

Основой работы химических источников тока является химическая реакция взаимодействия окислителя и восстановителя. Топливный элемент состоит из анода, катода и электролита. На аноде окисляется, то есть отдает электроны, восстановитель, свободные электроны с анода поступают во внешнюю цепь, а положительные ионы удерживаются на границе анод-электролит. С другого конца цепи электроны подходят к катоду, на котором идет реакция восстановления. Затем ионы окислителя переносятся электролитом к катоду [3, 30].

В топливных элементах электроды служат проводниками первого рода и катализаторами электрохимических реакций. Электроды топливного элемента обеспечивают протекание электрохимических реакций, подвод и отвод электронов, а электролит – движение ионов и разделение окислителя и восстановителя. В отличие от первичных элементов (например, батареек), топливный элемент может работать длительно – он преобразует химическую энергию в электрическую до тех пор, пока в него поступают реагенты.

Все топливные элементы можно разделить на следующие группы:

- топливные элементы на основе щелочного электролита;
- топливные элементы на основе кислотного электролита;
- топливные элементы на основе полимерной протонопроводящей мембраны;
- топливные элементы на основе расплавакарбонатного электролита;
- твердооксидные топливные элементы.

Пожалуй, самое широкое распространение в мощных энергетических установках получили топливные элементы на основе расплавленных карбонатов, фосфорной кислоты и твердых оксидов; такие установки можно также использовать и для получения тепла. Однако, существенные недостатки (например, для водородных топливных элементов – отсутствие водородной инфраструктуры, проблема получения и хранения водорода, применение в конструкции дорогостоящих благородных металлов, высокие степени старения полимера и оборудования, сложность очистки топлива и катализатора от примесей и т.д.) затрудняют распространение топливных элементов. Однако, топливные элементы с прямым окислением угля – (технология DirectCarbonFuelCell – DCFC) – имеют принципиально иную схему работы и

используют в качестве топлива уголь, разведанный запас которого – 10 100 млрд. т.у.т.

Топливные элементы с прямым окислением угля были изобретены Уильямом Жако и запатентованы в США в 1896 году, патент № 555511. Изобретатель построил установки мощностью до 2 л.с. и они периодически испытывались в течение нескольких месяцев. Энергетическая установка из таких элементов показывала коэффициент полезного действия (КПД) до 35%, что является очень высокой величиной КПД энергоустановки даже на сегодня; сто ячеек производили более киловатта электроэнергии. Однако в силу различных причин технология развития не получила.

В начале 70-х исследовательская группа в США воспроизвела опыты Жако и убедилась в эффективности его установки, после чего технология получила второе рождение. В англоязычных ресурсах встречается множество информационных источников по данной теме; особенно в этом вопросе преуспели две американские компании: «SRI International» и «SARA», но в России разработкой топливных элементов по данной технологии не занимаются.

Структура топливного элемента технологии DCFC идентична структурам других топливных элементов, он состоит из катода и анода, разделенных ионопроводящим электролитом. Единственное различие в том, что по этой технологии не подается газообразное или жидкое топливо, а анодом является твердое топливо, которое реагирует непосредственно на электроде с образованием газообразного уходящего продукта. Ключевыми особенностями топливных элементов с прямым окислением угля (DCFC), выделяющих их из других топливных элементов и технологий генерации, являются следующие [2, 115]:

1. DCFC работают при достаточно высоких температурах (450–900°C) и конвертируют химическую энергию твердого электрода непосредственно в электрическую благодаря его прямому электрохимическому окислению;
2. использование топлива может достигать почти 100 %, так как подаваемое топливо и продуктовые газы являются различными фазами и могут быть легко разделены;
3. теоретическая эффективность также высокая – около 100 %;
4. побочным продуктом является чистый углекислый газ, не требующий газовой сепарации, который может быть непосредственно захоронен без излишних затрат и потерь в эффективности;
5. система подачи твердого топлива для доставки топлива в место реакции может быть значительно сложнее по сравнению с подачей жидкого и газообразного топлива.

Основные типы топливных элементов по технологии DCFC, находящихся в данное время в разработке, приведены в таблице 1.

Можно проклассифицировать топливные элементы DCFC по диапазону рабочих температур и по типу электролита [2, 112]:

1. DCFC с водным гидроксидом, рабочая температура меньше 250 °С;
2. расплавленный гидроксид (KOH, NaOH), рабочая температура 500–600 °С, в качестве топлива и анода в таких топливных элементах используется графитовый стержень;
3. расплавленный карбонат (Li, Na, K), рабочая температура 750–800°C, анодом и топливом являются углеродные частицы;
4. кислородопроводящая керамика, покрытая цирконием или церием, рабочая температура 500–1000°C: а. кипящий слой (непосредственный контакт углеродных частиц с анодом); б. расплавленный металлический анод (углерод в контакте с расплавленным металлическим анодом); в. расплавленная соль (углеродные частицы находятся в взвешенном состоянии в пульпе).

Исследуемый авторам тип топливных элементов с прямым окислением угля использует расплавленный гидроксид KOH, NaOH (данные вещества обладают хорошей электрохимической активностью) в качестве электролита, который находится внутри металлического контейнера, выступающего также в качестве катода. Углеродный стержень, сделанный из графита или углерода, полученного из угля, погружается в электролит и используется одновременно как топливо и как анод ячейки.

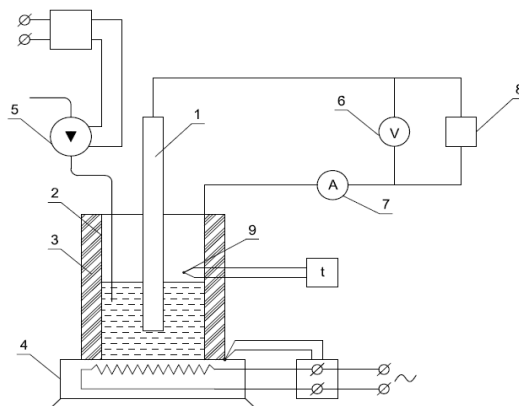


Рисунок.1 Электрическая схема топливного элемента с прямым окислением угля.
 1 –графитовый стержень; 2–стакан; 3–каолиновая вата; 4–электроплитка; 5–компрессор;
 6–вольтметр; 7–амперметр; 8–нагрузка; 9–термопара.

Топливные элементы по технологии DCFC имеют ряд преимуществ по сравнению с другими видами топливных элементов и другими технологиями генерации: высокая чистая эффективность (до 70 % по данным [1, 394], а по результатам проведенного эксперимента – 52 % с электролитом NaOH и 47 % с электролитом KOH), возможность утилизации CO₂ без значительных дополнительных затрат и энергетических потерь с этим связанных, использование дешевого топлива, в ходе реакции получается техническая сода и карбонат натрия, которые можно и использовать в промышленности.

Однако развитие таких топливных элементов требует решения следующих ключевых проблем:

1. низкие плотности энергии;
2. высокие скорости деградации – коррозия компонентов ячейки;
3. система топливоподачи;
4. увеличение масштабов технологии до мощностей от нескольких киловатт и выше;
5. разработка требований к подготовке топлива для использования в топливных элементах DCFC.

Исследования топливных элементов с прямым окислением угля начались относительно недавно и в настоящее время ведутся в основном на базе университетов и научных лабораторий. Кроме Scientific Applications & Research Associates (SARA) нет ни одной большой компании, занимающейся серьезно этой тематикой, хотя существует несколько небольших компаний, разрабатывающих топливные элементы по технологии DCFC (CellTech, LogosEnergy, DirectCarbon). Большинство исследовательских групп работают с маленькими установками с небольшим временем работы (несколько сотен часов).

Технология DCFC, несомненно, имеет право на существование. Ряд солидных преимуществ топливных элементов с прямым окислением угля позволяет надеяться, что крупные компании все же обратят на нее внимание, что будет способствовать скорейшему разрешению всех существующих проблем, мешающих коммерциализации и распространению этой технологии. Согласно оценкам [1, 394], затраты на установку, работающую по данной технологии будут составлять порядка 2 тысяч долларов на кВт установленной мощности, что делает ее конкурентоспособной с другими технологиями генерации на базе угля с учетом ее более высокой эффективности и малых затрат на улавливание углекислого газа.

Список литературы:

1. Giddey S., Badwal S.P.S., Kulkarni A., Munnings C. A comprehensive review of direct carbon fuel cell technology / S. Giddey, S.P.S. Badwal, A. Kulkarni, C. Munnings // Progress in

- energy and Combustion Science, 2012. № 38(3). Pp. 360–399.
2. Hackett G.A., Zondlo J.W., Svensson R. Evaluation of carbon materials for use in a direct carbon fuel cell / G.A. Hackett, J.W. Zondlo, R. Svensson // Journal of Power Sources – 2007. №168. Pp. 111–118.
 3. Коровин Н.В. Электрохимическая энергетика. / Н.В. Коровин — М. :Энергоатомиздат, 1991. — 264 с.

ПОВЫШЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКОЙ И ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

А.О. Редькин, студент
Научный руководитель: Н.Ю. Шевченко, к.т.н., доцент
Камышинский технологический институт (филиал) Волгоградского государственного
технического университета
г. Камышин, Россия
schewchenckonata1960@mail.ru

Развитие электрической сети ЕЭС России напряжением 220 кВ и выше в период с 2014 по 2020 годы будет связано с решением основных задач, направленных на улучшение технической и экономической эффективности. Намечается ввод линий электропередачи напряжением 220 кВ и выше суммарной протяженностью 31,2 тыс.км. [1].

Главными причинами, вызывающими резкое увеличение повреждаемости высоковольтных воздушных линий (ВЛ) электропередачи, являются старение оборудования ВЛ и климатические воздействия. Отказы, вызванные износом ВЛ составляют около 50 %. Основными климатическими нагрузками, оказывающими влияние на работу ВЛ, являются давление ветра на провода и опоры, масса и размеры гололедных отложений, действующие в различных сочетаниях [2].

Поэтому разработка концепций развития воздушных линий электропередачи напряжением 220 кВ и выше, работающих в сложных метеоусловиях, является актуальной для электроэнергетики России.

Для вновь проектируемых и создаваемых воздушных линий электропередачи можно выделить отечественные и зарубежные подходы развития ВЛ в сложных метеорологических условиях [2].

Первая концепция – характерна для стран с развитой экономикой. Основным документом при проектировании ВЛ является стандарт СЕI 60826 «Критерии проектирования воздушных линий электропередачи». Он устанавливает уровни надежности ВЛ при достаточной экономической эффективности, сохранности ВЛ при авариях, исключая каскадные повреждения ВЛ и обеспечения безопасности при строительстве и эксплуатации. Все конструктивные элементы линии закладываются с высокой механической прочностью, при этом максимально сокращаются пролеты между опорами. Используется оборудование с повышенной стойкостью к гололедно-ветровым воздействиям: полимерная изоляция, многогранные металлические опоры; специальные провода и молниезащитные тросы, неподверженные обледенению, например, провод марки AERO-Z, высокотемпературные провода (GTACSR, TACSR ACS и другие), муфты Кюри, защитные кольца из полимерных материалов, демпфера.

Увеличение надежности ВЛ сопровождается большими капитальными затратами, но при этом снижается ущерб от недоотпуска электроэнергии. Нормативно-правовая база позволяет управлять надежностью экономическими методами за счет внедрения дифференцированных тарифов на электроэнергию для потребителей разного уровня надежности [3]. В зависимости от категории потребителей, установлены уровни надежности, определяемые периодом повторяемости T климатических нагрузок равному прочности с пределом исключения 10 % (табл. 1) .

На величину ущерба влияет удельная стоимость электроэнергии $u_{уд}$, которая определяется в зависимости от числа отключений n и длительности перерывов электроснабжения $t_{пер}$.

Таблица 1 – Рекомендуемые СИГРЕ периоды повторяемости для первой концепции

i-уровень надежности	Период повторяемости T, лет	Вероятность превышения климатических нагрузок, P	Срок службы ВЛ, n, лет	Напряжение ВЛ, кВ	Надежность принятых расч. нагрузок $P_{проект}$
1	50	0,98	50	110-220	0,36
2	150	0,9933	50	330 и выше	0,72
3	500	0,998	50	330 и выше	0,9

Вторая концепция – характерна для стран с переходной экономикой, где экономические особенности не позволяют иметь механически надежные конструктивные элементы ВЛ, способные противостоять гололедно-ветровым нагрузкам без применения плавки гололеда. Плавка гололеда негативно влияет на экологию окружающей среды, увеличивает эксплуатационные расходы и повышает себестоимость передачи электроэнергии в зимний период за счет увеличения потерь электроэнергии.

В России основным документом при проектировании воздушных линий электропередачи является ПУЭ 7-го издания. Период повторяемости климатических нагрузок, равный T=25 годам не связан со сроком службы основного оборудования ВЛ, поэтому не отражает истинного уровня надежности.

Из-за несовершенства правовой базы нет возможности регулировать надежность экономическими методами. Не учитывается уровень надежности потребителей различных категорий. Нормативными документами не регламентируется число отключений и длительность перерывов. Не утверждена удельная стоимость компенсаций от ущербов; отсутствуют дифференцированные по уровню надежности тарифы на электроэнергию, следовательно, нет стимулирования инвестиций в повышение надежности; отсутствуют базы данных для мониторинга показателей, как системной надежности, так и надежности электроснабжения конечных потребителей.

Третья концепция – альтернативная двум первым. Она предполагает компромисс между затратами на создание линии и издержками на её эксплуатацию. Это подход, согласно которому механическая прочность ВЛ и её элементов закладывается выше, чем во второй концепции, но и необходимость в плавке гололеда в процессе эксплуатации возникает реже.

Главные задачи третьей концепции: повышение сроков службы и надежности оборудования ВЛ, снижение сроков строительства и затрат на её эксплуатацию. В рамках третьей концепции вырисовывается n-вариантов:

1) внедрение при строительстве ВЛ новых технологий и конструктивных решений, предотвращающих образование опасных гололедно-изморозевых отложений [4]:

– применение сталеалюминевых проводов с отношением площадей сечений алюминия к стали равным 1,46, высокотемпературных проводов, проводов AERO-Z;

– установка внутрифазовых распорок – демпферов; установка междуфазовых изолирующих распорок; применение гирлянд изоляторов (натяжных и поддерживающих) повышенной прочности и надежности или использование полимерных кремнийорганических изоляторов;

– применение специальных конструкций линейной арматуры повышенной износостойкости, применение кольцевой защиты, разработка и внедрение дешевых и надежных покрытий проводов и т.п.);

– применение средств ограничения колебаний проводов (ограничители вибрации проводов и грозозащитных тросов типа эксцентричных грузов и грузов маятникового типа и т.п.);

2) замена промежуточных и анкерно-угловых опор на опоры следующего, более высокого класса напряжения или применение многогранных металлических опор;

3) уменьшение вдвое длины пролетов на участках ВЛ подверженным большим гололедно-ветровым нагрузкам путем подстановки дополнительных опор;

4) отказ от грозотросов (установка ограничителей перенапряжений или длинноискровых разрядников);

5) строительство ВЛ с механической прочностью, выдерживающей возможные гололедно-ветровые нагрузки с повторяемостью один раз в 50 лет для ВЛ 330 кВ и выше, 30 лет для остальных ВЛ;

б) усовершенствование эксплуатации ВЛ:

– внедрение в электрических сетях автоматизированной информационной системы наблюдения за гололедом (оснащение линий мониторингами, работающими в режиме реального времени);

– применение мониторинга и использование более совершенных схем плавки гололеда;

– своевременного выполнения режимных мероприятий, позволяющих поддерживать температуру проводов на уровне, не допускающим налипания гололеда;

– совершенствование схем плавки гололеда.

Для управления надежностью экономическими методами требуется законодательно-правовая база:

– в целях повышения проектной надежности ВЛ необходимо согласовать период повторяемости нормативных нагрузок со сроком службы опор. Можно предложить периоды повторяемости, представленные в (табл. 2).

Таблица 2. Рекомендуемые периоды повторяемости для третьей концепции

i-уровень надежности	Период повторяемости T, лет	Вероятность превышения климатических нагрузок, P	Срок службы ВЛ, n, лет	Напряжение ВЛ, кВ	Надежность принятых расч. нагрузок $P_{\text{проект}}$
1	25	0,96	50	110	0,13
2	35	0,97	50	220	0,235
3	50	0,98	50	330 и выше	0,36

При длине ВЛ больше 100 км период повторяемости климатических нагрузок должен быть увеличен пропорционально длине ВЛ.

– для разных категорий потребителей необходимо утвердить нормируемое количество перерывов в электроснабжении;

– разработать дифференцированные тарифы для потребителей разной категории надежности;

– для подсчета ущербов от перерыва в электроснабжении необходимо разработать дифференцированную удельную стоимость ущерба перерыва электроснабжения.

Необходимо установление оптимальных расчетных и нерасчетных (включая форс-мажор) условий, степени ответственности субъектов в зависимости от этих условий, а также механизмов компенсации ущербов через систему страхования. Важнейшим инструментом реализации экономического и нормативного управления надежностью должна послужить система договорных отношений. Поставщики и потребители строят свои отношения на

договорной основе. Оценка затрат позволяет обосновать отпускную стоимость электроэнергии при установленном в договоре уровне надежности, а оценка ущерба – точку отсчета для определения размера штрафа. Правильно установленный уровень надежности минимизирует убытки, как поставщика, так и потребителя электроэнергии [5].

Третья концепция предлагается в качестве основной в переходный период Российской экономики.

Выводы:

1. Основные причины снижения надежности работы электрических ВЛ: старение оборудования и влияние экстремальных метеорологических условий.

2. На переходный период развития российской экономики предложена концепция развития ВЛ, позволяющая управлять надежностью экономическими методами, требующая совершенствования нормативно-правовой базы и внедрения современного высокотехнологичного оборудования.

Список литературы:

1. Развитие единой энергетической системы России до 2020 года/ Агеева Е.В., Гладышева Т.Л., Мягкова ЕС. И др.// Электро. 2014. – №4. С. 2–7.
2. Лебедева, Ю.В. Концепции развития воздушных линий электропередачи, подверженных экстремальным метеовоздействиям, и их экономическая оценка / Ю.В. Лебедева, Н.Ю. Шевченко, Г.Г. Угаров // Вестник СГТУ. – 2011. – № 1, вып. 3. – С. 91–95.
3. Анализ концепций развития воздушных линий электропередачи 110–500 кВ, работающих в сложных метеоусловиях/Н.Ю. Шевченко [и др.] // Электрооборудование, эксплуатации и ремонт. – Москва, 2010. – С. 8–12.
4. Яковлев, Л.В. Повышение надежности воздушных линий на стадиях проектирования и эксплуатации / Л.В. Яковлев, Ф.Л. Коган, Р.С. Каверина // Электрика. – 2008. – № 1. – С. 32.
5. Березнев, Ю.И. О проблеме обеспечения надежности электроснабжения / Ю.И. Березнев // Энергетик. – 2007. – № 10. – С. 24–25.

РАСЧЕТ СТАЦИОНАРНОГО РЕЖИМА ПРОСТОЙ ЗАМКНУТОЙ СЕТИ С УЧЕТОМ ТЕМПЕРАТУРЫ

М.В. Несветайло, магистрант, С.В. Горчаков, магистрант
Омский государственный технический университет,
г. Омск, Россия
nesvet_22@mail.ru

Совершенствование методов расчета потерь электрической энергии и повышение точности за счет учета температуры токопроводящих жил, уточнение расчетных соотношений и допущений имеет важное значение в связи с острой необходимостью решения поставленной правительством России задачи по уменьшению потерь электрической энергии.

Согласно инструкции [1] определение технологических потерь электрической энергии в электрических сетях предусматривает учитывать температуру провода при расчете активных сопротивлений. Эта температура зависит как от режимных факторов, в первую очередь - плотности тока, так и от климатических условий: температуры окружающего воздуха $\theta_{окр}$, силы и направления ветра, интенсивности солнечной радиации.

Рассмотрим одноконтурную сеть с $(n+1)$ линиями и n нагрузками (рис. 1.,2).

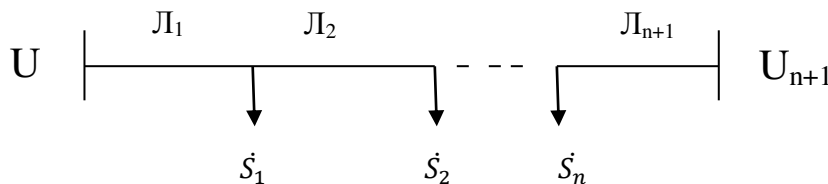


Рисунок 1. Простая замкнутая сеть (U_0 и U_{n+1} – напряжение источников питания).

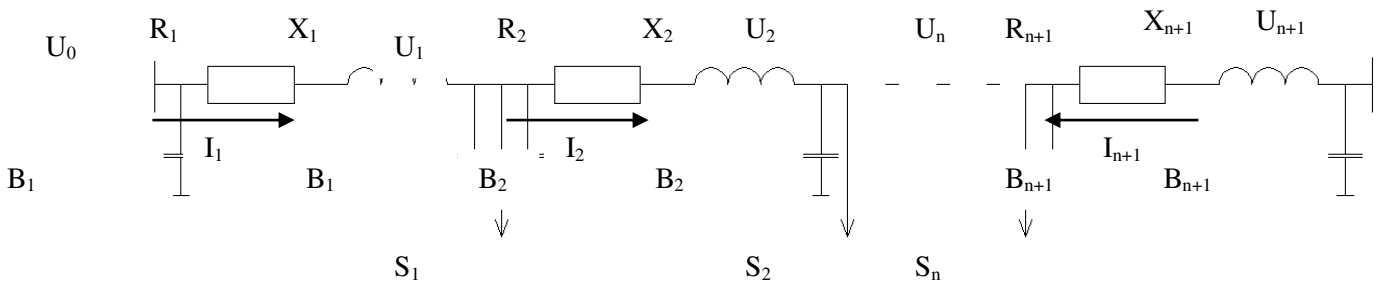


Рисунок 2. Схема замещения.

Уравнения узловых напряжений (электрические уравнения режима) (принято $\delta_{U0}=0$):

$$\begin{cases} U_i g_{i,i} - U_{i-1} [g_{i-1,i} \cos(\delta_i - \delta_{i-1}) - b_{i-1} \sin(\delta_i - \delta_{i-1})] - U_{i+1} [g_{i,i+1} \cos(\delta_i - \delta_{i+1}) - b_{i,i+1} \sin(\delta_i - \delta_{i+1})] + \\ + P2_i U_i + P1_i + P \frac{\theta_i}{U_i} = 0, \quad i = 1 \dots n \quad (1) \\ U_i b_{i,i} - U_{i-1} [b_{i-1,i} \cos(\delta_i - \delta_{i-1}) + g_{i-1} \sin(\delta_i - \delta_{i-1})] - U_{i+1} [b_{i,i+1} \cos(\delta_i - \delta_{i+1}) + g_{i,i+1} \sin(\delta_i - \delta_{i+1})] + \\ + Q2_i U_i + Q1_i + Q \frac{\theta_i}{U_i} = 0, \quad i = 1 \dots n \quad (2) \end{cases}$$

Здесь

$$P2_i = P_{Hi} \frac{a_{2i}}{U_{НОМ}^2}; \quad (3)$$

$$P1_i = P_{Hi} \frac{a_{1i}}{U_{НОМ}}; \quad (4)$$

$$P\theta_i = P_{Hi} a_{0i}; \quad (5)$$

$$Q_{2i} = Q_{Hi} \frac{g_{2i}}{U_{НОМ}^2}; \quad (6)$$

$$Q_{1i} = Q_{Hi} \frac{b_{1i}}{U_{НОМ}}; \quad (7)$$

$$Q_{\theta i} = P_{Hi} b_{0i}; \quad (8)$$

где P_{Hi} , Q_{Hi} – мощности, потребляемые 1-ой нагрузкой при $U_i=U_{НОМ}$;
 a_{2i} , a_{1i} , a_{0i} , b_{2i} , b_{1i} , b_{0i} , - коэффициенты статических характеристик.

Взаимные проводимости:

$$g_{i-1,i} = \frac{R_i}{(R_i^2 + X_i^2)}; \quad (9)$$

$$b_{i-1,i} = \frac{X_i}{(R_i^2 + X_i^2)}; \quad (10)$$

Собственные проводимости:

$$g_{ii} = g_{i-1,i} + g_{i,i+1}; \quad (11)$$

$$b_{ii} = b_{i-1,i} + b_{i,i+1} - B_i - B_{i+1}; \quad (12)$$

Сопротивления и проводимости линий:

$$R_i = R_{\theta i} [1 + \alpha \theta_1]; \quad (13)$$

$$R_{\theta i} = \gamma \theta_{yg,i} \frac{l_i}{n_{ци}}; \quad (14)$$

$$X_i = X_{yg} \frac{l_i}{n_{ци}}; \quad (15)$$

$$B_i = 0,5 b_{yg,i} l_i n_{ци}; \quad (16)$$

где $R_{\theta i}$ – активное сопротивление линии при θ °С; α – температурный коэффициент сопротивления при θ °С; θ_i – температура провода, °С; $\gamma Q_{yg,i}$ – погонное активное сопротивление одной цепи линии при θ °С, Ом/км; l_i и $n_{ци}$ – длина линии, км, и число цепей; $X_{yg,i}$ и $b_{yg,i}$ – погонное индуктивное сопротивление и емкостная проводимость одной цепи линии, Ом/км и См/км.

Пусть сеть состоит из неизолированных воздушных линий. Математическая модель стационарного теплового режима таких линий приведена в [2].

Тепловой поток от поверхности одного провода длиной 1 км в [Вт]:

$$P_{тепл} = k F_{охл} (\theta_i - \theta_{окр}); \quad (17)$$

где $F_{охл}$ – поверхность охлаждения провода, м²; $\theta_{окр}$ – температура окружающей среды, °С; k – коэффициент интенсивности теплообмена, Вт/(м²°С);

$$k = 2,8(100 + 0,6\theta_i)10^{-2} + 8,95 \sqrt{\frac{PV}{d_i}} = 2,8 + 0,0168\theta_i + 8,95 \sqrt{\frac{PV}{d_i}}; \quad (18)$$

где P – атмосферное давление, МПа; V – скорость ветра, м/с; d_i – диаметр провода, м.

Поверхность охлаждения

$$F_{охл} = 1000\pi d_i; \quad (19)$$

Подставим (18) и (19) в (17):

$$P_{тепл} = \left[2,8 + 0,0168\theta_i + 8,95 \sqrt{\frac{PV}{d_i}} \right] \cdot 1000\pi d_i (\theta_i - \theta_{окр});$$

$$\frac{P_{тепл}}{10\pi d_i} = 280\theta_i - 280\theta_{окр} + 1,68\theta_i^2 - 1,68\theta_{окр}^2 + 895\theta_i \sqrt{\frac{PV}{d_i}} - 895\theta_{окр} \sqrt{\frac{PV}{d_i}};$$

$$1,68\theta_i^2 + \left(280 - 1,68\theta_{\text{окр}} + 895 \sqrt{\frac{PV}{d_i}} \right) \theta_i - 280\theta_{\text{окр}} - 895\theta_{\text{окр}} \sqrt{\frac{PV}{d_i}} - \frac{P_{\text{тепл}}}{10\pi d_i} = 0; \quad (20)$$

Выразим тепловой поток через потери активной мощности в линии, выраженные в [МВт]:

$$P_{\text{тепл}} = \frac{10^6 P_{\text{пот},i}}{3l_i n_{\text{ци}} n_{\text{фи}}}; \quad (21)$$

где $P_{\text{пот},i}$ – потери активной мощности в линии, МВт; $n_{\text{фи}}$ – число проводов в фазе. Обозначим

$$b_{\theta,i} = 280 - 1,68\theta_{\text{окр}} + 895 \sqrt{\frac{PV}{d_i}}; \quad (22)$$

Подставим (21) и (22) в (20):

$$1,68\theta_i^2 + b_{\theta,i} \theta_i - 280\theta_{\text{окр}} - 895\theta_{\text{окр}} \sqrt{\frac{PV}{d_i}} - \frac{10^6 P_{\text{пот},i}}{3\pi d_i l_i n_{\text{ци}} n_{\text{фи}}} = 0$$

Обозначим

$$C_{\theta} = 280\theta_{\text{окр}} + 895\theta_{\text{окр}} \sqrt{\frac{PV}{d_i}} + \frac{10^6 P_{\text{пот},i}}{3\pi d_i l_i n_{\text{ци}} n_{\text{фи}}}; \quad (23)$$

Тогда

$$1,68\theta_i^2 + b_{\theta,i} \theta_i - C_{\theta} = 0; \quad (24)$$

Решая это уравнение, получим:

$$\theta_i = \frac{\sqrt{b_{\theta,i}^2 + 6,72C_{\theta} - b_{\theta,i}}}{3,36}; \quad (25)$$

Перед квадратным корнем стоит «+», т.к. при противоположном знаке будут получаться только отрицательные значения θ_i ($b_{\theta,i} > 0$), чего быть не может.

Потери активной мощности в i -ой линии равны:

$$P_{\text{пот},i} = \frac{|U_i - U_{i-1}|^2}{R_i^2 + X_i^2}; \quad R_i = |U_i - U_{i-1}|^2 g_{i-1,i}; \quad (26)$$

Числитель в (26) определим по теореме косинусов (рис. 3.)

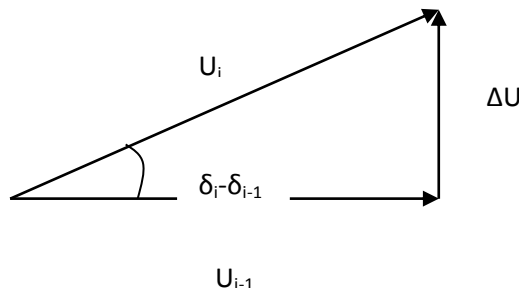


Рисунок 3. Треугольник напряжений

$$|U_i - U_{i-1}|^2 = |\Delta U|^2 = U_i^2 + U_{i-1}^2 - 2U_i U_{i-1} \cos(\delta_i - \delta_{i-1}); \quad (27)$$

Тогда

$$P_{\text{пот},i} = (U_i^2 + U_{i-1}^2 - 2U_i U_{i-1} \cos(\delta_i - \delta_{i-1})) g_{i-1,i}; \quad (28)$$

Здесь напряжения представляются в [кВ].

Полная математическая модель режима представляет собой совокупность:

1. Электрических уравнений (1) и (2), общее число которых равно $2n$.

2. Тепловых уравнений (25), число которых равно $n+1$.
3. Вспомогательных уравнений (23) и (28), а также (9)–(12), общее число которых равно $6n+4$.
4. Уравнения связи электрических и тепловых режимов (13), число которых равно $n+1$.

Общее число уравнений: $10n+6$.

Расчет режима будет производиться в следующем порядке:

1. Задаются начальные приближения температур проводов θ_i (будем использовать $\theta_{\text{окр}} + 20^\circ\text{C}$).
2. Вычисляются сопротивления и проводимости.
3. Решаются уравнения узловых напряжений методом Ньютона.
4. Уточняются температуры по формуле (25).
5. Полученные значения θ_i сравниваются с предыдущими приближениями. Если разница превышает требуемую точность, то – возврат в пункт 2 с новыми значениями θ_i . В противном случае вычисляются окончательные параметры режима и расчет заканчивается.

В рабочем диапазоне эксплуатации изменение активного сопротивления проводов классического исполнения может достигать 50 %, а у нового поколения проводов, включающих высокотемпературные повышенной пропускной способности и самонесущие изолированные провода, изменение может превышать 100 %.

Для успешного внедрения высокотемпературных проводов требуется совершенствование методов расчета их параметров при проектировании воздушных линий, в том числе, с учетом характерного широкого температурного диапазона их эксплуатации.

Применяемые в настоящее время методы определения технологических потерь электрической энергии в проводах воздушных линий электроэнергетических систем предусматривают возможность при расчете активных сопротивлений учитывать температуру провода. При этом значение температуры токопроводящей жилы можно определить с помощью ряда существующих методик, дальнейшее совершенствование которых диктуется появлением новых типов проводов и увеличением требований к точности расчета.

Список литературы:

1. Васберг Д.В. Метод конечного элемента в механике деформируемых тел / Д.В. Васберг, А.С. Городецкий, В.В. Киричевский и др. // Прикладная механика. – 1972.– т.8.–в.8.– С.3–28.
2. Поспелов Г.Е., Ертевич В.В. Влияние температуры проводов на потери электроэнергии в активных сопротивлениях проводов воздушных линий электропередачи. – Электричество, 1943, №10. – с. 81–83.



Рисунок 2. Предложенная схема.

423–424, 461, 462, - воздушные линии; ПС Литейная, ПС Антиповская, ПС ГНС-2, ПС ГСС–электрические подстанции.

Было принято решение перенести линию № 423 и сократить линию № 424 в связи с прохождением их по участку с высоким уровнем гололёдообразования, который объясняется близостью Волги (источника влаги, ветра и т.д.).

По результатам технико-экономических расчетов в уточненный расчет режимов работы, выбран предложенный вариант с кольцевым соединением потребителей и источников.

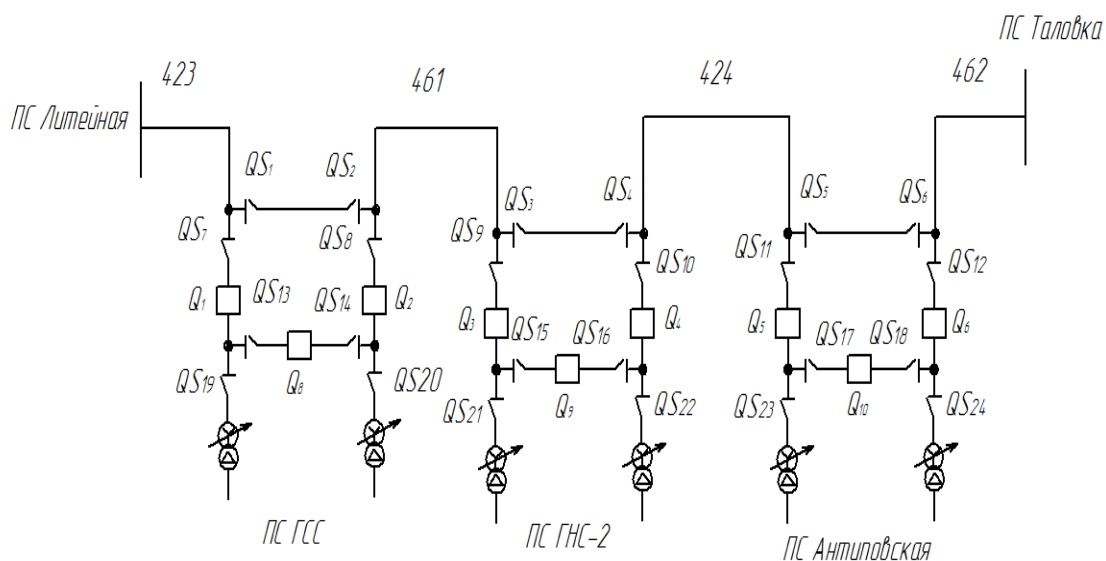


Рисунок.3 Однолинейная схема электроснабжения.

Где: Q- выключатель, QS- разъединитель, 461, 462, 424-423 - воздушные линии; ПС Литейная, ПС Антиповская, ПС ГНС-2, ПС ГСС- электрические подстанции.

На проектируемой линии 110 кВ предложено к установке два поста автоматической телеметрической системы МИГ. В настоящее время 98% ВЛ не оборудованы системами мониторинга, поэтому контроль за метеорологическими воздействиями ведется визуальным способом, выездными бригадами служб сетевых районов. Но к сожалению информация от них поступающая далеко не всегда своевременная и ситуация с обледенением линий постоянно меняется. Система МИГ (мониторинга интенсивности гололёдообразования) позволит обнаруживать гололёд на ранних стадиях его образования, что в свою очередь позволит оперативно принимать решения о дальнейших действиях и не допустить вывода линии из строя.

Далее представлен окончательный вариант реконструируемой линии с установленными постами системы мониторинга интенсивности гололёдообразования (на участках линий №462 и №424). Наличие только двух постов объясняется тем, что линии находятся в одинаковых климатических условиях. На остальных участках не стали устанавливать, т.к. вероятность образования гололёда значительно ниже.



Рисунок 4. Схема электроснабжения после реконструкции

423-424,461,462, - воздушные линии; ПС Литейная, ПС Антиповская, ПС ГНС-2, ПС ГСС- электрические подстанции.

Система МИГ основана не на фиксации факта возникновения гололёда, а на обнаружении условий и факторов гололёдообразования т.е., определённой температуры, влажности воздуха и т.д., данные о которых были получены путем расчетов и опытов. Так же МИГ не только обнаруживает условия возникновения гололёда, но и интенсивность его образования.

Список литературы:

1. Правила устройства электроустановок;
2. И.И. Левченко. Диагностика, реконструкция и эксплуатация воздушных линий электропередачи в гололедных районах;
3. В.П. Шеховцов. Расчет и проектирование схем электроснабжения. Методическое пособие для курсового проектирования. Москва ФОРУМ– ИНФРА– М 2005 г.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА СТРОИТЕЛЬСТВА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ В СЛОЖНЫХ КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

Е.А. Меринова, студентка

Научный руководитель: Н.Ю. Шевченко, к.т.н., доцент

Камышинский технологический институт (филиал) Волгоградского государственного
технического университета

г. Камышин, Россия

schewchenkonata1960@mail.ru

Планом ФСК ЕЭС развития электрических сетей в ближайшие 10 лет предусмотрено строительство около 50 тыс. км воздушных линий электропередачи напряжением 110 кВ и выше. Главное при этом – обеспечение надежности и экономической эффективности работы электрических сетей. Поэтому разработка концепций развития воздушных линий электропередачи напряжением 110–220 кВ, работающих в сложных метеоусловиях, является актуальной для электроэнергетики России.

Для вновь проектируемых и создаваемых воздушных линий электропередачи можно выделить отечественные и зарубежные подходы развития ВЛ в сложных метеорологических условиях [2].

Первая концепция – характерна для стран с развитой экономикой (США, Япония, Англия, Канада ...). Все конструктивные элементы линии закладываются с высокой механической прочностью, при этом максимально сокращаются пролеты между опорами. Используется оборудование с повышенной стойкостью к гололедно-ветровым воздействиям. Увеличение надежности ВЛ сопровождается большими капитальными затратами, но при этом снижается ущерб от недоотпуска электроэнергии.

Вторая концепция – характерна для стран с переходной экономикой, где экономические особенности не позволяют иметь механически надежные конструктивные элементы ВЛ, способные противостоять гололедно-ветровым нагрузкам без применения плавки гололеда. [4].

Третья концепция – альтернативная двум первым. Она предполагает компромисс между затратами на создание линии и издержками на её эксплуатацию. Это подход, согласно которому механическая прочность ВЛ и её элементов закладывается выше, чем во второй концепции, но и необходимость в плавке гололеда в процессе эксплуатации возникает реже.

Главные задачи третьей концепции: повышение сроков службы и надежности оборудования ВЛ, снижение сроков строительства и затрат на её эксплуатацию.

Третья концепция предлагается в качестве основной в переходный период Российской экономики.

Разработано 8 вариантов развития ВЛ в сложных метеорологических условиях в соответствии с предложенными концепциями (табл. 1).

В качестве критерия надежности K_H предложен комплексный показатель, объединяющий надежность при эксплуатации $P_{эксп}$, проектировании $P_{проект}$ и механическую прочность ВЛ – n_3 :

$$K_H = f(q_1 = P_{проект} = (1 - \frac{1}{T})^n; q_2 = P_{эксп} = e^{-\omega}; q_3 = n_3 = \frac{y_e - y_1}{y_7 - y_1} \rightarrow \max \quad (1)$$

где n – срок службы ВЛ, T – период повторяемости, лет.

ω_j – параметр потока отказов для разных j – вариантов повышения надежности ВЛ.

γ_1 и γ_7 – удельные нагрузки на провод от массы самого провода и массы провода покрытого гололедом с ветром соответственно, Н/м^3 , γ_e – удельная нагрузка на провод при который он разрушается, $(\text{Н/м} \cdot \text{мм}^2)$.

Таблица 1. Варианты развития ВЛ

№ варианта	Тип провода	Тип опоры	Сокращение расстояний между опорами	Повторяемость гололедных нагрузок, Т, лет	Наличие плавки	Наличие монитора ринга
Первая концепция						
1	AERO-Z 301-2Z	ПС35/110ПУ-9	50 %	50 лет	нет	есть
2	GTACSR 240/40	ПС35/110ПУ-9	50 %	50 лет	нет	есть
3	TACSR ACS 240/40	ПС35/110ПУ-9	50 %	50 лет	нет	есть
Вторая концепция						
1	AC 240/39	ПБ 110-5	0 %	25 лет	есть	есть
Третья концепция						
1	AERO-Z 301-2Z	ПБ 110-5	0 %	35 лет	нет	есть
2	GTACSR 240/40	ПБ 110-5	0 %	35 лет	нет	есть
3	TACSR ACS 240/40	П-110-5	30 %	35 лет	нет	есть
4	AC 240/39	ПС35/110ПУ-9	50 %	35 лет	есть	есть

Произведена оценка вариантов предложенных концепций по комплексному показателю надежности и капиталовложениям (рис. 2).

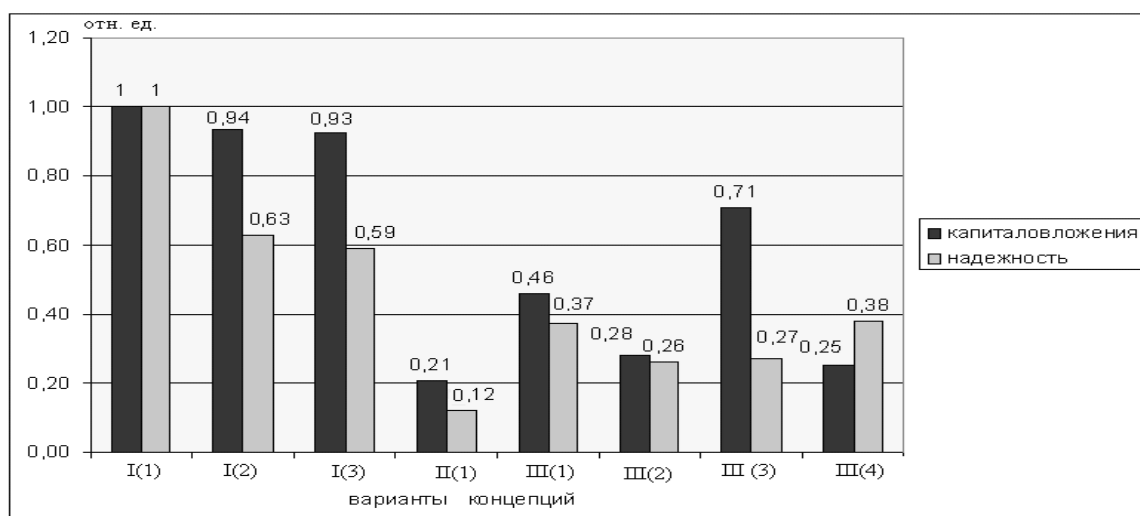


Рисунок 2. Сравнительная оценка вариантов развития ВЛ по трем концепциям по капиталовложениям и надежности

Сравнительный анализ показал, что наиболее надежными и капиталоемкими являются варианты первой концепции. Наименьшей надежностью и наименьшими капиталовложениями – вариант второй концепции. Среди вариантов третьей концепции наибольшей надежностью и наименьшими капиталовложениями обладает четвертый вариант. Следовательно, оптимальное решение должно принадлежать зоне компромисса.

Выбор оптимального варианта произведен методами Парето. В состав Паретовских решений не вошли варианты второй концепции, а также второй и третий варианты третьей концепции (рис. 3).

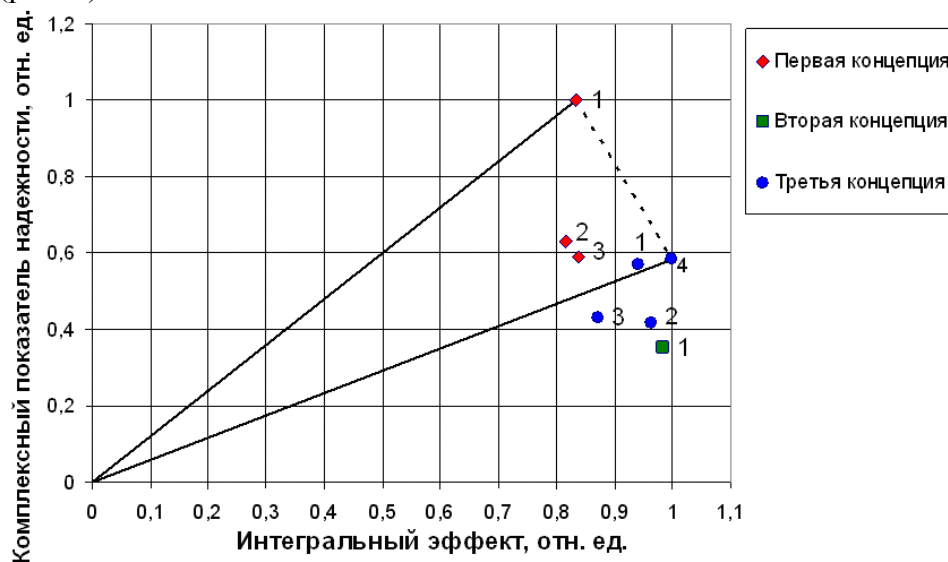


Рисунок. 3 Нахождение паретовских решений

Оптимальными становятся первый вариант первой концепции и четвертый вариант третьей концепции. В условиях переходного периода развития Российской экономики наиболее предпочтительным является четвертый вариант 3 концепции (опоры ММО, пролет сокращен на 50 %, повторяемость гололедных нагрузок 35 лет).

Выводы:

На переходный период развития российской экономики предложена концепция развития ВЛ, позволяющая управлять надежностью экономическими методами, требующая совершенствования нормативно-правовой базы и внедрения современного высокотехнологичного оборудования.

Список литературы:

1. Лебедева, Ю.В. Концепции развития воздушных линий электропередачи, подверженных экстремальным метеовоздействиям, и их экономическая оценка / Ю.В. Лебедева, Н.Ю. Шевченко, Г.Г. Угаров // Вестник СГТУ. – 2011. – № 1, вып. 3. – С. 91–95.
2. Анализ концепций развития воздушных линий электропередачи 110-500 кВ, работающих в сложных метеоусловиях/Н.Ю. Шевченко [и др.] // Электрооборудование, эксплуатации и ремонт. – Москва, 2010. – С. 8–12.
3. Повышение эффективности воздушных линий электропередачи напряжением 110–220 кВ в гололедных районах. Монография. / Г. Угаров, Н. Шевченко, Ю. Лебедева, А. Сошинов. М.: Перо, 2013. 187 с.

УСТРОЙСТВО ДЛЯ ОГРАНИЧЕНИЯ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Н.А. Иванов, студент, А.А. Казанцев, аспирант
Научный руководитель: канд. тех. наук, доцент А.А. Воронин,
Самарский Государственный Технический университет,
г. Самара, Россия
integral_is_x@mail.ru

Современная электроэнергетическая отрасль характеризуется двумя процессами, а именно увеличением потребления электроэнергии и как следствие увеличением вырабатываемой электроэнергии. Проблема заключается в том, что в результате этих двух процессов при авариях в электрических сетях возрастает величина токов короткого замыкания. Ток короткого замыкания может превосходить ток нормального режима в десятки, а то и сотни раз. Большое значение токов короткого замыкания повышает риск повреждения коммутационного и силового электрооборудования, а также снижает его срок службы. Во избежание замены электрооборудование на новое более мощное, а следовательно на более дорогое, актуальным стало направление по ограничению токов короткого замыкания.

В сетях среднего напряжения 6–10 кВ основными способами ограничения токов короткого замыкания можно считать применения токоограничивающих реакторов, резонансных токоограничителей и полупроводниковые токоограничители. В данной работе рассматривается жидкометаллический токоограничитель.

Предлагаемый токоограничитель представляет собой компактное электротехническое устройство, является сверхбыстрым средством ограничения пиковых значений тока при появлении их в электрической сети. Токоограничитель состоит из двух твердометаллических электродов, которые совместно с шайбами, керамическими перегородками и медными проводящими пластинами образуют герметичную камеру, содержащую ряд полостей, соединенных капиллярным каналом. Жидкий металл полностью заполняет капиллярный канал и частично камеры большого сечения, оставляя свободный от жидкого металла объем. По бокам расположены демпфирующие сильфоны, обеспечивающие прокачку жидкого металла. Принципиальная схема такого токоограничителя представлена на (рис. 1).

Во время нормальной работы токоограничитель действует как проводник и поэтому не оказывает существенного воздействия на распределительную систему. В токоограничивающем состоянии он фактически вставляет в цепь высокое сопротивление, а именно большое сопротивление паров жидкого металла, сильно ограничивающее величину тока короткого замыкания, протекающего через него.[1]

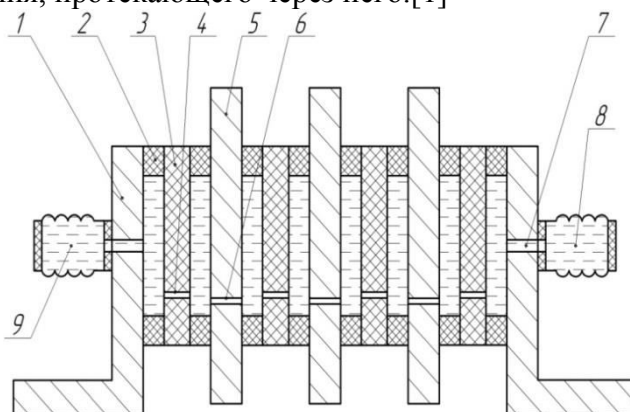


Рисунок 1. Принципиальная схема токоограничителя: 1 – твердометаллические электроды, 2 – герметизирующие шайбы, 3 – керамические изоляционные пластины, 4 – отверстия капиллярного сечения, 5 – медные проводящие пластины, 6, 7 – сквозные отверстия, 8, 9 – демпфирующие сильфоны.

Рассмотрим более подробно процессы, которые происходят в токоограничителе при пиковых значениях тока. Итак, при увеличении тока до величины тока среза токоограничителя жидкий металл в капиллярном канале испаряется, пары металла проходят через объем жидкого металла в полостях большого сечения, охлаждаются и конденсируются. Возникающие при этом дуги отключения в капиллярном канале имеют опорные пятна на жидком металле в полостях большого сечения. Изоляционные поверхности полостей и канала соприкасаются с жидким металлом, являясь хорошим теплоносителем, интенсивно отводят поток тепловой энергии, что уменьшает эрозию каналов, и, следовательно, увеличивает ресурс работы аппарата и позволяет достичь более стабильной величины тока среза. Возникающая в капиллярном канале дуга гасится за счет превышения суммы приэлектродных падений напряжений дуг над напряжением источника.

За счет разброса времени испарения жидкого металла в каналах диафрагм ток плавно спадает, что приводит к малым перенапряжениям. Наличие свободных объемов, не занятых жидким металлом в полостях большого сечения, позволяет значительно снизить уровень давления в межэлектродных каналах токоограничителя. Это повышает надежность его работы и позволяет использовать для их изготовления обычные электротехнические изоляционные материалы (кордиерит, асбоцемент, текстолит и др.).

Выбор жидкого металла проводился по следующим критериям: температура плавления и кипения, удельная теплоемкость и теплота парообразования, теплопроводность и электрическая проводимость, токсичность и химическая активность. Впервые в качестве жидкометаллического токопровода была использована ртуть. Однако пары ртути обладают значительной токсичностью, что и послужило причиной от нее отказаться. Галлий и его сплавы выгодно отличаются от других металлов тем, что они нетоксичны и находятся в жидком состоянии в широком диапазоне температур. Наиболее распространен эвтектический сплав галлий-индий-олово. Сплав серебристого цвета, в котором процентное содержание по массе 67 % галлий, 20,5 % индий, 12,5 % олово. Основные характеристики этого сплава: температура плавления 10,5 °С, температура кипения 2000 °С, плотность при 20 °С - $6,397 \cdot 10^3$ кг/м³, удельное электрическое сопротивление при 25 °С - $3,06 \cdot 10^{-7}$ Ом·м, коэффициент расширения сплава при затвердевании +1,38 %. Ко всему прочему расчеты показали, что эвтектический сплав галлий-индий-олово обеспечивает более чем шестикратное увеличение номинального тока токоограничителя, по сравнению с ртутью. Поэтому в качестве жидкого металла был выбран сплав Ga(67 %)-In(20,5 %)-Sn(12,5 %).

Для исследования факторов влияющих на величину номинального тока токоограничителя был изготовлен ряд специальных макетных образцов. Конструкция макетного образца токоограничителя приведена на рис. 2.

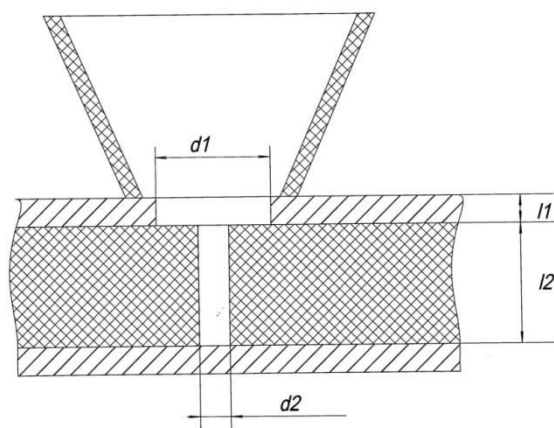


Рисунок. 2 Макетный образец жидкометаллического токоограничителя: 1 – $d1$ диаметр токоподводящего канала, 2 – $d2$ диаметр токоограничивающего канала, 3 – $l1$ толщина токоподводящей пластины, 4 – $l2$ длина токоограничивающего канала.

Макетный образец токоограничителя содержит твердометаллические электроды из медной шины, изоляционную пластину из стеклотекстолита с отверстием по всей ширине пластины задающим длину l_2 и диаметр d_2 канала. В твердометаллическом электроде выполнено отверстие d_1 и установлена расширительная воронка, которая обеспечивает прокачку жидкого металла.

В процессе эксперимента длина и диаметр токоограничивающего канала варьировались. В процессе эксперимента через токоограничитель в течении 150–180 секунд пропусклся постоянный ток. Температура жидкого металла в канале измерялась с помощью пирометра. Для каждого сочетания размеров токоограничивающего канала эксперимент проводился для трех разных по величине токов. Номинальным принимался ток, при котором температура жидкого металла в канале, прекращала расти через 120 секунд после начала эксперимента.

Значение номинального тока практически линейно зависит от величины объема жидкого металла в токоограничивающем канале.

В (табл. 1) показаны опытные данные для токоведущего канала из эвтектического сплава галлий–индий–олово.

По результатам экспериментов на макете токоограничителя получены зависимости номинального тока аппарата от объема жидкого металла в токоограничивающем канале. Выявлено, что для увеличения величины номинального тока токоограничителя необходимо увеличивать диаметр токоограничивающего канала при неизменной его длине. [2]

Таблица 1. Экспериментальные значения номинального тока токоограничителя для различных значений размеров токоведущего канала

Длина канала, мм	Номинальный ток токоограничителя, А							
	Диаметр канала 3,5 мм				Диаметр канала 5 мм			
	Расчетное значение, А	Экспериментальное значение, А			Расчетное значение, А	Экспериментальное значение, А		
8	97,5	130/25°C	200/27°C	270/28°C	199,0	190/25°C	270/25°C	400/25°C
16	195,0	130/25°C	200/26°C	260/29°C	398,0	140/25°C	200/25°C	300/25°C
24	292,6	150/27°C	200/28°C	300/29°C	597,0	140/25°C	190/26°C	300/26°C
32	390,0	150/27°C	200/28°C	530/29°C	796,0	210/25°C	290/25°C	470/29°C

Таким образом, делаем вывод, что результаты проведенных исследований позволяют рассматривать схему, содержащую данное токоограничивающее устройство, как работоспособную и допустимую к дальнейшим испытаниям на коммутационную способность.

Список литературы:

1. Воронин А.А., Ерофеев И.Р., Кулаков П.А., Серпуховитин М.Е. Экспериментальное исследование токоограничивающего аппарата с жидкометаллическими контактами: Материалы международной научно-практической конференции. Ульяновск, УлГТУ – 2012. Т.2. – С. 306–308.
2. Воронин А.А., Иванов Н.А., Казанцев А.А., Жидкометаллический токоограничитель: Сборник трудов III Всероссийской научно-технической конференции студентов, магистрантов, аспирантов. Тольятти, ТГУ – 2014 – С.73–75.

ВОЗМОЖНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ЧЕТЫРЕХФАЗНОЙ ШЕСТИПРОВОДНОЙ ЛЭП В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА

Е.И. Малеева, старший преподаватель
Научный руководитель: Н.С. Бурянина, д.т.н., профессор
ФГАОУ ВПО Северо-Восточный федеральный университет им. М. К. Аммосова
г. Якутск, Россия
Maleeva.e.i@gmail.com

На сегодняшний день, вопрос повышения качества электроэнергии становится приоритетной задачей не только для электроснабжающих организаций, но и ученых, ведущих исследования в этой области. Уменьшение потерь мощности, повышение надежности электроснабжения ставятся во главу задач, определяемых федеральным законом Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности (от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ).

Решением этих проблем может служить «Четырехфазная схема электропередачи с трехфазными трансформаторами», впервые упомянутая в статье журнала «Электричество». [1, с. 15]

Четырехфазная линия электропередачи получается преобразованием из двух трехфазных. Рассмотрим схему, изображенную ниже.

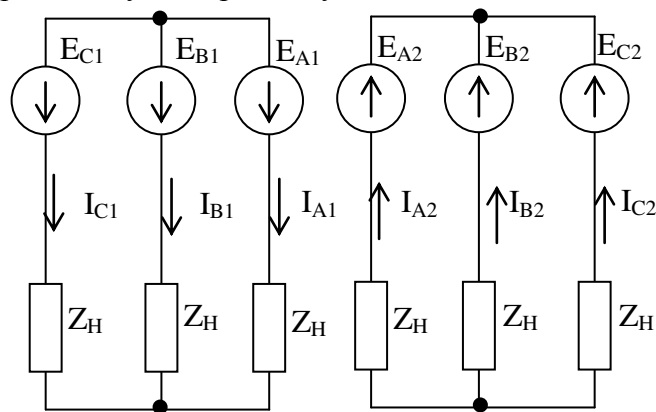


Рисунок 1. Система из двух трехфазных цепей

Две независимые трехфазные системы имеют одинаковые по модулю ЭДС и одинаковые сопротивления нагрузки. ЭДС одной системы противоположны по направлению ЭДС второй системы. Соответственно, противоположны токи:

$$I_{A1} = -I_{A2}; \quad I_{B1} = -I_{B2}; \quad I_{C1} = -I_{C2} \quad (1)$$

Известно, что токи и перетоки мощностей в схеме не изменятся, если заземлить одну точку. Заземлим в каждой системе точку между ЭДС фазы А и нагрузкой. Схему после этого можно представить следующим образом:

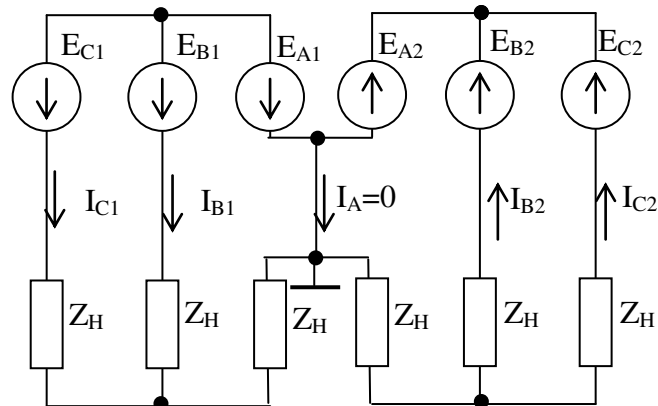


Рисунок 2. Трехфазная система с заземленной фазой А

Нетрудно заметить, что токи не изменятся, если в ветвь, соединяющую ЭДС фазы А и нагрузки фазы А, включить любое сопротивление, в том числе и равное бесконечности. Т.е., можно исключить эту ветвь:

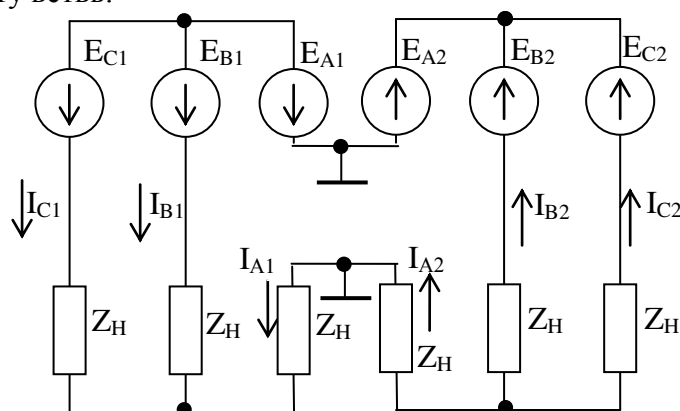


Рисунок 3. Трехфазная система с исключенной ветвью

В полученной системе токи в сопротивлениях нагрузки и в ЭДС симметричны, а фазные напряжения относительно земли по величине равны линейным. Поэтому область применения четырехфазной линии – сети с изолированной нейтралью (6 – 35 кВ). [3]

Данная схема была смоделирована в программе MatLAB.

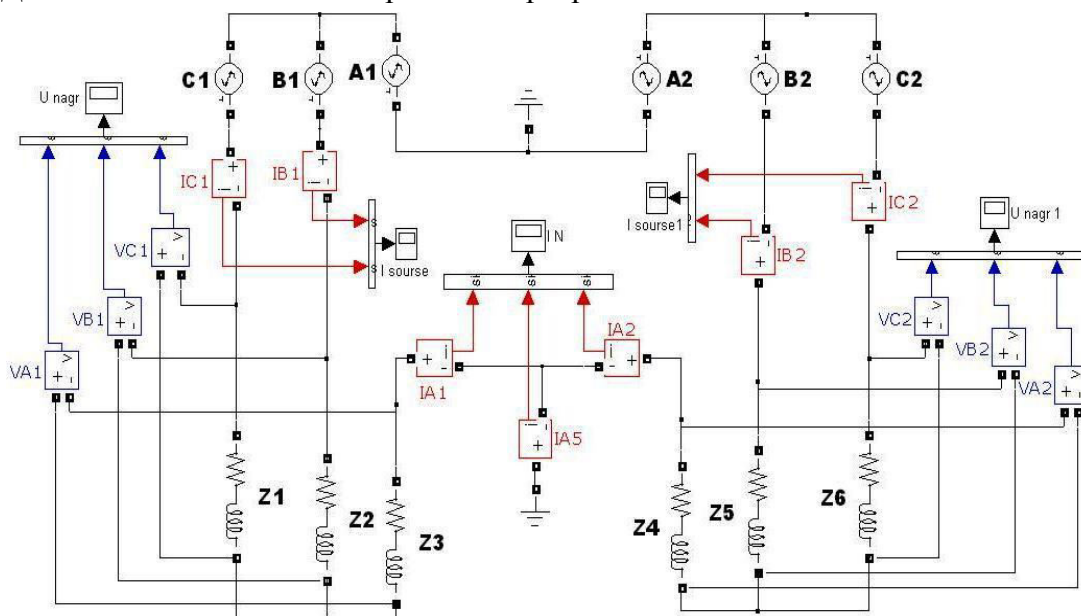


Рисунок 4. Математическая модель рассматриваемой системы

В ходе исследования были получены векторные диаграммы токов и напряжений:

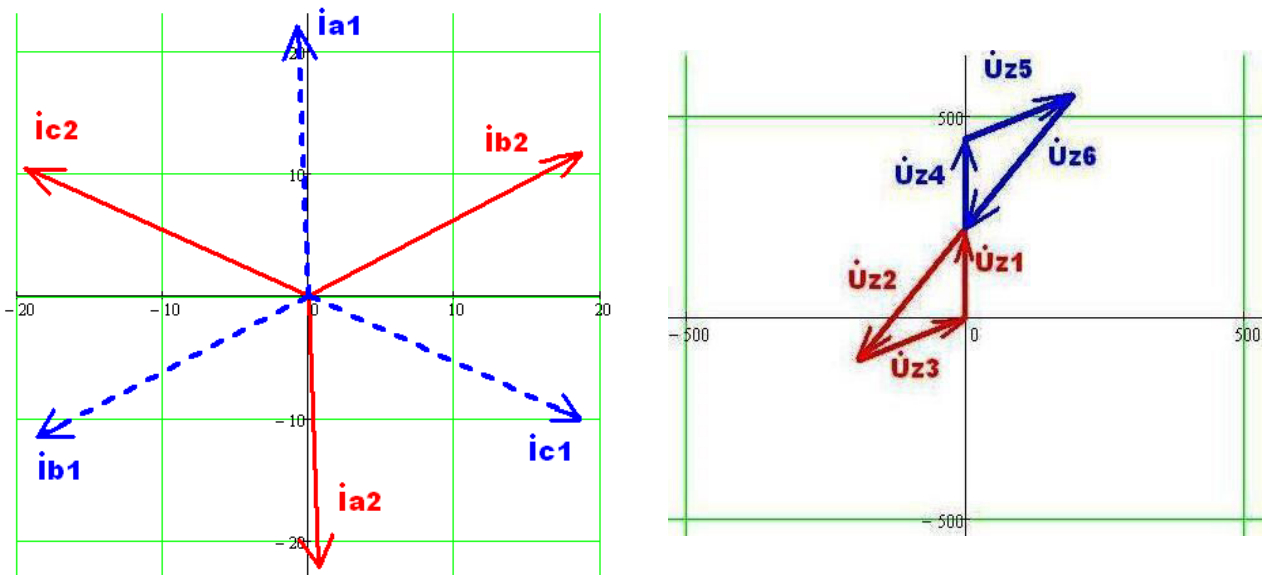


Рисунок 5. Векторные диаграммы математической модели рассматриваемой системы

В реальной электрической системе сопротивления двух трехфазных нагрузок практически никогда не равны между собой. В этом случае через землю будет протекать ток, величина которого тем больше, чем больше разница между нагрузками, включенными на разные ЭДС. Максимальная величина тока будет равна току нагрузки, если второй нагрузки нет. В этом случае токи и напряжения те же, что и в схеме «два провода – земля» (ДПЗ), впервые предложенной в 30-х годах 20 столетия.

Одинаково загрузить фазы линии можно, если между линией и нагрузкой включить трансформаторы с противоположными группами соединения обмоток. Схема электропередачи с трансформаторами изображена на рисунке.

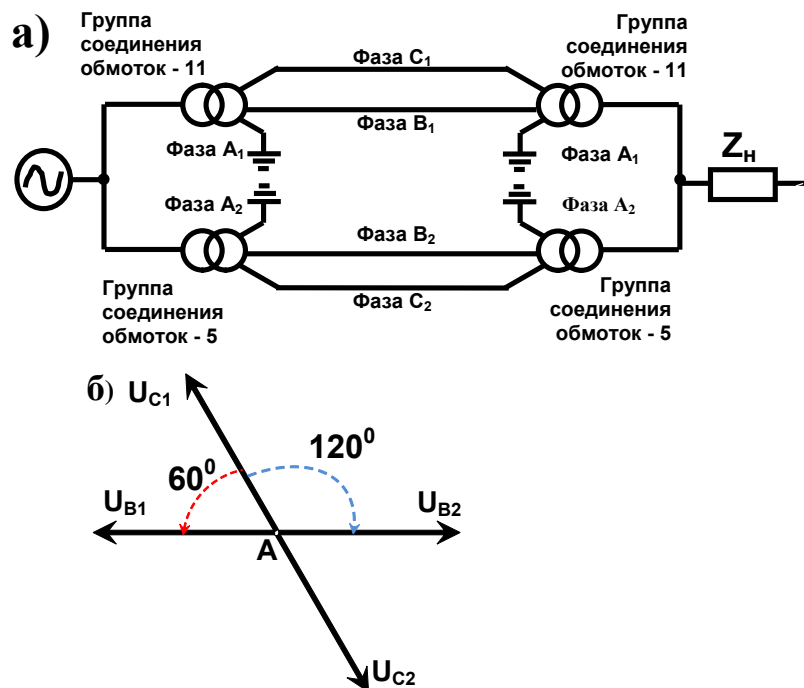


Рисунок 6. Четырехфазная шестипроводная система:
а) принципиальная схема б) векторная диаграмма

Кроме 5 и 11 групп соединения обмоток, можно применять любые другие полярные группы. Это никак не скажется на характеристиках системы.

Предложенная шестипроводная ЛЭП может решить проблему изолированных систем электроснабжения отдаленных районов республики. Повысится надежность и качество передачи электроэнергии.

Список литературы:

1. Андреев В.В. Четырехфазная схема электропередачи с трехфазными трансформаторами // Электричество. – 1952 – № 1 – С. 15–17.
2. Бурянина Н.С., Королюк Ю.Ф., Лесных Е.В., Шеметов А.И. Четырехфазные линии электропередачи для сетей с изолированными нейтралями // Вестник ЯГУ.– том 2 – № 4 – 2005 – С. 90–94.
3. Патент 2256273 Российская Федерация, МПК7 Н 02 J 3/00, 3/04. Электрическая система / Бурянина Н.С., Королюк Ю.Ф., Бурянина Е.В., Олесова В.Л., Олесов Л.А.; заявители и патентообладатели Бурянина Н.С., Королюк Ю.Ф. – № 2003132023/09; заявл. 31.10.2003; опубл. 10.07.2005, Бюл. № 19.

ДИАГНОСТИКА ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

П.О. Берзин, студент

Научный руководитель: И.Л. Абрамов, к.т.н., доцент
Кузбасский государственный технический университет
г. Кемерово, Россия
ilabramov@rambler.ru

Теплоснабжение России обеспечивается работой около 500 ТЭЦ, 6,5 тыс. котельных мощностью более 20 Гкал/ч, более 180 тыс. мелких котельных. На теплоснабжение расходуется более 400 млн т.у.т./год. Протяжённость тепловых сетей в составляет более 350000 км. Средний процент их износа оценивается в 60–70 %, при этом около 15 % тепловых сетей требуют замены [2]. Современные подходы к обеспечению надежной работы энергетического оборудования и повышения эффективности его эксплуатации связаны с развитием действующей системы планово-предупредительных ремонтов (ППР) на основе внедрения прогрессивных методов технического обслуживания - обслуживания по фактическому состоянию (ОФС). ОФС основано на применении методов диагностики и неразрушающего контроля. Выявление состояния оборудования обеспечивается путем измерения ряда его технических параметров, выявления имеющихся или развивающихся дефектов. Затраты на ППР с проведением профилактических работ на основе календарного графика составляют на 30-40% выше, чем затраты на ОФС [1].

Теплоэнергетическое оборудование входит в перечень потенциальных источников опасности и в соответствии с Федеральным законом «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», правилам и положениям, утвержденным постановлениями Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору РФ (Ростехнадзор), должно не реже, чем один раз в 5 лет, проходить проверку на предмет соответствия требованиям безопасности. Экспертиза промышленной безопасности включает в себя неразрушающий контроль, техническое освидетельствование, техническое диагностирование и обследование технического состояния [3]

Текущий контроль технического состояния основного оборудования ТЭС выполняют испытательные лаборатории, являющиеся структурными подразделениями эксплуатирующей организации или независимой привлеченной организацией. Испытательная лаборатория, выполняющая неразрушающий контроль металла оборудования, подконтрольного Ростехнадзору, должна быть аттестована Ростехнадзором. Техническое диагностирование оборудования ТЭС, связанное с продлением срока его безопасной эксплуатации, осуществляют специализированные организации, имеющие лицензию на экспертизу промышленной безопасности.

Для потенциально опасных элементов и узлов основного оборудования нормативно - методической документацией [4] определены наиболее повреждаемые зоны, вероятные механизмы и причины их повреждения (например, термомодеформационное старение коллекторов пароперегревателей, трещины от малоциклового усталости в концентраторах напряжений и в сварных швах и т.п.). Установлены периодичность и методы диагностирования (контроля) в соответствии с действующими стандартами. Применяются визуально-измерительный, вихретоковый, ультразвуковой контроль, ультразвуковая толщинометрия, магнитопорошковый контроль, цветная дефектоскопия, люминесцентная и магнитно-люминесцентная дефектоскопия, вибродиагностика, метод акустической эмиссии.

Вибродиагностика, как метод функциональной диагностики, получила наибольшее распространение при контроле работающего оборудования, обеспечивая оценку состояния оборудования по информации, которая содержится в виброакустическом сигнале. Методами вибродиагностики распознаются такие дефекты роторного оборудования как дисбалансы, несоосности, механические ослабления, дефекты подшипников качения, дефекты

подшипников скольжения, дефекты зубчатых зацеплений, ременных передач и электрических машин. В настоящее время на практике нашли широкое применение и развитие следующие методы: спектральный анализ, метод огибающей, анализ разгона/выбега агрегата, метод пик-фактора, метод эксцесса, анализ ударных импульсов, кепстральный анализ, вейвлет-преобразование, модальный анализ. Развитие вибродиагностики идет в направлении создания экспертных систем на основе обучающихся программ обеспечивающих проведение оценок фактического состояния оборудования, определение вида и степени развития дефектов; прогноза остаточного ресурса оборудования с высокой степенью достоверности; развития дистанционных методов измерения на основе лазерных технологий, возможности передачи данных по интернету в реальном времени. Полученная с применением методов вибродиагностики информация позволяет сделать прогноз остаточного ресурса оборудования, определить оптимальные сроки проведения ремонтных работ и, в результате, увеличить срок службы оборудования при снижении эксплуатационных затрат на обслуживание.

Для развития системы ОФС на предприятиях теплоэнергетики выполнена студенческая НИР «Разработка методики диагностирования и прогнозирования технического состояния вспомогательного теплоэнергетического оборудования».

Выбор объекта исследования связан с тем, что надежность, технико-экономическая эффективность работы тепловых электростанций и теплоснабжающих систем в значительной степени определяется качеством эксплуатации самых распространенных агрегатов на энергетических предприятиях - насосов и тягодутьевых машин: дымососы, дутьевые вентиляторы, конденсатные насосы, бустерные насосы, питательные насосы, сетевые насосы, циркуляционные насосы (рис. 1).

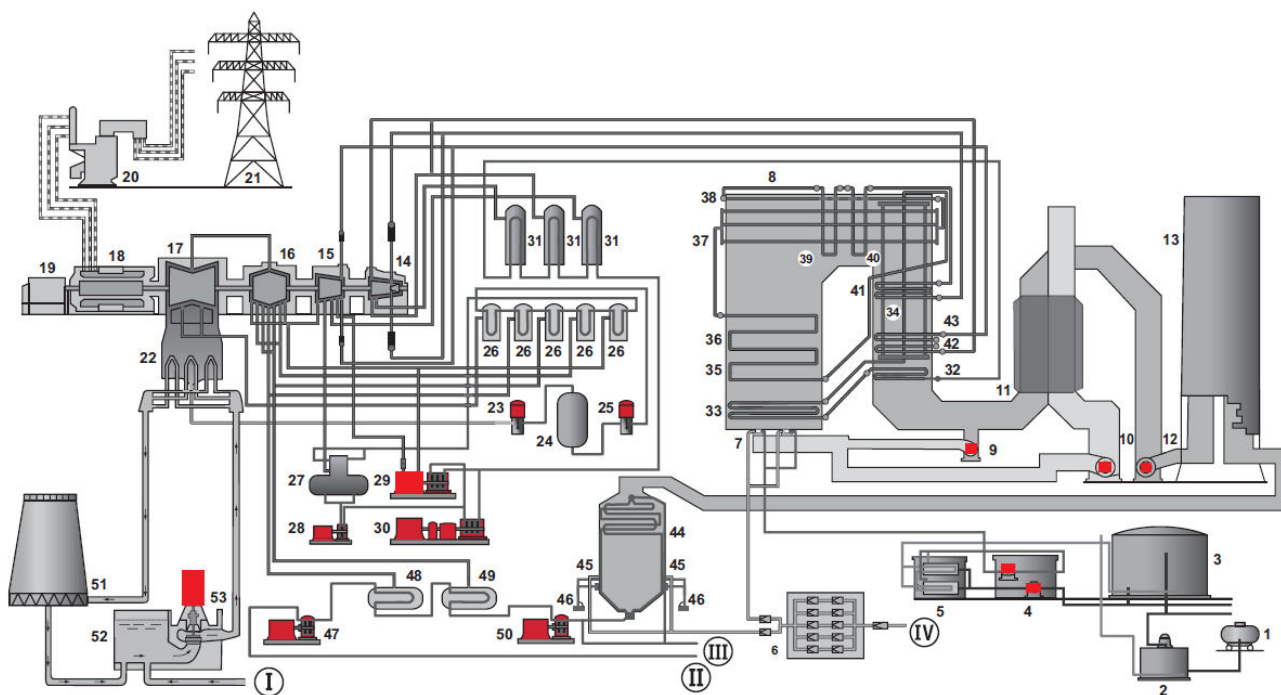


Рисунок. 1. Схема размещения вспомогательного роторного оборудования на ТЭЦ: 4 – мазутонасосная станция, 9, 12 – дымососы, 10 – дутьевой вентилятор, 23, 25 – конденсатные насосы, 28 – бустерный насос, 29 – питательный турбонасос, 30 – питательный насос, 47, 50 – сетевые насосы, 53 – циркуляционный насос

Насосы и тягодутьевые машин широко применяются в различных системах жизнеобеспечения и деятельности человека: тепловые электростанции, отопительно-промышленные котельные, котельные установки, паровые и газовые турбины,

теплообменное оборудование, централизованные системы теплоснабжения. Требования к оборудованию: надежность, экономичность, возможность работы на переменных режимах, длительные сроки эксплуатации, работа с агрессивными средами при высокой температуре и давлении различных теплоносителей.

Анализ технического состояния вспомогательного теплоэнергетического оборудования позволил выделить основные виды отказов (рис. 2). При этом причиной половины отказов, вызывающих неработоспособное состояние оборудования являются дефекты подшипников качения, роторов и рабочих колес.

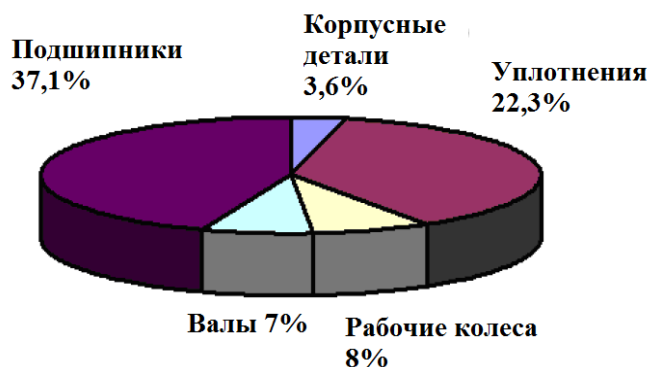


Рисунок. 2. Причины отказов энергетических насосов

Дефекты подшипников качения можно разделить на 3 группы:

- дефекты изготовления: отклонение геометрических размеров и формы деталей от идеальной из-за несоблюдения допусков изготовления колец, сепаратора и тел качения; радиальные зазоры в подшипниках качения; нарушение шероховатости поверхности качения;

- дефекты сборки: дефекты посадки подшипников в гнезда; неправильная сборка, сильная затяжка; неправильное или принудительное центрирование; повышенный радиальный или осевой натяг или зазор; перекосящий внутренний и/или наружный кольца подшипника; неуравновешенность деталей подшипника;

- дефекты эксплуатации: износ подшипника и посадочных мест; изменение зазоров и посадок между деталями подшипников и опорами ротора; нарушения и ослабления жесткости в местах посадок; перекосящий, расцентровка колец; дефекты смазки (недостаточность, изменение качества, загрязнение); дефекты любой из поверхностей трения, выкрашивание; сколы, раковины, трещины из-за усталости материала.

Параметры вибрации агрегатов с подшипниками качения в значительной мере определяются конструктивными особенностями подшипникового узла (радиальные, радиально - упорные, спаренные подшипники и т.д.) и самого агрегата (например, с горизонтальным и вертикальным положением ротора, соотношением статических нагрузок и др.). Основные причины выхода подшипников из строя: 40 % - нарушения смазки; 30 % - нарушения сборки и установки; 20 % - другие причины - неправильное применение, высокие нагрузки, сильная вибрация и т.д. 10 % - естественный износ. Источники вибрации: вращения элементов подшипника; резонансы элементов подшипника и его крепления; силы трения в элементах подшипника. Основным методом определения дефектов подшипников качения является частотный анализ. Вибрация подшипников качения характеризуется широким спектром частот. В спектре присутствуют гармоники оборотной частоты и гармоники несинхронных пиков, подшипниковых частот. Характерной особенностью спектров подшипников качения являются низкие амплитуды вибрации на ранней стадии развития дефекта, а при его развитии - появление широкополосных энергетических пиков. По мере износа подшипников возрастают вибрации с оборотной частотой. По

конструктивным, геометрическим характеристикам подшипников качения и частоте вращения ротора можно рассчитать для каждого типа оборудования [1]:

- характерные «подшипниковые частоты» (частота прохождения тел качения по внутреннему или наружному кольцу, частота вращения сепаратора, частота возбуждения при дефекте формы тел качения и т.д.);

- определить признаки основных видов дефектов подшипников качения в спектре колебаний (расцентровка подшипника, радиальные зазоры, нарушение формы тел качения и т.д.).

Результаты выполненной работы «Программа расчета характерных частот дефектов подшипников качения» [5] и «База данных характерных частот дефектов подшипников качения вспомогательного теплоэнергетического оборудования» [6] объединены в единый нормативно-технический документ «Методика вибродиагностики и прогнозирования изменения технического состояния вспомогательного теплоэнергетического оборудования» [7, 8].

Список литературы:

1. Абрамов И.Л. Вибродиагностика энергетического оборудования: учеб. пособие. – Кемерово: изд. ИУУ СО РАН, 2010. – 80 с.
2. Тихомиров А. К. Теплоснабжение района города : учеб. пособие / А.К.Тихомиров. – Хабаровск : Изд-во Тихоокеан. гос. ун-та, 2006. – 135 с.
3. Федеральный закон от 21.07.97 N 116-ФЗ (ред. от 04.03.2013) "О промышленной безопасности опасных производственных объектов".
4. Тепловые электрические станции. Методики оценки состояния основного оборудования. Стандарт организации ОАО РАО «ЕЭС России». Москва, 2007.
5. Свидетельство № 2014618250 Российская Федерация. Программа расчета характерных частот дефектов подшипников качения : свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ / Берзин П.О., Абрамов И.Л., Балашов О.Ю.; заявитель и правообладатель ФГБОУ ВПО КузГТУ им. Т.Ф. Горбачева. -№ 2014615702 ; заявл. 17.06.2014 ; зарегистр. в Реестре программ для ЭВМ 13.08.2014 – [1] с.
6. Свидетельство № 2014621120 Российская Федерация. База данных характерных частот дефектов подшипников качения вспомогательного теплоэнергетического оборудования: свидетельство об официальной регистрации базы данных / Берзин П.О., Абрамов И.Л.; заявитель и правообладатель ФГБОУ ВПО КузГТУ им. Т.Ф. Горбачева. -№ 2014620809; заявл. 17.06.2014 ; зарегистр. в Реестре баз данных 12.08.2014 – [1] с.
7. Берзин П. О. Обеспечение надежности и эффективности энергетического оборудования в промышленной теплоэнергетике / Сборник трудов Межвузовской студенческой научной конференции «Вклад молодежной науки в реализацию Стратегии «Казахстан-2050», 18-19 апр. 2014 г., РК, Караганда/ КарГТУ.
8. Берзин П. О. Диагностирование и прогнозирование технического состояния вспомогательного теплоэнергетического оборудования / Сборник материалов VI Всерос., 59-й научно-практической конференции с международным участием «Россия молодая», 22-25 апр. 2014 г., Кемерово / КузГТУ.

РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ АСИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРА В МАЛОЙ ГЭС

С.А. Исаев, аспирант

Научный руководитель: Е.А. Федотов, доцент, к.т.н.
Казанский Государственный Энергетический Университет
г. Казань, Россия,
ser87tip@mail.ru

К основным показателям качества источников электропитания относятся параметры выходного напряжения, характеризующиеся номинальной величиной и частотой [2]. Поэтому, важнейшим элементом энергоустановки является система стабилизации, обеспечивающая статически устойчивый режим работы гидроагрегата и стабилизацию его выходного напряжения.

Частота и амплитуда напряжения, вырабатываемого АСГ при постоянных емкости конденсаторов возбуждения и скорости вращения ротора, зависят от величины и характера нагрузки. При активной нагрузке величина напряжения и его частота являются функциями скольжения. Подключение индуктивной нагрузки к АСГ приводит к уменьшению емкостного тока и, как следствие, снижению тока намагничивания, ЭДС и напряжения. Поэтому для стабилизации амплитуды и частоты напряжения, вырабатываемого микро-ГЭС, при колебаниях смешанной нагрузки и энергии рабочего потока воды необходимо регулировать и мощность балластной нагрузки, и величину тока конденсаторов возбуждения. Таким образом, САУ выходными параметрами АСГ должна представлять собой двухканальную систему автоматического регулирования параметров электроэнергии.

Для стабилизации напряжения АГ применяют автоматические регуляторы напряжения (АРН), в основу которых положен принцип управления по отклонению, по возмущающему воздействию и принцип комбинированного управления [5, 6].

АРН, работа которых основана на принципе управления по отклонению, используются для стабилизации напряжения АГ с параллельно включенными конденсаторами.

Стабилизация напряжения по возмущающему воздействию - току нагрузки - осуществляется в компаундированных асинхронных генераторах, не снабженных специальными регулируемыми устройствами. При жестких требованиях к стабильности напряжения генератора этот принцип используется ограниченно и возможен при небольших диапазонах изменения тока нагрузки.

При необходимости стабилизации напряжения АГ с высокой точностью может использоваться принцип комбинированного управления. Компаундированный генератор в этом случае снабжается регулятором напряжения, осуществляющим изменение емкостей, подключаемых к фазам машины.

Регулирование напряжения АГ осуществляется путем изменения следующих параметров силовых цепей (магнитной или электрической) [1, 3, 4, 5, 6, 7-13]:

- емкости устройств, подключаемых к фазам генератора (в дальнейшем она называется эквивалентной емкостью);
- степени насыщения магнитной цепи.

Для возбуждения АСГ и обеспечения возможности изменения эквивалентной емкости с целью стабилизации напряжения к фазам генератора должны быть подключены линейные конденсаторы, емкость которых постоянна, и регулирующий орган.

Регулирование напряжения АГ при использовании в качестве регулирующего органа линейных конденсаторов отличается быстродействием. Использование данного метода в системах автоматического регулирования напряжения позволяет уменьшить массу генераторной установки при более простой конструкции и высокой надежности. Недостатком этих систем является модуляция напряжения АГ.

В двухканальной САУ осуществляется стабилизация частоты напряжения за счет изменения емкости дополнительных конденсаторов возбуждения по отклонению частоты напряжения от номинальной величины. Например, если при включении полезной индуктивной нагрузки или при малых углах открытия тиристорного регулятора балластной нагрузки, приобретающей частично индуктивный характер, ток конденсаторов уменьшится (уменьшится ток статора и ток намагничивания), то при постоянстве напряжения (мощность балластной нагрузки уменьшится, и колесо будет вращаться с большей скоростью), частота увеличится. Пропорционально изменению частоты система автоматического управления с помощью тиристорного регулятора увеличит емкостный ток дополнительных конденсаторов, и частота уменьшится до номинального значения.

Таким образом, при смешанной полезной нагрузке и изменении параметров водотока в широких пределах за короткий промежуток времени необходимо применять двухканальную САУ. Стабилизация напряжения осуществляется за счет регулирования мощности балластной нагрузки по напряжению, а стабилизация частоты - за счет изменения емкостного тока конденсаторов возбуждения.

При активной нагрузке и постоянном расходе водотока в течение длительного времени (например, если есть возможность регулировать расход воды, подаваемой на колесо) для электроснабжения потребителей, не предъявляющих высокие требования к частоте питающего напряжения, достаточно применение одноканальной САУ, в которой автоматически стабилизируется только величина напряжения. Частота в такой системе регулируется вручную подключением емкости дополнительных конденсаторов возбуждения. К параметрам, по которым целесообразно осуществлять регулирование рабочих режимов микро-ГЭС, относятся ток нагрузки и его составляющие, частота выходного напряжения и его величина.

К параметрам, по которым целесообразно осуществлять регулирование рабочих режимов микро-ГЭС, относятся ток нагрузки и его составляющие, частота выходного напряжения и его величина.

Частота напряжения зависит от скорости вращения ротора АСГ (водяного колеса) и скольжения. С другой стороны, скорость вращения ротора АСГ обратно пропорциональна моменту сопротивления генератора, который прямо пропорционален квадрату вырабатываемого напряжения.

При активной нагрузке и постоянном расходе водотока в течение длительного времени для стабилизации рабочего режима микро-ГЭС достаточно применение одноканальной САУ. Наши исследования показали, что увеличение активной нагрузки АСГ при постоянных скоростях вращения ротора и емкостях конденсаторов возбуждения приводит к уменьшению частоты напряжения в пределах 5–8 %.

Стабилизация величины напряжения осуществляется за счет регулирования мощности балластной нагрузки по отклонению напряжения от номинального. Стабилизация частоты напряжения осуществляется изменением напряжения на добавочных конденсаторах в соответствии с отклонением величины частоты от номинальной. При этом основные конденсаторы возбуждения соединяются треугольником, а добавочные - звездой. Величина емкости основных конденсаторов берется равной номинальной. Емкость дополнительных конденсаторов зависит от коэффициента мощности нагрузки.

Для регулирования напряжения весьма эффективным может быть использование трансформатора с переменным коэффициентом трансформации. Если конденсаторы возбуждения включать на повышающую обмотку трансформатора с переменным коэффициентом трансформации, можно уменьшить их габариты и массу. При обычной частоте (50 Гц) масса и габаритные размеры трансформатора оказываются весьма значительными.

Кроме того, для компенсации реактивного тока самого трансформатора требуются дополнительно емкости конденсаторов. Регулировать выходное напряжение асинхронного генератора можно также включением насыщающего реактора (L).

При уменьшении напряжения генератора, связанного с увеличением нагрузки, насыщение реактора уменьшается, а его индуктивность увеличивается. Это приводит к уменьшению индуктивного тока и, как следствие, к увеличению напряжения регулируемого реактора. Как и в предыдущей схеме, в данном случае также необходимо предусматривать увеличение емкости конденсаторов. В качестве асинхронного генератора могут успешно применяться асинхронные машины с фазным ротором. При этом возможны следующие варианты включения:

1. Конденсаторы возбуждения включаются на зажимы статорной обмотки, параллельно нагрузке. Реостат через контактные кольца подключается к фазному ротору. Стабилизация частоты достигается одновременным изменением емкости конденсаторов и активного сопротивления реостата.

2. Конденсаторы возбуждения включаются в цепь фазного ротора, нагрузка - в цепь статора. Стабилизация частоты осуществляется изменением емкости конденсаторов возбуждения.

3. Конденсаторы возбуждения включаются в цепь статора или ротора через трансформатор или автотрансформатор с переменным коэффициентом трансформации. Регулирование частоты обеспечивается изменением коэффициента трансформации, при этом конденсаторы возбуждения включаются во вторичную цепь повышающего трансформатора, что значительно уменьшает необходимую емкость конденсаторов.

Список литературы:

1. Григораш О.В. Современное состояние и перспективы применения асинхронных генераторов в автономной энергетике. // Промышленная энергетика. - 1995, №3. - С.29-32.
2. Карелин В.Я., Волшаник В.В. Сооружения и оборудование малых гидроэлектростанций. - М.: Энергоатомиздат. - 1986. - 199 с.
3. Костырев М.Л., Штанов А.Н., Мотовилов, Тупиков А.С, Желоховцев С.К. Асинхронные генераторы в составе микрогидроэлектростанций. // Электротехника. - 1991, № 4. - С. 18-22.
4. Бояр-Созонович СП. Асинхронные генераторы. Свойства и перспективы. // Электротехника. - 1990, № 10. - С. 55-58.
5. Торопцева Н.Д. Асинхронные генераторы автономных систем. - М., Изд-во «Машиностроение». - 1998. - 290 с.
6. Алюшин Г.Н., Торопцев Н.Д. Асинхронные генераторы повышенной частоты. - М.: Машиностроение. - 1974. - 347с.
7. ЮО.Бояр-Созонович СП. Стабилизация напряжения асинхронного генератора путем бесконтактного включения добавочных конденсаторов возбуждения. // Энергетика и электрификация. - 1990, № 3. - С.26-28.
8. Бояр-Созонович СП. Стабилизация напряжения автономного асинхронного генератора с варикондным звеном при переменной частоте вращения. // Электротехника. - 1991, № 5. - С. 23-25.
9. Бояр-Созонович СП. Специальное применение асинхронных генераторов. // Электричество. - 1992, № 6-7. - С. 2-7.
10. Кицис СИ., Белоусов П.Л. Метод стабилизации выходного напряжения асинхронного самовозбуждающегося генератора. // Известия вузов. Энергетика. - 1991, № 7. - С.50-53.
11. Костырев М.Л, Штанов А.Н. Математическое моделирование асинхронного генератора с тиристорным регулированием. // Электричество. - 1992, №2. - С. 45-48.
12. Лищенко А.И., Лесник В.А., Фаренюк В.А. Математическая модель автономной энергоустановки с асинхронным генератором и регулируемой емкостной системой возбуждения. // Техническая электродинамика. - 1989, №6.-С. 81-88.
13. Вишневецкий Л.В. Модуляция напряжения в системе дискретного регулирования возбуждения асинхронного генератора. // Электротехника. - 1989, №9.-С 38-40.

УПРАВЛЯЕМЫЙ ШУНТИРУЮЩИЙ РЕАКТОР КАК СРЕДСТВО СТАБИЛИЗАЦИИ НАПРЯЖЕНИЯ

М.А. Шалагинам, магистрант, Л.В. Толстихина, доцент
Научный руководитель: Л.В. Толстихина, к.т.н., доцент
Саяно-Шушенский филиал Сибирского Федерального Университета
рп. Черемушки, Россия
shalaginama@mail.ru

Протяженность отдельных линий ОАО «Тываэнерго» превышает 220 км, при напряжении 220 кВ, в связи с чем, возникает проблема передачи активной мощности в установившемся режиме, а так же в аварийных режимах возникают перенапряжения. В установившемся режиме за счет генерации реактивной мощности линий, по концам передачи перепад напряжений незначительный, вследствие чего, нет возможности пропустить активную мощность. В связи с этим возникла необходимость компенсации реактивной мощности генерируемой длинными линиями.

В качестве решения данной проблемы возможно применение управляемого шунтирующего реактора (УШР).

УШР позволяет:

- поддерживать напряжение или других рабочих параметров без использования высоковольтных выключателей и РПН трансформаторов; снизить потери активной мощности и повысить надежность функционирования электрических сетей за счет уменьшения числа срабатываний РПН трансформаторов;
- увеличить предел статической устойчивости, улучшить демпфирование в системе;
- снизить использование синхронных генераторов в качестве управляемых источников реактивной мощности.

УШР открывает новые возможности по управлению режимами работы энергосистем. При помощи УШР можно поддерживать напряжение в допустимых пределах, а также управлять уровнем напряжения по любому заданному закону. Выполняя такие потребности энергосистем, как увеличение пропускной способности линий электропередач, улучшение работы синхронных и асинхронных двигателей при резком изменении напряжения, сокращение числа коммутаций выключателей и переключений устройств РПН, УШР повышает эффективность работы электроэнергетических систем.

УШР целесообразней применять в узлах сети, находящихся на удаленном расстоянии от источников питания, на протяженных ЛЭП, на длинных транзитах, либо в районах со значительными колебаниями уровней напряжения. Применение УШР на магистральных линиях увеличивает устойчивость параллельной работы генераторов, снижает перенапряжения, происходит гашение дуги в паузе ОАПВ, симметрирует фазу напряжения.

Была рассмотрена электрическая схема ОАО «Тываэнерго». (Рис 1.) Последовательно производились отключения линий: Шушенская –Туран (234 км), Туран – Кызыл (73,9 км), Абаза – Ак-Довурак (221 км), Ак-Довурак – Чадан (70,3 км), Чадан – Западная (205,4 км). Перечисленные линии являются самыми протяженными в рассматриваемой электрической сети. Это обуславливает перенапряжения в линиях на холостом ходу.

Для расчета нормального и аварийного режимов использовался программный комплекс RastrWin3.

Программный комплекс RastrWin3 предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем.

Особенности данного программного комплекса: расчет установившихся режимов электрических сетей любой конфигурации напряжением от 0.4 до 1150 кВ; оптимизация режима; моделирование отключения ЛЭП, в том числе одностороннего, и определение

напряжения на открытом конце; сравнение различных режимов по заданному списку параметров. [1]

Анализ установившегося режима ОАО «Тываэнерго» [2] показал, что напряжения находятся в пределах нормы (Таблица 1). Произведённый анализ при аварийных отключениях линий показал, что в сети возникают недопустимые перенапряжения (Таблица 2). Так, например, в Абазе, Ак-Довураке, Чадане и других узлах сети 220 кВ, возникают перенапряжения более допустимых 253 кВ.

Таблица 1. Напряжения в установившемся режиме работы в исследуемых узлах сети

Абаза		Ак-Довурак		Чадан		Западная		Городская	Южная	Кызыл		Восточная	Туран	
220кВ	6 кВ	220кВ	6 кВ	220кВ	110 кВ	110кВ	10 кВ	110кВ	10 кВ	110кВ	220 кВ	10 кВ	220кВ	10 кВ
224	6,45	218	6,5	216	110,1	102,7	9,6	103	9,7	103	223	9,8	222	9,6

Таблица 2. Напряжения в аварийном режиме работы в исследуемых узлах сети

Абаза		Ак-Довурак		Чадан		Западная		Городская	Южная	Кызыл		Восточная	Туран	
220кВ	6 кВ	220кВ	6 кВ	220кВ	110 кВ	110кВ	10 кВ	110кВ	10 кВ	110кВ	220 кВ	10 кВ	220кВ	10 кВ
405	11,7	402	12	399	198	158	15	158	15	154	321	14,7	300	13,3

Для снижения перенапряжения рассматривается установка управляемого шунтирующего реактора. При установке шунтирующего реактора мощностью 25 МВар на подстанции Чадан при отключении линии Абакан - Югачи, получены результаты (Таблица 3):

Таблица 3. Напряжения в исследуемых узлах сети после установки УШР на подстанции Чадан

Абаза		Ак-Довурак		Чадан		Западная		Городская	Южная	Кызыл		Восточная	Туран	
220кВ	6 кВ	220кВ	6 кВ	220кВ	110 кВ	110кВ	10 кВ	110кВ	10 кВ	110кВ	220 кВ	10 кВ	220кВ	10 кВ
223	6,4	221	6,6	220	109,9	97,7	9,1	97,6	97,5	97,5	213,4	9,3	214	9,2

На подстанции Ак-Довурак рассматривалась установка реактора мощностью 60 МВар. При отключении линии Абакан – Югачи, были получены результаты (Таблица 4):

Таблица 4. Напряжения в исследуемых узлах сети после установки УШР на подстанции Ак-Довурак

Абаза		Ак-Довурак		Чадан		Западная		Городская	Южная	Кызыл		Восточная	Туран	
220кВ	6 кВ	220кВ	6 кВ	220кВ	110 кВ	110кВ	10 кВ	110кВ	10 кВ	110кВ	220 кВ	10 кВ	220кВ	10 кВ
221	6,4	219	6,6	216	108	96,7	9,0	96,9	96,4	96,4	211,3	9,2	212	9,2

На подстанции Абаза рассматривалась установка реактора мощностью 63 МВар. При отключении линии Абакан – Югачи, были получены результаты (Таблица 5):

Таблица 5. Напряжения в исследуемых узлах сети после установки УШР на подстанции Абаза

Абаза		Ак-Довурак		Чадан		Западная		Городская	Южная	Кызыл		Восточная	Туран	
220кВ	6 кВ	220кВ	6 кВ	220кВ	110 кВ	110кВ	10 кВ	110кВ	10 кВ	110кВ	220 кВ	10 кВ	220кВ	10 кВ
220	6,33	210	6,21	205	103	95	9	96	96	96,3	210	9,3	211	9,2

Выводы:

1. Установка УШР на подстанциях Чадан, Ак-Довурак, Абаза привели к нормализации напряжения в узлах сети в аварийных режимах.
2. Из трех рассматриваемых вариантов предпочтение отдается установке УШР мощностью $Q_p=2 \times 25$ МВар на подстанции Чадан. Это требует экономического обоснования, что является отдельным вопросом исследования данной работы.

Список литературы:

1. Брянцев М.А., Базылев Б.И., Лурье А.И., Спиридонов Д.Ю. Результаты внедрения управляемых подмагничиванием шунтирующих реакторов в сетях 110–500 кВ//, Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. 2006. № 3. С. 25–32.
2. Неуймин Владимир Геннадьевич, Машалов Евгений Владимирович, Александров Александр Сергеевич, Багрянцев Алексей Александрович. Программный комплекс «RastrWin3» Руководство пользователя, 15.04.2013, С. 6–7
3. Гвоздев Д.Б., Дементьев Ю.А., Дьяков Ф.А., Кочкин В.И., Черезов А.В. Новые технологии в электроэнергетике. Разработка, изготовление и внедрение//, Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. 2010. № 4. С. 25–27.
4. Ковалев В.Д., Макаревич Л.В. Перспективные разработки высоковольтного электротехнического оборудования//, Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. 2010. № 1. С. 2–8.
5. Карымов Р.Р., Олексюк Б.В., Сафиуллин Д.Х. Потери активной мощности в источниках реактивной мощности на базе управляемых подмагничиванием шунтирующих реакторов//, Электротехника. 2012. № 10. С. 15–18.

III. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

МИРОВОЙ ОПЫТ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ И ЕГО ПРИМЕНЕНИЕ В РОССИИ

А.А. Отрощенко, аспирант

Научный руководитель: С.С. Чернов, к.э.н., заведующий кафедры ПМиЭЭ

Новосибирский государственный технический университет

г. Новосибирск, Россия

alena.otroshchenko@gmail.com

В последние годы ветроэнергетика стала одним из самых быстроразвивающихся направлений мировой энергетики. Так, например в 2013 году объем энергии, полученной в Испании с помощью ветропарков, составил 20,9% и превысил объемы энергии, получаемые от других источников [1]. Пик выработки энергии с помощью ветрогенераторов Дании в этом же году пришелся на 1 декабря и составил 136% от общего объема энергетических потребностей страны. Использование возобновляемых источников энергии позволяет не только повысить энергобезопасность страны, но и снизить экологическую нагрузку. Примером этому служит и энергетика Германии. Эти и многие другие факты говорят о том, что будущее за ветроэнергетикой. Однако в России строительство ветропарков идет малыми темпами.

В настоящее время в стране построено около 32 ветростанций мощностью от 5 до 5100 кВт. Наиболее крупными из них являются Куликовская ВЭС в Калининградской области (5,5 МВт), Чукотская ВЭС на Мысе обсервации (2,5 МВт), ВЭС Тюпкильды в респ. Башкотостан (2,2 МВт) и Заполярная ВЭС в респ. Коми (1,25 МВт) [2]. Две из них установлены на Европейском оборудовании и функционируют в сети. Так, станция Тюпкильды состоит из четырех ветроагрегатов немецкой фирмы Hanseatische AG типа ET 550/41 мощностью по 550 кВт. Куликовская (Зеленоградская) ВЭС состоит из 21 ВЭУ датской компании Vestas. «Янтарьэнерго» получило по гранту правительства Дании 20 бывших в употреблении ВЭУ – до этого они восемь лет проработали в датском ветропарке «НойсомхедВиндФарм».

Малое число примеров успешного функционирования ветроэнергетических систем в России говорит о необходимости использования зарубежного опыта и расширении масштабов строительства ветропарков в стране. В первую очередь такое развитие должно быть инициативой государства и закреплено законодательно.

Первые нормативно–правовые акты, регулирующие отношения, связанные с ВИЭ появились в 2008 и 2009 годах. Постановлением Правительства РФ от 03.06.2008 N 426 установлены квалификационные требования, для аккредитации источников ВИЭ для работы в сети. Однако, лишь спустя 3 года после определения квалификационных требований, объекты ВИЭ получили возможность на работу в сети и государственную поддержку ввиду отсутствия генеральной схемы размещения генерирующих объектов энергетики (Приказ Министерства энергетики РФ от 29.07.2011 N 316). Это свидетельствует об отсутствии единой политики в области ВИЭ и плана мероприятий по развитию этой отрасли в стране. Лишь в 2014 году в Программе «Энергоэффективность и развитие энергетики» (Постановление Правительства РФ №321 от 15.04.2014) четко определен целевой показатель развития возобновляемой энергетики России: 2,5 % к 2020 году (мощность генерирующих объектов, функционирующих на основе использования энергии солнца, энергии ветра и энергии вод).

Основополагающим документом по стимулированию проектов ВИЭ в России в настоящий момент является Постановление Правительства РФ от 28 мая 2013 г. № 449 «О механизме стимулирования использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности». Правила определяют порядок установления цены по договорам о предоставлении мощности на генерирующие объекты, функционирующие на основе возобновляемых источников энергии. Данный акт направлен в первую очередь на получение возможности функционирования ВИЭ в сети. Однако, существует целый ряд не разработанных механизмов и стандартов для реализации этого положения. Доказательством этому служит отбор проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии. По результатам первого отбора в 2013 году квота на 2017 год была выбрана на 18%, на 2016 год – на 6%, на 2015 и 2015 год квоты не выбраны в полном объеме [3]. Ситуация с ВЭС отчетливо видна на ближайшие 4 года – минимальное количество объектов будет построено. Аналогично в рамках конкурса 2014 года была подана всего одна заявка на 51 МВт с началом поставки мощности в 2015 году.

Таким образом, можно сказать, что до сих пор не проработаны механизмы господдержки технологии ВИЭ, существует целый ряд барьеров для внедрения ветроэнергетических технологий. Политика государства в первую очередь на квалифицированные объекты солнечной, ветровой и гидрогенерации. Одним из критериев определения объекта в качестве квалифицированного является факт присоединения к электрическим сетям сетевой организации и оснащение средствами измерения. Из чего следует, что лишь объекты генерации, функционирующие в единой энергетической сети, могут участвовать в государственных программах поддержки ВИЭ. В то же время необходимо отметить, что большая часть ветроресурсов страны находится в неценовых зонах оптового рынка электроэнергии и мощности. Следовательно, программы развития возобновляемой энергетики не ориентированы на реальные показатели валового потенциала ресурсов и возможные перспективные зоны строительства ветропарков. Ветровая энергия может использоваться во многих районах России, включая Архангельскую, Астраханскую, Волгоградскую, Калининградскую, Магаданскую, Новосибирскую, Ростовскую, Тюменскую области, Краснодарский, Красноярский, Приморский края, Дагестан, Калмыкию и Карелию. Здесь энергия ветра может быть использована в качестве источника энергии для малых изолированных потребителей [4].

Затраты на технологическое присоединение ВЭС к сети составляют порядка 30% стоимости строительства. В Европе этот барьер преодолевается путем разнесения капитальных затрат. Правительство Германии в 2006 г. приняло закон, согласно которому затраты по присоединению оффшорных ВЭС к энергосети возложены на сетевых операторов [5]. В России была подобная инициатива, которая реализована Распоряжением Правительства РФ от 03.04.2013 N 512-р. Распоряжение утратило свою силу через год после его вступления и более подобных мер на территории нашей страны не вводилось.

Развитие ветроэнергетики страны определяется не только наличием проектов строительства ветропарков, но и технологической базой для их создания. Например, результат достижений оффшорной ветроэнергетики Германии носит производственно-технологический характер – страна является лидером в производстве ветротурбин большой мощности. Датская компания Vestas полностью обеспечивает потребности страны в ветрогенераторах и экспортирует свое оборудование по всему миру. Россия в свою очередь вынуждена использовать зарубежные технологии, пытаясь адаптировать характеристики европейского оборудования под климатические особенности. Данный фактор нередко является причиной отказов и простоя оборудования, как это случилось на Маркинской ВЭС в Ростовской области.

При разработке проектов строительства ветростанций следует руководствоваться экономическим потенциалом выбранной территории. Необходимо учитывать валовый потенциал ветроресурса, возможность снятия ветропотока с помощью имеющихся технологий, потребность региона в энергии. Эти факторы прямо пропорционально влияют на стоимость,

получаемой на ВЭС энергии. Например, 6 февраля 2013 г. – день, на который пришёлся пик выработки электроэнергии на ВЭС – стоимость МВтч на ВЭС Испании составила 7,69 евро, тогда как 8 декабря – 93,11 евро. Однако выбор месторасположения ВЭС России не всегда соответствует данному критерию. В августе 2014 г. завершено строительство ветродизельной электростанции на Курильских островах. Станция стоимостью 200 млн. рублей полностью готова к запуску, «проверить ее работу мешает только безветрие» [6]

Кроме постановки целевых показателей и разработки планов развития, ветроэнергетика, как и любая другая отрасль, основанная на возобновляемых источниках энергии, нуждается в мерах экономического стимулирования. В России данные механизмы отсутствуют, в то время как в Европе можно назвать целый ряд положительных примеров.

Европейские налоговые механизмы имеют два направления. Первое – освобождение от налога на имущество в размере стоимости системы ВИЭ, или освобождение от налога на покупку оборудования для системы ВИЭ, что позволяет снизить срок окупаемости оборудования. Второе – введение дополнительных налогов для традиционного производства энергии, где генерация сопровождается значительными выбросами парниковых газов и загрязнением окружающей среды.

Еще один пример – государственные закупки энергии, полученной с помощью ВИЭ, для энергоснабжения социальных объектов. Таким образом для части проектов высокие капитальные затраты на закупку оборудования и установку систем примет на себя государство. Одновременно с этим будут получены первые примеры успешной реализации проектов возобновляемой энергетики, которые станут стимулом для частного инвестирования.

Стимулирующие тарифы, утвержденные на территории, страны будут призваны обязать сетевые организации закупать энергию, произведенную от ВИЭ. Такие тарифы обычно различны для различных технологий возобновляемой энергетики. Возможно также применение схемы, согласно которой сети будут обязаны осуществлять технологическое присоединение станции ВИЭ за свой счет.

Обязательства (система квотирования), которые будут возлагаться на энергетику и устанавливать определенные квоты на количество или долю производимой от ВИЭ энергии в энергобалансе энергоснабжающих организаций. В общем случае, обязательства устанавливаются для ВИЭ вообще, а производитель выбирает, какие именно технологии ВИЭ использовать для генерации «зеленой» энергии

«Зеленая цена» позволит конечным потребителям поддерживать производителей «зеленой» электроэнергии путем добровольной оплаты сверх розничной цены на электроэнергию. Излишек, собираемый с потребителей, идет на компенсацию расходов по внедрению новых технологий ВИЭ.

Вышеперечисленные меры стимулирования успешно используются ведущими государствами в области ветроэнергетики на протяжении многих лет. К этому можно добавить сформированное общественное мнение и сознательность населения в вопросах строительства и эксплуатации ветроустановок. Примером может служить проект строительства нового ветропарка в городке Гальмбюлле, где жители на проект стоимостью 4 млн. евро собрали более 10 млн. [7]. Гражданское участие в возобновляемой энергетике позволяет активно развивать как малые проекты, так и крупные ВЭС Европы.

Несмотря на зависимость нашей страны от ископаемых видов топлива, развитие ВИЭ необходимо, поскольку они являются порой единственной возможностью безопасного и эффективного энергоснабжения потребителей. Развитие ВИЭ на удаленных от централизованных источников энергии территориях позволит не только обеспечить население бесперебойными поставками энергии, но и создать условия для развития сельского хозяйства и промышленного производства, малого и среднего бизнеса [8].

Учитывая распределение ветроресурсов на территории страны, можно выделить ряд регионов, где энергия ветра может обеспечить наиболее устойчивое и эффективное энергоснабжение населения. Такими регионами являются Камчатка, Магаданская область,

Чукотка, Сахалин, Якутия, Бурятия, Таймыр и др. [9]. Основными мерами для успешной реализации ветроэнергетических проектов на этих территориях являются:

– политика государства, направленная на активное развитие ветроэнергетических технологий и использование данного вида ресурсов;

– совершенствование нормативно-правовой базы РФ в части возобновляемой энергетики, разработка регламентов функционирования ВЭС не только в единой сети, но и в автономном режиме;

– создание условий для формирования конкурентного рынка технологий ветроэнергетики, а также мощной машиностроительной базы на территории страны;

– разработка обоснованных ветроэнергетических проектов с использованием имеющихся научных разработок и исследований в части оптимального размещения ветроэнергетических объектов в стране (Харитонов В.П.[10], Безруких П.П. [11] и др.);

– формирование общественного мнения, основанного на достоверных данных о функционировании ветроэнергетических систем; пропаганда использования ветроустановок малой мощности для обеспечения нужно малых фермерских хозяйств и др. [12]

Ветроэнергетика по всему миру является не только источником эффективного энергоснабжения малых и больших потребителей, но и прибыльным бизнесом для инвесторов. Примеры европейских государств уже в скором времени должны дать толчок для развития ветроэнергетики и в нашей стране.

Список литературы:

1. Ветроэнергетика в Испании работает эффективней, чем другие отрасли производства энергии [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://science.spb.ru/allnews/item/914-vetroenergetika-v-ispanii>
2. Давыдова А. Ветряки осваиваются в России. Bellona Экология и право, сентябрь 2012 №47
3. Опубликованы результаты отбора проектов ВИЭ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.np-sr.ru/SR_0V031209
4. Возобновляемая энергетика России. От возможности к реальности / Международное энергетическое агентство. – Франция, 2004. – 120 с. С89
5. Мировой прорыв оффшорной ветроэнергетики [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.uwea.com.ua/proriv.php>
6. На Курилах появилась ветроэлектростанция [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://greenevolution.ru/news_from_the_field/na-kurilax-poyavilas-vetroelektrostanciya/
7. Шлезвиг-Гольштейн — чемпион Германии по ветроэнергетике [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.agroxxi.ru/zhurnal-agroxxi/fakty-mnenija-kommentarii/shlezvig-golshtein-chempion-germanii-po-vetroyenergetike.html>
8. Отрощенко А.А. Перспективы развития ветроэнергетики России: региональный аспект: монография / А. А. Отрощенко, С. С. Чернов. - Saarbrucken: LAP LAMBERT AcademicPublishing, 2013. - 112 с.
9. Отрощенко А.А. Перспективы обновления основных производственных фондов российской энергетики: ДПМ и ВИЭ / А. А. Отрощенко // Инфраструктурные отрасли экономики: проблемы и перспективы развития : сб. материалов 2 междунар. науч.-практ. конф., 18 окт. 2013 г. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2013. - С. 134-140.
10. Харитонов В.П. Основы ветроэнергетики / В.П. Харитонов, 2010 – 338 с.
11. Безруких П.П. Возобновляемая энергетика: стратегия, ресурсы, технологии: монография / П.П. Безруких, Д.С. Стребков, 2005. – 263 с.
12. Отрощенко А. А. Потенциал возобновляемой энергетики удаленных территорий в рамках стратегии развития арктической зоны России / А. А. Отрощенко // Энерго- и ресурсосбережение - XXI век: материалы 11 междунар. науч.-практ. интернет - конф., Орел, 1 марта - 30 июня 2013 г. - Орел : Госуниверситет-УНПК, 2013. - С. 92-94.

АКТУАЛЬНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ БПГЭС В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА

Н.П. Местников, бакалавр 1 курса

Научный руководитель: А.Ф. Константинов, к.г.н., профессор РАЕ
ФГАОУ ВОП Северо-Восточный федеральный университет имени М.К. Аммосова
г. Якутск, Россия

nikolai.miestnikov.96@mail.ru

Республика Саха (Якутия) является уникальным регионом в единой энергетической системе Российской Федерации. Компания ОАО АК «Якутскэнерго» занимает одно из первых мест в России по количеству установленных энергоисточников, площади обслуживания (3,2 млн. км²) и протяженности линий электропередачи. Свыше 40% территории республики находится за полярным кругом.

Значительные расстояния между промышленными узлами Якутии, которые сформировались за долгие годы, обусловили образование изолированных друг от друга энергорайонов: Западного, Центрального и Северного. В двух первых энергорайонах имеется несколько основных энергоисточников: Западном – каскад Вилюйских ГЭС (680 МВт) и Мирнинская ГРЭС (72 МВт), в Центральном – Якутская ГРЭС (368 МВт) и ТЭЦ (12 МВт), Северный энергорайон – это зона локальной энергетики (2,2 млн. км²), где эксплуатируются 125 ДЭС (187 МВт).

Обособленность энергорайонов не позволяет рационально использовать структуру энергетического хозяйства республики, а также повысить надежность энергоснабжения и создать конкурентную среду по производству электроэнергии. Другую проблему создает малая энергетика северной части республики, которая в основном обеспечивает потребности населения, бюджетных организаций и предприятий. Функционирование энергетики Севера республики зависит от сложной транспортной схемы доставки топлива. Высокая стоимость топлива в местах потребления, низкие технико-экономические показатели существующих энергоисточников малой мощности приводят к высокой себестоимости электро и теплоэнергии. [4]

Решением данной проблемы может служить применение малых ГЭС. В настоящее время находят применение комбинированные электрические станции, такие как:

1. ДЭС + МГЭС
2. ДЭС + СЭС
3. МГЭС + ВЭУ
4. ДЭС + БПГЭС

В четырех поселках республики установлены комбинированные станции второго типа:

1. п. Батамай – СЭС мощностью 30 кВт
2. п. Куду-Кюель – СЭС мощностью 20 кВт
3. п. Дулгалах – СЭС мощностью 20 кВт
4. п. Ючюгей – СЭС мощностью 20 кВт

Использование данных солнечных станций совместно с ДЭС позволило снизить расход топлива на 32,3 т./год. Но т.к. Якутия относится к районам с низкой солнечной активностью, данный вид производства электроэнергии не рентабелен. [3]

В Булунском районе (п. Тикси) установлена ВЭУ (250 кВт). При постройке данной установки из-за сильного напора ветра произошла поломка лопастей агрегата, возникла необходимость закупки новых. Но вскоре выяснилось, что работа была сделана напрасно, так как скорость и мощность ветра заметно упала и производство электроэнергии резко уменьшилось. Это вызвано тем, что ветра на территории РС(Я) не постоянны.

Т.к. в республике очень много рек, применение гидроэлектростанций является оптимальным вариантом. [2]

Постройка МГЭС на северных реках Якутии затруднительна, т.к.:

1. При постройке плотины высока вероятность, что в период весеннего половодья плотину прорвет;

2. Данный проект довольно капиталоемкий и требует больших денежных вложений. МГЭС на севере будет эксплуатироваться на полную мощность около 5 месяцев, так как все малые реки северной Якутии промерзают до дна. Таким образом, остается только БПГЭС.

Погружные или бесплотинные МГЭС используют кинетическую энергию текущей воды. Они представляют собой гидротурбину и гидрогенератор, собранные в горизонтальный капсульный агрегат, мощность которого зависит от скорости течения воды. Положение такой бесплотинной ГЭС (БПГЭС) в потоке воды регулируется тросами, закрепленными на берегах и на дне реки с помощью якорей.

Бесплотинные МГЭС могут монтироваться, например, на понтоне, на плоту, между «бычками» мостов. Мощность одного гидроагрегата колеблется в больших пределах (от 50 до 500 кВт), а количество их зависит от потребности и возможности реки (скорости воды, ширины и глубины).

Положительным качеством БПГЭС является относительная простота, дешевизна, мобильность и экологичность. А также эти источники энергии практически не препятствуют движению небольших судов, плотов и миграции рыб.

К недостаткам этих установок можно отнести: неполное использование гидроэнергетического потенциала водотока; практически полную зависимость от гидрологического и ледового режима реки; требование в достаточной скорости течения (1,5–2,5 и более м/с) и глубине реки (около 2,0–3,0 м). Следует отметить, что в естественных условиях на большинстве рек наблюдаются скорости течения порядка 0,5–1,5 метров в секунду. [2]

Одним из вариантов БПГЭС является станция на основе Ротора Дарье. Ротор Дарье – это гидроэлектростанция в виде вертикального ротора, вращаемого за счет возникновения разности давлений на его лопастях. Разница давлений образуется благодаря обтеканию сложных поверхностей жидкостью. Эффект, подобный подъемной силе судов на базе подводных крыльев или подъемной силе крыла самолета. Преимущество ГЭС на основе ротора Дарье заключается в том, что ось ротора размещается в вертикальной плоскости и отбор мощности производится над водой, без применения дополнительных преобразований и передач. Такой ротор вращается при любом направлении потока. [1]

Установка нескольких таких гидроагрегатов в поселке или селе с быстроходным течением реки (2,5–3,0 м/с) позволит обеспечить электроэнергией весь населенный пункт на 4–5 месяцев. За это время можно подготовить к зимнему сезону дизельную электростанцию, произвести ремонтные работы, кроме того значительно снизятся затраты на топливо.

Произведя анализ скорости течения рек и их глубины для постройки БПГЭС были выбраны следующие реки:

1. Река Индигирка
2. Река Яна
3. Река Колыма
4. Река Алдан
5. Река Олекма

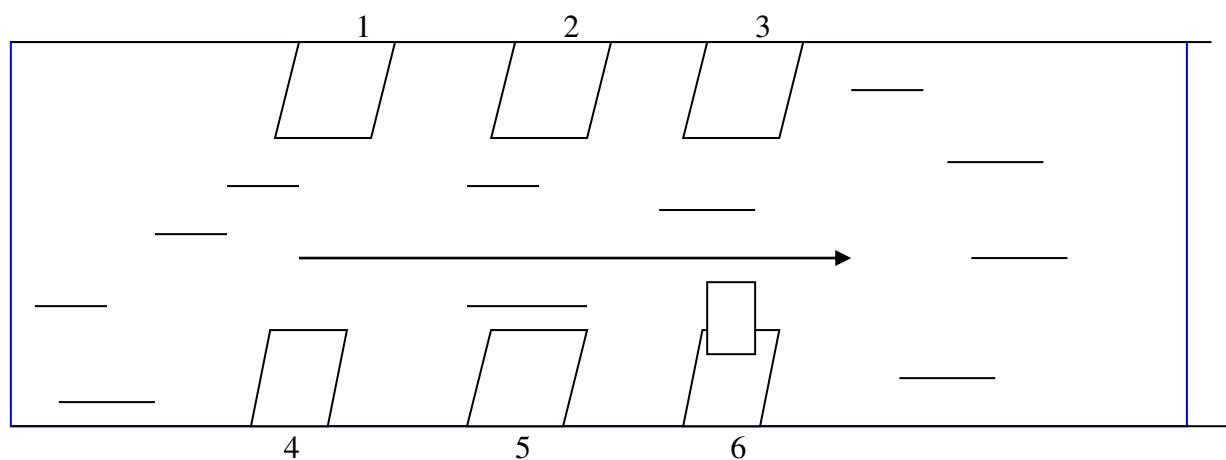
Для определения энергетической и экономической целесообразности постройки БПГЭС, был выбран поселок Депутатский, где протекает река Яна (скорость течения 2,5 м/с) В таблице 1 приведены среднесуточные замеры нагузков за 20.06.14 г.

Исходя из анализа полученных данных, можно сделать вывод что необходимое количество гидроагрегатов, для обеспечения нужд поселка – 19 , с диаметром винта $d=5$ метров.

Во всех основных реках Якутии скорость течения достигает 1,5–2,0 м/с. Для увеличения скорости течения есть несколько способов ее повышения. Один из них: сужение реки в нескольких местах (в 2 или 3 местах попарно), а именно построение полуплотин в двух берегах по схеме:

Таблица 1. Среднесуточные замеры нагрузок за 20.06.14 г.

Наименование населенного пункта	Замеры нагрузок, кВт																					
	00-01	01-02	02-03	03-04	04-05	05-06	06-07	07-08	08-09	09-10	10-11	11-12	12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22
Депутатский	850	790	760	740	700	840	1030	1030	1050	1110	1240	1380	1330	1210	1000	1080	1000	1030	1030	930	1130	1030



В шестой блокирующей полуплутине устанавливается здание БПГЭС и сам гидроагрегат, так как в конце сужения увеличивается скорость течения.

ДЭС снабжает электроэнергией практически все северные районы РС(Я), поэтому тратятся огромные финансовые ресурсы для снабжения их дизельным топливом. В настоящее время нет достойной замены дизельным электростанциям, но применение бесплотинных ГЭС позволит уменьшить нагрузку ДЭС, а в летний период вывести станцию в резерв, тем самым увеличится срок службы оборудования. Так же снизятся топливные затраты.

В ходе исследования была доказана целесообразность создания БПГЭС. Рассмотрены возможные методы эксплуатации гидроагрегата данного типа. Для локальной энергетики республики комбинированные электростанции могут стать оптимальным решением: снизится объем завозимого топлива и себестоимость электроэнергии, увеличится срок службы электрооборудования.

Список литературы:

1. Горелов Д.Н. «Энергетические особенности установки Ротора Дарье» (обзор). Омский филиал института математики им.С.Л. Соболева – «Теплофизика и аэромеханика», 2010, т. 17 №3 – 325 с.
2. Константинов А.Ф Гидроэнергетические установки – Якутск: Издательство ЯГУ, 2009. – 170 с.
3. Константинов А.Ф. Нетрадиционные энергоисточники Якутии/ Отв. Ред: Н.С.Бурянина. – Якутск: Издательство ЯНЦ СО РАН, 2006. – 212с
4. Малая энергетика Севера Якутии: проблемы и перспективы развития/ А.Н.Кузьмин, Е.Ю.Михеева. – Якутск: Издательство ЯНЦ СО РАН. 2009 – 157 с.

МАШИНА СТИРЛИНГА ПЕРСПЕКТИВНАЯ ЭЛЕКТРОГЕНЕРИРУЮЩАЯ УСТАНОВКА ДЛЯ МАЛОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

С.С. Борщев, магистрант, В.В. Гречушников, магистрант
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
г. Томск, Россия

Двигатель Стирлинга был запатентован почти двести лет назад шотландским священником Робертом Стирлингом. Двигатель отличается высокой надежностью. Тем не менее, он уступал по удельной мощности двигателям Отто и Дизеля. Это привело к постепенному вытеснению двигателя Стирлинга из промышленности[1].

Довольно долго двигатели Стирлинга использовались лишь как игрушки и учебные пособия в школах и университетах при изучении термодинамики. Но в последние годы интерес к двигателю Стирлинга быстро возрастает.

В процессе истории развития стирлинг машин появилось множество конструкций и модификаций двигателей Стирлинга. Мы кратко пройдемся по упрощенной классификации альфа-тип, бета-тип и гамма-тип, а также рассмотрим нестандартные типы стирлинг-машин.

Альфа-тип стирлинга имеет два цилиндра, соединенные между собой через последовательно смонтированные нагреватель, регенератор и охладитель. Либо нагревают и охлаждают сами цилиндры, но это менее эффективный способ. Шатуны поршней закреплены на общем коленчатом вале. Осевой разнос цилиндров - 90 градусов - так обеспечивается смещение фаз.

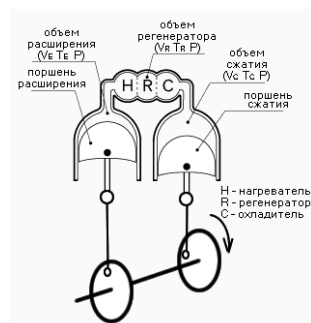


Рисунок 1. Двигатель Стирлинга альфа-типа

Рабочее тело нагревается в горячем цилиндре или нагревателе (на схеме он обозначен как цилиндр расширения). Давление в системе увеличивается. Усилие передается на поршень холодного цилиндра (на схеме - поршень сжатия). Он смещается, проворачивая коленвал. Одновременно поршень горячего цилиндра начинает выталкивать рабочее тело в холодный цилиндр через регенератор. Регенератор отбирает часть тепла рабочего тела и при перемещении рабочего тела обратно в горячую полость сообщает ему часть тепловой энергии перед последующим нагревом. За счет этого экономится часть подводимой к двигателю теплоты.

Поэтому регенератор является ключевым агрегатом, повышающим КПД двигателей Стирлинга. Это одна из главных заслуг Роберта Стирлинга. Его первый патент оформлен именно на регенератор, а не на двигатель!

Недостатки стирлингов альфа-типа: В двухцилиндровом альфа-стирлинге полость сжатия разделена на части, находящиеся в вытеснительном и рабочем цилиндрах, включая и соединительный канал. Поршни соединены с разнесом фаз 90 градусов, по этому суммарный объем полости сжатия в двигателе никогда не достигает нулевого значения за цикл. Поскольку объем этих полостей никогда не может быть уменьшен до нуля, полость сжатия, фактически, имеет большой нерабочий объем». Менее существенным недостатком, присущим всем стирлингам является "мертвый объем", образуемый нагревателем, регенератором и холодильником, а также магистралями, соединяющими их с цилиндрами.

Определенные сложности вызывает смазка и обеспечение герметичности поршней. В основном данная проблема остро встает при увеличении рабочего давления в двигателе[3].

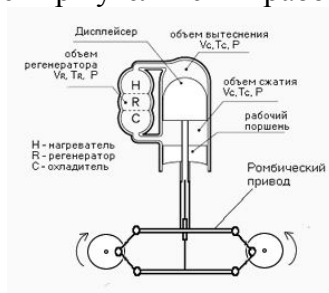


Рисунок 2. Двигатель Стирлинга бета-типа

Бета-тип Стирлингов решает проблему нерабочего объема за счет иной конструкции. В данном двигателе используется один цилиндр, но с двумя поршнями - дисплейсером и рабочим поршнем, расположенными первый над вторым по оси цилиндра. Шток дисплейсера проходит через крышку рабочего поршня и внутри его штока. Для обеспечения герметичности используются сальники. С одного края к цилиндру подводят тепло, с другой - охлаждают (на схеме зоны нагрева, регенерации и охлаждения вынесены в отдельный агрегат). Стенки рабочего поршня плотно прилегают к цилиндру. Дисплейсер - напротив - свободно движется в рабочем цилиндре. Дисплейсер выполнен из материала, имеющего низкую теплоемкость и выполняет роль "теплового клапана". Он перемещает рабочее тело из горячей полости цилиндра в холодную и обратно, препятствуя наступлению термодинамического равновесия переноса тепла в системе. Рабочее тело либо нагревается (дисплейсер при этом находится в нижней мертвой точке), либо охлаждается (дисплейсер - в верхней мертвой точке). За счет этого обеспечивается циклический перепад давления в системе, преобразуемый затем рабочим поршнем в полезную работу. "Мертвый объем" в данной конструкции практически такой же, как и в альфа-типе. Нерабочий объем минимизирован за счет размещения вытеснителя и рабочего поршня в одном цилиндре, что позволяет выиграть в мощности на единицу объема двигателя. На практике, в более сложных конструкциях стирлингов бета-типа используют трубчатые нагреватели, вваренные в торец горячей полости цилиндра[6]. Это единственный конструктивный элемент, образующий незначительный "мертвый объем", но такие модификации относительно сложны в изготовлении. Сложность изготовления и обеспечения смазки и герметичности в сальниках бета-стирлингов - **основной их недостаток**. В остальном - идеальная компоновка при минимальных габаритах. Все разработанные прототипы стирлингов для автотранспорта спроектированы, как бета-стирлинги[1].

Гамма-стирлинги - компромисс между альфа- и бета- модификациями. В конструкции присутствуют два цилиндра, как в "альфе" и применяется дисплейсер - как в "бете". Один цилиндр является чисто теплообменным, другой чисто рабочим. К одному торцу теплообменного цилиндра подводят тепло, другой - охлаждают. Стенки цилиндра изготавливают из материала с низкой теплопроводностью, торцы - наоборот - с высокой. Внутри цилиндра размещен дисплейсер, шток которого через сальник крепится к коленчатому валу. Разность фаз движения также - 90 градусов. Таким образом образуются холодная и горячая полость, разделенные "тепловым клапаном". Теплообменный цилиндр соединен с рабочим через регенератор.

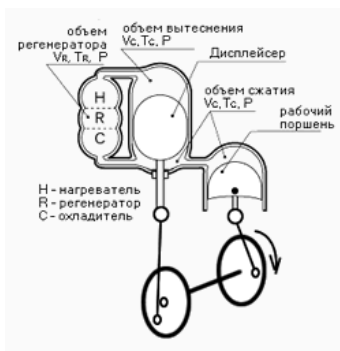


Рисунок 3. Двигатель Стирлинга гамма-типа

К недостатку данной модификации можно причислить все тот же нерабочий объем, как и у двухцилиндровой "альфы" и относительно большие габариты, хотя для стационарных стирлингов это не существенно. Главная популярность конструкции заключается в простоте изготовления. Гамма-стирлинг может изготовить любой желающий даже в кустарных условиях[3].

- **Преимущества двигателей наружного сгорания**

1. «Всеядность» двигателя — как все двигатели внешнего сгорания (вернее — внешнего подвода тепла), двигатель Стирлинга может работать от почти любого перепада температур: например, между разными слоями воды в океане, от солнца, от ядерного или изотопного нагревателя, угольной или дровяной печи и т. д.

2. Простота конструкции — конструкция двигателя очень проста, он не требует дополнительных систем, таких как газораспределительный механизм. Он запускается самостоятельно и не нуждается в стартере. Его характеристики позволяют избавиться от коробки передач.

3. Увеличенный ресурс — простота конструкции, отсутствие многих «нежных» узлов позволяет «стирлингу» обеспечить небывалый для других двигателей запас работоспособности в десятки и сотни тысяч часов непрерывной работы.

4. Экономичность — для утилизации некоторых видов тепловой энергии, особенно при небольшой разнице температур, «стирлинги» часто оказываются самыми эффективными видами двигателей. Например, в случае преобразования в электричество солнечной энергии «стирлинги» иногда дают больший КПД (до 31,25 %), чем тепловые машины на пару.[2]

5. Бесшумность двигателя — «стирлинг» не имеет выхлопа, а значит уровень его шума гораздо меньше, чем у поршневых двигателей внутреннего сгорания. Бета-стирлинг с ромбическим механизмом является идеально сбалансированным устройством и, при достаточно высоком качестве изготовления, имеет предельно низкий уровень вибраций (амплитуда вибрации меньше 0,0038 мм).

6. Экологичность — сам по себе стирлинг не имеет каких-то частей или процессов, которые могут способствовать загрязнению окружающей среды. Он не расходует рабочее тело. Экологичность двигателя обусловлена прежде всего экологичностью источника тепла. Стоит также отметить, что обеспечить полноту сгорания топлива в двигателе внешнего сгорания проще, чем в двигателе внутреннего сгорания.

- **Недостатки двигателей наружного сгорания**

1. Громоздкость и материалоёмкость — основной недостаток двигателя. У двигателей внешнего сгорания вообще, и двигателя Стирлинга в частности, рабочее тело необходимо охлаждать, и это приводит к существенному увеличению массо-габаритных показателей силовой установки за счёт увеличенных радиаторов[4].

2. Для получения характеристик, сравнимых с характеристиками ДВС, приходится применять высокие давления (свыше 100 атм) и особые виды рабочего тела — водород, гелий.

3. Тепло подводится не к рабочему телу непосредственно, а только через стенки теплообменников. Стенки имеют ограниченную теплопроводность, из-за чего КПД оказывается ниже, чем можно было ожидать. Горячий теплообменник работает в очень напряжённых условиях теплопередачи, и при очень высоких давлениях, что требует применения высококачественных и дорогих материалов. Создание теплообменника, который удовлетворял бы противоречивым требованиям, весьма трудно. Чем выше площадь теплообмена, тем больше потери тепла. При этом растёт размер теплообменника и объём рабочего тела, не участвующий в работе. Поскольку источник тепла расположен снаружи, двигатель медленно откликается на изменение теплового потока, подводимого к цилиндру, и не сразу может выдать нужную мощность при запуске.

4. Для быстрого изменения мощности двигателя используются способы, отличные от тех, которые применялись в двигателях внутреннего сгорания: буферная ёмкость изменяемого объёма, изменение среднего давления рабочего тела в камерах, изменение фазного угла между рабочим поршнем и вытеснителем. В последнем случае отклик двигателя на управляющее действие водителя является почти мгновенной.

В настоящее время рядом зарубежных фирм (Philips, STM Inc., Daimler Benz, Solo, United Stirling) начато производство двигателей Стирлинга, технические характеристики которых уже сейчас превосходят ДВС и газотурбинные установки. Эти двигатели имеют эффективный КПД (до 45 %), удельную массу от 3,8 до 1,2 кг/кВт, ресурс до 40 тыс. ч и мощность от 3 до 1200 кВт[5].

В России из-за общего экономического спада разработкой машин Стирлинга на государственном уровне никто не занимается, хотя до 1990 года исследования в этой области техники проводились в пятнадцати организациях военно-промышленного комплекса[2].

Учитывая, что в настоящее время в России практически отсутствует серийное производство конкурентоспособных энергетических установок мощностью от 1 до 50 кВт, производство высокоэффективных и экологически чистых машин Стирлинга - наиболее перспективное направление в развитии отечественного машиностроения. Маркетинговые исследования показывают, что емкость отечественного рынка энергетических установок данного мощностного ряда составляет до 60 тысяч установок в год. Основными областями применения энергетических установок с двигателями Стирлинга в России могут стать когенерация с использованием местного топлива; автономные источники для нефтегазового комплекса, включая катодную защиту; автономные источники для ЖКХ населенных пунктов; использование бросовой теплоты отработанных газов котельных установок и транспортных средств; анаэробные установки.

Список использованных источников

1. Двигатель Стирлинга // Википедия. [2011—2014]. Дата обновления: 29.08.2011. URL: http://ru.wikipedia.org/wiki/Двигатель_Стирлинга (дата обращения: 22.04.2014).
2. Subscribe.ru, информационный канал [Электронный ресурс] URL: <http://subscribe.ru/archive/media.news.press.epr/200909/25060603.html>, свободный. – Загл. с экрана (дата обращения: 22.04.2014).
3. Стирлинг машины [Электронный ресурс] URL: <http://www.stirlingmotors.ru/Konstrukzion.htm>, свободный. — Загл. с экрана (дата обращения: 22.04.2014).
4. Журнал Альтернативный киловатт [Электронный ресурс] URL: <http://www.akw-mag.ru/content/view/54/35/>, свободный. – Загл. с экрана (дата обращения: 22.04.2014).
5. CNews RnD наука и техника [Электронный ресурс] URL: http://rnd.cnews.ru/tech/news/top/index_science.shtml?2008/02/14/288142, свободный. – Загл. с экрана (дата обращения: 22.04.2014).
6. Г. Уокер "Машины, работающие по циклу Стирлинга" М.: 1978 г.

ГИДРОАККУМУЛИРУЮЩИЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

К.С. Белянина, А.С. Платонов, магистранты
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
г. Томск, Россия
belya_ks.90@mail.ru

Гидроаккумулирующие станции – забавные на первый взгляд системы. В ночные часы ГАЭС использует «избыточную» электроэнергию, вырабатываемую недогруженными электростанциями для перекачивания насосами из нижнего водоема в верхний, аккумулирующий, бассейн (рис.1). В периоды пиков нагрузок, наоборот, вода из верхнего бассейна по трубопроводу подводится к гидроагрегатам ГАЭС, включенным на работу в турбинном режиме, выработанная при этом электроэнергия отдается в сеть, а вода накапливается в нижнем водоеме.

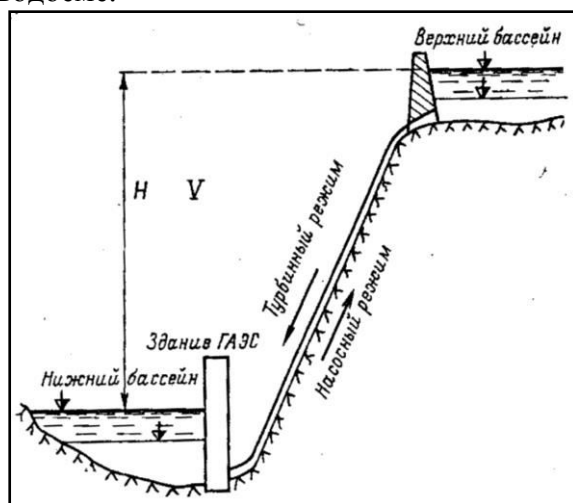


Рисунок. 1. Схема гидроаккумулирующей электростанции

Количество аккумулируемой энергии ГАЭС зависит от емкости верхнего бассейна и рабочего напора его воды, который определяется разностью высот между нижним и верхним бьефами и пропускной способностью водоводов. Преимущества ГАЭС по сравнению с ГЭС состоят в том, что у них может быть повышенный напор, для них проще выбрать место сооружения и они требуют меньшего объема воды, поскольку последняя циркулирует между обоими бассейнами (вместе с тем имеют место и потери воды за счет ее испарения и просачивания в грунт). Гидроаккумулирующие станции обладают еще одним несомненно важным качеством, присущим только им: диапазон регулирования более чем вдвое превышает их установленную мощность по номиналу за счет умения не только производить электроэнергию в пик потребления, но и поглощать ее в часы ночных провалов, аккумулируя для последующей выработки, — причем в объемах мощности, сопоставимых с мощностью региональной энергосистемы, это могут делать только ГАЭС [1].

Гидроаккумулирующие электростанции классифицируются:

- по схеме аккумулирования,
- по длительности цикла аккумулирования,
- по схеме основного гидросилового оборудования

По схеме аккумулирования:

- 1) ГАЭС простого аккумулирования. Характерным признаком ГАЭС такого типа является отсутствие притока воды в верхний бассейн;
- 2) ГАЭС смешанного типа, или ГЭС-ГАЭС, при этой схеме имеется приток воды в верхний бассейн, который, срабатываясь в турбинном режиме, дает дополнительную выработку энергии;

3) ГАЭС в схеме переброски стока, или ГАЭС с неполной высотой подкачки в бассейн или канал на водоразделе. Характерным для этой схемы является раздельное расположение насосной и гидроэлектрической станций, в связи с чем данную схему иногда называют раздельной.

По длительности цикла аккумулирования, т.е. по периоду сработки и наполнения бассейна различают ГАЭС:

- суточного,
- недельного,
- сезонного аккумулирования.

По схеме основного гидросилового оборудования:

- 1) четырех машинная схема, имеющая отдельные насосный и турбинный агрегаты, т.е. четыре машины (двигатель, насос, турбина и генератор);
- 2) трехмашинная схема (двигатель-генератор, насос и турбина);
- 3) двухмашинная схема (двигатель-генератор и обратимая гидромашина) [2].

Для развития ГАЭС в России необходима нормативно-правовая база, обеспечивающая учет технологических особенностей гидроаккумулирующей генерации применительно к рынкам электроэнергии, мощности и сопутствующих услуг. Так, принимая во внимание длительный цикл сооружения и окупаемости станций, для эффективного участия выработки ГАЭС в рынке мощности требуется выполнение следующих условий:

- проведение конкурентных отборов не менее чем за 7 лет до даты начала поставки мощности;
- гарантирование оплаты мощности станций, прошедших конкурентный отбор, до 30 лет;
- возможность подачи заявки с совокупными параметрами маневренности в отношении нескольких генерирующих объектов (например, совместной заявки АЭС и ГАЭС).

В таблице 1 приведены ГАЭС находящиеся на территории России.

Таблица 1. ГАЭС России

Название	Мощность, турб/насос, МВт	Место расположения
Загорская -1	1200/1320	С.Богородское
Загорская -2	строится	С.Богородское
НС 1-5 – Сходненская ГЭС и Листвянская ГЭС	30,7/101	Канал им.Москвы
Кубанская	15,9/19	Кубанское водохранилище

В зависимости от природных факторов, строительно-хозяйственных условий, требований энергосистем и т.д. в различных странах выработались характерные традиционные компоновочные решения ГАЭС.

Компоновки с искусственно созданными бассейнами на поверхности земли

Выбор расположения верхнего бассейна во многом зависит от его основных параметров: полезной емкости и площади акватории. Верхние бассейны ГАЭС чистого аккумулирования целесообразно создавать на участках территории с относительно ровным рельефом. Бассейны обычно сооружают в полувыемках-полунасыпях, что является экономически наиболее эффективным. Плановое очертание бассейнов по возможности должно быть близким к окружности, поскольку это сокращает периметр бассейна и снижает его стоимость за счет уменьшения объемов насыпи, крепления откосов, дренажных устройств и т.д.

Компоновки с подземным или полуподземным расположением зданий ГАЭС

Подземное и полуподземное расположение зданий ГАЭС обычно связано с туннельными подводящими (отводящими) водоводами. Такие компоновки получают в

настоящее время все более широкое распространение. Этому способствует следующие преимущества подземного и полуподземного расположения зданий ГАЭС по сравнению с их наземным размещением:

- повышение энергетических показателей за счет снижения потерь напора и улучшения работы агрегатов в переходных режимах благодаря сокращению длины подводящих водоводов, а также за счет возможности установки наиболее совершенного гидросилового оборудования, отличающегося значительным заглублением под уровень нижнего бьефа по условиям кавитации;

- возможность более свободного выбора планового размещения сооружений;

- максимальное сохранение естественного ландшафта и сокращение площади отчуждаемых земель;

- снижение эксплуатационных расходов из-за большей долговечности подземных сооружений, в особенности водоводов, по сравнению с открытыми стальными трубопроводами;

- исключение необходимости в защите зданий ГАЭС и водоводов от лавин, камнепадов, а также от других воздействий.

Компоновки с подземными бассейнами

Устройство искусственных нижних бассейнов на большой глубине может быть оправдано тогда, когда отсутствует естественные перепады рельефа, необходимые для создания эффективных ГАЭС, и имеются благоприятные геологические условия для устройства крупных подземных сооружений [3].

Список литературы:

1. Учебные материалы [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://expert.ru/expert/2012/11/kto-est-kilovattyi-po-nocham/>, свободный. – Загл. с экрана.
2. В. Ю. Синюгин, В. И. Магрук, В. Г. Родионов. Гидроаккумулирующие электростанции в современной электроэнергетике. - М.: ЭНАС, 2008. - 352 с.
3. Бабурин Б.Л., Шейнман Л.Б. Гидроаккумулирующие электростанции. – М.:ЭНАС, 2008. - 250 с.

ГИДРОЭНЕРГЕТИКА: СОСТОЯНИЕ, ПРОБЛЕМЫ, ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

С.Ю. Кузьмин, магистрант
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
г. Томск, Россия
Serkuz1990@mail.ru

Использование энергии водных потоков, как и использование ветроэнергии, началось несколько тысяч лет тому назад. В России использование водной энергии в промышленности началось в XVI веке. В качестве двигателей первыми нашли применение подливные водяные колёса. На протяжении столетий вырабатывалась и совершенствовалась техника овладения водной энергией.

Первенцем гидроэнергетики в России следует считать станцию на Рудном Алтае, построенную в 1892 г., а к 1916 г. министерством земледелия России было зарегистрировано 24 гидроэлектростанции, мощностью от 150 кВт и более, построенных на мелких речках, дающих электроэнергию фабрикам, курортам, монастырям, поместьям и рудникам.

В советский период развития энергетики упор делался на особую роль единого народнохозяйственного плана электрификации страны — ГОЭЛРО. Согласно главы плана «Электрификация и водная энергия» предполагалось, что в течение 10-15 лет в стране можно соорудить ГЭС общей мощностью 21 254 тыс. лошадиных сил (около 15 млн кВт). В ходе реализации плана ГОЭЛРО, и в последующее время были осуществлены «Великие стройки страны». Эти стройки собирали огромное количество людей, которые трудились на благо своего народа. Одним из результатов этих строек являются гидротехнические сооружения, эксплуатируемые до сих пор. Однако, в пятидесятые годы, научные разработки в области атома позволили начать активное строительство атомной энергетики (АЭС) в нашей стране, что явилось одной из причин сокращения строительства ГЭС.

Современное состояние гидроэнергетики России

Большая часть гидротехнических сооружений, находящихся в наши дни в эксплуатации или в процессе строительства в нашей стране, достались в качестве наследства от Советского Союза. В ходе долгих реформ энергетики в постперестроечные времена отрасль гидроэнергетики дробилась, а её объекты кочевали от одних компаний к другим. У станций менялись собственники, менялась политика управления, и в результате это привело к тому, что из производства «тянулось» как можно больше денег, но при этом вкладывалось очень мало средств на обновление и поддержание основных фондов станций. В итоге хронического недофинансирования в течении порядка 15 лет в отрасли гидроэнергетики практически повсеместно организовалась проблема глобального масштаба - степень износа оборудования большинства российских гидроэлектростанций превышает 40 %, а по некоторым ГЭС этот показатель достигает 70 %[6]

Тем не менее, не смотря на катастрофические цифры степеней износа, по данным на 31.12.2010 установленная мощность гидроэлектростанций составляет 47,4 ГВт, а суммарное производство электроэнергии – 168ТВт*ч. - эта цифра составляет примерно 16% от общего объема производства электроэнергии в РФ.

Проблемы гидроэнергетики

Как было выше рассмотрено, в наши дни в отрасли гидроэнергетики существует ряд проблем, без решения которых невозможно устойчивое развитие гидроэнергетики в ближайшем будущем. Основные проблемы это:

- Необходимость повышения технического уровня и надежности работы действующих гидроэлектростанций и безопасности их эксплуатации в рыночных условиях;
- Потребность в устойчивом финансировании отрасли гидроэнергетики;
- Необходимость коренного улучшения кадрового обеспечения гидроэнергостроительства и эксплуатации гидравлических электростанций;

- Потребность в более тщательном отборе и обосновании изданных и плановых объектов для проектирования и строительства;
- Необходимость в совершенствовании организации и повышении технического уровня изысканий, проектирования, управления строительством и эксплуатацией гидроэнергетических объектов.

Проблемы технического состояния отрасли, с одной стороны, вызваны общим старением основных фондов, а с другой - недостаточным вниманием к обслуживанию, замене, реконструкции и техническому перевооружению генерирующего и вспомогательного оборудования на действующих гидроэлектростанциях. Увеличивается число ГЭС, отработавших нормативные сроки службы при превентивной практике их продления, при этом, одновременно в рыночных условиях снизились требования к своевременности и качеству профилактических и капитальных ремонтов.

Отмеченное обстоятельство наглядно проявилось в катастрофической аварии на Саяно-Шушенской ГЭС 17 августа 2009 г., унесшей жизни 75 человек. Это трагическое событие показало, что без изменения технической политики государства и отношения частных собственников к поддержанию нормального технического состояния оборудования на современном этапе невозможно ни безопасное и эффективное функционирование, ни успешное дальнейшее развитие гидроэнергетики страны.

Ещё одна проблема состоит в недостаточном техническом уровне и качестве продукции отечественных энергомашино- и приборостроения и электротехнической промышленности из-за их отставания (по некоторым данным на 20 лет) от достигнутого мирового уровня.[4]

Проблемы развития гидроэнергетики на современном этапе

Несмотря на широкие возможности и наличие технико-экономических обоснований и проектов, в настоящее время в стране сохраняются очень низкие темпы гидроэнергостроительства. За последние 20 лет на ГЭС введено всего 3.7 ГВт установленных гидроэлектрических мощностей. Сейчас считаются строящимися ещё 6 объектов с общей установленной мощностью около 5.34 ГВт. Из них 2.97 ГВт приходится на Богучанскую ГЭС. Планировалось полностью сдать в эксплуатацию Богучанскую ГЭС к концу 2013 года, но по факту она еще остается несданной.

Богучанская ГЭС является ярким примером "долгостроя", на котором наглядно проявились особенности и недостатки гидроэнергостроительства в стране в новых экономических условиях. К ним относятся:

- множественность источников инвестирования; несогласованность и отсутствие ответственности за своевременное финансирование стройки при нескольких инвесторах;
- недостаток квалифицированных гидростроителей, механизаторов и монтажников;
- отсутствие и несогласованность графиков работ и координации управления строительством;
- недостатки в организации строительных работ непосредственно на строительной площадке.

Практически все российские стройки испытывают проблемы, аналогичные проблемам Богучанской ГЭС, т.е. эти проблемы являются системными. Поэтому организация и практика гидроэнергостроительства в стране требуют серьёзного улучшения. Прежде всего, необходимо обеспечить ритмичное финансирование строек, чтобы предотвратить угрозу не только увеличения сроков строительства, но и их замораживания. Далее, необходимо возобновить подготовку квалифицированных специалистов-гидротехников, гидроэнергетиков и организаторов гидроэнергостроительства. Должна быть прекращена практика выполнения строительных работ при отсутствии генеральных планов организации строек и единых органов управления ими. Планы ввода новых районообразующих объектов должны согласовываться с вводами промышленных предприятий, ориентированных на их электроэнергию. Необходимо создать законодательную базу, регулирующую

взаимоотношения и распределение ответственности между участниками совместных инвестиционных проектов в гидроэнергетике и региональной экономике. Должна быть разработана методология комплексного обоснования районообразующих гидроэнергетических объектов в условиях рынка с учётом их инфраструктурной роли и интересов всех участвующих сторон.

Положение, сложившееся в современном гидроэнергостроительстве России, не позволяет существенно повысить его темпы и в ближайшем будущем. Этому мешают и общеэкономические причины, в частности, неопределённость потребности в новых генерирующих мощностях и инвестиционный климат в стране. Поэтому, на период до 2030 г. скорее всего, сохранятся прежние темпы сооружения гидроэнергетических объектов. [4]

Перспективы гидроэнергетики

Наиболее вероятным из крупнейших проектов для практической реализации является проект Южно-Якутского гидроэнергетического комплекса (далее ЮЯГЭК) [1]. Этот проект предполагает в юго-восточной части бассейна р. Лены соорудить 7 ГЭС установленной мощностью от 220 до 3300 МВт. Общая мощность комплекса - более 9 ГВт. В качестве первоочередных рассматриваются Канкунская на р. Тимптон, а также Среднеучурская, Олёкминская и Верхнеалданская гидроэлектростанции.

Созданию ЮЯГЭК и решению на его основе социально-экономических проблем региона призвана способствовать созданная Корпорация экономического развития Южной Якутии. Естественно, реализация проекта ЮЯГЭС может быть начата только после решения проблемы его финансирования. [4]

Малая гидроэнергетика. Проблемы и перспективы

На сегодняшний день большая гидроэнергетика имеет свои довольно весомые и специфичные проблемы. На этом фоне, малая гидроэнергетика представляется довольно актуальной областью развития гидроэнергетики для России. К малым ГЭС (далее МГЭС) в нашей стране, в соответствии с Государственным стандартом, введенным в 1999г., относятся электростанции установленной мощностью от 0,1 до 30 МВт (до 0,1 МВт – микро ГЭС). Ресурс малой гидроэнергетики это не только малые речки и ручьи, но и гидроэнергетический потенциал неэнергетических водохранилищ, напорных питьевых водоводов, а также промышленных водотоков, в том числе сбросов тепловых электростанций с открытым циклом.

Из проблем, которые имеются в малой гидроэнергетике в России, в первую очередь следует отметить отсутствие стратегии развития, другими словами отсутствие государственной политики. В результате нет программ, следственно нет средств на научные исследования, а значит, нет возможностей для реализации результатов тех исследований, которые всё же проводятся. Как следствие вышесказанного, в стране вводится 1-3 МГЭС за 3-4 года.

Вторая проблема малой гидроэнергетики – административно-хозяйственная. Она связана с непониманием руководителями ряда регионов важности и необходимости малой гидроэнергетики, а так же отсутствием желания развивать это направление энергетики.

Третья проблема – научно-технические проблемы. Оборудование для МГЭС отлично от оборудования для большой гидроэнергетики. У него есть свои особенности и принципы создания. Так же, отличны от большой гидроэнергетики и принципы проектирования МГЭС. [2]

К перспективам малой гидроэнергетики можно отнести то, что существующие проекты МГЭС не требуют затопления территорий, затратных строителей и прокладки дорогих ЛЭП. К таким проектам относят: малые бесплотинные ГЭС на естественных водотоках; микро ГЭС индивидуального назначения; ГЭС нового поколения, работающие на искусственных потоках; Комбинированные ГАЭС морского базирования с импульсными турбинами; гидроустановки нового типа на донных и приливных течениях в непосредственной близости от потребителя. Так же, к перспективам малой гидроэнергетики

относятся экологические вопросы, а именно, важным моментом является то, что малая гидроэнергетика не вредит экологии и является мало затратной.[3]

Список литературы:

1. Южно-Якутский гидроэнергетический комплекс. - Регионы и Федерация. Вопросы регулирования ТЭК, 2002
2. Бляшко Я.И. Малая гидроэнергетика России. Проблемы и перспективы развития.: Энергетик 2013 №6 стр. 101-105;
3. Яковенко А.Л. Малая гидроэнергетика нового поколения.: Энергосбережение -2013 №4 стр 66-70;
4. Подковальников С.В., Савельев В.А., Чудинова Л.Ю. Гидроэнергетика России: современные проблемы и перспективы.: Энергия: экономика, техника, экология 2012 № 10 с 2-9.
5. Электронный ресурс. Википедия. Статья: РусГидро. Адрес доступа: <http://ru.wikipedia.org/wiki/РусГидро>
6. Электронный ресурс: Официальный сайт РусГидро. Адрес доступа: <http://www.rushydro.ru>

ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ПРОИЗВОДСТВА ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ

А.С. Кузнецова, магистрант

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

г. Томск, Россия

miss_kuznetsova@mail.ru

Без энергии жизнь человечества немыслима. Все мы привыкли использовать в качестве источников энергии органическое топливо. И рано или поздно наступит день, когда они иссякнут. На вопрос «что делать в преддверии энергетического кризиса?» уже давно найден ответ: надо искать другие источники энергии – альтернативные, нетрадиционные, возобновляемые. В данной работе мы рассмотрим влияние производства возобновляемых источников на окружающую среду.

Возобновляемые источники энергии можно разделить на две группы — традиционные и нетрадиционные (альтернативные) источники энергии. Традиционными источниками энергии считаются гидроэнергетика и та отрасль биоэнергетики, которая использует в качестве топлива древесные отходы. К альтернативным источникам энергии относятся: геотермальная, солнечная, ветровая и приливная энергия, а также малая гидроэнергетика и та часть энергии биомассы, которая не относится к традиционным источникам энергии.

Альтернативные возобновляемые источники энергии помогают решить проблему устойчивого развития человечества за счет использования возобновляемых ресурсов и снижения уровня загрязнения атмосферного воздуха, воды и почвы. Географически и климатически так сложилось, что основной потенциал использования возобновляемых источников энергии в России связан с гидроэнергетикой, биоэнергетикой, ветровой и геотермальной энергетикой, в меньшей степени – солнечной. В данной работе рассматриваются энергетические установки, использующие ветровую и солнечную энергию, а также малые гидроэлектростанции.

Солнечная энергия является одним из наиболее масштабных, но вместе с тем и наименее используемых человеком источников энергии. В последнее время интерес к солнечной энергетике достаточно сильно возрос, так как потенциальные возможности данного вида энергетике чрезвычайно велики.

Мощность энергии Солнца составляет 1017 Вт, что в 100 тысяч раз больше уровня энергопотребления землян в конце XX века. Использование всего лишь 0,0125% энергии Солнца могло бы обеспечить все сегодняшние потребности мировой энергетике, а использование 0,5% полностью покрыть потребности на перспективу [1].

К основным достоинствам использования солнечной энергетике можно отнести:

1. общедоступность и неисчерпаемость источника;
2. безопасность для окружающей среды (однако существует вероятность, что массовое использование солнечной энергетике может изменить характеристику отражательной способности земной поверхности (альбедо) и привести к изменению климата);
3. возможность легко и быстро заменить отработанные элементы.

Основными недостатками солнечной энергетике являются:

1. сильная зависимость выработки энергии от погоды и времени суток;
2. необходимость аккумуляции энергии;
3. высокая стоимость конструкций и элементов солнечных электростанций;
4. необходимость периодической очистки отражающей поверхности от пыли;
5. нагрев атмосферы над электростанцией;
6. необходимость больших площадей для установки батарей.

Солнечная энергоустановка (СЭУ) – устройство для прямого преобразования световой энергии в электрическую элементами из монокристаллического или

поликристаллического кремния. Конструктивно СЭУ состоит из отдельных однотипных солнечных батарей (модулей). Электрическая схема СЭУ и ВЭУ включает энергоустановку, аккумулятор и инвертор.

Малая гидроэлектростанция или мини-ГЭС – гидроэлектростанция, вырабатывающая сравнительно малое количество электроэнергии и использующая энергию свободного течения рек. Конструкция мини-ГЭС базируется на гидроагрегате, который включает в себя энергоблок, водозаборное устройство и элементы управления.

Преимущества малой гидроэлектростанции:

1. Водный поток — постоянный источник энергии, если он достаточно большой и быстрый. Он более надежен, чем ветер или солнце (если не пересохнет или не промерзнет до дна).
2. Малые ГЭС практически не загрязняют окружающую среду. Небольшое количество тепла, образующегося из-за трения движущихся частей турбины, передается протекающей воде, но оно незначительно.
3. Электричество, производимое малой ГЭС, можно использовать для дополнительного обогрева или испарительного охлаждения.

Недостатки малой гидроэлектростанции:

1. Небольшой ручей может периодически пересыхать или промерзать, останавливая работу системы.
2. Водяная турбина требует значительной массы воды для работы, а также значительного перепада высот для того, чтобы вырабатывать достаточное количество энергии (допустим, для обогрева дома). Для создания этих условий может потребоваться строительство небольшой плотины или искусственного водопада, что, в свою очередь, может быть запрещено природоохранным или иным законодательством.
3. Затраты на сооружение даже малой ГЭС весьма высоки. Она долго окупается, и высокие стартовые вложения могут свести на нет экономическую выгоду от ее использования.

Малая гидроэнергетика лишена основного недостатка «большой» гидроэнергетики - изъятие земель из окружающей среды. А эти площади земли были заняты естественными экологическими системами, которые включают определенные виды животных и растений. Строительство станции может изменить состав экологической системы. Строительство мини-ГЭС осуществляется без затопления земель и без перекрытия полного створа реки, что позволяет уменьшить нагрузку на экосистемы рек.

Ветроэнергетическая установка (ВЭУ) – устройство для преобразования кинетической энергии ветрового потока в механическую энергию вращения ротора с последующим ее преобразованием в электрическую энергию. ВЭУ состоят из ветровой турбины и электрогенератора.

Выработка электроэнергии с помощью ветра имеет ряд преимуществ:

1. Экологически чистое производство без вредных отходов;
2. Доступность;
3. Практическая неисчерпаемость.

Однако ветровая энергетика имеет и ряд недостатков:

1. Неровный выход энергии;
2. Необходимость аккумуляции энергии;
3. Наличие шумового загрязнения и помех для приёма телесигнала;
4. Помехи для полетов птиц и насекомых;
5. Высокая себестоимость ветроустановок;
6. Необходимость больших площадей для установки батарей.

Однако для общей экологической оценки необходимо учитывать экологическое воздействие энергоустановок на ВИЭ на окружающую среду в процессе их производства[2]. Основные материалы, используемые для производства данных энергоустановок – это сталь,

пластмасса, стекло, алюминий, кремний, а также свинец и серная кислота для аккумуляторных батарей.

В таблице 1 приведены массы установок и аккумуляторов, удельный расход электроэнергии при производстве материалов и общий расход электрической энергии на производство энергоустановок на ВИЭ.

Таблица 1. Расход электрической энергии на производство энергоустановок на ВИЭ

Тип энергоустановки	Масса, т	Удельный расход электроэнергии, кВт·ч/т	Расход электроэнергии, кВт·ч/т
Ветровая:			
-сталь	3,08	690	2125,2
-пластмасса	0,1	2800	280
-свинец (аккумулятор)	0,507	500	253,5
-кислота (аккумулятор)	0,234	80	18,72
-пластмасса (аккумулятор)	0,039	2800	109,2
-итого	-	-	2786,62
Мини-ГЭС:			
-сталь	2,0	690	1380
Солнечная:			
-стекло	1,92	200	384
-кремний	0,336	12050	4048,8
-алюминий	0,276	18000	4968
-свинец (аккумулятор)	0,507	500	253,5
-кислота (аккумулятор)	0,234	80	18,72
-пластмасса (аккумулятор)	0,039	2800	109,2
-итого	-	-	9782,22

Удельный расход электроэнергии (УРЭ) – показатель, определяемый как отношение общего количества израсходованной электрической энергии (кВт·ч) к количеству произведенной годной продукции данного вида [3].

Удельные выбросы вредных веществ при производстве 1 кВт·ч электрической энергии представлены в таблице 2. Выбросы вредных веществ при производстве электрической энергии для различных видов ВИЭ приведены на рис.1.

Таблица 2. Удельные выбросы вредных веществ при производстве электрической энергии

Вредные вещества	Удельные выбросы, г/кВт·ч
Твердые вещества	1,54
Диоксид серы SO ₂	2,26
NO ₂	1,06
NO	0,17
CO	0,85

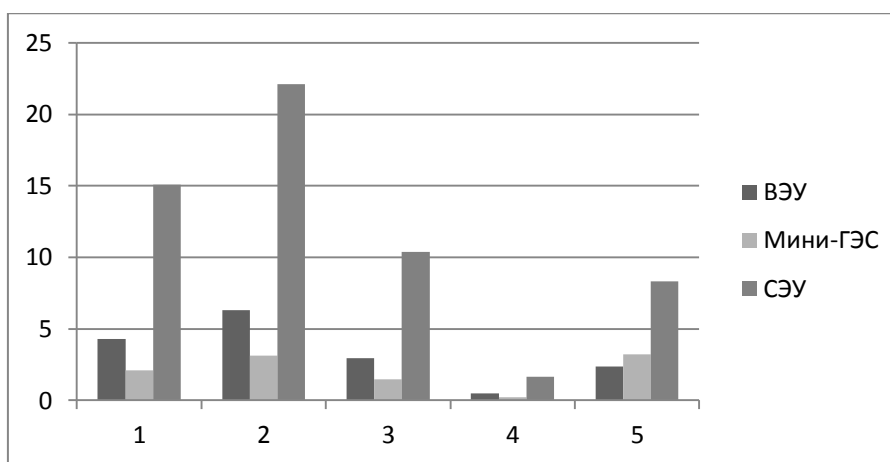


Рисунок 1. Выбросы вредных веществ при производстве энергоустановок на ВИЭ, кг
1-Твердые частицы; 2 - SO₂; 3 – NO₂; 4 – NO; 5 – CO.

Результаты исследования показали, что:

- в процессе производства всех возобновляемых энергетических установок происходит загрязнение окружающей среды;
- минимальный уровень загрязнения происходит для мини-ГЭС;
- максимальный уровень загрязнения происходит для солнечных энергоустановок.

Несмотря на то, что в процессе производства всех возобновляемых энергетических установок происходит загрязнение окружающей среды, в России имеются значительные ресурсы разнообразных НВИЭ: энергия ветра, геотермальная энергия, гидроэнергетические ресурсы малых рек, нетрадиционная энергия биомассы и солнечная энергия. Практически во всех регионах имеется один или два типа НВИЭ, коммерческая эксплуатация которых может быть оправдана. В отличие от зарубежных исследователей, рассчитавших мировой валовой и технический потенциал НВИЭ, российские эксперты оценили также экономический потенциал, под которым понимается часть технического, использование которого экономически оправдано при существующем уровне цен на ископаемое топливо, тепло, электричество, оборудование и материалы, транспорт и рабочую силу. Согласно этим оценкам, экономический потенциал НВИЭ в России равняется 260 – 275 млн. т условного топлива (млн. т у. э.), что составляет 28 – 30% ее общего потребления первичных источников энергии (в 2005 г. – 920 млн т у. т. или 645 млн. т н. э).

По свидетельству экспертов, на сегодняшний день российские технологии возобновляемых источников (кроме ветровых турбин) сопоставимы с иностранными технологиями по своим рабочим и научно-техническим характеристикам, однако большая их часть, вследствие отсутствия готовых рынков, находится на стадии научно-технических разработок или демонстрационной. Если государство сможет придать импульс развитию внутреннего рынка оборудования НВИЭ, отечественная промышленность, на основе своего значительного технического и научного опыта, сможет не только обеспечить внутренний спрос, но и выделить значительную часть производимого оборудования на экспорт [4].

Таблица 1. Потенциал развития НВИЭ в России.

	<i>Валовой потенциал</i>	<i>Технический потенциал</i>	<i>Экономический потенциал</i>
Малые гидроресурсы	360,4	124,6	65,2
Геотермальная энергия	40000	180	135
Энергия биомассы	10000	53	35
Энергия ветра	26000	2000	10
Энергия солнца	2300000	2300	12,5
Суммарные запасы НВИЭ	>2376000	>4658	>258

Список литературы:

1. Ресурсы и эффективность использования ВИЭ в России / Под. ред. Безруких П.П. — СПб.: Наука, 2007. — С. 158-159;
2. Папков Б.В. Краткий словарь современной электроэнергетики: учеб.пособие / Б.В. Папков; Нижегород. гос. техн. ун-т им. Р.Е. Алексеева. — Нижний Новгород, 2013. — 395 с.
3. Соснина Е.Н., Маслеева О.В., Пачурин Г.В. Акустическое воздействие ветроэнергетических установок на окружающую среду / Е.Н. Соснина, О.В. Маслеева, Г.В. Пачурин // Экология и промышленность России. — 2013. — № 9. — С.8-11.
4. Шуйский В.П. Мировые товарные рынки. Мировые рынки возобновляемых источников энергии в первой половине XXI века.: Российский внешнеэкономический вестник №3 2010 - С. 36-38.

УТИЛИЗАЦИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА В АСПЕКТЕ РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЯ И ЗАЩИТЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Ф. В. Фокин, магистрант, Д. А. Медведев, магистрант
Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия
filippf91@gmail.com

Сегодня переход на энергоэффективный путь развития стал общемировой тенденцией, поэтому проблема сжигания попутного нефтяного газа (ПНГ) приобретает высокую экономическую и экологическую значимость.

В отличие от природного газа ПНГ содержит в своем составе кроме метана и этана большую долю пропанов, бутанов и паров более тяжелых углеводородов. По геологическим характеристикам различают ПНГ газовых шапок и газы, растворенные в нефти. При вскрытии нефтяных пластов обычно сначала начинает фонтанировать газ нефтяных шапок.

ПНГ является важным сырьем для энергетики и химической промышленности. Он имеет высокую теплотворную способность, которая колеблется в пределах от 9 тысяч до 15 тысяч Ккал/ м³, но его использование в энергогенерации затрудняется нестабильностью состава и наличием большого количества примесей, что требует дополнительных затрат на очистку («осушку») газа.

Сжигание ПНГ приводит к значительным выбросам твердых загрязняющих веществ и ухудшению экологической обстановки в нефтепромысловых районах. При «технологических потерях» и сжигании ПНГ в атмосферу выбрасывается диоксид углерода и активная сажа. В результате горения газа в факелах в России ежегодно образуется почти 100 млн. тонн выбросов CO₂ (при условии эффективного сжигания всего объема газа).

Однако российские факелы известны своей неэффективностью, т.е. газ в них сжигается не полностью. Соответственно, в атмосферу выделяется метан, гораздо более активный парниковый газ, чем углекислый газ. Объем выбросов сажи при сжигании ПНГ оценивается приблизительно в 0,5 млн. тонн в год.

При этом в атмосферу поступают как продукты сгорания ПНГ, в том числе окись азота, сернистый ангидрид, окись углерода, так и различные несгоревшие углеводороды.

Это приводит к увеличению заболеваемости местного населения раком легких, бронхов, к поражениям печени и желудочно-кишечного тракта, нервной системы, зрения.

Возможные пути утилизации попутного газа:

- Закачка в недра для повышения пластового давления и, тем самым, эффективности добычи нефти. Однако в России, в отличие от ряда зарубежных стран, этот метод за редким исключением не используется, т. к. это высокочрезвычайно затратный процесс.

- Использование на местах для выработки электроэнергии, идущей на нужды нефтепромыслов.

- При выделении значительных и устойчивых объемов попутного нефтяного газа - использование в качестве топлива на крупных электростанциях, либо для дальнейшей переработки.

Наиболее эффективный способ утилизации попутного нефтяного газа - его переработка на газоперерабатывающих заводах с получением сухого отбензиненного газа (СОГ), широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ), сжиженных газов (СУГ) и стабильного газового бензина (СГБ).

Оптимальный вариант использования ПНГ зависит от размера месторождения:

- для малых месторождений наиболее привлекательным вариантом является выработка электроэнергии в малых масштабах для собственных промысловых нужд и нужд других местных потребителей.

- для средних месторождений, по оценкам исследователей, наиболее экономически целесообразным вариантом утилизации попутного нефтяного газа является извлечение сжиженного нефтяного газа на газоперерабатывающем заводе и продажа сжиженного нефтяного газа (СНГ) или нефтехимической продукции и сухого газа.

- для крупных месторождений наиболее привлекательным вариантом является генерирование электроэнергии на крупной электростанции для последующей оптовой продажи в энергосистему.

По мнению экспертов, решение проблемы утилизации ПНГ - это не только вопрос экологии и ресурсосбережения, это еще и потенциальный национальный проект. Только утилизация объемов ПНГ позволила бы ежегодно производить до 5-6 млн тонн жидких углеводородов, 3-4 млрд м³ этана, 15-20 млрд м³ сухого газа или 60-70 тысяч ГВт/ч электроэнергии.

По некоторым оценкам, в настоящее время доля России в сжигании на факелах попутного нефтяного газа (ПНГ) составляет 25...30 % при общем мировом годовом объеме сжигаемого ПНГ около 150 млрд м³, и Россия является мировым лидером по сжиганию ПНГ. В прошлом года правительство еще раз выступило с критикой существующего положения с использованием углеводородных ресурсов, сообщив очередной срок перехода на обязательный новый уровень использования ПНГ и пообещав принятие строгих мер за нерациональное использование ПНГ как ценного невозобновляемого природного ресурса. С 1 января 2012 г действует постановление Правительства РФ «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках», согласно которому компании обязаны утилизировать 95% ПНГ.

В России, как и в любой другой нефтедобывающей стране, проблема утилизации ПНГ имеет и ярко выраженный экологический аспект. До 30% всех промышленных выбросов загрязняющих веществ приходится на нефтегазовый сектор экономики. По информации Минприроды РФ выбросы CO₂ в России в 2011 г. из-за сжигания ПНГ составили 93 млн тонн.

На сегодняшний день, деятельность отдельных экономических агентов мотивируется их собственными корпоративными программами, их финансовыми стратегиями. И там, где исторически есть эта инфраструктура, где она создана и функционирует, там, где компании размещены локально, компактно, то там и высокий уровень утилизации. Издержек особых нет. Необходимо поддерживать систему в адекватном состоянии, и все это функционирует.

Как мы убедились, проблемы в самой переработке ПНГ нет. Ученые уже изобрели всевозможные устройства для его утилизации. Остается решить вопрос построения крепкой инфраструктуры, которая поможет вывести Россию на передовые позиции по добычи и использованию попутного нефтяного газа.

Список использованной литературы

1. Антропов В.М. «Газовые электростанции: преимущества использования» / В.М. Антропов // МЭМО. – 20010. – №11. – С.39-52.
2. Балентей С.К. «Газотурбинные установки — газопоршневые электростанции» / С.К. Балентей // Труд. – 2012. – №4. – С.24-27.
3. Широков С.Н. «Обязательная утилизация попутного газа в России тема знакомая, но не полностью понятная: что, как и зачем утилизировать // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. -2010.-№1.-С.36-40
4. Андреева Н.Н. «Проблемы проектирования, разработки и эксплуатации мелких нефтяных месторождений». – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», - 20011. – С.78-89.
5. Научно-исследовательская работа «Разработка программы мероприятий по обеспечению рационального использования попутного газа на месторождениях ОАО «РН-Юганскнефтегаз». – ОАО «НижевартовскНИПИнефть». – 2010. – С.5-12.

РЫНОЧНЫЕ И ГОСУДАРСТВЕННЫЕ МЕХАНИЗМЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ ЦЕН НА ЭНЕРГОРЕСУРСЫ И ЭНЕРГИЮ

Н.О. Суровежко, магистрант
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
г. Томск, Россия
sno567@mail.ru

Повышение эффективности государственного регулирования цен в отраслях-естественных монополиях, в частности, энергоресурсах и электроэнергетике - одна из наиболее актуальных задач, стоящих в настоящее время перед руководством Российской Федерации. Потребители вынуждены оплачивать продукцию по неоправданно высоким ценам и тем самым продолжают удерживать Россию в состоянии глубокого экономического кризиса. Поэтому очевидно, что задача совершенствования механизмов формирования тарифов на энергоносители и электроэнергию требует немедленного решения.

Быстрый и значительный рост цен в электроэнергетике, газовой промышленности, обусловил необходимость постановки вопроса об обоснованности издержек (расходы на заработную плату, социальные выплаты, инвестиционную деятельность) и о соответствии качества предлагаемых продукции и услуг уровню цен.

Основные задачи государственного регулирования цен в естественных монополиях:

- обеспечение баланса интересов потребителей (доступные цены) и регулируемых предприятий (финансовые результаты, привлекательные для кредиторов и инвесторов);
- определение структуры тарифов на основе принципов справедливого и эффективного отнесения издержек на тарифы для различных типов потребителей;
- стимулирования предприятий отраслей-естественных монополий к сокращению издержек и излишней занятости, улучшению качества обслуживания, повышению эффективности инвестиций и т.д.
- использование возможностей ценовых механизмов регулирования при проведении стабилизирующей макроэкономической политики.
- управление развитием экономики в регионах.

В передовых странах, чтобы сохранить конкурентоспособность товаров и уровень жизни населения, принимаются национальные комплексы мер по ограничению темпов роста цен на топливо. В монопольном секторе работают гибкие рыночные механизмы, в монопольном – жесткие рамочные ограничения, законодательно закрепленные по каждой компании. Это позволяет сводить до минимума негативные колебания цен на топливо в стоимости товаров. [1]

ТЭК России должен превратиться в сферу эффективного приложения капитала и активного бизнеса. Должны также быть задействованы в полной мере административные резервы через принятие соответствующих законов, в первую очередь тех, что ориентированы на повышение энергоэффективности экономики.

Государство в пределах своих возможностей пытается целым комплексом мер сдерживать рост тарифов:

- подписан 3-й антимонопольный пакет поправок к законодательству (принят Федеральный закон от 06.12.2011 г. № 401-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «О защите конкуренции» и отдельные законодательные акты Российской Федерации»);
- осуществляется поддержка биржевой торговли энергоресурсами;
- прорабатывается вариант с отпуском тарифов (не регулировать их государством), но с параллельным включением жестких антимонопольных мер (например, крупные штрафы за искусственное завышение цен);
- ФАС РФ в первой половине 2011 г. разработала 2 законопроекта, регулирующие цены на нефть на внутреннем рынке:

а) «О рыночном ценообразовании на нефть и нефтепродукты в РФ»

б) «Об обороте нефти и нефтепродуктов в РФ»

Целью первого законопроекта является стабильное и экономически эффективное удовлетворение внутреннего спроса на нефть и продукты её переработки на основе создания и развития рынков с высоким уровнем конкуренции и справедливыми принципами организации торговли, а также стимулирование открытой торговли и развития биржевой торговли нефтью и нефтепродуктами. Для развития биржевой торговли, совершенствования её правил и организации системы её гарантий, а также осуществления контроля организации торговли на товарных рынках создаётся Биржевой комитет.

Второй законопроект ориентирован на создание условий эффективного функционирования рынков нефти и нефтепродуктов, для чего формируется ряд требований, направленных на обеспечение условий конкуренции:

- вводятся ограничения на совершение сделок слияния и приобретений на рынках розничной реализации моторного топлива, которые ведут к возникновению или усилению доминирующего положения;
- создаются гарантии недискриминационного доступа к ёмкостям для хранения нефтепродуктов;
- устанавливается запрет на совмещение хозяйствующими субъектами отдельных видов деятельности;
- вводится требование об обязательном раздельном учёте по видам деятельности на рынках нефти и нефтепродуктов;
- задаются требования по раскрытию информации об остатках нефти и нефтепродуктов в соответствующих хранилищах.

Тем не менее, задачу устойчивого развития энергетики в наступившем веке придется решать в основном за счет рыночных факторов.

Ключевым среди них является цена на энергоносители, которые неизбежно повышаются при возникновении дефицита. Главный вопрос: справится ли население с ростом цен на энергоносители без неприемлемого ограничения на их использование? Мировой опыт показывает, что повышение цен успешнее переносят богатые государства. Это обстоятельство подчеркивает значимость экономического роста в долгосрочной перспективе. Однако он должен сочетаться с опережающим ростом производительности – в противном случае стоимость энергии растёт быстрее, чем доходы населения. Как и ранее, динамика цен на энергоресурсы будет иметь нелинейный характер. Фазы высоких и низких цен будут сменять друг друга с общей тенденцией к повышению. [1]

По мнению экспертного сообщества, ограничить темпы роста тарифов на энергетическое сырьё и электроэнергию можно только реализацией комплекса мер, таких как:

- а) использование инструментов государственного налогового регулирования – рентных платежей и экспортных пошлин;
- б) внутренних интервенций;
- в) биржевых инструментов;
- г) ужесточения антимонопольного законодательства.

Стабильность и обоснованность тарифов – это не только социальная стабильность в обществе, но и важное условие притока в энергетику инвестиций. Зарубежный опыт регулирования показывает, что главным в этой деятельности является максимальная независимость регулирующих органов как от других органов государственного управления, так и от регулируемых ими хозяйственных субъектов, а также согласованность интересов и направлений работы регулирующих органов, что предоставит им возможность принимать политически непопулярные решения.

Список литературы:

1. Современные проблемы электроэнергетики: учебное пособие / В.Я.Ушаков; Томский политехнический университет.–Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013. –448 с.
2. О государственном регулировании цен /Новиков В.Е.; Финансы – 1992, №11 с.3-10.
3. Цены и ценообразование / Под ред. В.Е. Есипова. – СПб.: Питер, 2002.

РОССИЯ НА МИРОВОМ РЫНКЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

А.В. Журавлев И.А.Беккер, магистранты
 Национальный исследовательский Томский политехнический университет
 г. Томск, Россия
 temis5@sibmail.com

Современная российская электроэнергетика является одной из крупнейших в мире. Россия входит в первую десятку стран – крупнейших производителей электроэнергии.

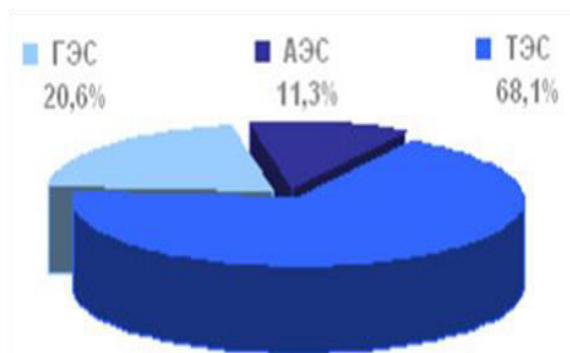


Рисунок 1. Структура установленной мощности электростанций ЕЭС России, % (на 01.01.2014 г.)

Единая энергетическая система России (ЕЭС России) состоит из 69 региональных энергосистем, которые, в свою очередь, образуют 7 объединенных энергетических систем: Востока, Сибири, Урала, Средней Волги, Юга, Центра и Северо – Запада. Все энергосистемы соединены межсистемными высоковольтными линиями электропередачи напряжением 220-500 кВ и работают в синхронном режиме (параллельно). [1]

Отпуск электроэнергии в зарубежных сетевых компаниях Группы увеличился на 3,8%, до 7,6 млрд кВт*ч (при сокращении потерь в сетях с 13,7% до 13,1%). Основным направлением экспортных поставок электроэнергии, являются Финляндия, Литва и Беларусь Импорт электроэнергии в 2012 году осуществлялся из Азербайджана, Грузии, Казахстана, Монголии и Украины.

В 2012 году на экспорт было поставлено 18,4 млрд кВт*ч. Импорт электроэнергии в 2012 году составил более 2,6 млрд кВт*ч. [3]

Таблица 1. Экспорт электроэнергии по странам мира, РФ, 2008-2012 гг (тыс.долл) [9].

Страна	2010	2011	2012
Азербайджан	828,1	1884,8	3596,8
Грузия	12209,3	25372,3	36799,0
Беларусь	1527,9	187574,6	330725,1
Казахстан	66586,3	97638,4	184826,4
Китай	39485,0	47030,9	93007,3
Латвия	428,7	-	-
Литва	225818,3	270987,8	287244,4
Монголия	11735,3	14409,6	22043,7
Норвегия	9596,7	8382,0	5235,4
Украина	1173,5	1016,4	9515,2
Финляндия	657940,7	631443,4	239721,5
Южная Осетия	2553,1	3553,3	6713,4
Все страны Мира	1029883,0	1289293,5	1219428,2

Российская электроэнергетика полностью снабжает потребности населения и товаропроизводителей страны, а также выполняет крупные договорные обязательства по экспорту электроэнергии.

Около 70% производства электроэнергии в стране контролируются национальным электроэнергетическим холдингом «Холдинг РАО «ЕЭС России» (РАО ЕЭС), который имеет монопольное положение в сфере экспорта электроэнергии. За счет владения наибольшим количеством электрических сетей РАО ЕЭС является крупнейшей электроэнергетической компанией в мире. При этом экспорт электроэнергии является для «Интер РАО» одним из приоритетных направлений деятельности в качестве немаловажного финансового источника для реализации инвестиционных проектов.

В 2011 году российский экспорт электроэнергии увеличился и достиг наибольшего значения за последние годы, тогда как импорт, напротив, снизился до рекордного минимума.

Экспорт электроэнергии из России составил по итогам 2011 года 23,7 млрд кВт·ч., что на 23% больше, чем в 2010 году. За этот же период импорт электроэнергии снизился на 35% — до 1,2 млрд. кВт·ч.[6]

Крупнейшим потребителем российской электроэнергии является Финляндия. Проект реализации в Финляндию электроэнергии, вырабатываемой на Ленинградской атомной электростанции, предполагает относительно дешевые стабильные поставки данного товара. В 2011 году экспорт электроэнергии в Финляндию составил 9 млрд кВт·ч.

За счет запуска в эксплуатацию в декабре 2010 года второго энергоблока Калининградской ТЭЦ-2 мощностью 425 МВт стало возможным увеличение поставок электроэнергии в Литву и Республику Беларусь.

Довольно быстро развивается и экспорт электроэнергии в Китай. В 2011 году он превысил уровень 1,1 млрд кВт·ч. и в дальнейшем будет увеличиваться, благодаря введению в эксплуатацию высоковольтной линии электропередачи Амурская–Хэйхэ. Объем экспорта электроэнергии в Китай по итогам 2013 года также существенно вырос и составил 3 495, 30 млн. кВт·ч. Таким образом, Китай может вскоре стать вторым после Финляндии импортером российской электроэнергии. Кроме этого, в феврале 2012 года подписан договор между Россией и Китаем о поставке 100 млрд. кВт·ч электроэнергии до 2037 года с варьированием ежегодных объемов в зависимости от нужд китайской экономики.

Политические события в России и ее отношения с другими странами, в том числе ранее входившими в состав Советского Союза, нельзя рассматривать без увязки с проблемами топливно-энергетического комплекса. Сегодня Россия осознает, что мировой нефтяной кризис, снижение мировых цен на нефть касается ее самым непосредственным образом, чем в основном и объясняются происходящие в настоящее время политические игры, включая и правительственный кризис.

По мере структурной перестройки российской экономики для ее топливно-энергетического комплекса открываются новые потенциальные возможности на мировом рынке и в системе мирового сотрудничества. После акционирования предприятий ТЭК обеспечение максимально возможной эффективности реализации жидких углеводородов становится не только общегосударственной задачей, но и проблемой, которую, ради обеспечения собственных интересов, должна решать каждая из новых компаний нефтяной и газовой промышленности России.

Список литературы:

1. <http://so-ups.ru>
2. <http://www.bigpowernews.ru>
3. <http://interrao.ru>
4. Анализ итогов деятельности электроэнергетики за 2011 год, прогноз на 2012 год. – Министерство энергетики Российской Федерации, Москва, 2012 г.
5. Артамонов В.Ю. Россия и международное сотрудничество на рынках электроэнергии. – Интер РАО ЕЭС, 06.04.2012 г.
6. Хлебников В.В. Рынок электроэнергии в России: учеб. пособие для студентов вузов. – М.: Гуманитар. изд.центр ВЛАДОС, 2005. – 296 с.
7. <http://www.rspp.ru>
8. <http://www.atomic-energy.ru>
9. <http://ueip.org/energy-strategy-russia/>
10. Анализ рынка электроэнергии в России в 2008-2012 гг, прогноз на 2013-2017 гг сайта [businesstat](http://businesstat.ru).

РОССИЯ НА МИРОВОМ РЫНКЕ ЯДЕРНОГО ТОПЛИВА И УСЛУГ ПО РАЗВИТИЮ ЯДЕРНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

А.А. Федоров, магистрант, А.А. Томалев, магистрант, Д.В. Юдин, магистрант
Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия
atomalev@mail.ru

В настоящее время в мире действуют 442 ядерных реактора, которые потребляют порядка 68 тыс. тонн урана в год. В последнее десятилетие потребности в уране на 40-45% обеспечивались в основном складскими запасами, а объемы годового производства составляют порядка 35-38 тыс. тонн. По оценкам экспертов, за предыдущие 15 лет в мире израсходовано около 250 тыс. тонн складского урана.

Доля России на мировом рынке ядерного топлива составляет 17%. В производстве топливного сырья - урана - ее доля вдвое ниже (8,5%). В целом же мировой рынок испытывает нехватку природного урана, что послужило причиной роста оптовых цен на это сырье более чем в два раза, вплоть до 2014г. К 2030 году ожидается значительное израсходование добытых запасов урана. [1].

Сегодня почти все энергоблоки и в России, и в мире построены на базе реакторов на тепловых нейтронах с открытым циклом. Фактически они работают по тем же принципам, что и углеводородная энергетика, сжигая конечные запасы природных ресурсов. В данном случае это природный уран. Между тем уже несколько десятков лет ведутся исследования по созданию принципиально нового типа реактора и новых технологий топливного цикла, имеющих конечной целью замыкание топливного цикла за счет воспроизводства энергетического потенциала ядерного топлива в процессе реакции в реакторе. Коэффициент воспроизводства при этом может превышать единицу.

Основной идеей является использование реакторов на быстрых нейтронах и наукоемких технологиях топливного цикла с применением смешанного уран-плутониевого топлива, позволяющих осуществлять неограниченное число циклов его регенерации, а также дающих возможность сжигать в этих реакторах облученное ядерное топливо, накопленное в тепловых реакторах, продукты его регенерации, а также оружейный плутоний.

Российские ученые убеждены, что международному научному сообществу неминуемо придется реализовать возможности ядерной энергии по замыканию топливного цикла и расширенному воспроизводству топлива с использованием в качестве сырья урана и тория.

У этой точки зрения есть немало оппонентов. Скептики согласны, что торий способен расширить топливную базу ядерной энергетике в несколько раз, но для этого нужно создать промышленность по его добыче, производству и переработке. Кроме того, торий как потенциальный топливный ресурс не конкурирует с ураном, а лишь создает дополнительные ресурсные возможности. Основной же аргумент сторонников открытого цикла состоит в том, что запрет на извлечение плутония из отработавшего ядерного топлива и его повторное использование в реакторах якобы решает проблему нераспространения отходов ядерного топлива (ОЯТ). Ресурс ядерного топлива, масштабы накопленных ОЯТ и рециркуляция плутония сторонниками этой точки зрения не рассматриваются.

Приверженцы же замкнутого цикла, в свою очередь, обращают внимание общественности на то обстоятельство, что модель открытого топливного цикла вовсе не решает проблему ОЯТ, а, напротив, усугубляет ее. В качестве иллюстрации приводится следующий аргумент. Американцы построили в Юкка Маунтин мощное хранилище ОЯТ с емкостью приблизительно 70 тыс. тонн. В случае развития американской ядерной энергетике по сценарию открытого цикла к концу века им придется построить еще порядка 50 подобных сооружений. Кроме того, неизбежна необходимость наращивания значительных объемов

разделительного производства, что противоречит главному аргументу оппонентов - открытый цикл, что снижает риск распространения ОЯТ.

Замкнутый цикл без расширенного воспроизводства плутония (КВ~1,6)

Замыкание топливного цикла с выделением плутония из тепловых реакторов и начальной его загрузкой в быстрые реакторы без расширенного воспроизводства также не позволяет выйти на требуемые уровни мощности при использовании 14 млн т природного урана. Мощность тепловых реакторов достигнет к 2050 году 1200 ГВт и далее снизится до нуля к 2100 году. Мощность всей системы ядерной энергетики достигнет максимума (2300 ГВт) примерно к 2060 году и снизится до 1600 ГВт к 2100 году (быстрые реакторы вводятся только на плутонии). В конце периода мощность ядерной энергетики начинает медленно расти за счет небольшой избыточной наработки плутония в быстрых реакторах. Максимальная добыча урана (200 тыс. тонн в год) и максимальная мощность разделительного производства в 290 млн ЕРР будут достигнуты к 2040 году.

Замкнутый цикл с расширенным воспроизводством плутония (КВ~1,6)

Введение быстрых реакторов с расширенным воспроизводством плутония позволяет обеспечить поступательное наращивание производства ядерной энергии, не превышая добычи 15 млн т природного урана. Быстрые реакторы с расширенным воспроизводством плутония вводятся с 2040 года. Добыча природного урана в сумме составит 14 млн тонн при максимуме ежегодной добычи 200 тыс. тонн и будет прекращена в 2100 году. Максимальное разделение (290 млн. ЕРР в год) будет достигнуто к 2040 году. Доля быстрых реакторов составит примерно 60% к 2100 году. Количество рециклируемого плутония составит 1500 и 7500 т в год соответственно в 2050 и 2100 годы.[2].

Перспективы Российской ядерной энергетики.

При рассмотрении вопроса о перспективах атомной энергетики в ближайшем (до конца века) и отдаленном будущем необходимо учитывать влияние многих факторов: ограничение запасов природного урана, высокая по сравнению с ТЭС стоимость капитального строительства АЭС, негативное общественное мнение. В то же время наличие большого запаса уже добытого и обогащенного урана, а также высвобождаемого при демонтаже ядерных боеголовок урана и плутония, наличие технологий расширенного воспроизводства (где в выгружаемом из реактора топливе содержится больше делящихся изотопов, чем загружалось) снимают проблему ограничения запасов природного урана, увеличивая возможности атомной энергетики. Как известно, сегодня энергетика, базирующаяся на органическом топливе, то есть на сжигании угля, нефти и газа, является основой производства электроэнергии в мире. Стремление сохранить органические виды топлива, одновременно являющиеся ценным сырьем, обязательство установить пределы для выбросов CO₂; или снизить их уровень и ограниченные перспективы широкомасштабного использования возобновляемых источников энергии все это свидетельствует о необходимости увеличения вклада ядерной энергетики. [3].

Список литературы:

1. <http://www.veprpress.ru/articles.php?id=7>
2. <http://www.sibai.ru/energetika-xxi-veka-stavka-na-yadernyye-texnologii>.
3. <http://www.energsovet.ru/npb1191p25.html>

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ПРОГНОЗИРУЕМЫЕ ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НЕТРАДИЦИОННЫХ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ

Е.М.Смольников, Д.В.Молчанов, магистранты
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
г. Томск, Россия
emsmolnikov@gmail.com

Энергетический кризис 1973-1974 годов в капиталистических странах показал, что трудно постоянно наращивать энерговооруженность производства, основываясь лишь на традиционных источниках энергии (нефти, угле, газе). Энерговооруженность общества – основа его научно-технического прогресса, база развития производительных сил. Необходимо не только изменить структуру их потребления, но и шире внедрять нетрадиционные, альтернативные источники энергии.

В отличие от ископаемых топлив нетрадиционные формы энергии не ограничены геологически накопленными запасами. Это означает, что их использование и потребление не ведет к неизбежному исчерпанию запасов.

Структура мирового энергохозяйства к сегодняшнему дню сложилась таким образом, что четыре из каждых пяти произведенных киловатт получаются, в принципе, тем же способом, которым пользовался первобытный человек для согревания, то есть при сжигании топлива, или при использовании запасенной в нем химической энергии, преобразовании ее в электрическую на тепловых электростанциях. Правда, способы сжигания топлива стали намного сложнее и совершеннее. Возросшие требования к защите окружающей среды потребовали нового подхода к энергетике.

Каковы же эти нетрадиционные и возобновляемые источники энергии? К ним обычно относят солнечную, ветровую и геотермальную энергию, энергию морских приливов и волн, биомассы (растения, различные виды органических отходов).

Ветроэнергетика. Современные технические достижения в области ветроэнергетики делают её полностью сложившимся направлением в энергетике. Она представляет собой электроэнергетическую отрасль, основанную на преобразовании кинетической энергии воздушных масс в атмосфере в электроэнергию.

Энергия ветра на Земле оценивается в $(1,75 - 2,19) \cdot 10^{14}$ кВт·ч в год, а развиваемая при этом мощность достигает $(20 - 25) \cdot 10^9$ кВт. Таким образом, энергия, которая может быть получена от ветроэнергетических установок, в 2,7 раза превышает суммарных расход энергии на планете и более чем в 100 раз превышает гидроэнергетические запасы всех рек планеты. Исследователи, однако, считают, что полезно может быть использовано всего 5 процентов от этой величины; в настоящее же время используется гораздо меньше [1].

Поскольку затраты на производство ветроэнергоустановок падают и человечество обеспокоено проблемой ограниченности добываемых невозполнимых энергоресурсов, предпочтения в выборе нового источника энергии активно смещаются к получению электричества с помощью ветра. Так, мировая генерация мощности в области ветроэнергетики с 18 039 МВт в 2000 году увеличилась до 254 000 МВт по состоянию на июнь 2012 года, что говорит о большой заинтересованности общества в данном способе получения электроэнергии [2].

Ветроэнергетические установки успешно работают во многих странах мира. Так, на 2012 год суммарная установленная мощность ВЭУ в мире составила порядка 254 ГВт, доля выработанной электроэнергии достигла 3,35 процентов, а выбросы CO₂, связанные с выработкой ЭЭ сократились на 4,3 процента. Лидирующие положения в этой области занимают Германия, США, Испания и Дания.

В ряде стран правительственные организации субсидируют научные разработки и исследования, направленные в первую очередь на использование ветроэнергетических установок в региональных энергосистемах высокого напряжения.

Таким образом, по прогнозам экспертов, учитывая некоторые факторы риска, к 2020 году доля ветроэнергетики может составить до 12 процентов от всемирного потребления электроэнергии. Предполагается, что к 2020 году в мире будет установлено не менее 1500 ГВт ветроэнергетических мощностей [2].

Наряду с ветроэнергетикой некоторые надежды возлагают на биотопливо. Медленное распространение биотоплива в США и ЕС в начале XXI века породило надежду на возможное вытеснение им автомобильного топлива, производимого из нефти. Некоторые аналитики даже оценивали рост его производства как революционный шаг в деле разрыва с «эпохой бензина».

Промышленное использование энергии биомассы является весьма значительным, так, например, за счет отходов сахарного тростника в выращивающих его странах потребность в топливе покрывается на 40 процентов. Применение биотоплива в виде навоза, дров и ботвы растений имеет первостепенное значение в домашнем хозяйстве примерно половины населения Земли, обеспечивая выработку до 300 ГВт.

По оценкам экспертов производство биотоплив во всем мире с 54 миллиардов литров в 2007 году увеличилось до 104 миллиардов литров в 2010 году, что составило 2,7 процента от мирового потребления жидких топлив. Производство этанола составило 86 миллиардов литров и 19 миллиардов литров биодизеля. Лидирующее положение по производству растительного этанола занимают США и Бразилия, доля производства биотоплива составляет 90 процентов от мирового.

Биологическое разнообразие природы России позволяет производить биотопливо в достаточно крупных объемах. Так, потенциальное производство биогаза составляет до 72 млрд. кубометров в год. Потенциально возможное производство из биогаза электроэнергии составляет 151 200 ГВт, тепла — 169 344 ГВт. Не меньший интерес для энергетиков представляет и утилизация отходов сельского хозяйства, которых в России ежегодно накапливается 700 млн т.

Также нельзя упустить из виду могучие реки, несущие огромные массы воды в океаны и моря.

Гидроэнергетические ресурсы на Земле оцениваются величиной 33000 ГВт·ч в год, но по техническим и экономическим соображениям из всех запасов доступны от 4 до 25 процентов. Общий гидропотенциал рек России исчисляется в 4000 млн. МВт·ч, что составляет приблизительно 10-12 процентов от мирового [1].

К использованию энергии приливов и отливов в последнее время проявляется значительный интерес. Доступный для использования потенциал приливов в европейской части России оценивается в 40 млн. МВт, а на Дальнем Востоке – в 170 млн. МВт [1].

В настоящее время уже сооружено несколько мощных электростанций, использующих энергию приливов. Однако большая стоимость сооружения таких станций, трудности, связанные с неравномерностью их работы, не позволяют пока считать приливные станции достаточно эффективными, в связи с чем развитие их идет медленно.

Общая мощность приливных волн оценивается в 2-3 ТВт, однако мощность приливов в местах, удобных для ее использования, значительно меньше. Из-за ограниченной доступности подходящих мест, только около 2 процентов потенциальной энергии приливов и отливов может в настоящий момент быть использовано.

Также в последние годы резко усилился интерес к волновой энергетике, в результате чего эксперименты переросли в реализацию проектов.

Современные разработки таких установок ориентированы на единичные модули умеренной мощности (около 1 МВт) размером порядка 50 м вдоль фронта волны. Подобные устройства могут принести экономическую выгоду в случае замены дизельных генераторов, снабжающих энергией удаленные поселки особенно на островах [3].

Энергия волн значительно выше энергии приливов и может быть использована значительно шире. Суммарная потенциальная мощность волнения мирового океана оценивается исследователями в пределах от 30 млн. МВт до 1 млрд. МВт. Однако мощность волн, которая может быть полезно использована человеком, значительно меньше и оценивается в пределах 2,7-5,0 млн. МВт. Страны с большой протяжённостью побережья и постоянными сильными ветрами, такие как Великобритания и Ирландия, могут генерировать до 5 процентов требуемой электроэнергии за счёт энергии волн. В частности в Великобритании построен волновой генератор [Oyster](#).

Преимущества волновой энергии состоят в том, что она достаточно сильно сконцентрирована, доступна для преобразования и на любой момент времени может прогнозироваться в зависимости от погодных условий.

Наряду со всеми типами ВИЭ геотермальная энергетика в настоящее время широко применяется не только как источник тепла (для отопления зданий) но и для производства электричества. Основным источником энергии в данной технологии является глубинное тепло земли, отбираемое по средством воды циркулирующей между нагретыми массами земли и теплообменником. Данный вид энергии практически неиссякаем и не зависит от внешних условий, таких как погода, время суток и время года, что выгодно отличает геотермальную энергетику от остальных видов альтернативной энергетики.

Несмотря на то, что данная технология уступает большинству других проектов на иных возобновляемых источниках энергии по прогнозируемой суммарной мощности, направление получило развитие в силу высокой энергетической плотности в отдельных заселённых географических районах, в которых достаточно дорого содержать традиционные электростанции, а также благодаря программам правительства.

На начало 1990-х годов установленная мощность геотермальных электростанций в мире составляла примерно 5 ГВт, в начале 2000-х — около 6 ГВт. В 2013 году сектор геотермальной энергетики преодолел отметку в 12 000 МВт чистой энергии. Суммарная мощность новых проектов по всему миру составила порядка 600 МВт. Крупные геотермальные станции были открыты в таких странах, как Кения, Новая Зеландия, Никарагуа, Турция и Мексика — в этих регионах сделан особый акцент на развитие этой отрасли альтернативной энергетики. Лидирующие позиции занимают США, где «отличниками» в уходящем году стали штаты Орегон, Невада и Юта. За счет появления большого количества новых проектов ожидается, что в самом обозримом будущем мировая геотермальная энергетика доведет свои показатели до 30 000 МВт.

Не малую долю в энергетике занимает гелиоэнергетика. Солнце обладает огромными запасами энергии. Рассеиваемая в течение года энергия Солнца оценивается фантастической цифрой в $3,48 \cdot 10^{30}$ кВт·ч. На поверхность Земли приходит $7,5 \cdot 10^{17}$ кВт·ч в год [1].

В удаленных от источников энергоснабжения районах использование солнечной энергии является практически единственной альтернативой традиционной энергетике и позволяет значительно улучшить условия жизни населения.

Быстрое развитие гелиоэнергетики стало возможным благодаря снижению стоимости гелиосистем в расчете на 1 ватт установленной мощности с 1000 долларов в 1970 году до 0,5 - 3 долларов в 2014 году и повышению КПД с 5 до 20 процентов. В перспективе, по мере дальнейшего снижения стоимости гелиосистем и их элементов, появиться возможность создания крупных централизованных солнечных электростанций и систем солнечного теплоснабжения. При снижении стоимости солнечного ватта ниже 50 центов гелиоустановки смогут конкурировать с другими автономными источниками энергии, например с дизель – электростанциями, со значительным уменьшением выбросов в окружающую среду.

В настоящее же время использование энергии солнца и дорогостоящих солнечных аккумуляторных систем является экономически оправданным только для тех регионов и объектов, где нет других возможностей подключения к электросетям. Например, на одиноко стоящей, отдаленной станции сотовой связи.

Подводя итог, нужно отметить, что определенную долю мирового электричества вырабатывают гидроэлектростанции. Этот ресурс, видимо, удержит свои позиции — даже несмотря на то, что с экологической точки зрения он далеко небезупречен (запруживание рек плотинами ГЭС серьезно нарушает экосистему). В первую очередь это касается стран с преобладанием равнинного ландшафта, к которым можно отнести и Беларусь (перепад высот между Дзержинским холмом под Минском и долиной Немана составляет менее 250 м).

Остальные возобновляемые источники — солнце, ветер, биомасса — дают пока менее 2% мировой энергии (хотя в Западной Европе и ряде государств Восточной Азии данный показатель приближается к 10%). Основная причина слабого роста этой доли кроется в том, что по мере увеличения стоимости обычных энергоносителей поднимается и цена изготовления альтернативных устройств.

Установленная мощность возобновляемых источников энергии в мире
ГВт

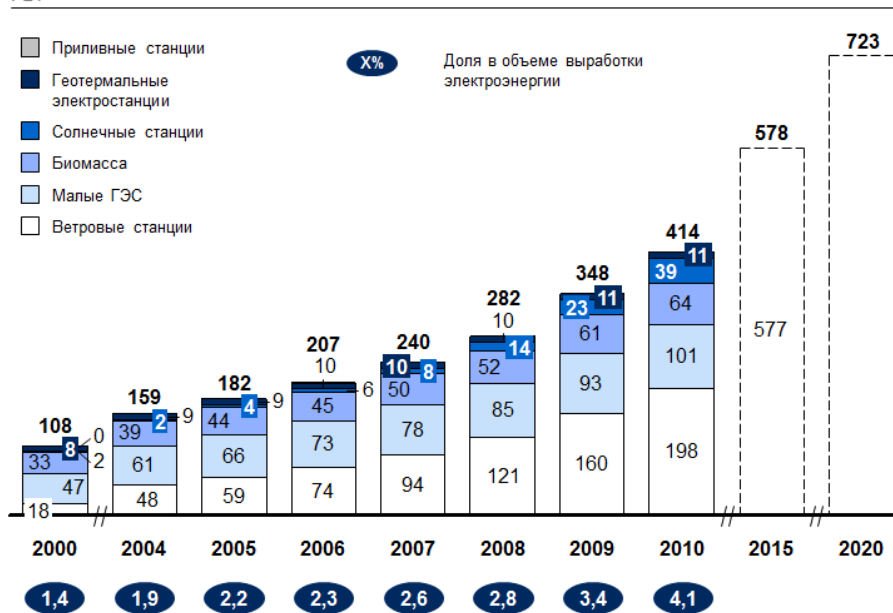


Рисунок 1. Установленная мощность возобновляемых источников энергии в мире

Что касается дальнейших перспектив развития ВИЭ, так в результате исследований в этом направлении имеются следующие результаты. Совсем недавно, в 1980 году, доля производимой электроэнергии на ВИЭ в мире составляла 1 процент, но по оценкам Американского общества инженеров-электриков уже к 2020 году она достигнет 13 и к 2060 году – 33 процентов. По данным Министерства энергетики США, в этой стране к 2020 году объем производства электроэнергии на базе ВИЭ может возрасти с 11 до 22 процентов. В странах Европы планируется увеличение доли использования ВИЭ для производства тепловой и электрической энергии с 6 процентов в 1996 году до 15 процентов в 2015 году. Исходная ситуация в странах ЕС различна и основной результат в общей картине определяет Германия, в которой планируется увеличить долю ВИЭ с 5,9 процентов в 2000 году до 16 процентов в 2015 году в основном за счет энергии ветра, солнца и биомассы. (рис.1)

Список литературы:

1. Общая энергетика (Производство тепловой и электрической энергии) / Быстрицкий Г.Ф. Гасангаджиев Г.Г. Кожиченков В.С. – М. : КНОРУС, 2013. – 408 с.
2. Возобновляемые источники энергии / С.Н. Удалов. – 3-е изд., перераб. и доп. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2014. – 459 с.
3. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии: учебное пособие / Р.В. Городов, В.Е. Губин, А.С. Матвеев. – Томск: Изд-во ТПУ, 2009. – 294 с.

ЭНЕРГЕТИКА НА НЕТРАДИЦИОННЫХ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКАХ ЭНЕРГИИ: СОСТОЯНИЕ В МИРЕ И РОССИИ, ПЕРСПЕКТИВЫ

И.П. Фомин, магистрант, Д.Ж. Ринчинов, магистрант,
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
г. Томск, Россия
mysterious92@mail.ru

При существующем уровне научно-технического прогресса энергопотребление может быть покрыто лишь за счет использования органических видов топлива (уголь, нефть, газ), гидроэнергии и атомной энергии на основе тепловых нейтронов. Однако, по результатам многочисленных исследований органическое топливо к 2020 г. может удовлетворить запросы мировой энергетики только частично. Остальная часть энергопотребности может быть удовлетворена за счет нетрадиционных и возобновляемых источников энергии.

К 2000-м годам исследовательские работы в области альтернативной энергетики в России практически прекратились. Однако понимание того, что в будущем потребности в энергии, а значит и в новых способах её получения, будут только увеличиваться, не дало полностью остановить российские «альтернативные» энергетические проекты, но выгодное для нефтегазовой отрасли России увеличение стоимости барреля нефти обеспечило трудности развитию альтернативной энергетики в стране.

К одним из самых важных документов, регулирующих использование НВИЭ в России, следует отнести:

1) Федеральный закон от 26.03.2003 № 35–ФЗ «Об электроэнергетике». Этот закон дает определение возобновляемым источникам энергии, устанавливает полномочия государственных органов власти в области регулирования и поддержки использования ВИЭ, приводит механизмы государственного регулирования использования ВИЭ;

2) Распоряжение Правительства РФ от 08.01.2009 № 1-р «Об основных направлениях государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2020 года». Данное распоряжение определяет цели и принципы использования НВИЭ, содержит целевые показатели объема производства и потребления электроэнергии, произведенной на НВИЭ, а также включает меры по достижению этих целевых показателей;

3) Распоряжение Правительства РФ от 04.10.2012 № 1839–Р «Об утверждении комплекса мер стимулирования производства электрической энергии генерирующими объектами, функционирующими на основе использования возобновляемых источников энергии».

Программа «Основные направления государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2020 года» предполагает постепенный рост доли нетрадиционной энергетики в энергетическом балансе страны: к 2010 году до 1,5 %, к 2015 году до 2,5 %, к 2020 году до 4,5 %. Данные значения гораздо ниже аналогичных показателей для Европы и США, и на это есть ряд причин.

Ситуация в сфере нетрадиционной и возобновляемой энергетики в США и Европе развивалась по другому пути.

По приводимым данным, доля НВИЭ в мире за 30 лет не сильно увеличилась: с 13,3 % в 1970 году до 13,6 % в 2000 году [2]. Что касается инвестиций в НВИЭ, то только в середине 2000-х годов они выросли многократно: с \$33,4 млрд в 2004 году до \$148,4 млрд. в 2007 году [3]. С 2007 года в ветровую и солнечную энергетику активно инвестирует Google.

В конце 2010 года странами, лидирующими в производстве нетрадиционной энергии, являлись:

- Исландия (около 25 % НВИЭ в энергобалансе, основной вид НВИЭ – геотермальная энергия);

- Дания (около 20,6 % НВИЭ в энергобалансе, основной вид НВИЭ – ветровая энергия);
- Португалия (18 % НВИЭ в энергобалансе, основные виды НВИЭ – приливная энергия, энергия солнца и ветра);
- Испания (17,7 % НВИЭ в энергобалансе, основной вид НВИЭ – энергия солнца);
- Новая Зеландия (15,1 % НВИЭ в энергобалансе, основные виды НВИЭ – геотермальная и ветровая энергия).

Потенциальные возможности использования нетрадиционных и возобновляемых источников энергии составляют, млрд. т. условного топлива (далее УТ) в год:

- 1) энергии Солнца – 2300;
- 2) энергии ветра – 26,7;
- 3) геотермальная энергия – 40000;
- 4) энергии приливов и отливов– 30;
- 5) энергии биомассы – 10.

1) Солнечная энергетика – отрасль науки и техники, которая разрабатывает основы, методы и средства использования солнечного излучения или солнечной радиации для получения электрической, тепловой и других видов энергии.

Россия обладает значительным потенциалом в области использования солнечной энергетике. Анализируя карту солнечных ресурсов России, представленную на рисунке 1, можно выделить ряд регионов, которые являются наиболее пригодными для развития солнечной энергетике в нашей стране.



Рисунок 1. Карта солнечных ресурсов Российской Федерации

Хорошие перспективы для использования и развития солнечной энергии обладают республика Калмыкия, Ставропольский край, Ростовская область, Краснодарский край, Республика Крым, Волгоградская область, Астраханская область и другие регионы на юго-западе, а также Алтайский край и республика Алтай, Приморский край, Читинская область, республика Бурятия и другие регионы на юго-востоке.

2) Ветроэнергетика – это экологически безопасный и в то же время эффективный, достаточно мощный и доступный источник энергии, которая специализируется на преобразовании кинетической энергии масс в атмосфере в электрическую.

Потенциал ветроэнергетики распределен неравномерно по территории РФ. Карта ветровых ресурсов РФ, представленная на рисунке 2, показывает расположение ветроэнергетических ресурсов на высоте 50 метров над уровнем земли. Согласно данной карте, вдоль берегов Карского, Баренцева и Охотского морей наблюдаются наивысшие средние скорости ветра. Районы с относительно высокой скоростью ветра включают в себя побережья Чукотского, Восточно-Сибирского морей, а также море Лаптевых на севере и Японское море на востоке. Так же значительные ресурсы находятся на Урале, на Байкале в районах Среднего и Нижнего Поволжья.



Рисунок 2. Карта ветровых ресурсов Российской Федерации

3) Геотермальная энергетика – это «преобразование энергии геотермальных вод в другие виды энергии» [4]. Геотермальные источники фактически неисчерпаемы и обладают высокой степенью предсказуемости в отношении количества получаемой энергии.

Карта геотермальных ресурсов РФ, представленная на рисунке 3, позволяет нам сформировать список регионов, обладающих потенциалом использования данного альтернативного источника. К числу подобных регионов можно отнести Сахалин, Камчатку и Курильские острова, Краснодарский и Ставропольский край, республики Дагестан и Ингушетию.

В качестве регионов, перспективных для использования геотермального теплоснабжения, могут также быть рассмотрены Омская, Тюменская Новосибирская и Томская области. Кроме того, большой интерес представляют геотермальные ресурсы в Калининградской области, где имеются запасы горячей воды с температурой до 110°C.



Рисунок 3. Карта геотермальных ресурсов Российской Федерации

4) Приливная энергия – энергия, получаемая за счет приливов и отливов океанов и морей.

Самые большие приливы на территории России наблюдаются в Охотском море – в Пенжинской (17 метров) и Гижигинской губе (13 метров), а также в Мезенской губе Белого моря (10 метров). Приливы в Балтийском и Чёрном морях измеряются лишь сантиметрами, поэтому строительство ПЭС здесь нецелесообразно. По экономическим показателям ПЭС сопоставимы с речными гидроэлектростанциями (ГЭС), в 2,5 – 3,5 раза выгоднее солнечных электростанций, и на 10 % экономичнее атомных электростанций (АЭС) [5].

5) Энергия биомассы – энергия, выделяемая древесиной, растительными и органическими отходами. Конечными продуктами энергии биомассы являются биогаз и чистые удобрения. Энергия биомассы может конвертироваться в технически удобные виды топлива.

Для использования технологий получения энергии из биомассы необходима близость энергетического производства к источнику сырья, что позволяет получать приемлемое количество относительно недорогой энергии. В России получение энергии из биомассы

наиболее целесообразно организовывать в Черноземье, Краснодарском крае, республике Татарстан, Омской, Томской, Волгоградской, Липецкой, Пензенской, Ростовской, Архангельской, Вологодской, Калужской и Владимирской областях [6].

Опыт использования возобновляемых источников энергии во всем мире свидетельствует о том, что к данной проблеме следует подходить более масштабно. Необходимо не только осуществлять государственную поддержку данного направления энергетики в области субсидирования, но и финансировать такие смежные отрасли, как научно-исследовательские разработки в области не традиционной энергетики и производство необходимого оборудования для строительства и комплектации электростанций. Кроме того, необходимо также стимулировать потребителей, которые используют установки, преобразующие возобновляемую и альтернативную энергию.

Список литературы:

1. Безруких П. П. Ветроэнергетика: справочное и методическое пособие. – М.: Энергия, 2010. – 320 с.
2. Enerdata: Global Energy Statistical Yearbook 2012. [Электронный ресурс] – URL: <http://yearbook.enerdata.net/>
3. Об основных направлениях государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2020 года: распоряжение Правительства РФ от 08.01.2009 № 1-р
4. Ресурсы и эффективность использования ВИЭ в России / Под. ред. Безруких П.П. — СПб.: Наука, 2007. — 314 с.
5. Сибикин Ю. Д., Сибикин М. Ю. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. М.: КноРус, 2012. – 240 с.
6. Кондаков А.М. Альтернативные источники энергии – М.: Прива, 2006. – 185 с.

ГАЗОГИДРАТЫ – ПОТЕНЦИАЛЬНОЕ ТОПЛИВО

Н.В. Солонцов, магистрант
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
г.Томск, Россия
Solonsovnikollay@mail.ru

Газовые гидраты (также гидраты природных газов или клатраты) — кристаллические соединения, образующиеся при определённых термобарических условиях из воды и газа. Название «клатраты» (от латин. clat(h)ratus — «закрытый решёткой, посаженный в клетку»), было дано Пауэллом в 1948 году. Гидраты газа относятся к нестехиометрическим соединениям, то есть соединениям переменного состава.

Гидраты образуются при сравнительно низких (но не обязательно отрицательных по шкале Цельсия) температурах из воды и газа при достаточно высоких давлениях. Гидраты относятся к нестехиометрическим соединениям и описываются общей формулой $M \times nH_2O$, где M – молекула газа-гидратообразователя. Помимо индивидуальных гидратов известны двойные и смешанные (в состав которых входит несколько газов). Большинство компонентов природного газа (кроме H_2 , He , Ne , $n-C_4H_{10}$ и более тяжелых алканов) способно к образованию индивидуальных гидратов.

Морфология газогидратов весьма разнообразна. В настоящее время выделяют три основных типа кристаллов:

- Массивные кристаллы. Формируются за счёт сорбции газа и воды на всей поверхности непрерывно растущего кристалла.
- Вискерные кристаллы. Возникают при туннельной сорбции молекул к основанию растущего кристалла.
- Гель-кристаллы. Образуются в объёме воды из растворённого в ней газа при достижении условий гидратообразования.

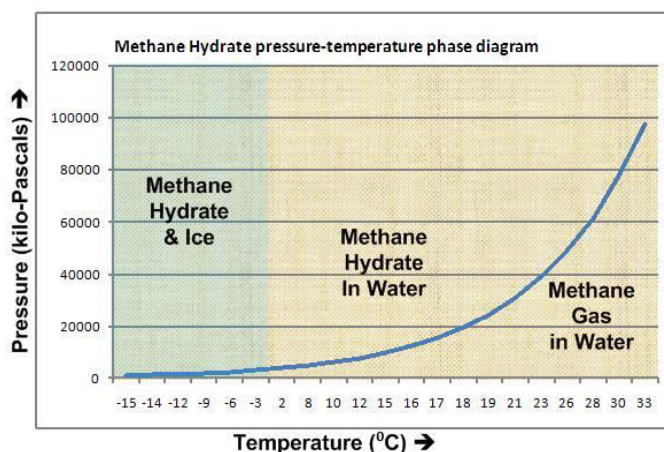


Рисунок 1. Фазовая диаграмма гидрата метана

Для описания термодинамических свойств гидратов в настоящее время широко используется теория Ван-дер-Ваальса – Платтеу. Основные положения данной теории:

- Решётка хозяина не деформируется в зависимости от степени заполнения молекулами-гостями либо от их вида.
- В каждой молекулярной полости может находиться не более одной молекулы-гостя.
- Взаимодействие молекул-гостей пренебрежимо мало.
- К описанию применима статистическая физика.

Природные газогидраты сохраняют стабильность или при очень низких температурах в условиях вечномерзлых пород на суше, или в режиме сочетания низкой температуры и высокого давления, которое присутствует в придонной части осадочной толщи глубоководных районов Мирового океана. Установлено, что зона стабильности газогидратов (ЗСГ) в условиях открытого океана простирается, начиная с глубины воды примерно 450 м и далее под океаническим дном до уровня геотермального градиента осадочных пород. Для обнаружения газогидратов используются геофизические методы, а также бурение осадочных пород. Гораздо реже газогидраты встречаются вблизи морского дна (на глубине нескольких метров от его поверхности) в пределах газовыделяющих структур, похожих на грязевые вулканы.

Впервые газогидратная залежь на суше была открыта в 1964 г. в России на месторождении Мессояха в Западной Сибири. Там же на протяжении первой половины 1970-х гг. проводилась и первая в мире опытная добыча.

Установлено, что из одного литра «твердого топлива» можно получить 168 литров газа. Поэтому в ряде стран, таких как США, Япония, Индия, уже разработаны национальные программы исследования промышленного использования газовых гидратов в качестве перспективного источника энергии. Так, индийская национальная программа нацелена на широкомасштабное исследование месторождений природных газовых гидратов, находящихся в пределах континентального склона вокруг полуострова Индостан. Индийское правительство выделило значительные средства для реализации этой программы. В соответствии с ней Индия намеривается начать промышленную добычу природного газа из газовых гидратов.

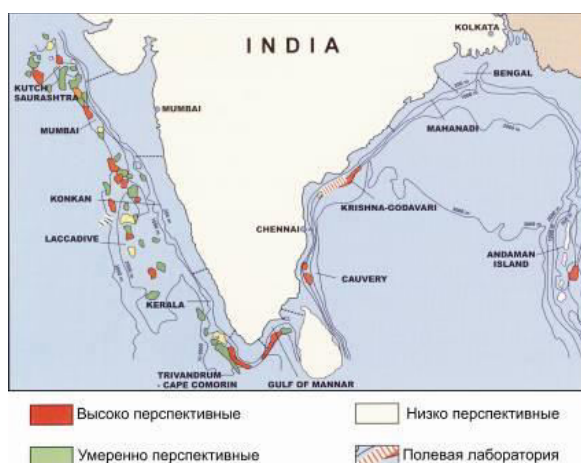


Рисунок 2. Карта перспективных по газогидратности районов шельфа Индии

Поддонные участки газогидратов в оз. Байкал – превосходная экспериментальная база для оценки количества и пространственного размещения газогидратов в структурах данного типа. Для проведения исследований необходимо получить образцы более глубоких осадочных слоев и применять комплексно несколько физических методов. Воды оз. Байкал считаются очень чистыми. Если внешнее загрязнение и существует, то оно контролируемо и имеет ограниченный характер. Сейчас стало ясно, что загрязнение озера метаном вызывается также естественными процессами. Необходимо оценить содержание метана в воде.



Рисунок 3. Газогидраты в осадках озера Байкал

Газовые гидраты являются единственным не разрабатываемым источником природного газа на Земле, который может составить реальную конкуренцию традиционным месторождениям. Значительные потенциальные ресурсы газа в гидратных залежах надолго обеспечат человечество высококачественным энергетическим сырьем. Добыча газа из гидратных залежей способна очень быстро изменить ситуацию на газовом рынке, что может повлиять на экспортные возможности России.

Список литературы:

1. Дядин Ю. А., Гуцин А. Л. Газовые гидраты. // Соросовский образовательный журнал, № 3, 1998, с. 55—64
2. Соловьёв В. А. Природные газовые гидраты как потенциальное полезное ископаемое. // Российский химический журнал, т. 48, № 3, 2003, с. 59—69.
3. Коллет Т. С., Льюис Р., Такаши У. Растущий интерес к газовым гидратам. // Schlumberger, Нефтегазовое обозрение, осень 2001, т.6, № 2, с. 38-54.
4. Макогон Ю. Ф. Природные газовые гидраты: распространение, модели образования, ресурсы. // Российский химический журнал, т. 48, № 3, 2003, с.70-79.
5. Инербаев Т. М. и др. Динамические, термодинамические и механические свойства газовых гидратов структуры I и II. // Российский химический журнал, т. 48, № 3, 2003, с. 19-27.
6. Кузнецов Ф. А., Истомин В. А., Родионова Т. В. Газовые гидраты: исторический экскурс, современное состояние, перспективы исследований. // Российский химический журнал, т. 48, № 3, 2003, с. 5-18.
7. Сузюмов А. Е. «Плавучие университеты»
8. Научные открытия России. Научное открытие № 75 «Свойство природных газов находиться в твёрдом состоянии в земной коре».
9. Япония добудет природный газ из гидратов // *Электронный журнал Вокруг газа* : Журнал. — Санкт-Петербург, 2012.
10. Япония встала на путь «гидратной революции» // «Ведомости» 12 марта 2013
11. *Кирилл Бородин*. В Японии начат 1-й в мире эксперимент по добыче метаногидратов. // *energo-news.ru*. Проверено 22 февраля 2012. Архивировано из первоисточника 24 июня 2012.
12. Шагапов В. Ш., Мусакаев Н. Г., Хасанов М. К. Нагнетание газа в пористый резервуар, насыщенный газом и водой. // *Теплофизика и аэромеханика*, т.12, № 4, 2005, с. 645—656.

РЫНОЧНЫЕ И ГОСУДАРСТВЕННЫЕ МЕХАНИЗМЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ ЦЕН НА ЭНЕРГОРЕСУРСЫ И ЭНЕРГИЮ

Д.А. Селиванов, магистрант

Научный руководитель: В.Я. Ушаков, д.т.н., профессор

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

г. Томск, Россия

shade091@mail.ru

В большинстве стран в результате реформы электроэнергетики, так называемого процесса её дерегулирования, наметился отказ от вмешательства в отрасль государства. Он находит отражение, в первую очередь, в нормативно-правовой базе, которая требует своего пересмотра. Главным же содержанием реформы электроэнергетики, основные направления которой приведены в постановлении Правительства РФ от 11.07.2001 г. № 526 «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации» и закреплены в Федеральном законе № 35 «Об электроэнергетике», является совершенствование традиционных и создание новых рынков электроэнергии [3]. Иными словами, в результате проведенных реформ возникла конкурентная рыночная среда обслуживания основного энергетического производства, которая, как предполагалось, станет «цивилизованной» и энергоемкой. Однако в России, рыночные механизмы пока развиты слабо, никакой взаимосвязи между ценами и реальным состоянием энергетических рынков не наблюдается. Хотя приоритетом энергетическая стратегия России определяет удовлетворение потребностей экономики страны в электрической энергии (мощности) по доступным конкурентоспособным ценам и социальную ориентированность развития топливно-энергетического комплекса, т.е. повышение жизненного уровня людей [8]. Похожих тенденций придерживаются правительства развитых стран, например, «энергетическая политика Соединенных Штатов направлена на три основные цели: обеспечение безопасности поставок энергии (обеспечение надежного и непрерывного энергоснабжения), удержание затрат на энергию на низком уровне и охрана окружающей среды»¹[5].

Затянувшийся, многолетний дефицит средств и неплатежи 1990-х гг. создали твердое мнение о хроническом недоинвестировании российской электроэнергетики и газовой отраслей. Поэтому аргументы в пользу необходимости роста цен на газ и электроэнергию последнее десятилетие, в особенности в 2006-2007 гг., были серьезными [5]:

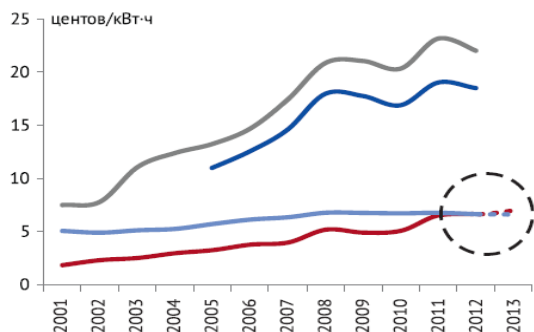
- многократное отставание внутренних цен от мировых;
- необходимость ограничить бурный рост спроса на газ и стимулировать энергосбережение;
- низкие цены не обеспечивали адекватный денежный поток и достаточные инвестиции для развития газовой и электроэнергетической отраслей;
- в стране были полностью нарушены пропорции межтопливной конкуренции, особенно между газом и углем.

По мнению компетентных экспертов, трудности в энергетическом секторе в настоящее время связаны с тем, что намерения и идеи, заложенные в политику повышения цен на электроэнергию и газ, развивать и продолжать внедрять нецелесообразно [4]. Это касается, прежде всего, промышленности, потому как анализ статистической информации показывает, что цены и на электроэнергию и на газ для промышленных потребителей в России уже превысили уровень США, хотя еще заметно ниже, чем в зависящей от импорта энергоресурсов Европе (Рисунок 1). В дополнении все еще сохраняются искажения межтопливной конкуренции, и финансовые показатели отдельных сегментов электроэнергетики существенно различаются (Рисунок 2), несмотря на то, что отчетность компаний демонстрирует сформированный денежный поток.

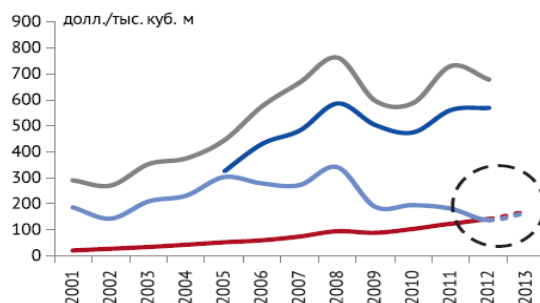
¹ Energy Policy: 113th Congress Issues. Congressional Research Service. July 25, 2013.

Полагаясь на прикладные экономические исследования, определяющие спрос на энергетические ресурсы, можно сделать вывод: новые технологии и национальные

Динамика розничных цен на электроэнергию для промышленности



Динамика розничных цен на газ для промышленности



— Россия — Германия — США — EC-27

Источники: Росстат, EIA US DOE, Eurostat

Рисунок 1. Динамика розничных цен на электроэнергию и газ в России, странах ЕС и США².

политики усиливают межтопливную конкуренцию, являющуюся фактором, определяющим цены отдельных видов топлива в рыночной среде. Но ведь через электроэнергетику межтопливная конкуренция и усиливает свои позиции в промышленности, и исключает эксклюзивность отдельных энергоносителей в технологических процессах.

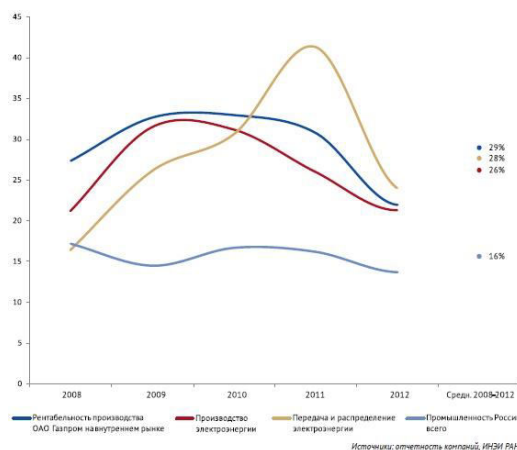


Рисунок 2. Рентабельность производства в секторах электроэнергетики, %.

Все негативные тенденции в промышленности, стоит полагать, являются следствием «перекрестного субсидирования», размер которого согласно ФСТ в 2013г. составлял около 220 млрд.руб [7]. Превышение цен на электроэнергию для промышленности характерно для России, тогда как в США, например, цена для населения на 42% больше, чем для промышленных потребителей. Обычно субсидирование аргументируется заметно более

² Цены указаны с учетом налогов. Калорийность газа в ЕС принята равной 37 Мдж/куб. м. Используются курсы валют ЕЦБ, ЦБ РФ. Годовые цены в Европе рассчитаны как среднее за два полугодия. Цена в США в 2013 г. — средняя за январь-май. Цены в России в 2013 г. — прогноз МЭР по темпам роста цен.

низким уровнем доходов населения, однако подчеркивается, что доля расходов населения России на энергию стабильна и остается ниже зарубежного уровня (Рисунок 3) [5].

Доля затрат на электроэнергию для населения Доля затрат на газ для населения

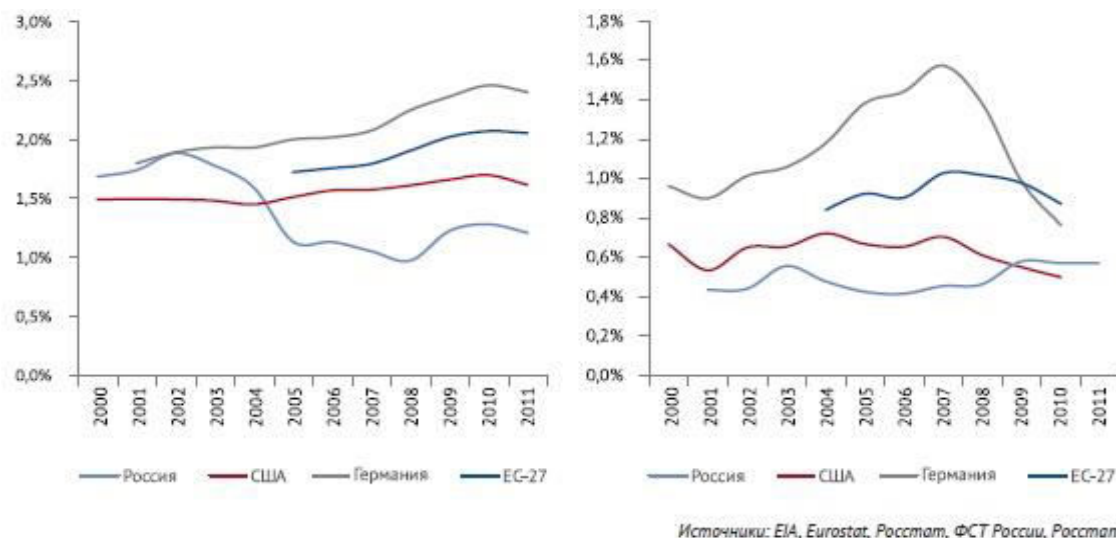


Рисунок 3. Динамика доли затрат на электроэнергию и газ в расходах населения в России и за рубежом.

Тем не менее, «перекрестка» в российской электроэнергетике остается одним из инструментов социальной политики государства. В основном же модель «последней мили» (крупные потребители электроэнергии платят за большее количество энергии, чем реально потребляют, тем самым субсидируя население, а также малые и средние предприятия), действующей в России, не оправдывает себя. Одним из способов уменьшения объема перекрестного субсидирования является введение социальной нормы потребления электроэнергии для населения [6]. Логично будет думать, что количество потребленной электроэнергии сверх социальной нормы будет оплачиваться потребителями по «дорогим» логически обоснованным тарифам (на самом деле для первого года решено ограничить «дорогой» тариф планкой не более чем 30%). Надо понимать, что социальная норма — лишь первый шаг на пути решения проблемы перекрестного субсидирования, которая, как предполагается, будет стимулировать население к энергосбережению, ведь это наиболее эффективный способ снижения расходов на электроэнергию. В странах ЕС существуют нормативные требования об *энергетической маркировке электроприборов, присвоение им классов энергетической эффективности*, определяющие максимальные пределы потребления энергии приборами.

Основными же принципами строительства станций остаются суммарные издержки генерации, эффективность оборудования, продолжительность строительства, платежи за выбросы CO_2 и др. Именно «цена» CO_2 и государственная политика в отношении субсидирования или, напротив, запретов на определенные виды генерации (например — мораторий на эксплуатацию АЭС) — те факторы, которые во многом будут определять топливную корзину в электроэнергетике. Пример США, где более конкурентоспособный газ в 2009-2012 гг. «выдавливал» уголь на экспорт по причине затоваривания американского рынка сланцевым газом и пример Европы, где, напротив, относительно более дорогой индексированный по нефтепродуктам газ быстро теряет свои позиции в электроэнергетике — хорошая демонстрация того, как работают рынки под влиянием межтопливной конкуренции [4].

Что касается политики государства в установлении рыночных «правил игры», то непременно следует отметить способ введения запретов на недобросовестную конкуренцию и монополизацию рынка (запрет на горизонтальное и вертикальное фиксирование цен), и государственные дотации. В связи с этим возникает вопрос: а действительно ли реформирование энергетики должно проходить без непосредственного участия государства? При этом следует учитывать, что государство проводит налоговую и внешнеэкономическую политику, регулирует цены продукции и услуг предприятий с государственной формой собственности. К ним относятся тарифы на услуги связи, коммунально-бытовых и жилищных услуг, тарифы железнодорожных перевозок. Последние, кстати, оказывают влияние на ценовую привлекательность угля и по причине своего роста за десятилетие несколько нейтрализовали положительный эффект для его конкурентоспособности в энергетике, который должен был бы возникнуть от роста цен на газ. Данный вопрос требует серьезных изменений в регулировании тарифов ОАО «РЖД», что находится в компетенции только государственного аппарата. Все же уголь остается основным источником энергии, обеспечивающим промышленный рост в развивающихся странах, и поэтому демонстрирует наиболее высокие темпы роста, но в перспективе его роль неизбежно будет ограничена регулированием в отношении выбросов парниковых эффектов. В 2008 г. уголь и нефть представляли более 40% энергетического спроса в секторе, а также были причиной 80% прямых выбросов CO_2 в промышленности. Доля угля и нефти в промышленном спросе на энергоресурсы будет со временем сокращаться, но останется сравнительно высокой³ [3].

Большинство рассмотренных примеров деятельности конкурентных рынков показывает, что происходит повышение качества обслуживания потребителей. Но конкурентная среда характеризуется не только надежностью электроснабжения, но и приемлемыми ценами на электроэнергию, но с тем и другим, по все видимости, ситуация складывается не лучшим образом. Нужно учитывать, что конкурентный энергорынок должен давать возможности покрытия текущих затрат энергокомпаний и получения приемлемой доходности, что может привести к формированию высокого уровня цен на энергию для конечных потребителей, что в итоге вызовет обострение социальных противоречий. В данном случае это самым непосредственным образом переплетается с ограничением «перекрестки», в случаи которого и могут возникать подобные противоречия из-за достаточно низкого уровня денежных доходов (в долларовом измерении) населения. Поэтому дискуссия об эффективной конструкции оптового рынка и защите прав и интересов потребителей электроэнергии стоит в центре внимания. В таком случае, важнейшая задача государства заключается в том, чтобы обеспечить прожиточный минимум, мобилизуя бюджетные средства. Еще одним центральным вопросом здесь является: как нужно строить рынок, — основываясь на принципе централизованного планирования и ведения режимов или на основе двухсторонних договоров между продавцами и покупателями. Что примечательно, в странах с развитой экономикой, в США, к примеру, законодательно запрещены ценовые соглашения между производителями, оптовой и розничной торговлей, контролирование производителями и оптовиками розничных цен своих товаров [5]. Очевидным все же остается одно - ни одна конструкция рынка не будет эффективной, если нет достаточного числа конкурирующих продавцов электроэнергии.

Такие эффективные энергетические рынки обеспечивают предприятия и население, прежде всего, возможностью выбора поставщика. Этот механизм является одним из важных факторов стимулирования рынка и развития конкуренции, при которой потребитель устанавливает на рынке реальную дисциплину. Это осуществляется за счет влияния ассоциаций потребителей, представляющих и защищающих интересы потребителей,

³ По оценкам МЭА [21] (газовый сценарий 2011 г.), она составит в 2020 г. 37% и даже в 2035 г. – 30%.

заставляющей поставщиков предлагать лучшие цены и качество услуг. Закономерным будет отметить степень защищенности потребителя в условиях рыночной экономики. Эта степень в большинстве случаев определяется следующими критериями:

- возможности доступа к сети;
- стандартизация заключаемых договоров;
- унификация форм и способов оплаты счетов, процедур оплаты и отсрочки платежей, условия прерывания электроснабжения, правил подачи жалоб и урегулирования споров.

Как бы то ни было, сложившаяся торговая система электроэнергией и мощностью превратила ценообразование в сложную, совершенно непрозрачную и во многом непонятную для потребителей электроэнергии «кухню ценообразования», из которой можно получить что кому хочется [6]. Наибольшее влияние несовершенства ценообразования сказывается на «уязвимых потребителях». Впервые этот термин появился в документах Евросоюза для обозначения отдельной категории потребителей с ограниченными возможностями оплаты счетов за электроэнергию. В связи с этим возникают вопросы об определении *оценки платежеспособности населения и минимального объема потребления*, достаточного для удовлетворения базовых потребностей.

Составной частью общей социальной политики является политика по защите прав уязвимых потребителей. Некоторые страны выбрали целевую экономическую поддержку по конкретным видам ресурсообеспечения, таким как электроснабжение и газоснабжение, другие предпочли оказывать малообеспеченным категориям населения поддержку общего характера.

Основными мерами в электроснабжении являются:

- социальные тарифы;
- скидки;
- нормативы по поставке бесплатной электроэнергии;
- государственные льготы и субсидии;
- особые регулируемые цены на электроснабжение для определенных категорий потребителей;
- комбинации тарифных и нетарифных механизмов предоставления помощи.

Нетарифные решения (обычно с использованием или внедрением системы социального обеспечения) являются предпочтительными, поскольку они не препятствуют функционированию рыночных механизмов. Однако тарифные решения (регулируемые тарифы для определенных групп потребителей) по различным причинам могут быть единственно возможным вариантом, по крайней мере, в течение определенного периода.

Реформа электроэнергетики завершена и отрасль во всех её видах деятельности после реструктуризации и приватизации представляет сегодня множество (свыше 500) независимых хозяйствующих субъектов с децентрализованной системой технической и экономической политики и, к сожалению, с атрофированной ответственностью перед потребителем электроэнергии и тепла за надежное и экономически обоснованное их энергоснабжение [6].

Следует помнить, что в становлении энергетического рынка конкуренция играет важную роль, особенно для малоимущих потребителей и потребителей с особыми потребностями. Какую бы систему поддержки не избрала для себя та или иная страна, эта система не должна мешать конкуренции, стимулируя все категории потребителей к активному участию.

Список литературы:

1. Федеральный закон РФ № 35 «Об электроэнергетике» от 26 марта 2003г.;
2. В.Я. Ушаков. «История и современные проблемы электроэнергетики и высоковольтной электрофизики». – Томск: Изд-во ТПУ, 2003. – 220 с.;
3. Л.К. Осика. «Операторы коммерческого учета на рынках электроэнергии. Технология и организация деятельности: производств.-практическое пособие/Л.К. Осика. – М. Изд-во НЦ ЭНАС, 2007. – 192 с.-(Рынок электроэнергии);
4. «Экономический журнал Высшей школы экономики». Выпуск №3. Аннотация Митровой Т.А., Галкиной А.А. «Межтопливная конкуренция». Главный редактор [Гавриленков Е.Е.](#);
5. Институт энергетических исследований РАН. «Влияние роста цен на газ и электроэнергию на развитие экономики России». Руководители исследования А.А.Макаров, Т.А. Митрова;
6. Выступление 15 марта 2012 года на парламентских слушаниях в ГД ФС РФ Председателя Подкомитета по тарифной политике, энергосбережению и энергоэффективности ТПП РФ, советника президента ЗАО «ОМК», заслуженного энергетика РФ, профессора Кутового Г.П.) «О совершенствовании законодательного и нормативного регулирования цен и тарифов на электроэнергию»;
7. Доклад М. Б. Егорова «Регулирование электроэнергетической отрасли» на Всероссийском совещании ФСТ РФ «Итоги государственного регулирования в 2012 году и основные задачи на 2013 и 2014 годы», апрель 2013 г. См. на <http://www.fstrf.ru/press/meeting/42>;
8. «Энергорынок. Текущее состояние». Автор аннотации Ольга Селляхова – начальник департамента разработки и сопровождения методологии НР ГП и ЭСК. http://www.npgr.ru/new/files/40-42_-05.pdf;
9. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года; Глава V. Государственная энергетическая политика; [Электронный ресурс]// minenergo.gov.ru: [сайт]. – Москва, 2009. URL :<http://minenergo.gov.ru/activity/energostrategy/> (дата обращения: 05.04.2014г.);
10. В.В. Идрисова. «Теоретические вопросы применения нетарифных мер регулирования во внешней торговле» /В.Идрисова. – М.: Изд-во института Гайдара, 2011. – 152 с.: ил. – (Научные труды/Институт экономической политики им. Е.Т. Гайдара; № 150Р);
11. Федеральный закон от 14.04.1995 N 41-ФЗ (ред. от 27.07.2010) "О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации";
12. Аналитика и общие вопросы энергосбережения. Глобальное регулирование энергетики. Аналитический обзор; [Электронный ресурс]// energosovet.ru: [сайт]. URL: <http://www.energosovet.ru/stat834.html/> (дата обращения: 12.04.2014г.).

ЭНЕРГЕТИКА НА НЕТРАДИЦИОННЫХ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКАХ ЭНЕРГИИ: СОСТОЯНИЕ В МИРЕ И РОССИИ, ПЕРСПЕКТИВЫ

Д.Д. Сайдалиев, магистрант
 Национальный исследовательский Томский политехнический университет
 г. Томск, Россия
jaha_16@mail.ru

При существующем уровне научно-технического прогресса энергопотребление может быть покрыто лишь за счет использования органических топлив (уголь, нефть, газ), гидроэнергии и атомной энергии на основе тепловых нейтронов. Однако по результатам многочисленных исследований органическое топливо в недалеком будущем может удовлетворить запросы мировой энергетики только частично. Остальная часть энергопотребности может быть удовлетворена за счет других источников энергии – нетрадиционных и возобновляемых.

Возобновляемые источники энергии – это источники на основе постоянно существующих или периодически возникающих в окружающей среде потоков энергии. Возобновляемая энергия не является следствием целенаправленной деятельности человека, и в этом ее отличительный признак.

Невозобновляемые источники энергии – это природные запасы веществ и материалов, которые могут быть использованы человеком для производства энергии. Примером могут служить ядерное топливо, уголь, нефть, газ. Энергия невозобновляемых источников в отличие от возобновляемых находится в природе в связанном состоянии и высвобождается в результате целенаправленных действий человека.

В соответствии с резолюцией № 33/148 Генеральной Ассамблеи ООН (1978 г.) к нетрадиционным и возобновляемым источникам энергии относятся: солнечная, ветровая, геотермальная, энергия морских волн, приливов и океана, энергия биомассы, древесины, древесного угля, торфа, тяглового скота, сланцев, битуминозных песчаников и гидроэнергия больших и малых водотоков. Классификация НВИЭ представлена в табл. 1. [1]

Таблица 1. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии

Источники первичной энергии	Естественное преобразование энергии	Техническое преобразование энергии	Вторичная потребляемая энергия
Земля	Геотермальное тепло Земли	Геотермальная электростанция	Электричество
Солнце	Испарение атмосферных осадков	Гидроэлектростанции (напорные и свободнопоточные)	
	Движение атмосферного воздуха	Ветроэнергетические установки	
	Морские течения	Морские электростанции	
	Движение волн	Волновые электростанции	
	Таяние льдов	Ледниковые электростанции	
	Фотосинтез	Электростанции на биомассе Фотовольтаика	
Планеты	Приливы и отливы	Приливные электростанции	

В конце августа 2003 г. Правительством России за номером № 1234-р была утверждена «Энергетическая стратегия России на период до 2020 г.». Одним из направлений данного документа является рассмотрение возможностей использования НВИЭ.

Стратегическими целями использования возобновляемых источников энергии и местных видов топлива являются:

- сокращение потребления невозобновляемых топливно-энергетических ресурсов;
- снижение экологической нагрузки от топливно-энергетического комплекса;
- обеспечение децентрализованных потребителей и регионов с дальним и сезонным завозом топлива;
- снижение расходов на дальнепривозное топливо.

Необходимость развития возобновляемой энергетики определяется ее ролью в решении следующих проблем:

- обеспечение устойчивого тепло- и электроснабжения населения и производства в зонах децентрализованного энергоснабжения, в первую очередь в районах Крайнего Севера и приравненных к ним территориях. Объем завоза топлива в эти районы составляет около 7 млн. т нефтепродуктов и свыше 23 млн. т угля;
- обеспечение гарантированного минимума энергоснабжения населения и производства в зонах централизованного энергоснабжения, испытывающих дефицит энергии, предотвращение ущербов от аварийных и ограничительных отключений;
- снижение вредных выбросов от энергетических установок в городах и населенных пунктах со сложной экологической обстановкой, а также в местах массового отдыха населения. [2]

Сегодня в мире использование нетрадиционных возобновляемых источников энергии (НВИЭ) достигло промышленного уровня, ощутимого в энергобалансе ряда стран. Масштабы применения НВИЭ в мире непрерывно и интенсивно возрастают. Это направление является одним из наиболее динамично развивающихся среди других направлений в энергетике.

Существенный импульс развитию НВИЭ во многих западных странах придал нефтяной кризис 1973 г., который по существу перевел это направление из стадии разрозненных НИР к стадии реализации целенаправленных государственных программ НИОКР и создания опытных и головных образцов оборудования и демонстрационных объектов по использованию НВИЭ. Эти работы являлись составной частью предпринятых энергосберегающих мероприятий, направленных на снижение зависимости от импорта нефтепродуктов.

По мере стабилизации нефтяного рынка и снижения мировых цен на нефть в 80-е годы главным стимулом развития НВИЭ стали экологические соображения, тем более что природоохранная идеология к этому времени прочно укоренилась в общественном сознании в развитых странах. В целом же использование НВИЭ рассматривается как альтернативная резервная технология в области энергетики, развитие которой необходимо, поскольку наперед неизвестно, в какие сроки и какие масштабные ограничения могут быть наложены на традиционную топливную и ядерную энергетику вследствие ее влияния на окружающую среду. Поэтому данное направление признано во многих странах одним из приоритетных направлений в энергетике.

Государственная техническая политика, направленная на развитие НВИЭ, реализуется в этих странах через систему законодательных и нормативных актов, которыми (при всем их разнообразии в различных странах) устанавливаются некоторые, общие для всех, принципиальные положения, составляющие правовую, экономическую и организационную основу применения НВИЭ.

- Правовая основа: право производителей электроэнергии на основе НВИЭ на подключение к сетям энергоснабжающих компаний при обязанности последних покупать эту электроэнергию;

- Экономическая основа: различные экономические льготы (налоговые и кредитные льготы, благоприятные тарифы, дотации и т. п.) производителям и потребителям электроэнергии от НВИЭ, что необходимо на начальном этапе для становления и адаптации на рынке;

– Организационная основа: разработка государственных программ поддержки НИОКР в области НВИЭ. финансирование за счет федерального и региональных бюджетов ряда практических мероприятий по использованию НВИЭ.

В настоящее время суммарная мировая установленная мощность геотермальных электростанций составляет более 6 тыс. МВт, ветроэлектростанций – более 4 тыс. МВт, солнечных – более 400 МВт, приливных - более 250 МВт, а всего с учетом малых ГЭС и других нетрадиционных электростанций - более 30 тыс. МВт.

В бывшем СССР, а теперь в России достижения в этой области являются значительно более скромными. В 60-е годы была создана Паужетская ГеоТЭС на Камчатке (современная мощность 11 МВт) и Кислогубская экспериментальная приливная электростанция мощностью 400 кВт. В настоящее время на Верхне-Мутновской ГеоТЭС установлено 3 блок-модульных агрегата мощностью по 4 МВт и проводится тендер на поставку оборудования для Мутновской ГеоТЭС мощностью 50 МВт. В 1985 г. в Крыму была введена в опытную эксплуатацию экспериментальная солнечная электростанция СЭС-5 мощностью 5 МВт. В 90-е годы в России введены в опытную эксплуатацию до десяти ветроустановок (ВЭУ) мощностью по 250 кВт и одна ВЭУ мощностью 1000 кВт.

Научно-исследовательские работы и практические меры по использованию НВИЭ в России в настоящее время сталкиваются с рядом трудностей общего и частного порядка. Общие причины состоят в кризисном положении экономики страны в целом - падении производства, отсутствии средств на инвестиции, снижении платежеспособного спроса, резком сокращении НИОКР с угрозой потери научно-технического потенциала. Все это в полной мере касается и сферы использования НВИЭ.

Дополнительные трудности в развитии этого направления состоят в следующем. Как правило, эксплуатационные затраты для установок на НВИЭ ниже, а капиталовложения выше, чем для традиционных энергоустановок. Этот фактор связан с природой используемых источников энергии и не зависит от состояния экономики, но в существующих кризисных условиях играет существенную негативную роль. Кроме этого, в условиях значительного падения объема промышленного производства существенно снизилось и энергопотребление, вследствие чего в целом нет острой потребности в изыскании и использовании новых источников энергии, хотя на региональном уровне, в районах Севера и других энергетически дефицитных районах такая потребность имеется.

В результате этих трудностей и негативных явлений Россия весьма значительно отстает от многих зарубежных стран как по масштабам практического применения НВИЭ, так и по объемам научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ в данной области. Так, федеральной целевой программой «Топливо и энергия» на 1996–2000 гг. предусматривалось создание девяти нетрадиционных электростанций на различных видах НВИЭ, однако ни один из этих проектов не был реализован. [3]

Список литературы:

1. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. Р.В. Городов, В.Е. Губин, А.С. Матвеев. Изд-во ТПУ, 2009.
2. Ахмедов В.М. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии, 2003.
3. Калашников Н.П. Альтернативные источники энергии, 2001.

ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ КОНЦЕПЦИИ «ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ СЕТИ» (SMART GRID)

А.А. Чебодаев, Н.О. Шадрина, магистранты
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
г. Томск, Россия
chebodaev.alexey@mail.ru

В связи с ростом численности населения планеты, глобальным изменением климата, бурным развитием техники происходит увеличение потребляемой электроэнергии, которое на данный момент даже сложно спрогнозировать. Уже сейчас дефицит источников электрической энергии очевиден. Предъявляемые требования к качеству и надежности электроснабжения постоянно растут, затрагивая как крупного промышленного потребителя, так и бытового. И стоимость электрической энергии повышается из года в год, несмотря на политику сдерживания тарифов. Все эти нерешенные вопросы и проблемы являются явными причинами для создания оптимальной и энергоэффективной современной концепции, описывающей технологию развития электроэнергетической системы, как на глобальном, так и на локальном уровнях.

На данный момент такая концепция носит название «Smart Grid» или «Концепция умных энергосистем». Термин и сама технология родились и на данный момент получили наибольшее распространение в США, однако уже можно уверенно констатировать международное признание этой стратегии на планетарном уровне. Так создание высокоинтеллектуальных энергетических сетей стало чрезвычайно актуальной задачей для Японии, из-за нехватки электроэнергии в связи с разрушением АЭС в Фукусиме, а в некоторых странах технология «Smart Grid» находится лишь на ознакомительном этапе.

На сегодня понятие «Smart Grid» не имеет строго установленных норм и правил, поэтому интерпретация этого термина неоднозначна. Их развитие, конкретизация и апробация ставятся за рубежом одной из основных задач. Прежде всего, необходимо подчеркнуть, что в рамках развиваемой концепции нашли отражение и интегрированы большинство современных научно-технических, методологических, управленческих и технологических направлений, развиваемых как самостоятельные. Этот факт обуславливает, с одной стороны, масштабность и сложность проблемы, позиционирование ее в первую очередь как системной задачи, включая необходимость разработки и применение новых методов планирования, организации и менеджмента такого рода работ, что само по себе может представлять интерес при разработке подобных национальных стратегий, программ и проектов. В связи с этим становится вполне объяснимой взятая США и ЕС ведущая идеологическая, концептуальная и организационная роль государства в разработке и развитии концепции Smart Grid. Проведенный анализ позволил сформулировать следующие исходные положения, принятые при разработке и развитии концепции Smart Grid:

1. Концепция Smart Grid предполагает системное преобразование электроэнергетики (энергосистемы) и затрагивает все ее основные элементы: генерацию, передачу и распределение (включая и коммунальную сферу), сбыт и диспетчеризацию.

2. Энергетическая система в будущем рассматривается как подобная сети Интернет инфраструктура, предназначенная для поддержки энергетических, информационных, экономических и финансовых взаимоотношений между всеми субъектами энергетического рынка и другими заинтересованными сторонами.

3. Развитие и функционирование энергетической системы должны быть направлены на удовлетворение согласованными всеми заинтересованными сторонами основных требований — ключевых ценностей, выработанных в результате совместного видения всеми заинтересованными сторонами целей и путей развития электроэнергетики.

4. Долгосрочное преобразование электроэнергетики должно быть направлено на развитие существующих и создание новых функциональных свойств энергосистемы и ее элементов, обеспечивающих в наибольшей степени достижение этих ключевых ценностей.

5. Электрическая сеть (все ее элементы) рассматривается как основной объект формирования нового технологического базиса, дающего возможность существенного улучшения достигнутых и создания новых функциональных свойств энергосистемы.

6. Разработка концепции комплексно охватывает все основные направления развития: от исследований до практического применения и тиражирования — и затрагивает научную, нормативно правовую, технологическую, техническую, организационную, управленческую и информационную сферы.

7. Реализация концепции носит инновационный характер и отражает переход к новому технологическому укладу в электроэнергетике и в экономике в целом. Методология разработки концепции Smart Grid основана на подходах, развиваемых в современной теории стратегического управления, где базовым элементом является определение стратегического видения развития, представляющего собой систему взглядов на прогнозируемое состояние объекта в будущем, т. е. на роль и место электроэнергетики в современном обществе и «обществе будущего». Такое видение определяет цели и требования к развитию отрасли, подходы, принципы и способы их достижения, необходимый технологический базис. Формирование стратегического видения при этом осуществляется исходя из требований и интересов широкого круга заинтересованных сторон в развитии экономических систем (компаний, отраслей, государств и т.д.) и создает согласованную базу для выбора направлений их развития, определения конкретных целей и задач с последующей разработкой стратегии их достижения и принятия управленческих решений. В качестве таковых в рамках разработки концепции Smart Grid за рубежом выступили как представители традиционной структуры отрасли (генерация, передача, распределение, диспетчеризация, поставщики коммунальных услуг и конечные потребители), так и государственные структуры (правительство – федеральное, региональное, муниципальное; регулирующие органы), а также производители оборудования и технологий, исследовательские институты, академии, строительные организации, поставщики сервисных услуг и банки, которые играют важную роль во внедрении Smart Grid.

Таким образом, начальной точкой разработки концепции Smart Grid в большинстве индустриально развитых стран стало формирование четкого стратегического видения целей и задач развития электроэнергетики, отвечающей будущим требованиям общества и всех заинтересованных сторон: государства, науки, экономики, бизнеса, потребителей и других институтов [1, С.31]. Разработка стратегического видения исходила из следующего базового положения: «осуществить прорыв в энергетике (энергетической системе) посредством интеграции технологий XXI в., чтобы достичь плавного перехода на новые технологии в генерации, передаче и потреблении электрической энергии, которые обеспечат выгоды для государства и общества в целом» [2, С. 22].

В развиваемой «концепции Smart Grid разнообразие требований сведено к группе так называемых ключевых ценностей (key goals, англ.) новой электроэнергетики», сформулированных как:

доступность – обеспечение потребителей электроэнергией без ограничений в зависимости от того, когда и где она им необходима, и в зависимости от ее качества, оплачиваемого потребителем;

надежность – возможность противостояния физическим и информационным негативным воздействиям без тотальных отключений или высоких затрат на восстановительные работы, максимально быстрое восстановление (самовосстановление) работоспособности;

экономичность – оптимизация тарифов на электрическую энергию для потребителей и снижение общесистемных затрат;

эффективность – максимизация эффективности использования всех видов ресурсов, технологий и оборудования при производстве, передаче, распределении и потреблении электроэнергии;

органичность взаимодействия с окружающей средой – максимально возможное снижение негативных экологических воздействий;

безопасность – недопущение ситуаций в электроэнергетике, опасных для людей и окружающей среды.

В Евросоюзе к числу ключевых ценностей отнесены:

- гибкость с точки зрения отклика на изменения потребностей потребителей и возникающие проблемы с электроснабжением;

- доступность электроэнергии для потребителей, в частности возобновляемых источников электроэнергии и высокоэффективной локальной генерации с нулевыми или низкими выбросами;

- надежность электроснабжения и качество электроэнергии при обеспечении невосприимчивости к опасностям и неопределенностям;

- экономичность посредством внедрения инноваций, эффективного управления, рационального сочетания конкуренции и регулирования. Принципиально новым является здесь то, что все выдвинутые ключевые требования (ценности) предполагается рассматривать как равноправные, но степень их приоритетности, уровень и соотношение не являются общими, нормативно зафиксированными для всех и могут определяться для каждого субъекта энергетических отношений (энергетическая компания, регион, город, домохозяйство и т.п.), по существу, индивидуально [3, С.75].

Smart Grid сегодня – это прежде всего концепция инновационного преобразования электроэнергетики, реализация которой, как ожидается, будет связана с существенными социальными, экономическими, научно-техническими, экологическими и другими эффектами, что и обуславливает значительное внимание к данному направлению технологически развитых стран и крупномасштабность реализуемых ими мероприятий. В то же время достижение потенциальных эффектов от Smart Grid в долгосрочной перспективе требует изменения принципов, целей, задач, моделей развития и функционирования электроэнергетики, поскольку, как видно из содержания исследования, Smart Grid основывается на отличных от традиционных подходах. Одной из ключевых задач, требующих решения для формирования новой модели энергосистемы, является нахождение оптимального (рационального) соотношения энергетического и управленческого базиса в достижении охарактеризованных в работе требований к новой энергетике - ценностей. Было бы неверным полагать, что интеллектуализация энергетики, возрастание роли и значимости управления как ресурса, нового технологического базиса полностью снимают вопрос развития традиционного базиса. Определение минимальной достаточности этого базиса с учетом особенностей состояния и условий функционирования энергосистемы имеет принципиальное значение. Представляется, что такая задача могла бы быть поставлена в рамках развития теории больших систем энергетики, исследующей их управляемость и наблюдаемость.

Список литературы:

4. Дорофеев В. В., Макаров А. А. Активно-адаптивная сеть — новое качество ЕЭС России//Энергоэксперт. № 4. 2009. С. 28–34.
5. Кобец Б. Б., Волкова И. О. Smart Grid за рубежом как концепция инновационного развития электроэнергетики // Энергоэксперт. 2010. № 2. С. 24–30.
6. О कोरोков В. Р., Волкова И. О., О कोरोков Р. В. Интеллектуальные энергетические системы: технические возможности и эффективность. Ч. 1. Технологические и социально-экономические основания их создания//Академия энергетики. 2010. № 2. С. 72–80.

МАШИНА СТИРЛИНГА – ПЕРСПЕКТИВНАЯ ЭЛЕКТРОГЕНЕРИРУЮЩАЯ УСТАНОВКА МАЛОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

А.С. Лошкарев, В.С. Симавин, Н.И. Тищенко, магистранты
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
г. Томск, Россия
simavin1992@mail.ru

В современных условиях темпа роста населения планеты и стремительного развития энергетики, как основы технического прогресса, связанного с интенсивной разработкой, эксплуатацией и истощением природных энергетических ресурсов и, как следствие этого, с ощутимым изменением и загрязнением биосферы Земли, отражающимся в конечном итоге на здоровье людей, перед наукой возникает проблема: поиска альтернативных путей получения энергии. Одна из основных целей на сегодня: избавить современную энергетику от потребления органического топлива с целью уменьшения отрицательного воздействия на окружающую среду.

Новое отношение к использованию природных ресурсов и к состоянию окружающей среды является в настоящее время важной экономической необходимостью, вытекающей из ограниченности запасов минерального топлива в недрах нашей планеты и к ограниченной воспроизводимой мощности земной атмосферы.

Одним из способов альтернативного получения электроэнергии являются двигатели Стирлинга. Эти двигатели отличаются универсальностью и конструктивным разнообразием и могут работать как двигатели, холодильные машины, тепловые насосы и генераторы давления во многих областях техники. Как двигатели они имеют ряд существенных преимуществ: высокая эффективность и экономичность, возможность работы от разнообразных низко- и высокопотенциальных источников энергии, таких как: углеводородные топлива, ядерная и солнечная энергия, теплота геотермального пара и термальной воды. В двигателях могут быть использованы различные рабочие тела – воздух, водород, гелий CO_2 , химические регулирующие газы.

В настоящее время очень популярны солнечные энергоустановки с двигателями Стирлинга мощностью от 3 кВт до 100 кВт для преобразования солнечной энергии в электрическую. В качестве источника теплоты используется параболический лепестковый концентратор диаметром от 10 до 20 метров, создающий в приемнике температуру до 1000 К. В ловушке приемника излучения предусмотрен тепловой аккумулятор.

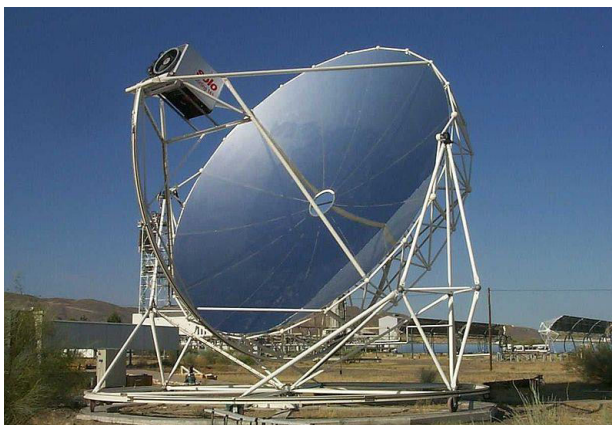


Рисунок 1. Использование двигателя Стирлинга в солнечной электроэнергетике.

Для этого двигатель Стирлинга устанавливается в фокус параболического зеркала, похожего по форме на спутниковую антенну, таким образом, чтобы область нагрева была постоянно освещена (Рис.1). Параболический отражатель управляется по двум

координатам при слежении за солнцем. Энергия солнца фокусируется на небольшой площади. Зеркала отражают около 92 % падающего на них солнечного излучения. В качестве рабочего тела двигателя Стирлинга используется, как правило, водород, или гелий.

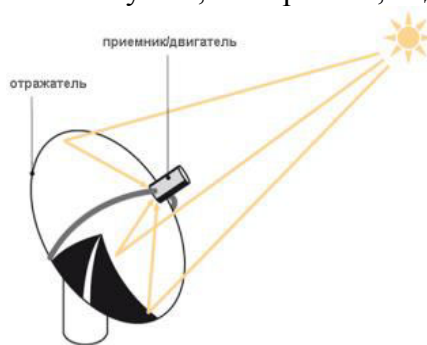


Рисунок 2. Использование двигателя Стирлинга и параболического зеркала.

В феврале 2008 года Национальная лаборатория Sandia достигла эффективности 31,25 % в установке, состоящей из параболического отражателя и двигателя Стирлинга[3]. В 2012 году шведская компания «Cleanergy» создала полномасштабный образец мини-электростанции с гелиоконцентратором на подвижной | с закрепленным в фокусе стерлингом, так и отдельный когенерационный агрегат для получения электроэнергии и тепла общей мощностью 9 кВт. [1]

В настоящее время и в России накоплен достаточный научный потенциал для создания высокоэффективных двигателей Стирлинга. Основные направления работ связаны с применением двигателей Стирлинга в когенерационных установках и системах использования теплоты отработанных газов, например в мини-ТЭЦ. В результате были созданы методики разработки и опытные образцы двигателей мощностью 3 кВт.

В 2011 году в ходе экспериментов, проведенных на испытательном полигоне солнечных энергоустановок Национальных лабораторий Sandia в штате Нью-Мексико (США) с участием компании Stirling Energy Systems (SES), был поставлен новый рекорд коэффициента преобразования солнечной лучистой энергии в промышленную электрическую – 31,25 %. Предыдущий рекорд, зафиксированный в 1984 году, составлял 29,4 %.

Рекордное значение было достигнуто на установке Serial #3, представляющей собой прототип одного из шести модулей солнечной электростанции на основе двигателей Стирлинга мощностью до 150 кВт. Установка представляет собой поворотное вогнутое зеркало из 82 элементов, которое концентрирует солнечные лучи в фокальной плоскости, где располагается нагреватель механического двигателя «внешнего сгорания» системы Стирлинга.



Рисунок 3. Stirling Energy Systems Serial #3

Новое поколение солнечных энергоустановок на базе двигателя Стирлинга отличается рядом усовершенствований. В первую очередь, они касаются системы зеркал. Новые зеркала

выполнены на базе стекла с малым содержанием железа и с новым посеребрением, что позволило повысить коэффициент фокусировки солнечных лучей с ранее достигнутых 91 % до 94 %. Зеркала имеют особую форму, защищенную патентом Sandia. Ее использование позволило уменьшить размеры пятна рассеяния в фокальной области до семи дюймов (менее 20 см) в диаметре.

Поставить рекорд помогла также безоблачная зимняя погода, установившаяся в день испытания над штатом Нью-Мексико. Благодаря ей температура холодильника тепловой машины составила 23 градуса Цельсия. В ходе испытаний, продолжавшихся 2 с половиной часа, полезная электрическая мощность машины составила 26,75 кВт.

В настоящее время компания SES готовится коммерциализировать свои разработки. Предполагается, что в Южной Калифорнии будут построены солнечные электростанции на базе двигателей Стирлинга из 70 тыс. модулей рекордной для данного вида электростанций совокупной электрической мощностью 1750 МВт [2].

По мнению многих зарубежных специалистов, перспективным направлением является разработка и широкое внедрение энергетических установок на основе двигателей Стирлинга. Низкий уровень шума, малая токсичность отработавших газов, работа на различных видах топлива, большой ресурс, соотношение размеров и массы, хорошие характеристики крутящего момента - все эти параметры дают возможность двигателям Стирлинга в ближайшее время значительно «потеснить» двигатели внутреннего сгорания. Уже сегодня наиболее крупные инновационные проекты в области альтернативной энергетики связаны именно с двигателями Стирлинга.

При этом нужно отметить, что в тех областях техники, где начинают применять двигатели Стирлинга, происходит технологический рывок. Способность двигателей Стирлинга утилизировать отбросную теплоту промышленных предприятий и других объектов делает его применение чрезвычайно выгодным с точки зрения экономии природного топлива и расширения топливного баланса. Для России с ее огромной территорией и различными климатическими и ресурсными зонами применение двигателей Стирлинга может позволить использовать, особенно в отдаленных районах, местные виды топлива без предварительной их переработки.

Список литературы:

1. По материалам статьи д.т.н. Кириллова Н.Г. и книги Г.Уокера «Машины, работающие по циклу Стирлинга».
2. Г.Ридер. Ч.Хупер. Двигатели Стирлинга. М.: Мир, 1996, стр. 55.
3. Кириллов Н.Г. Производство машин Стирлинга - новое перспективное направление в развитии отечественного машиностроения //Вестник машиностроения. 2005, № 8.

ТЕХНИЧЕСКИЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Р.Р. Рахимжанов, магистрант
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
г. Томск, Россия
barsuksemey91@mail.ru
e.tarasov@inbox.ru

Распределительные электрические сети (РС) – это сети напряжением 110 кВ и ниже, не попадающие под критерии отнесения к сетям ЕЭНС. Их протяженность по энергосистемам, находящимся под управлением ФСК, составляет около 2 млн. км.

В качестве основных классов напряжений в сетях РСК используются сети напряжением 0,4; 6–10; 35; 110 и 220 кВ, которые на протяжении всего периода развития сетей практически не изменялись. На балансе РСК и ОАО энергетики и электрификации находится:

– около 17 тыс. подстанций напряжением 35–220 кВ и более 500 тыс. подстанций 6–35/0,4 кВ с установленной электрической мощностью трансформаторов около 423 млн кВА;

– около 2,35 млн. км воздушных и кабельных линий 0,38–220 кВ, в том числе, 840 тыс. км линий напряжением 0,38 кВ; 1,1 млн. км – напряжением 6–10 кВ; 180 тыс. км – напряжением 35 кВ и 220 тыс. км – напряжением 110–220 кВ.

В настоящее время в распределительном сетевом хозяйстве сложилась следующая ситуация.

Воздушные сети построены по радиальному принципу. На воздушных линиях (ВЛ) 0,38–10 кВ использованы, в основном, алюминиевые провода малых сечений, деревянные и железобетонные опоры с механической прочностью не более 27 кН·м. Сети проектировались по критерию минимума затрат на расчетные нагрузки 5–10 лет.

Кабельные сети построены по петлевой схеме или в виде 2-х лучевых схем с 1–2–трансформаторными подстанциями. В качестве силового кабеля использовался в основном кабель с бумажной пропитанной маслом изоляцией с алюминиевыми жилами

Релейная защита и автоматика выполнена с использованием электромеханических реле (~98 %), которые имеют большие габариты и значительное потребление электрической мощности, разброс характеристик срабатывания реле по току и времени, невысокую чувствительность. Около 50 % всех комплектов релейной защиты находятся в эксплуатации более 25 лет и морально устарели.

Трансформаторные подстанции 6–10/0,4 кВ подключены к сетям, как правило, по тупиковой схеме в 1-трансформаторном исполнении. Из общего числа подстанций 6–10/0,4 кВ 13 % выполнены в закрытом исполнении. Примерно 15 % (от общего числа) подстанций находятся в неудовлетворительном состоянии

К основным техническим проблемам в распределительных электрических сетях относятся потери электроэнергии, показатели качества и надежности.

Рост потерь энергии в электрических сетях определен действием вполне объективных закономерностей в развитии всей энергетики в целом. Основными из них являются: тенденция к концентрации производства электроэнергии на крупных электростанциях; непрерывный рост нагрузок электрических сетей, связанный с естественным ростом нагрузок потребителей и отставанием темпов прироста пропускной способности сети от

темпов прироста потребления электроэнергии и генерирующих мощностей. В связи со сложностью расчета потерь и наличием существенных погрешностей, в последнее время особое внимание уделяется разработке методик нормирования потерь электроэнергии.

При передаче электрической энергии в каждом элементе электрической сети возникают потери. Для изучения составляющих потерь в различных элементах сети и оценки необходимости проведения того или иного мероприятия, направленного на снижение потерь, выполняется анализ структуры потерь электроэнергии.

Еще одной проблемой является качество передаваемой электрической энергии.

Проблема обеспечения качества электрической энергии (КЭ) в электроэнергетических системах была всегда актуальна. Ее правовой и нормативно-технический статус в настоящее время определен рядом отраслевых и федеральных документов.

Одной из основных причин сложившегося неудовлетворительного положения по КЭ и СЭС является недостаточное внимание к данному вопросу на протяжении всех последних десятилетий со стороны всех участников системы электроснабжения.

Наибольшие проблемы, в том числе и по требуемым материальным затратам, возникают с такими характеристиками КЭ, как несимметрия и несинусоидальность напряжения.

Основными виновниками ухудшения КЭ по несимметрии и несинусоидальности являются потребители, генерирующие токи обратной и нулевой последовательности, токи высших гармоник, распространяющихся по всей сети. Тем самым они ухудшают КЭ на шинах других потребителей, что вызывает справедливые нарекания со стороны остальных потребителей к электроснабжающей организации, отвечающей за КЭ в точке присоединения потребителя.

Немаловажным фактором также является надежность работы распределительных сетей.

Возникающие перерывы электроснабжения в той или иной мере парализуют жизнь общества, порождая негативные последствия, которые не зависят от временных рамок и вида деятельности членов общества. Все это предопределяет особую значимость проблемы надежного электроснабжения.

Вопросы, возникающие при решении этой проблемы, определяются физическими особенностями электрической энергии. Одной из них является невозможность складирования электроэнергии.

Объем резервирования определяется последствиями, возникающими у потребителя при внезапных перерывах электроснабжения. В этой связи возникает предложение о возможности решения проблемы надежности на основе технико-экономических расчетов, имея ввиду соответствующие затраты на создание и функционирование резервных элементов для предотвращения величины ущерба для потребителей.

Проблема надежности электроснабжения возникает и решается на стадии формирования конкретных систем электроснабжения. Если ожидаемая расчетная нагрузка потребителя определяет параметры основных элементов системы его электроснабжения, то квалификация приемников потребителя по требованиям к надежности их электроснабжения устанавливает характеристики резервных элементов рассматриваемой системы электроснабжения.

Электрическая энергия, передаваемая по электрическим сетям, для своего перемещения расходует часть самой себя. Часть выработанной электроэнергии расходуется в

электрических сетях на создание электрических и магнитных полей и является необходимым технологическим расходом на ее передачу. Для выявления очагов максимальных потерь, а также проведения необходимых мероприятий по их снижению необходимо проанализировать структурные составляющие потерь электроэнергии. Наибольшее значение в настоящее время имеют технические потери, т.к именно они являются основой для расчета планируемых нормативов потерь электроэнергии.

Список литературы:

1. Железко Ю.С. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. - М.: НУ ЭНАС, 2002. - 280с.
2. Железко Ю.С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях: Руководство для практических расчетов. - М.: Энергоатомиздат, 1999. - 176с.
3. Будзко И.А., Левин М.С. Электроснабжение сельскохозяйственных предприятий и населенных пунктов. - М.: Агропромиздат, 1985. - 320с.
4. Воротницкий В.Э., Железко Ю.С., Казанцев В.Н. Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем. - М.: Энергоатомиздат, 1983. - 368с.
5. Карташев И. И., Пономаренко И. С., Ярославский В. Н. Требования к средствам измерения показателей качества электроэнергии//Электричество. 2000. № 4.

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ АВТОНОМНЫХ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

К.В. Аржанов, аспирант, А.В. Аржанова, студент
Научный руководитель: Ю.А. Шиняков, д.т.н.

Томский государственный университет систем управления и радиоэлектроники
Национальный исследовательский Томский государственный университет
г. Томск, Россия
E-mail: rbhx@yandex.ru

Повышение энергетической эффективности автономных фотоэлектрических энергетических установок (АФЭУ) определяется реализацией режима автоматического слежения солнечных батарей за Солнцем. Наведение солнечных батарей на Солнце позволяет повысить энергетическую эффективность АФЭУ на 30–50 %. На рис. 1 приведена фотография разработанной АФЭУ со следящем электроприводом с шаговыми двигателями [1, 2].



Рисунок 1. Фотография разработанной АФЭУ

На рис. 2 приведена функциональная схема автономной фотоэлектрической энергетической установки, где СБ – солнечная батарея; АБ1, АБ2 – аккумуляторные батареи; КЗАБ – контроллер заряда АБ; И – инвертор; М1, М2 – шаговые двигатели; Р1, Р2 – редукторы; ДШД1, ДШД2 – драйверы управления шаговыми двигателями; БДПС – блок датчиков положения Солнца; КНС – контроллер наведения на Солнце; БКВХ, БКВУ – блоки конечных выключателей. В АФЭУ используется инвертор с синусоидальным выходом типа TS 1500-224, два последовательно соединенных аккумулятора типа TUDOR T12V 155FT и две солнечные батареи типа КСМ-190. Разработанный контроллер наведения на Солнце состоит из микроконтроллера STM32-F103, преобразователя постоянного напряжения, пяти операционных усилителей, микросхемы, обеспечивающей связь по протоколу RS 485 с внешним компьютером через конвертор (I-7561). Микроконтроллер выдает на вход драйверов шагового двигателя (DM356M) следующие сигналы: направление вращения шаговых двигателей по азимуту (сигнал DR1) и по углу места (сигнал DR2), количество импульсов, которое необходимо отработать драйверами (шаговыми двигателями) по азимуту (сигнал UP1) и по углу места (сигнал UP2), сигналы включения драйверов по азимуту (MF1) и углу места (MF2), сигналы задания амплитуды тока шагового двигателя (ШД) по азимуту и углу места. Контроллер наведения на Солнце принимает сигналы с двух блоков конечных выключателей: X1, Y1 и X2, Y2 – начальные и конечные положения рамы по координате X (азимуту) и Y (по углу места) и сигналы готовности драйверов (RYD1 и RYD2).

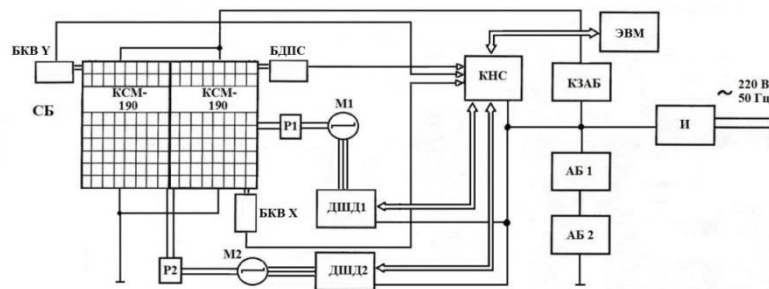


Рисунок 2. Функциональная схема АФЭУ

Перемещение рамы с СБ осуществляется при помощи шаговых приводов. Необходимость перемещения рамы оценивается с помощью фотоэлектрического датчика положения Солнца [3]. Если правый и левый фотоэлемент датчика выдают одинаковый ток, то перемещать раму с СБ не требуется, а если есть отличие, то необходимо перемещение в таком направлении, чтобы скомпенсировать эту разницу по току. Если три фотоэлемента у датчика показывают одинаковый ток, то фотодатчик (и соответственно СБ) находится в тени и перемещение рамы производить не требуется. Если тыловой фотоэлемент выдает самый больший ток, то Солнце светит с обратной стороны рамы и необходимо развернуть раму в направлении Солнца. Перемещения происходят дискретно через 1–3 градуса по обеим координатам, пока не выровняются сигналы в противоположных гранях в фотодатчике. Погрешность между сигналами тока в противоположных гранях фотоэлементов датчика, при которой необходимо проводить перемещение по координатам, составляет 5 % от средней величины токов в обеих противоположных гранях датчика положения Солнца (эта величина может устанавливаться в контроллере).

Для обеспечения плавности перемещения рамы с СБ в электроприводе заложен режим позиционирования, то есть в электроприводе идет ограничение по скорости, ускорению и рывку при перемещении рамы с СБ от одного заданного положения к заданному другому положению. При этом реализован несимметричный специальный режим разгона, движения и торможения [4]. Несимметричный режим позиционирования совмещен с нелинейным заданием амплитуды тока ШД, то есть амплитуда тока ШД меняется во время движения. Это необходимо делать для минимизации потребляемого тока ШД при наведении СБ на Солнце. При пуске ШД с механизмом необходимо преодолеть нелинейный момент сухого трения. В этом режиме целесообразно увеличить амплитуду тока ШД (пусковой ток увеличить до 1,5 кратного от номинального тока), после преодоления начального момента сухого трения можно снизить амплитуду тока ШД (рабочий ток уменьшить до 0,75 от номинального тока). Это позволяет исключить сбой при пуске ШД и в целом уменьшить потребление тока двигателем во время микроцикла наведения. Увеличенный пусковой ток в ШД целесообразно делать в режиме позиционирования при положительном значении ускорения.

При наведении СБ на Солнце во время действия большой ветровой нагрузки (20 и более м/с) предложен алгоритм реализующий увеличение амплитуды тока ШД при перемещении на один – три градуса. Разработанный принцип заключается в определении сбоя в ШД при действии большого момента нагрузки от ветра. Осуществляется это путем измерения ошибки по току (I_a , – I_b) в наклонных гранях БДПС и определение уменьшалась ли эта ошибка в течении 10 сек. (это время отработки заданного перемещения на 3 градуса). Если ошибка по току (I_a , – I_b) за 5–10 сек. не уменьшилась, это означает что действует большой момент ветровой нагрузки или выключился ДШД по каким либо причинам. Необходимо опросить ДШД. Если ШД исправен – это означает, что действует большой момент ветровой нагрузки. При этом необходимо увеличить в полтора – два раза амплитуду задания тока в ДШД на время перемещения рамы с СБ. Если ветровая нагрузка падает, то ошибка по току в противоположных гранях БДПС уменьшится менее чем за 5–10 сек. и в ДШД выставляется номинальный ток ШД.

Результаты экспериментальных исследований на установке АФЭУ показали следующее: слежение механической рамы с СБ за Солнцем целесообразно проводить непрерывно-дискретно (с дискретностью в 1–3 градуса, как по азимуту, так и по углу места,) исходя из требований обеспечения заданной точности наведения на Солнце и минимального потребления электрической энергии шаговыми электроприводами; при завершении микроцикла наведения рамы с СБ на Солнце необходимо выключать драйверы ШД, чтобы исключить потребление энергии ШД; при перемещении механической рамы с СБ необходимо организовывать несимметричный режим позиционирования, при этом целесообразно проводить перемещение с максимальной скоростью вращения ШД на уровне 4000 Гц, с введением ограничения по ускорению и торможению на уровне 4000 шаг/сек². Это позволяет существенно сократить потребление электрической энергии шаговыми электроприводами при наведении АФЭУ на Солнце и обеспечить заданную точность наведения. Разработанная фотоэлектрическая установка установлена на крыше одного из учебных корпусов ТУСУРа.

Список литературы:

1. Шиняков Ю.А., Шурыгин Ю.А., Аржанов В.В., Осипов А.В., Теушаков О.А., Аржанов К.В. Повышение энергетической эффективности автономных фотоэлектрических энергетических установок // Доклады Томского государственного университета систем управления и радиоэлектроники. – 2011. – № 2 (24). – Ч. 1. – С. 282–287.
2. Солнечное фотоэлектрическое устройство: пат. № 128781 U1 Рос. Федерация. № 2012153448; заявл. 11.12.12; опубл. 27.05.2013 в бюл. № 15; ил.
3. Датчик положения Солнца: пат. № 135126 U1 Рос. Федерация. № 2013117198; заявл. 15.04.2013; опубл. 27.11.2013 в бюл. № 33; ил.
4. Аржанов В.В., Шурыгин Ю.А., Шиняков Ю.А., Аржанов К.В. Минимизация энергопотребления электроприводами в фотоэлектрической энергетической установке // Известия Томского политехнического университета. – 2013. – Т.322. – №4. – С.146-150.

ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ, УСТАНОВКИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ГРУНТОВОГО ТЕПЛООВОГО НАСОСА В КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ ЮЖНОГО УРАЛА

В. В. Бабонова, аспирант энергетического факультета
Научный руководитель: И.М. Кирпичникова, д.т.н., профессор, зав. кафедрой
Электротехники и возобновляемых источников энергии
ФГБОУ ВПО «Южно-Уральский государственный университет» (НИУ)
г. Челябинск, Россия
valentina.visant@yandex.ru

С 2011–2014 гг. в Челябинске и области компанией «МК Центр Тепловые насосы» установлено 5 тепловых насосов NIBE мощностью от 10 до 15 кВт. в частных жилых домах. При выборе системы теплоснабжения жилого дома с помощью грунтового теплового насоса (ГТН) (в частности, источников низкопотенциальной теплоты) и оценке её энергетической эффективности учитывались климатические условия Южного Урала.

Для условий Челябинской области характерны длительный отопительный период 218 суток, среднегодовая температура 2°C, температура холодной пятидневки –34°C, продолжительность периода со среднесуточной температурой $\leq 0^\circ\text{C}$ – 167 суток, средняя температура наиболее холодного периода –21°C, глубина промерзания почвы около 2 м [1]: поэтому рекомендуется использовать следующие источники: подземные воды (открытая система), открытый водоём (закрытая система), солнце, грунт.

Экспериментальным путем было определено, что в условиях Южного Урала в качестве источника тепла целесообразнее всего использовать грунт, поскольку его температура в течение всего года стабильна. На глубине более 1,8 метров грунт никогда не замерзает, сохраняя положительную температуру (приблизительно +1°C). На глубине более 2 метров температура на 3–4°C выше нуля. Температура грунта на глубине 15–20 м составляет примерно +6 °C и увеличивается на каждые 100 м скважины вглубь примерно на 2 градуса.[1]

При использовании вертикальных скважин глубиной от 50 до 150 м в них погружаются U-образные металлопластиковые или пластиковые трубы диаметром 40 мм. В одну скважину возможна установка двух U-образных петель. Расстояние между скважинами должно быть больше 10 м. Можно ориентироваться на следующие данные по теплосъему, в зависимости от типа грунта:

- сухие осадочные породы – 20 Вт/м;
- каменистая почва и насыщенные водой осадочные породы – 50 Вт/м;
- каменные породы с высокой теплопроводностью – 70 Вт/м;
- подземные воды – 80 Вт/м.[2]

Грунтовая скважина является наиболее стабильным, компактным и независимым от погодных условий источником тепла.

Для климатических условий Южного Урала двойной U-образный зонд с каждого метра длины дает примерно 30–38 Вт тепловой мощности. Точное значение зависит от геологических и гидрогеологических условий. Вертикальный геотермальный зонд размещается в специально пробуренной скважине, в которую погружаются U-образная пластиковая труба. В одну скважину вставляется одна рабочая петля. Часто вместо одной глубокой скважины бурят несколько помельче. Расстояние между скважинами должно быть больше 10 м.

Как правило, тепловой насос жилого дома оснащается встроенным резервным электрическим нагревателем. Вызвано это соображениями практичности. На самом деле максимально низкие температуры держатся относительно недолго (5–15 дней) и проектировать тепловой насос на полное обеспечение дома теплом в таких условиях неэффективно – большую часть года его мощность будет избыточной.

Встроенный электронагреватель может работать как вместо теплового насоса, так и параллельно с ним, компенсируя нехватку тепла в наиболее холодные дни. Это позволяет снизить стоимость самой установки и работ по монтажу первичного контура (прокладка траншей, бурение скважин), которые сильно увеличиваются при возрастании мощности теплового насоса. Практически во всех моделях тепловых насосов устанавливается исполнительное устройство для коммутации дополнительного источника энергии, например газового, жидкого или твердотопливного котла или электронагревателя.

При выборе отопительной системы, полная мощность рассчитывается исходя из максимальной потребности тепла. Для покрытия тепловой нагрузки в самый холодный зимний период, который, как правило, не бывает более одной недели за весь отопительный сезон, увеличивать мощность компрессора и потреблять все время максимальное количество электроэнергии не рентабельно. Поэтому рассчитывать тепловую мощность насоса на покрытие объекта принято в размере 70% от максимальной мощности, а в критический (холодный) период компенсировать недостающую мощность пиковым догревателем – резервным источником отопления (рис. 1)

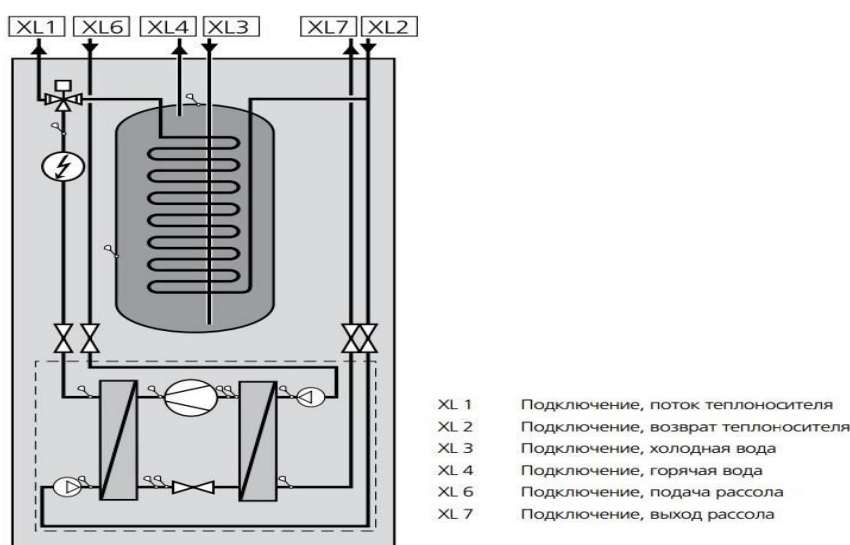


Рисунок 1. Схема пикового догревателя теплового насоса NIBE.[4]

Наибольшую эффективность на Южном Урале получили грунтовые тепловые насосы с использованием в качестве основной системы отопления дома – системы теплого пола.

В силу технических особенностей, температура, подаваемая в систему отопления из теплового насоса, не превышает 55°C, температура обратной воды не должна превышать 50°C. Водяной теплый пол – система низкотемпературная (30–45°C). Таким образом, тепловой насос совместно с системой отопления (теплый пол) показали наибольшую эффективность. Для обогрева дома насос выдаёт ровно столько тепла, сколько необходимо для компенсации его теплопотерь. Избыточное тепло аккумулируется в баке-аккумуляторе. Через 25–40 лет может возникнуть необходимость в замене компрессора внутри. Благодаря конструкции корпуса – это не затруднительно и не требует больших расходов. Схема замены компрессора (рис. 2)

Вся инфраструктура, как внешняя (зонды, вентили, гребёнки), так и внутренняя (насос, бойлер, бак, арматура) может эксплуатироваться свыше 100 лет. Учитывая резко-континентальный климат Южного Урала, оборудование может использоваться весь год, зимой для отопления, летом для кондиционирования.

Обязательным условием эффективной работы тепловых насосов на Южном Урале является точный теплотехнический расчет, который включает в себя расчет теплового баланса здания, расчет необходимой мощности ТН, расчет грунтовой системы.

Варианты стыковки

Насос NIBE F1245 можно подключать несколькими различными способами, например, к дополнительному электрическому водонагревателю, модулю вытяжного воздуха для рекуперации воздухообмена, системе естественного охлаждения, буферному контейнеру, «теплому полу», нескольким системам отопления, системе грунтовых вод, бассейну или солнечным панелям.

Модуль компрессора

Модуль компрессора легко извлекается для транспортировки, установки и обслуживания.

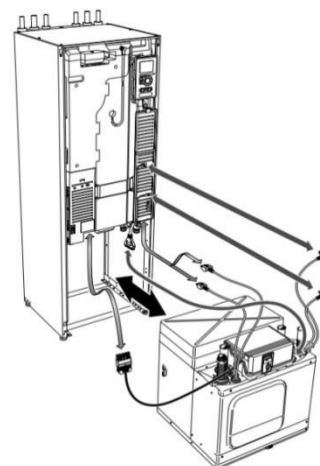


Рисунок 2. Схема установки компрессора теплового насоса NIBE.[4]

Второе важное условие эффективной работы теплового насоса на Южном Урале, качественное утепление конструкции жилого дома, тогда затраты на установку теплового насоса можно сократить почти вдвое.

С 2011–2014 гг. в Челябинске и области было установлено 5 тепловых насосов NIBE мощностью от 10 до 15 кВт. в частных жилых домах. Проектирование, монтаж и наладка занимают около 2-х месяцев, на данный момент все тепловые насосы находятся в эксплуатации. За время работы в полностью автоматическом режиме не было отмечено значительных сбоев в комплексной системе тепло- и хладоснабжения. Температура в отапливаемый период поддерживалась системой автоматики на заданном уровне: в жилых помещениях 21 ± 2 °С.

Плюсом грунтовых теплонасосных систем является возможность использования пассивного кондиционирования, когда компрессор теплового насоса не включается и электроэнергия затрачивается только на работу грунтового циркуляционного насоса для циркуляции охлажденного грунтового теплоносителя через фанкойлы помещений. При этом для получения 5 кВт холода затрачивается 170–250 Вт, что в 8–9 раз превышает эффективность обычного кондиционера. Если мощности пассивного кондиционирования недостаточно (для южных регионов), есть возможность использования режима активного кондиционирования с помощью ТН.

По результатам эксплуатации теплонасосной системы за три отопительных сезона с 2011–2014 гг. общие годовые эксплуатационные затраты не превысили 40 000 руб., в то время как за отопительный сезон 2009–2010 гг. при использовании печи они были более 90 000 руб.

Температура поверхности грунтового массива в зоне расположения грунтового теплообменника, оцененная косвенно по изменению температуры теплоносителя на входе в испаритель теплового насоса, изменилась за отопительный сезон на 3–5 °С, и полностью восстановилась в летнее время. Явление «запоздалой весны» выявлено только на одном объекте. В связи с этим, в апреле 2015 года в Челябинске на данном объекте намечена установка комплекта солнечных коллекторов NIBE для обеспечения бесперебойного отопления в помещении площадью 160 м².

Благодаря выбранным аксессуарам и дополнительному оборудованию – радиаторам, фанкойлам, буферному баку, баку горячего водоснабжения, солнечным коллекторам, планируется создать высокоинтеллектуальную систему управления климатом и горячим водоснабжением в доме. Кроме того, тепловой насос NIBE F1145 в паре с комплектом солнечных коллекторов обеспечат существенную экономию на энергоресурсах и высокую производительность даже при минимальной расчетной температуре воздуха. Гидравлический принцип работы теплового насоса. (рис.3)

**Гидравлический принцип работы
NIBE Solar 1145/VPBS FP215 P / PL**

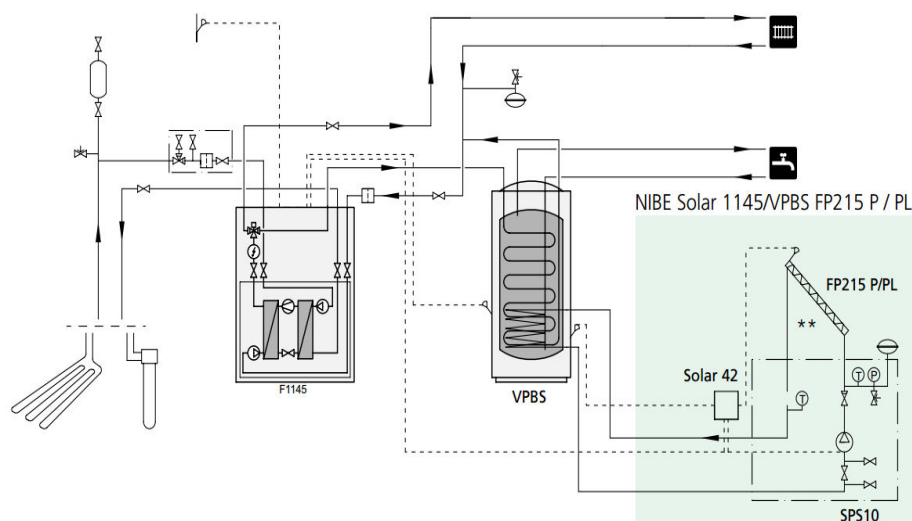


Рисунок 3. Гидравлический принцип работы теплового насоса совместно с солнечными коллекторами.[4]

По предварительной оценке вся система отопления окупится примерно в течение шести лет.

Внедрение и эксплуатация грунтовых тепловых насосов в климатических условиях Южного Урала необходима для получения экспериментального опыта работы систем грунтового теплосъема. Исходя из данного опыта, намечены пути снижения капитальных затрат при реализации подобных проектов. Все это позволит уменьшить суммарные затраты и сделать систему отопления на базе ГТН еще более конкурентоспособной.

Важно подчеркнуть, что перечисленные выше достоинства применения тепловых насосов еще не означают абсолютную целесообразность замены ими традиционных способов производства теплоты для объектов коммунальной энергетики. В каждом конкретном случае на основании технико-экономических расчетов и анализа вариантных проработок определяется целесообразность внедрения и срок окупаемости конкретного типа ТН в качестве источника теплоты для конкретного потребителя.

Данный проект призван укрепить растущий интерес к экологически чистой энергии земли и солнца на Южном Урале.

Список литературы:

1. Голованова И. В. Тепловое поле Южного Урала: Автореф. дис. . док. физ.-мат. наук. Объединенный институт физики Земли им. О. Ю. Шмидта РАН. М., 2003.
2. Автореферат Низамутдинова Р.Ж. Использование низкопотенциальной тепловой энергии Земли для теплоснабжения сельского потребителя Южного Урала. Челябинск 2013 г.
3. Источник www.ecoteplo74.ru.
4. Источник: <http://nibe-evan.ru>

ВОЗМОЖНЫЙ ВАРИАНТ РАЗВИТИЯ МАЛОЙ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ В РОССИИ

Е.А. Сироткин, магистрант, Е.С. Бодрова, магистрант
Научный руководитель: Е.В. Соломин д.т.н., профессор
Южно-уральский государственный университет (НИУ)
г. Челябинск, Россия
ea.sirotkin@gmail.com

В последнее время обнаруживается увеличение интереса владельцев загородной недвижимости к распределенным энергетическим системам. Вместе с этим, возросло внимание и к малой, локальной ветроэнергетике [1]. Наибольшим спросом среди загородного жилья стали пользоваться дома, соответствующие критериям экологичности и энергоэффективности. Как правило, такими считаются деревянные дома, выполненные по финским энергосберегающим технологиям домостроения [2].

подавляющее большинство тех, кто строит дома за городом, являются сторонниками комфортного образа жизни, поэтому немаловажным фактором при покупке жилья будет наличие инженерных коммуникаций и возможности обустройства дома техническими, осветительными и бытовыми приборами. Но в то же время покупатели стремятся выбрать максимально тихое и экологичное место для своего будущего участка, находящее вдали от заводов и крупных автомобильных магистралей. В большинстве случаев такой вариант размещения дома невозможен по причине отсутствия подведенных к дому линий электропередач (ЛЭП), необходимых для обеспечения объекта электроэнергией. В случае, если покупатель решится провести ЛЭП к своему будущему дому, то стоимость 1 км линии составит около 1,4–4,8 млн. руб. (в зависимости от используемых материалов) [3]. Столь высокая цена за проведение электроэнергии к отдаленным постройкам отпугнет любого, даже финансово состоятельного покупателя.

Теперь рассмотрим ситуацию с пригородными поселками и поселками городского типа, дома в которых изначально подключены к общей электросети. Например, в Челябинской области тарифы на электроэнергию в пригородных и сельских районах выше, чем в городской черте (г. Челябинск). В Челябинске усредненная цена за кВт·ч составляет 2 руб., в то время как в поселках за пределами города цена на электроэнергию приближается к 3 руб./кВт·ч [4]. Существует и такая практика, когда администрации, либо арендодатели элитных загородных поселков или дачных клубов устанавливают для жителей цену на электроэнергию, достигающую 6 руб./кВт·ч! К примеру, в загородном клубе «Золотой пляж» на озере Тургояк владельцы домов платят 5,91 руб./кВт·ч.

Нередки случаи внезапного отключения электроэнергии в сельских районах из-за разрушения ЛЭП сильными ветрами, обледенелых или переклестнувшихся проводов, также причиной могут послужить акты вандализма (срез кабеля из цветного металла) и пр. При этом зачастую случается, что ремонт оборудования невозможен сразу после выхода из строя, т.к. в данном случае сказывается фактор удаленности и труднодоступности ремонтируемых участков для инженерной техники. Стоит упомянуть и стабильную динамику роста цен на электроэнергию, как для горожан, так и для селян.

Учитывая все вышеперечисленные негативные стороны электрификации загородного жилья, справедливо обратить внимание на альтернативные источники энергии. Самыми удобными и наиболее приспособляемыми (для Челябинской области) могли бы стать ветроэнергетические установки (ВЭУ) и фотоэлектрические преобразователи (ФЭП), либо их

комбинация – гибридные ветро-солнечные установки.

Остановимся на ВЭУ и определим минимальную мощность установки для современного загородного дома. Для расчета необходимо определить с соответствующими допущениями мгновенную мощность для каждого электроприбора в конкретное время суток (табл. 1), а также вычислить суммарное энергопотребление (табл. 2).

Таблица 1. Мгновенно потребляемая мощность приборов

Электроприбор	Мощность прибора	Мгновенная потребляемая мощность P_i , Вт			
		Утро	День	Вечер	Ночь
Телевизор	300	300	0	300	0
Видеомагнитофон	120	0	0	120	0
Компьютер	400	0	0	400	0
DVD-плеер	120	0	0	120	0
Аудио-плеер	100	100	0	100	0
Посудомойка	1500	0	0	1500	0
Стиральная машина	500	0	0	500	0
Электроплита	1500	1500	0	1500	0
Микроволновая печь	1500	1500	0	0	0
Пылесос	1300	0	0	1300	0
Факс-аппарат	100	100	0	0	100
Лампы накаливания	1000	1000	1000	1000	1000
Люстра	400	400	0	400	0
Синтезатор	100	0	0	100	0
Электрочайник	2000	2000	0	2000	0
Утюг	1800	0	0	1800	0
Кофеварка	300	300	0	300	0
Миксер	200	0	0	200	0
Тостер	300	300	0	0	0
Фен	200	0	0	200	0
Телефонный аппарат	20	20	20	20	20
Сигнализация	20	0	20	0	0
Другие приборы	1000	1000	1000	1000	1000
Система обогрева	300	300	300	300	300
ИТОГО в пике	15080	8820	2340	13160	2420

Таблица 2. Суточное энергопотребление

Электроприбор	Мощность прибора P_i , Вт	Время потребления t_i , час				Суточное энергопотребление $E_{сут}$, Вт·ч
		Утро 2 часа	День 10 часов	Вечер 4 вечер	Ночь 8 часов	
Телевизор	300	0,5	0	2	0	750
Видеомагнитофон	120	0	0	2	0	240
Компьютер	400	0	0	1	0	400
DVD-плеер	120	0	0	1	0	120

Аудио-плеер	100	1	0	1	0	200
Посудомойка	1500	0	0	0,5	0	750
Стиральная машина	500	0	0	1	0	500
Электроплита	1500	0,3	0	0,5	0	1200
Микроволновая печь	1500	0,2	0	0	0	300
Пылесос	1300	0	0	1	0	1300
Факс-аппарат	100	0,1	0	0	0,1	20
Лампы накаливания	1000	1	0,5	3	1	5500
Люстра	400	0,3	0	2	0	920
Синтезатор	100	0	0	1	0	100
Электрочайник	2000	0,1	0	0,2	0	600
Утюг	1800	0	0	0,5	0	900
Кофеварка	300	0,1	0	0,1	0	60
Миксер	200	0	0	0,1	0	20
Тостер	300	0,2	0	0	0	60
Фен	200	0	0	0,1	0	20
Телефонный аппарат	20	6	6	6	6	480
Сигнализация	20	0	6	0	0	120
Другие приборы	1000	0,5	0,5	0,5	0,5	2000
Система обогрева	300	2	2	2	2	2400
ИТОГО:	15080	12,3	15	25,5	9,6	18960

Теперь, зная суточное максимально возможное энергопотребление, необходимо выяснить среднюю скорость ветра в регионе, где будет расположен дом. Для этого необходимо воспользоваться данными метеорологических служб, при этом необходимо иметь в виду, что данные метеостанций являются усредненными. В связи с этим в дополнение к метеорологическим данным можно руководствоваться привязкой к местному ландшафту (аэродинамические коридоры лесных массивов и горных цепей, поймы рек, продувные урбанизированные районы), соответствующим изменением климата в регионе (изменение направления и силы ветра, колебания температуры) и т.д. На территории Челябинской области среднегодовая скорость ветра $v_{cp} = 5$ м/с [5].

Существуют открытые каталоги с указанием выходных параметров ВЭУ при заданных мощностных и климатических условиях. Исходя из нашего условия ($E_{сут} = 18960$ Вт·ч и $v_{cp} = 5$ м/с), в качестве автономного источника энергоснабжения дома можно выбрать горизонтально-осевую ВЭУ номинальной мощностью 3 кВт в количестве 2 штук. Имея в виду, что в континентальном климате лучше выбрать малые ветроустановки в связи с более продуктивной работой на слабых ветрах. Стоимость такой ВЭУ может колебаться в пределах от 330 до 400 тыс. руб. (с учетом стоимости аккумуляторных батарей, инвертора, коммутационной аппаратуры и пр.) [6].

Следует учитывать, что загородное жилье покупают люди, как правило, со средним достатком и выше. Поэтому для определенной части покупателей затраты на оборудование дома ветроэнергетическим комплексом будут сопоставимы с затратами на приобретение самого жилья. К тому же, обладание системой автономного энергоснабжения дома, имеет некий элемент престижа и является привлекательным для определенных покупателей.

Список литературы:

1. Е.В. Соломин, Е.А. Сироткин, «Состояние малой ветроэнергетики в мире», *Альтернативная энергетика и экология*. – М.: НИИЭС, 2014 - № 05 (145). – С.26–31.
2. А. Шестаков, Результаты опроса участников рынка загородной недвижимости. *Российская Газета*. Доступно на: RG, <http://www.rg.ru/2014/06/24/reg-pfo/dom.html> [Доступ Июнь 24, 2014].
3. Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанций 35-150 кВ и линий электропередачи 0,4; 6-10; 35-150 кВ. ОАО «МРСК Северо-Запада», Санкт-Петербург, 2009.
4. Постановление Государственного комитета «Единый тарифный орган Челябинской области» от 19 декабря 2013 года № 58/7.
5. Атлас энергетических ресурсов СССР. Т.1, Ч.3. Гидроэнергетические, ветроэнергетические, гелиоэнергетические ресурсы, 1935.
6. И.М. Кирпичникова, Е.В. Соломин. Ветроэлектростанции: учебное пособие к практическим занятиям. Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2012. – 85 с.

АЛЬТЕРНАТИВНАЯ ЭНЕРГЕТИКА – БУДУЩЕЕ ЧЕЛОВЕЧЕСТВА

Е.В. Гнедаш, студент

Научный руководитель: Т.Ю. Чернышева, к.т.н., доцент кафедры ИС
Юргинский технологический институт (филиал) Национального
исследовательского Томского политехнического университета
г. Юрга, Россия
sunshine9494@rambler.ru

Возобновляемые источники энергии – это не альтернатива существующей энергетике, а ее будущее, и вопрос лишь в том, когда это будущее наступит, и что мы можем сделать, чтобы его приблизить.

Современное общество с каждым днем испытывает все большую потребность в неисчерпаемых энергетических источниках, ведь использование нефти, угля и газа не безгранично. Ученые давно открыли другие ресурсы, которые являются более экологичными, экономичными и, можно сказать, вечными или же просто возобновляемыми.

Геотермальная энергетика предполагает использование тепла земной коры в тех местах, где это экономически целесообразно. Геотермальные источники фактически неисчерпаемы и обладают высокой степенью предсказуемости в отношении количества получаемой энергии. Геотермальная энергия, аккумулированная в первых десяти километрах земной коры, по оценкам учёных достигает энергоёмкости равной 137 трлн. тонн угольного топлива, что в 10 раз превышает геологические ресурсы всех видов топлива вместе взятых. Кроме того, геотермальная энергетика менее технологически ёмкая по сравнению с ветряной и тем более с солнечной энергетикой: системы геотермальных станций достаточно просты. Последние годы характеризуются резким увеличением объемов и расширением областей использования геотермальных ресурсов. В энергетическом балансе ряда стран геотермальные энергетические технологии становятся доминирующими, а доля геотермальной энергетике в мировом энергетическом балансе неуклонно растет [1].

Прогнозы строительства геотермальных электростанций (ГеоЭС) по всему миру выглядят весьма оптимистично. По оценкам, сегодня используется около 3,5% мирового геотермального потенциала для выработки электроэнергии и 0,2 % – для получения тепла. В настоящее время геотермальная энергия используется в 62 странах, суммарная мощность ГеоЭС мира к 2007 году достигла 19 300 МВт. Доля России в мировом производстве – 10 %. Практически на всей территории страны есть запасы геотермального тепла с температурами в диапазоне от 30 до 200°C. Запасы геотермальных вод в России температурой 40–200 °С и глубиной залегания до 3500 м могут обеспечить около 14 млн. м³ горячей воды в сутки, что составляет около 30 млн. т.у.т. Такое количество энергии позволяет рассматривать теплоту Земли как альтернативу органическому топливу.

Анализ экономической целесообразности широкого использования термальных вод трудно переоценить. Их можно применять для отопления и горячего водоснабжения коммунально–бытовых, сельскохозяйственных и промышленных предприятий, для технологических целей, добывания ценных химических компонентов[3]. Очевидное экономическое преимущество ГеоТЭС – бесплатный энергоноситель. Для сравнения – в структуре затрат работающей ТЭС или АЭС на топливо приходится 50–80% или даже больше, в зависимости от текущих цен на энергоносители.

По данным АО "Геотерм – М", геотермальные ресурсы России распределены следующим образом (рис. 1):

На территории России разведано 66 геотермальных месторождений с производительностью более 240 тыс. м³/сут термальных вод и более 105 тыс. т/сут. парогидротерм. Пробурено свыше 4000 скважин для использования геотермальных ресурсов. Наиболее перспективными регионами для применения геотермальных источников в России являются юг России и Дальний Восток. Огромный потенциал геотермальной энергетике имеют Кавказ, Ставрополье, Краснодарский край. Здесь практически в любой точке, возможно начать разработку месторождений геотермальных вод с температурой от 70 до 126

°С. Причем, вода выходит на поверхность под естественным давлением, что существенно сокращает расходы на насосы.



Рисунок 1. Геотермальные ресурсы России.

В настоящий момент в России разведано около полусотни геотермальных месторождений. Для дальнейшего развития геотермальной энергетики необходимы инвестиции и поддержка государства. Введение геотермальной энергетики в энергобаланс страны позволит, с одной стороны, повысить энергетическую безопасность, с другой – снизить вредное воздействие на экологическую обстановку по сравнению с традиционными источниками [2]. Без использования возобновляемых источников нельзя удовлетворительно решить энергоснабжение районов Крайнего Севера; районов, не связанных сетями общего пользования; повысить до цивилизованного уровня надёжность и качество электроснабжения регионов, дефицитных по электрической энергии и органическим ресурсам [4].

Геотермальные ресурсы представляют собой практически неисчерпаемый, возобновляемый и экологически чистый источник энергии, который будет играть существенную роль в энергетике будущего.

Список литературы:

1. Фортов В.Е., Шпильрайн Э.Э. Возобновляемые источники энергии на энергетической сцене мира // Материалы Междун. конф. «Возобновляемая энергетика: проблемы и перспективы. Том 1, Махачкала, 2005. с. 14 – 30.
2. ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ УДМУРТСКОЙ РЕСПУБЛИКИ Геотермальная энергетика России // [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://udee.energohelp.com/articles/geothermal/4002/> (Дата обращения 25.09.2014).
3. Геотермальная энергетика // [Электронный ресурс] - Режим доступа: http://uchebnikionline.com/ekologia/osnovi_ekologiyi_oliynik_yab/geothermalna_energetika.htm(Дата обращения 25.09.2014).
4. Cleandex Геотермальная энергетика в России// [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://www.cleandex.ru/articles/2008/06/23/geothermal-energy> (Дата обращения 25.09.2014).

ПРОБЛЕМЫ РЕАЛИЗАЦИИ МЕР ПО ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ И ПОВЫШЕНИЮ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ В РОССИЙСКОЙ СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

М.А. Денисова, С.С. Ковальчук, магистранты
Научный руководитель: Л.О. Штриплинг, д. т. н., профессор
Омский государственный технический университет
г. Омск, Россия
maria_06_06@mail.ru

Российская система теплоснабжения не имеет равных в мире по своим масштабам. Для сравнения можно отметить, что потребление тепловой энергии в г. Москве превышает ее суммарное потребление, например, в Голландии и Швеции вместе взятых [1; 46].

По данным Минэнерго России, производство тепла в системах централизованного теплоснабжения в России составляет 1300–1500 млн Гкал в год – в 11 раз больше, чем в США, в два раза больше чем в странах Европы, и составляет 44 % мирового производства тепла. При производстве тепловой энергии тепловыми электростанциями и котельными используется около 70% от общего потребления топлива в стране. Основным видом топлива для электростанций и котельных в России – природный газ (более 70 %). Количество абонентов системы теплоснабжения превышает 40 млн, общая протяженность тепловых сетей (в двухтрубном исчислении) составляет 170 тыс. км [2].

В связи с холодным климатом в большинстве регионов России в осенне-зимний период система теплоснабжения относится к важнейшим жизнеобеспечивающим системам стратегического характера. В целях обеспечения стабильности и надежности данной сферы были приняты соответствующие нормативно-правовые акты. В настоящее время основообразующим в законодательстве в сфере теплоснабжения является принятый в июле 2010 года Государственной Думой Федеральный закон «О теплоснабжении». Федеральный закон «О теплоснабжении» практически оформил централизованное теплоснабжение как отдельную отрасль экономики и определил основы регулирования экономических отношений, возникающих в связи с производством, передачей, потреблением тепловой энергии, тепловой мощности, теплоносителя с использованием систем теплоснабжения, созданием, функционированием и развитием таких систем, а также определил полномочия органов государственной власти и управления по регулированию и контролю в сфере теплоснабжения, права и обязанности потребителей. Принятие Федерального закона «О теплоснабжении» было необходимым и своевременным.

Необходимо отметить, что особенностью Федерального закона «О теплоснабжении» является большое количество отсылочных норм, в соответствии с которыми необходимо было разработать пакет взаимосвязанных подзаконных актов, регулирующих различные базовые вопросы функционирования системы теплоснабжения. Подготовка и вступление в силу подзаконных актов затянулись, что не позволило в полной мере использовать в правоприменительной практике положения данного Федерального закона. На сегодняшний день стоит острая необходимость в принятии нормативно-правовых актов, регламентирующих неохваченные существующим законодательством аспекты функционирования системы теплоснабжения, а также в актуализации уже существующего законодательства.

Особую актуальность в сфере теплоснабжения имеет реализация Федерального закона от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации», который регулирует отношения по энергосбережению и повышению энергетической эффективности. Данный закон был принят с целью создания правовых, экономических и организационных основ стимулирования энергосбережения и повышения энергетической эффективности [3; 1]. Реализация данного Федерального закона так или

иначе связана с решением основных проблем сферы теплоснабжения. К основным проблемам современной системы теплоснабжения в Российской Федерации можно отнести следующие:

1. Критический уровень износа оборудования. В рыночных условиях модернизация и развитие теплоэнергетики осуществляется преимущественно за счет частных инвестиций. В условиях повышенных рисков капиталовложений в эту отрасль из-за тарифной политики, плохого качества заемщиков, длительных сроков окупаемости энергетических проектов, высоких процентных ставок предложение заемных средств для модернизации теплоэнергетики на внутреннем рынке даже для крупных компаний крайне ограничено. В последние 20 лет инвестиции в теплоэнергетику практически не вкладывались.

С 2006 года по 2012 год повреждаемость тепловых сетей в отопительный сезон выросла почти в 1,7 раза. Только объемы перекладки тепловых сетей в Российской Федерации, требующих срочной замены, составляют около 45 тыс. км и оцениваются в 500 млрд рублей, а тарифные поступления теплоснабжающих организаций используются в основном на оплату растущих потерь и аварийных работ, вместо профилактики аварий. Эти данные свидетельствуют о низком уровне энергоэффективности тепловых источников и тепловых сетей, а также о низком уровне надежности системы теплоснабжения в целом.

2. Недостаточный контроль за готовностью к отопительному сезону. В соответствии с Федеральным законом «О теплоснабжении» одним из основных элементов обеспечения надежности и безопасности систем теплоснабжения является проверка готовности к отопительному сезону. В соответствии со статьей 20 Федерального закона «О теплоснабжении» проверке подлежат муниципальные образования, теплоснабжающие и теплосетевые организации и потребители тепловой энергии [4]. При этом, ведомственный нормативно-правовой акт, определяющий правила проверки готовности к отопительному сезону, не вступил в силу. Проверок готовности к отопительному сезону в порядке, предусмотренном Федеральным законом «О теплоснабжении» в отопительном сезоне 2011–2012 гг. не проводились, т.е. эта норма закона до настоящего времени не работает. Непроведение предусмотренных мероприятий по профилактике и контролю к отопительному периоду приводит к повышению вероятности прорывов тепловых сетей, а также иных сбоев подачи тепловой энергии.

3. Большой объем задолженности потребителей. По мнению многих специалистов, инвестиционные возможности теплоснабжающих компаний могли бы существенно вырасти в случае снижения объема задолженности потребителей. Из-за проблем с управлением много-квартирными домами, неразвитостью систем учета, низкой платеже-способностью населения из-за роста тарифов, ресурсоснабжающие организации на рынке тепла сталкиваются с хроническими неплатежами. Эта проблема уже приобрела государственный масштаб. При этом, многие ТЭЦ, несмотря на низкие удельные расходы топлива на производство электрической и тепловой энергии, также как и котельные в силу целого комплекса причин, включая ценовую (тарифную) политику, на сегодняшний день оказались убыточными.

4. Отсутствие разработанных схем теплоснабжения. Схемы теплоснабжения являются инструментом государственного и муниципального управления в сфере теплоснабжения, их использование можно рассматривать и как плановый инструмент в энергетике для планирования развития от уровня муниципалитетов. Основная сложность для уполномоченных федеральных и муниципальных органов заключается в том, чтобы обеспечить не только контроль сроков разработки схем, но и их высокое качество, эффективное распределение тепловой нагрузки, обеспечивающее надежное теплоснабжение наиболее экономичным образом [5].

5. Несовершенство законодательства в области тарифного регулирования данной сферы, которое связано, как отмечалось ранее, с отсутствием ряда нормативно-правовых актов, необходимых для регламентации отдельных аспектов функционирования системы

теплоснабжения, а также с неактуальным характером некоторых действующих норм законодательства.

Для реализации энергосбережения и повышения энергетической эффективности в России, а соответственно и для решения данных проблем, по мнению автора, необходимо следующее:

– Ускорение процесса работы над схемами теплоснабжения путем введения жестких временных рамок для органов местного самоуправления. Утверждение схем теплоснабжения является важнейшим направлением развития систем теплоснабжения, которое позволит уточнить баланс нагрузок потребителей и мощностей источников тепла.

– Установление обязательных требований использования ресурсосберегающих технологий для теплоснабжающих предприятий, введение соответствующих норм, широкая пропаганда использования энергосберегающих технологий.

– Усиление контроля за выполнением требования Федерального закона «Об энергосбережении» об обязательном оснащении потребителей приборами учета потребленной тепловой энергии, также как и оснащении производителей, приборами учета на источниках тепловой энергии. Выделение бюджетных средств на эти цели для малообеспеченного населения.

– Стимулирование инвестиций в сферу теплоснабжения, обеспечение источника возврата привлекаемых инвестиций на модернизацию элементов системы теплоснабжения и повышение энергетической эффективности зданий, в том числе за счет экономии, возникшей при внедрении энергоэффективных технологий.

– Совершенствование политики в области тарифов на тепловую энергию. Осуществление тарифного регулирования, стимулирующего ресурсоснабжающие организации к повышению энергетической эффективности.

Очевидно, что все выше обозначенные проблемы взаимосвязаны между собой, также как и предложенные варианты их решения. Реализация предложенных мероприятий позволит обеспечить высокий уровень надежности российской системы теплоснабжения.

Список литературы:

1. Башмаков И. А. Повышение энергоэффективности в системах тепло-снабжения // Журнал «Энергосбережение». – 2010. – № 2. – С. 46-51.
2. Официальный сайт Министерства энергетики Российской Федерации [Электронный ресурс]. – М., 2008-2014. – Режим доступа: <http://minenergo.gov.ru/>.
3. Федеральный закон от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» // Справочная правовая система «КонсультантПлюс».
4. Федеральный закон от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении» // Справочная правовая система «КонсультантПлюс».
5. Липатов Ю.А. Первые итоги применения закона «О теплоснабжении» // Электронный журнал «Энергосовет». – 2013. – № 1 (26).

АВТОНОМНОЕ ПИТАНИЕ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ

М.А. Рожина, аспирант
Ю.Ф. Королюк, к.т.н., профессор
Северо-Восточный Федеральный университет имени М.К. Аммосова
г.Якутск, Россия
djmik_90@bk.ru

В России централизованные электрические системы основываются на крупных электрических станциях, таких как ГРЭС, ТЭС, ГЭС, энергия от которых распределяется по сложной системе сетей, что имеет определенные преимущества, так как при строительстве крупных станций снижается стоимость киловатта установленной мощности. В частности в Якутии первые шаги в области энергетики начались с 1914 года. В настоящее время Якутск обеспечивают теплом и светом, такие станции как Якутская ТЭЦ и Якутская ГРЭС. Однако оборудование этих станций сильно изношено, отчего надежность и качество снабжения как электрической, так и тепловой энергией снижается. Ежегодно растут себестоимость и тарифы на производимую энергию.

Выход из сложившейся ситуации заключается в ускоренном развитии распределенной электрической системы, состоящей из множества преимущественно мелких источников, находящихся непосредственно у потребителей. Такая система обеспечивает дополнение и резервирование централизованных систем. При этом потребитель, например, промышленное предприятие, обладающий собственным источником энергии:

1. получает ее по себестоимости, которая в разы ниже тарифов;
2. повышает надежность энергоснабжения;
3. может получать дополнительные выгоды от продажи тепло- и электроэнергии;
4. снижает пиковые нагрузки, что приведет к увеличению срока службы оборудования;
5. может максимально использовать дешевое местное топливо, что особенно выгодно при замещении дизельных электростанций.

Самым эффективным и экономически оправданным на сегодняшний день является создание распределенной энергетической системы на базе уже существующих котельных и других предприятий путем перевода их в режим мини-ТЭЦ с использованием автоматизированных энергетических установок. Дополнительные преимущества, такие как когенерация тепла, повышение надежности, отсутствие сетевых издержек уже сейчас, делают распределенную генерацию выгодной во многих применениях. Справедливая рыночная оценка всех преимуществ является ключевым фактором для определения перспективности таких проектов.

Северо-Восточный федеральный университет имени М.К. Аммосова является одним из 9 федеральных вузов страны. При этом одним из главных составляющих студенческого городка являются современные комфортабельные общежития для студентов и учебные корпуса. Расходы на тепло- и электроснабжение очень высокие. В данное время университет обеспечивает электроэнергией и теплоэнергией ОАО АК «Якутскэнерго» и АДС МУП «Теплоэнергия».

С целью снижения затрат на тепло- и электроэнергию предлагается рассмотреть вариант перевода самых затратных корпусов СВФУ на автономное энергоснабжение на базе газопоршневых установок.

Потребность объектов СВФУ имени М.К. Аммосова, питающихся от трансформаторной подстанции «66 квартал», в электрической энергии составляет 1 255 425 кВт*час в год (данные за 2012 год), что при среднем тарифе составило около 4х млн. рублей. Теплоснабжение обеспечивается от котельной. Тепловая энергия, отпускаемая

потребителям, составила 8434,28 Гкал, что в денежном эквиваленте составило более 11 млн. рублей в год.

После проведения технико-экономического анализа предлагаемых газопоршневых электростанций ведущих фирм-производителей, выбор был остановлен на оборудовании фирмы «Caterpillar» (США).

Оборудование фирмы «Caterpillar» в Республике Саха (Якутия) предлагает компания «Восточная техника», основным видом деятельности, которой является продажа, обслуживание и поставка запасных частей техники «Caterpillar». В г.Якутске находится представительство и склад запасных частей, что существенно снижает сроки доставки, и оперативность выполнения аварийных ремонтов. Компания осуществляет гарантийное и техническое обслуживание всех установок, которое включает в себя регламентное техническое обслуживание с полной диагностикой всех систем, инспектирование машин, прогноз износа и использования запасных частей. Предоставляет гарантии на выполненные работы – 2 месяца, на проданные запасные части – 6 месяцев.

Следует отметить, что компания «Восточная техника» имеет опыт успешной установки и эксплуатации газопоршневых и дизельных энергоустановок в Якутии. Например, на котельных ООО «Теплосервис», ООО «Крансервис», ОАО «Сахаэнерго».

Проведенный расчет нескольких вариантов годовых затрат эксплуатации газопоршневой установки «Caterpillar».

Первый вариант для трансформаторной подстанции «66 квартал» это подключение в сеть установки с мощностью 2000 кВт работающей с двумя трансформаторными подстанциями. Сроком окупаемости с отдачей энергии в сеть составляет 3 года.

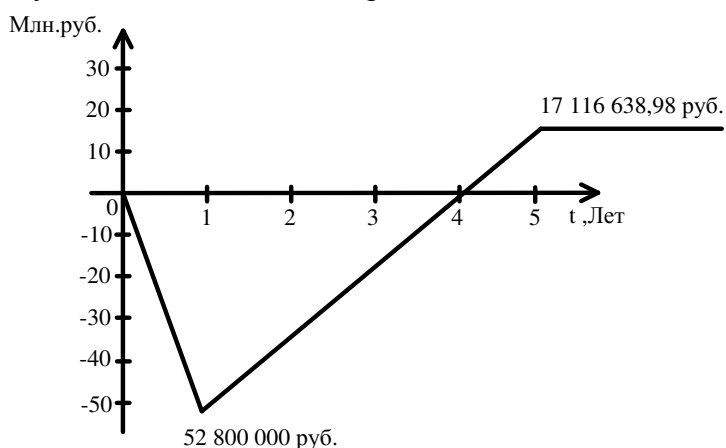


Рисунок 1. График движения инвестиционных средств

Второй вариант для трансформаторной подстанции «66 квартал» это подключение в сеть установки с мощностью 1000 кВт работающей с одной трансформаторной подстанцией и отдачей части электрической энергии в сеть по тарифу 3,77 рублей за 1 кВт, срок окупаемости которого составил 2 года.

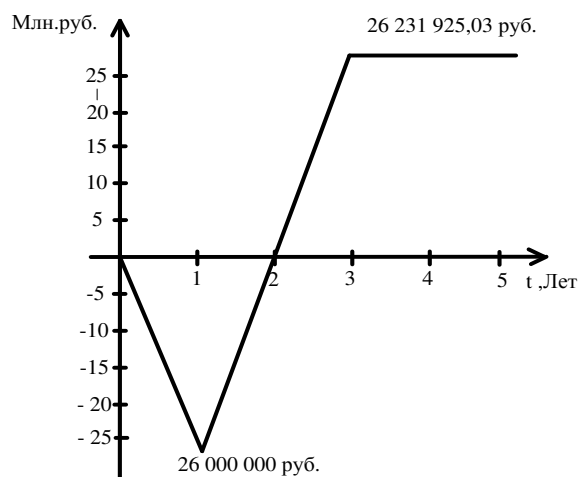


Рисунок 2. График движения инвестиционных средств

Очевидно, что наиболее целесообразным будет второй вариант для трансформаторной подстанции «66 квартал» со сроком окупаемости 2 года, при условии согласования с ОАО АК «Якутскэнерго» вопроса рекуперации энергии.

Таким образом, в связи с постоянным ростом тарифов на электроэнергию, вариант перехода на автономное тепло- и электроснабжение обеспечивает не только повышение надежности и качественное снабжение как электрической, так и тепловой энергией, но и снижение ежегодных денежных затрат, что является экономически выгодным и необходимым для достижения поставленной цели.

Список литературы:

1. Библия электрика: ПУЭ, МПОТ, ПТЭ.-2-е издание.- М.: Эксмо, 2013.–752 с.
2. Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов: Учеб. Пособие для студ. учреждений сред.проф. образования.- М.: Изд-во «Мастерство», 2002. – 85 с.
3. Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов. – М.: Академия, 2004. – 242 с.
4. Куренков, П. В., Григорьев, В. Л., Копейкин, С. В., Валентейчик, А. Г. Методические указания по экономической части дипломного проектирования. – Самара: СамГАПС, 2004. – 14 с.
5. Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации электроустановок с изменениями и дополнениями. - СПб.: Изд-во Диан, 2004. – 46 с.
6. Поспелов Г.Е., Федин В.Т. Электрические системы и сети. Проектирование. Учеб. Пособие для вузов.– 2-е изд.– М.: Высш. Шк., 1988.-308 с.
7. Правила устройства электроустановок.- М: Энергоатомиздат, 2000- 640 с.
8. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: НЦ ЭНАС, 2006.– 350 с.

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И ПРОБЛЕМА ЕЕ МЕЖДУНАРОДНО-ПРАВОВОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

С.С. Ковальчук, М. А. Денисова, магистранты
Научный руководитель: Л.О. Штриплинг, д.т.н., профессор
Омский государственный технический университет
г. Омск, Россия
arkaim90@mail.ru

В современных условиях устойчивое развитие государств во многом зависит от надежного доступа к энергии. Конец XIX – начало XX в. ознаменовалось ростом политических рисков в мировом энергоснабжении.

Энергетическая безопасность оказалась в последнее время в центре дискуссий на самых разных уровнях. Однако, несмотря на свою актуальность, не только экономическую, но и политическую значимость, эта тема в подавляющем большинстве случаев выглядит достаточно аморфной и требует конкретизации и концептуализации.

Рассматривая сущность безопасности, необходимо обратить внимание на то, что безопасность представляет собой достаточно сложную, многогранную и комплексную правовую категорию. Так, безопасность можно определить как «положение, при котором не угрожает опасность кому-нибудь, либо чему-нибудь», или – как «отсутствие опасности, сохранность, надежность» [2; 13]. В самом общем смысле безопасность можно определить как положение, при котором отсутствует опасность, или отсутствует возможность причинения какого-либо вреда.

Большинство определений безопасности тесно связано с защитой суверенных интересов государства. Безопасность, в широком смысле, включает в себя совокупность политических, военных, экономических, информационных, энергетических, экологических и иных компонентов. В узком смысле безопасность определяется исходя только из военно-политического аспекта. Безопасность – это комплекс гарантий по защите суверенных прав государства. Это объективная цель политики любого государства.

Согласно ст. 1 Закона Российской Федерации от 5 марта 1992 г. № 2446-1 «О безопасности» безопасность представляет собой «состояние защищенности жизненно важных интересов личности, общества и государства от внутренних и внешних угроз» [1].

Рассмотрение энергетических проблем в контексте безопасности отражает серьезность энергетических кризисов и предполагает установление норм и правил мирового порядка в отношении обеспечения эффективного, надежного и экологически безопасного энергоснабжения.

В настоящее время понятие «энергетическая безопасность» не имеет однозначного толкования в научной литературе. Оно широко используется в различных сферах: в энергетике, экономике и политике. В понятие «энергетическая безопасность» может быть вложен различный смысл: от обеспечения технической надежности функционирования локальной энергетической системы или поддержания энергетического баланса региона до широкой трактовки энергетической безопасности как энергетического аспекта национальной и международной безопасности [2; 17].

Энергетическую безопасность также можно определить как процесс обеспечения непрерывности поставок энергоносителей и достижения максимальной «энергетической независимости». Кроме того, под энергетической безопасностью понимается защищенность энергетической системы страны от дефицита в обеспечении потребителей экономически доступными топливно-энергетическими ресурсами приемлемого качества в условиях нормального функционирования и при чрезвычайных обстоятельствах.

Разные страны по-разному трактуют данное понятие применительно к своим условиям. В развитых странах определение термина «энергетическая безопасность» сводится просто к обеспечению достаточного объема поставок по доступным ценам. Страны –

экспортеры энергоресурсов главный упор делают на поддержание «стабильности спроса» на их экспорт, который в конце концов обеспечивает преобладающую долю их государственных доходов.

В соответствии с Доктриной энергетической безопасности Российской Федерации, одобренной решением Межведомственной комиссии по экономической безопасности Совета Безопасности Российской Федерации от 27 февраля 1998 г., под энергетической безопасностью страны подразумевается такое состояние общества, которое позволяет при наличии внешних или внутренних угроз и дестабилизирующих факторов экономического, социально–политического, природного и техногенного характера поддерживать необходимый уровень национальной безопасности страны, устраняя и компенсируя негативное влияние этих факторов определенным путем [2; 26].

В целом, основной проблемой в понимании энергетической безопасности является ее исключительно односторонняя трактовка. Но в то же время, обобщая определения энергетической безопасности, можно выделить следующие составляющие этого понятия. Во-первых, это процесс обеспечения эффективного, надежного и экологически безопасного энергоснабжения. Во-вторых, для энергетической безопасности характерно наличие внешних, внутренних дестабилизирующих факторов в энергетической сфере. В-третьих, основными энергоресурсами в современных условиях до сих пор остаются не возобновляемые источники энергии – нефть, уголь, газ. В-четвертых, энергоносители должны соответствовать качественным и количественным показателям. В-пятых, основными субъектами являются страны-производители, страны-потребители и транзитные страны.

В международном праве отсутствует точное определение международной энергетической безопасности. Правовая природа этого понятия все еще обсуждается.

Международная энергетическая безопасность представляет собой сложное, многоплановое явление, в котором выделяются такие тесно взаимосвязанные факторы, как ресурсно-сырьевой, военно-политический, финансовый, экологический и технологический.

Так, например, специалисты Стокгольмского международного института по исследованию проблем мира и разоружения, расширив понятие энергетической безопасности до понятия «международной энергетической безопасности», включили в него проблемы снабжения топливом не только развитые, но и развивающиеся страны – импортеры нефти и других ресурсов».

Проблематика международной энергетики в связи с ее безопасностью начала разрабатываться на Западе после энергетического кризиса 1973 г., когда западные государства впервые ощутили на себе эффективность «нефтяного оружия». После нефтяного кризиса середины 70-х гг. энергетический фактор стал играть в международных отношениях не менее значимую роль, чем военный и политический.

В настоящее время энергетическая безопасность не может существовать сама по себе, а напрямую связана с более широкими отношениями между государствами и способами их взаимодействия друг с другом.

Энергетическая взаимозависимость постепенно делает энергетический фактор действенным инструментом межгосударственных политических отношений. В настоящее время каждое государство стремится гарантированно обеспечить себя топливно-энергетическими ресурсами не только на текущий, но и на будущий период времени.

Правовую основу обеспечения энергетической безопасности составляют многосторонние и двусторонние соглашения между государствами. К многосторонним договорам относятся: Европейская Энергетическая Хартия 1991 года и Договор к Энергетической Хартии; Соглашение об учреждении Межправительственного Совета по нефти и газу, утвержденное решением Совета глав правительств от 02 марта 1993 г.; Соглашение о формировании Единого экономического пространства от 19 сентября 2003 г. и др. К двусторонним договорам – соглашения между двумя государствами в области энергетики.

На сегодняшний день Европейская Энергетическая Хартия и Договор к Энергетической Хартии являются единственными многосторонними документами, устанавливающими правила игры в мировом ТЭК. Европейская Энергетическая Хартия была составлена как декларация политического намерения поощрять энергетическое сотрудничество государств Запада и Востока. Она изначально была сформулирована как исключительно европейский документ. Следовательно, многие неевропейские страны не были готовы согласиться с положениями Европейской Энергетической Хартии.

Но, в свою очередь, Договор к Энергетической Хартии является единственным в своем роде юридически обязательным многосторонним документом, регулирующим отношения между государствами в сфере энергетики. В настоящее время одной из важнейших задач обеспечения энергетической безопасности в современных условиях является рациональный подход к использованию энергетического потенциала. Так, нынешние мировые потребности нефти Международное энергетическое агентство оценивает в 84 млн барр. в день. По прогнозам Международного энергетического агентства, к 2020 году уровень потребления энергоресурсов может вырасти до 115 млн. барр., а к 2030 году – до 120 млн барр. в день. Это, в свою очередь, вызовет существенное увеличение объемов мировой торговли, ускорение темпов глобализации и развитие международных энергетических рынков.

Также обеспечение энергетической безопасности во многом зависит от развития энерготранспортной инфраструктуры (нефте- и газопроводов), так как проявляется неспособность транспортных коммуникаций обеспечить доставку растущих объемов углеводородов на мировые рынки. Растет потребность в ремонте трубопроводов, а с 2010 года нужно будет осуществлять масштабные проекты – освоение новых регионов и строительство транспортных систем. В то же время на обеспечение энергетической безопасности оказывают влияние и такие немаловажные факторы, как: истощение запасов энергоресурсов; загрязнение окружающей среды; угроза изменению климата; рост потребления энергии; процесс глобализации.

При растущей взаимозависимости в энергетической сфере ни одна страна мира не может без ущерба для себя оставаться во внешнеэкономической самоизоляции.

В настоящее время в глобальном формате сформировались основы общей энергетической политики промышленно развитых стран – потребителей в рамках Международного энергетического агентства, а также основных нефтедобывающих стран в рамках Организации стран – экспортеров нефти. Резко активизировалось международное энергетическое сотрудничество на региональном уровне.

Усиление процессов глобализации и интернационализации, рост энергетической взаимозависимости все более способствуют международному сотрудничеству государств в целях обеспечения энергетической безопасности, которое приобретает глобальный характер.

Несмотря на определенный прогресс в разработке возобновляемых источников энергии, традиционные, не возобновляемые источники углеводородного сырья на протяжении еще ряда десятилетий будут играть решающую роль в развитии мировой экономики. И в этом случае энергетическая безопасность государств будет определяться наличием надежных источников этого сырья. основополагающей тенденцией в обеспечении энергетической безопасности должна стать направленность к созданию единого энергетического пространства. Эта тенденция должна отвечать объективным потребностям обеспечения устойчивого, надежного энергоснабжения государств в условиях нестабильности, скачков мировых цен на нефть и роста политической напряженности вокруг отдельных стран-производителей.

Широкое распространение мнений о том, что односторонние действия государств по обеспечению своей энергетической безопасности могут привести к межгосударственным конфликтам, свидетельствует о том, что односторонняя национальная энергетическая безопасность невозможна. Разрешение национальных и международных энергетических проблем в современном мире требует интеграционных подходов к установлению более

совершенной системы международных энергетических отношений. Изолированно ни одно государство не сможет обеспечить энергетическую безопасность и сформировать устойчивую систему энергетической безопасности.

В мире растущей глобализации и взаимозависимости между нетто-экспортерами и нетто-импортерами энергии общепризнано, что многосторонние правила могут обеспечить более сбалансированные и эффективные рамки для международного сотрудничества, чем те, которые предусмотрены в одних двусторонних соглашениях или документах, не имеющих законодательной силы.

И в итоге проблема обеспечения энергетической безопасности должна привести к становлению международного энергетического права как новой отрасли международного публичного права.

Список литературы:

1. Закон Российской Федерации от 5 марта 1992 г. № 2446-1 «О безопасности» (с изм. и доп. на 11.10.2014.) [Электронный ресурс]. - Доступ из справочно-правовой системы «Гарант».
2. Кокошин А.А. Международная энергетическая безопасность / А. А. Кокошин. – М.: РАГС, 2006. – 129 с.

ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТЕЙ СОВРЕМЕННОЙ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ НА ТЕРРИТОРИИ РФ В РАЙОНАХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА

И.О. Свиридкина, магистрант
Научный руководитель: М.Ф.Носков, профессор
Саяно-Шушенский филиал Сибирского Федерального Университета
рп. Черемушки, Россия
sviridkina@mail.ru

Малонаселенные районы Крайнего Севера в основном обеспечиваются электроэнергией при помощи дизельных электростанций мощностью около 500 кВт. Они были построены и являлись эффективными при стоимости барреля нефти 10–12 долларов. В настоящее время себестоимость одного киловатт-часа электроэнергии составляет около 40 рублей. В работе рассмотрена компоновка ветроэлектростанции с аккумуляторной батареей, что позволяет сгладить неравномерность подачи вырабатываемой электроэнергии при пульсациях силы ветра в течении суток.

Sparsely populated areas of the Far North is mainly provided with electricity using diesel power about 500 kW. (or slightly different?). They were built and were effective at the cost of a barrel of oil \$ 10-12. Currently, the cost of one kilowatt-hour of electricity is about 40 rubles. The paper considers the layout of wind power with a battery that allows to smooth the uneven flow of electricity generated with wind power surges during the day.

В настоящее время в связи с ростом цен на энергоносители себестоимость производства электроэнергии на дизельных станциях мощностью от 500 до 1000 киловатт колеблется в интервале от 12 до 20 руб. за киловатт/час. Это, в частности, связано с тем, что стоимость дизтоплива с доставкой в удаленные районы доходит до 40–45 рублей/литр. Также является очевидным, что необходимо дополнять дизельные генераторы другими, нетрадиционными видами электроэнергетики – малыми ГЭС, гелиоустановками и ветроэнергетическими агрегатами.

В работе рассматривается возможность применения ветроэнергетических агрегатов на севере Красноярского Края. Инсоляция на севере мала, гелиоустановки неэффективны практически 10 месяцев в год. Строительства малых ГЭС тоже проблематично, поскольку большинство северных рек зимой промерзает на значительную глубину.

К основному недостатку малой ветряной электростанции относится необходимость тем или иным образом аккумулировать произведенную электроэнергию и запастись ее на безветренный период [1].

Анализ проблемы эффективности использования ветроустановок в статье производится на примере поселка Караул Хатангского района Красноярского края. Среднегодовая скорость ветра составляет 4,1 м/с.

Ветроустановки будут располагаться в 150–200 метрах от населенного пункта и будут подключаться к местной энергосистеме, строительство дополнительных подстанций не предусматривается.

Характеристики ВЭУ средней мощности

После анализа различных ветроустановок оптимальным вариантом ветротурбин для установки на крайнем севере оказалась ветряная турбина North Wind мощностью 100 кВт [2]. Она представляет собой турбину с лопастями диаметром 19,1 метров с прямым приводом, 3-лопастная с переменной скоростью вращения, контролируемым срывом потока с лопастей. Синхронный генератор с переменной скоростью вращения вырабатывает энергию с плавающей частотой, которая преобразуется в постоянный ток с последующим преобразованием в переменное напряжение для синхронизации с энергосистемой или в автономных изолированных энергосистемах.

Как уже отмечалось выше, основной недостаток ветроэнергетики вообще – это неравномерность выработки электрической энергии, а также внезапное изменение периодов

генерации, именно из-за этих недостатков электрическая сеть нестабильна. Это особенно проявляется в случае децентрализованного электроснабжения.

В последние годы в разработке и производстве аккумуляторов был совершен прорыв – мир переходит на литиевые источники

Литий-железо-фосфатные аккумуляторы, которые являются накопителями энергии, увеличивают надежность сети при внедрении возобновляемых источников энергии. Аккумуляторы мгновенно реагируют на изменение нагрузки потребителя, и в зависимости от потребностей накапливает или отдает запасенную энергию в тот момент, когда осуществляется оптимизация работы объектов генерации [3].

Преимущества и недостатки:

- LiFePO₄ обеспечивает более длительный срок службы, чем другие литий-ионные подходы;

- LiFePO₄ батареи имеют очень постоянное напряжение разряда. Напряжение на выходе остается близко к 3.2 В во время разряда, пока заряд аккумулятора не будет исчерпан полностью. И это может значительно упростить или даже устранить необходимость регулирования напряжения в цепях.

- В связи с постоянным напряжением 3.2 В на выходе, четыре батареи могут быть размещены последовательно для получения номинального напряжения на выходе в 12.8 В. Это приближается к номинальному напряжению свинцово-кислотных аккумуляторов с шестью ячейками. И, наряду с хорошими характеристиками безопасности LFP батарей, это делает их хорошей потенциальной заменой для свинцово-кислотных аккумуляторных батарей в многих приложениях, таких как автомобилестроение и приложения солнечной энергетики.

- Использование фосфатов позволяет избежать затрат на кобальт и экологических проблем, в частности, озабоченность по поводу кобальта попадающего в окружающую среду при неправильной утилизации.

- LiFePO₄ имеет более высокий пиковый ток или мощность, чем у LiCoO₂.

- Плотность энергии (энергия / объём) новой батареи LFP примерно на 14% ниже, чем у новых литий-ионных батарей.

- Ячейки LiFePO₄ имеют более низкую скорость разряда, чем свинцово-кислотные или литий-ионные батареи. Так как скорость разряда определяется в процентах от ёмкости батареи, то более высокая скорость разряда может быть достигнута в более ёмких батареях (больше ампер-часов). Однако могут быть использованы ячейки LiFePO₄ с высоким током разряда (которые имеют более высокую скорость разряда, чем свинцово-кислотные батареи или LiCoO₂ той же мощности).

- Из-за более медленного снижения плотности энергии, спустя некоторое время эксплуатации, LiFePO₄ ячейки уже имеют большую плотность энергии, чем LiCoO₂ и литий-ионные ячейки.

- LiFePO₄ ячейки медленнее теряют ёмкость, чем литий-ионные аккумуляторы, такие как LiCoO₂, кобальт или марганец, LiMn₂O₄, шпинель, литий-полимерные или литий-ионные батареи.

- Одним из важных преимуществ по сравнению с другими видами литий-ионных батарей, является морозостойкость.

Предполагается совместная работа ветроустановок и аккумуляторов. К сожалению, невозможно полностью вытеснить дизельные электростанции, но благодаря ветротурбинам можно сократить использование дизельного топлива вдвое. В программном комплексе HOMER бы произведен расчет наиболее выгодного проекта.

Расход дизельного топлива составляет 1203750 литров за месяц, а стоимость эксплуатационных расходов дизельной электростанции составляет 36 048 864 рублей. С учетом ветротурбин и аккумуляторов расход дизельного топлива будет составлять 946 938

литров, а эксплуатационные расходы составят 31 128 038 рублей. При установке 27 ветротурбин необходимо 19 аккумуляторов. Разница расхода топлива составит 256812 литров. При учете стоимости дизельного топлива (40 рублей за литр) экономия составит 10 272 480 рублей в месяц, соответственно 123 269 760 рублей в год.

Научную новизну моей работы вижу в создании ветроэнергокомплекса, а более конкретно – определении необходимого числа ветротурбин литий-железо-фосфатных аккумуляторов для конкретного населенного пункта.

Список литературы:

1. Бобров А.В., Кирко В.И., Тремясов В.А., Черепанов А.В. Оценка возможностей современной ветроэнергетики на территории Таймырского, Долгано – Ненецкого и Эвенкийского муниципальных районов Красноярского края// Малая энергетика № 1-2 2013 г. С. 39–42.
2. Бобров А.В., Тремясов В.А. Ветродизельные комплексы в децентрализованном электроснабжении//Монография. Красноярск СФУ 2012 г.
3. Интернет ресурс <http://energywind.ru/katalog/recomendacii/karta-rossii/sibir/krasnoyarskij-kraj>
4. Интернет ресурс <http://www.pea.ru/docs/equipment/batteries/lioteh/>

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ СОЛНЕЧНОЙ ЭНЕРГИИ В ФОТОЭЛЕМЕНТАХ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ПЬЕЗОПЛЁНОК

А.Ю. Лаврик, студент
Б.Н. Абрамович, профессор д.т.н., Э.В. Яковлева к.т.н.
Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»
г. Санкт-Петербург, Россия
alexlavr@gmail.com

Одной из ключевых проблем развития объектов альтернативной генерации электроэнергии является низкий коэффициент полезного действия (КПД) таких установок.

Так, КПД солнечных панелей относительно невысок, что создаёт определённые трудности в развитии солнечной энергетики. Для большинства солнечных элементов он не превышает 25 %, и лишь в лабораторных условиях в настоящее время достижимы показатели до 45 %. Таким образом, можно сделать вывод, что одним из важнейших направлений работы в развитии альтернативной энергетики является повышение КПД установок альтернативной генерации.

В работе предлагается идея комбинированного использования солнечных фотоэлементов и прозрачных пьезоплёнок. Целью комбинированного использования фотоэлементов и пьезоплёнок является повышение энергоотдачи фотоэлемента, а также минимизация энергозатрат объекта расположения системы.

Актуальность работы обусловлена низкой эффективностью преобразования солнечной энергии в фотоэлементах и малой энергоотдачей солнечных модулей при пасмурной погоде.

Одним из основных направлений, в котором движется сегодня наука в области использования возобновляемых источников энергии – поиск новых технологических решений, которые бы позволили увеличить эксплуатационные свойства ВИЭ-установок. Если говорить о солнечных панелях, то работа над усовершенствованием непосредственно модулей может производиться только в специализированных оснащенных лабораториях. Однако есть и другой путь, предполагающий работу с теми солнечными панелями, которые имеются на оптовом рынке. Он основан на применении новых конструкторских решений, изменении условий эксплуатации, что может повысить общий КПД установки.

В настоящей работе рассматривается использование уникальных свойств материалов, принадлежащих классу пьезоэлектриков.

Пьезоэлектриками называются материалы, относящиеся к классу диэлектриков, которые при действии на них деформаций индуцируют на своей поверхности электрический заряд (прямой пьезоэффект).

В 2007 г. группа французских учёных из Гренобля провела интересный эксперимент. В основе идеи было использование энергии падающих дождевых капель для выработки электричества.

Действительно, энергия воды используется в электроснабжении повсеместно, однако до сих пор попыток использования энергии дождя не предпринималось.

Рассчитать энергию дождевой капли у поверхности Земли можно следующим образом. При мелкой мороси диаметр капля составляет около 0,5 мм. Скорость капли у земной поверхности составляет 2–6 м/с. Принимая за расчётное значение $V=4$ м/с, используем формулы (1) для вычисления объёма, (2) для вычисления массы, (3) для вычисления объёма.

$$V = \frac{4}{3} \cdot \pi \cdot R^3 = \frac{4}{3} \cdot \pi \cdot (0.25 \cdot 10^{-3})^3 \approx 6.545 \cdot 10^{-11} \text{ м}^3$$

$$m = \rho \cdot V = 0.9982 \cdot 10^3 \cdot 6.545 \cdot 10^{-11} \approx 4.181 \cdot 10^{-6} \text{ кг}$$

$$E = \frac{mv^2}{2} = \frac{4.181 \cdot 10^{-6} \cdot 4^2}{2} \approx 0.5 \text{ мкДж}$$

Аналогичный расчёт был произведён для дождевых капель среднего и большого размеров, что соответствует небольшому дождю и ливню (табл. 1).

Таблица 1. Параметры дождевой капли (диаметр, скорость и энергия) у поверхности Земли

	d , мм	v , м/с	E , мкДж
Изморозь	0.5	2	0.5
Небольшой дождь	2	3	19
Ливень	4.5	20	1000

Из результатов расчёта видно, что при мелкой мороси каждая капля при ударе обладает энергией порядка 0,5 мкДж. Расчёт энергии дождевой капли небольшого дождя и ливня даёт многократные большие значения энергии, что неудивительно, учитывая кубическую зависимость массы капли от ее радиуса и квадратную зависимость энергии от скорости падения (для расчётов взята среднестатистическая скорость падения дождевых капель) – это 19 мкДж при небольшом дожде и около 1 мДж при сильно ливне.

Применив компьютерное моделирование, французские исследователи выяснили, что при диапазоне диаметров дождевых капель наиболее эффективно применять пластину пьезоматериала толщиной 25 мкм. Для опыта применили тонкую узкую пластину длиной 10 см, изготовленную из поливинилиденфторида (ПВДФ, или фторопласт), над которой разместили специальные капельницы, которые могли регулироваться таким образом, чтобы смоделировать реальные размеры и скорости падения капель. Каждая дождевая капля при соударении с пьезоэлектриком произвела от 1 нДж до 25 мкДж энергии. Это соответствует приблизительно 1 мкВт энергии для самых маленьких капель, что достаточно для передачи 1 бит информации на расстояние 10 м по воздуху.

Конечно, выход энергии много меньше аналогичного показателя солнечного элемента. Однако у установки, вырабатывающей энергию с помощью дождя, есть одно преимущество – она может работать ночью. Не стоит забывать, что и эффективность солнечной панели резко падает при пасмурной погоде, когда идёт дождь. А это наталкивает на мысль о возможности совместного использования фотоэлектрических элементов и пьезогенераторов.

Пьезоустановка для получения электричества (рис. 1) состоит из пьезоэлектрического материала, с двух сторон плотно прижатого электродами. При деформировании пластины, например, дождевыми каплями, на поверхности пьезоматериала индуцируется заряд, снимаемый с двух проводящих пластин.

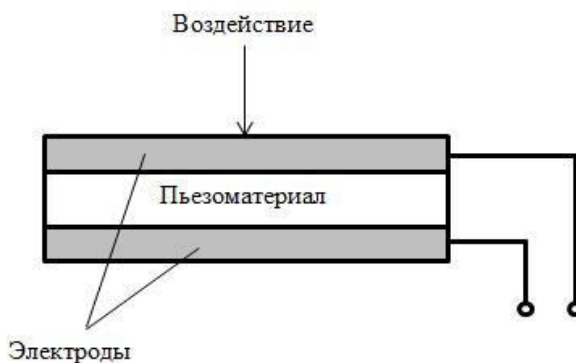


Рисунок 1. Структурная схема пьезоплёнки

Поливинилиденфторид (ПВДФ), который использовали французские ученые при проведении опыта, относится к классу фторопластов и в России имеет техническое название фторопласт-2 (Ф-2). Этот материал – кристаллический полимер, из которого изготавливают, помимо всего прочего, плёнки и пластины, обладающие свойствами пьезо- и пироэффекта.

Толщина изготавливаемых плёнок колеблется в диапазоне 3–100 мкм, при этом пленка хорошо пропускает солнечный свет. Ф-2МЭ может выпускаться в поляризованном виде с электродами, или без них.

При использовании её совместно с солнечными модулями необходимо было, чтобы проводящий материал, плотно прилегающий к плёнке с обеих сторон, также был прозрачным. Такие материалы существуют и используются в электронике (например, в сенсорных экранах). К таким материалам относится оксид индия (I) InO_2 , оксид олова (IV) SnO_2 . В электронике часто используется оксид индия–олова, в котором индий и олово содержатся в соотношении 9 к 1.

Кроме того, науке известен еще один материал – графен. Углеродная плёнка из него прозрачна, имеет толщину всего в один атом, а также обладает очень большой теплопроводностью. Полученный только в 2004 г, графен еще мало изучен и представляет к себе большой интерес. В перспективе он тоже может быть использован в качестве прозрачного проводника для пьезогенератора.

Таким образом, совместное использование пьезоплёнки и солнечной панели, при котором панель будет покрыта пьезоматериалом с электродами, позволит повысить КПД установки во время пасмурной погоды с осадками. Наименее эффективны в таких погодных условиях монокристаллические фотоэлектрические панели, и испытания с пьезоплёнкой необходимо начинать производить именно с ними.

Конечно, энергия, выдаваемая пьезоплёнкой, установленной на солнечном элементе, относительно невелика. Однако уже сейчас можно найти применение такой технологии для решения разного рода прикладных задач. Обобщая вышесказанное, можно выделить основные области возможного комбинированного применения солнечных элементов и пьезоплёнок.

Во-первых, солнечные модули с пьезоматериалами, помимо непосредственной выработки электроэнергии, могут служить датчиком дождя для функционирования энергосберегающих систем, таких, как «Умный дом». Дождевые капли часто падают на землю под углом, и система может автоматически закрыть форточки и окна только по той стороне дома, которая подвержена попаданию влаги, если такие фотоэлементы будут установлены на всех сторонах двух- или четырехскатной крыши.

Во-вторых, подобные модули могут отключать привода следящей за солнцем системы (при ее наличии) во время дождя, когда равномерность солнечного света с небосклона приблизительно равномерна. В таких случаях система приводов подвержена ложным срабатываниям от локальных случайных источников освещения.

В-третьих, солнечные элементы с пьезоплёнкой могут выполнять функцию датчика учёта количества падающей на крышу здания дождевой воды для получения максимального эффекта от её дальнейшего использования. Примером может стать преобразование её кинетической энергии при проходе водостоков в электроэнергию посредством гидрогенераторов (рис. 2), устанавливаемых в сечение водосточной трубы. Учёт количества падающих дождевых осадков позволит более эффективно управлять потоками воды.

Действительно, вода, находящаяся на крыше многоэтажного дома, обладает большим запасом потенциальной энергии. Расчёты, основанные на данных статистики, показывают, что в среднем для европейской части России количество воды, выпадающей во время дождя на площади 50 кв. м за 1 сек равно приблизительно 400 г. Для высоты около 30 м (высота девятиэтажного дома) получаем потенциальную энергию в 115 Дж. Учитывая временной интервал в 1 сек, получаем, что установка, преобразующая потенциальную энергию этой воды в электричество, способна произвести 115 Вт энергии.

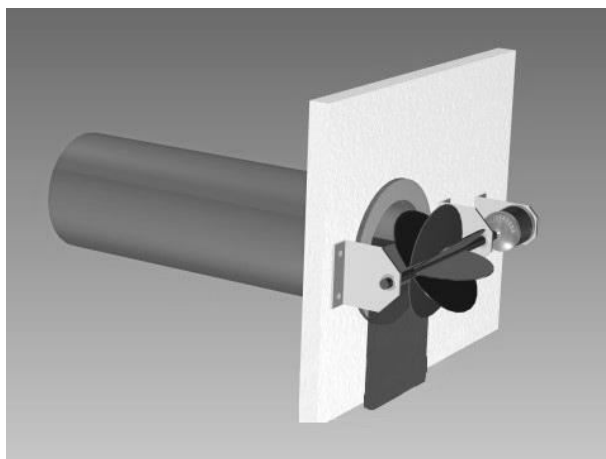


Рисунок 2. Гидрогенератор водосточной трубы

Для наиболее эффективной эксплуатации при достаточной площади крыши потребуется не одна труба с генератором, и для успешного функционирования системы может потребоваться учет количества жидкости для перераспределения потоков. Сигналы от фотоэлектрических модулей с пьезоплёнкой позволят управлять их работой.

Основными трудностями, с которыми можно столкнуться при комбинации солнечной панели с пьезоплёнкой, является возможное повышение температуры фотоэлектрического модуля, а также эффект затенения панели, что может привести к снижению энергоотдачи. Степень влияния этих факторов на КПД солнечных элементов еще предстоит установить экспериментально.

Нужно отметить, что в ведущих лабораториях мира ведутся разработки по повышению пьезоэлектрических свойств материалов, что также открывает новые возможности по использованию, в том числе, пьезопленок, в выработке электричества.

Таким образом, можно сделать вывод, что применение пьезоплёнки в качестве дополняющего солнечную панель элемента может повысить общую эффективность генерации электроэнергии. Не менее важно учитывать возможность применения технологии и для решения вышперечисленных прикладных задач.

Список литературы:

1. Gomm H. Making every shower an electric storm. / H. Gomm // New Scientist. – 2008 – 23.01.

СОЛНЕЧНАЯ ЭНЕРГИЯ – ОКНО В БУДУЩЕЕ.

И.Х. Тагиров, студент, Р.Р. Сираев, студент
М. В. Охотников, к. т. н., ст. преподаватель кафедры электромеханики
Уфимский государственный авиационный технический университет
г. Уфа, Россия
strih@yandex.ru

Солнечная энергетика является одним из наиболее динамично развивающихся направлений в мировой энергетике. Получение электричества из солнечной энергии тема весьма актуальная и интересная для многих отраслей экономики и промышленности. Солнечные электростанции способны обеспечить электроэнергией, как отдельные дома, так и целые предприятия, при этом позволяя сохранить не возобновляемые природные ресурсы. Солнечные энергетические системы способны вырабатывать неограниченное количество электроэнергии, тем самым способствуя развитию нового направления электроэнергетической отрасли в мировом масштабе. Одним из главных положительных эффектов использования солнечной энергии является возможность значительно снизить загрязнение окружающей среды.

Основным инструментом получения возобновляемой энергии являются солнечные установки. Их конструктивные характеристики и принципиальные возможности зависят от внедрения современных технологий и от жестких требований к данным конструкциям. Получаемый результат должен отвечать полному циклу энергетического обеспечения, это и топливо и тепловая энергия, и качественная электроэнергия, с учетом этого возможно сравнивать эффективность и рентабельность солнечной энергетике и углеводородной энергетике.

На данное время существуют два основных способа преобразования солнечной энергии: фототермический и фотоэлектрический [1]. По первому варианту теплоноситель нагревается в коллекторе до высокой температуры и используется для отопления помещений. Часть тепловой энергии при этом аккумулируется: тепловыми аккумуляторами на небольшой срок, химическими при необходимости долгосрочного хранения энергии. И все же будущее солнечной энергетике – за прямым преобразованием солнечного излучения в электрическую энергию с помощью полупроводниковых фотоэлементов – солнечных батарей. Фотоэлектрические элементы, называемые так же как солнечные элементы, являются устройствами из полупроводниковых материалов и служат для выработки электроэнергии. Фотоэлектрические элементы бывают различных размеров и форм. Чаще всего они объединяются в фотоэлектрические модули, а модули соединяют в фотоэлектрические батареи.

В фотоэлектрических преобразователях солнечной энергии использование монокристаллического полупроводникового материала с добавками других элементов, позволяет образовать структуру с р-п-переходом.

Процесс работы полупроводникового фотоэлемента достаточно прост: в р-слое полупроводника создается «положительная» проводимость, а в п-слое «отрицательная». У границы п и р слоёв в результате перетекания зарядов образуются обеднённые зоны с нескомпенсированным объёмным положительным зарядом в п – слое и объёмным отрицательным зарядом в р-слое (в таком стационарном состоянии ток не течет по всему полупроводнику). Попадающий на фотоэлемент свет (поток фотонов), поглощается, создаются пары «электрон-дырка», которые, подходя к границе слоев, понижают потенциальный барьер, давая возможность носителям беспрепятственно проходить из слоя в слой. В полупроводнике возникает электродвижущая сила (ЭДС), и он становится источником электрического тока. Величина фото – ЭДС зависит от интенсивности светового потока [1].

Фотоэлектрические модули бывают:

1. Из монокристаллического кремния, основным материалом является чистый кремний, из которого и изготавливаются солнечные панели. Кремниевый монокристалл нарастает на семена, которые медленно вытягиваются из кремниевого расплава. Стержни, полученные таким путем, режутся на части толщиной от 0,2 до 0,4 мм. КПД данной системы составляет 15–18%.

2. Из поликристаллического кремния, основным материалом является кремний, формируется, когда кремниевый расплав медленно охлаждается и находится под контролем. При производстве поликристаллических панелей операция вытягивания сокращается, оно менее энергоемкое и значительно дешевле. Однако внутри кристалла поликристаллического кремния имеются области, отделенные зернистыми границами, что приводит к меньшей эффективности элементов. КПД солнечной панели на основе поликристаллического кремния составляет 10–12%.

3. Из аморфного кремния. Аморфный кремний получается с помощью «технологии испарительной фазы», когда тонкая пленка кремния осаждается на несущий материал и защищается покрытием. Процесс производства солнечных панелей на основе аморфного кремния сравнительно простой и недорогой, возможно производство элементов большой площади и низкого энергопотребления. Однако одновременно с этим эффективность преобразования значительно меньше, чем в кристаллических элементах и КПД составляет 8–10%.

Основными преимуществами рассматриваемых установок являются [2]:

- возобновляемый источник энергии – солнечный свет;
- экологичность получения электрической энергии;
- бесшумность работы;
- возможность длительного использования;
- простота и безопасность установки и эксплуатации.

Основные недостатки:

- высокая стоимость солнечного оборудования;
- неравномерность выработки электроэнергии, зависящая в основном от погоды и времени суток. Для устранения необходимы аккумуляторные батареи и стабилизаторы напряжения;

Таким образом, можно сделать вывод о существенном значении солнечной энергии в процессе получения электрической энергии и огромных перспективах её применения. А также о значительном превосходстве установок реализованных на основе монокристаллического кремния по сравнению с остальными вариантами.

Список литературы:

1. Солнечная электростанция [Электронный ресурс]. URL: http://krasgmu.net/publ/uchebnye_materialy/obuchajushhie_materialy/1/11-1-0-278 (дата обращения: 11.05.2014).
2. Солнечное электричество [Электронный ресурс]. URL: http://energy-alliance.ru/technology/sun_panel.php (дата обращения: 12.05.2014).

ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ПРОИЗВОДСТВА ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ

М.И. Валиуллин, А.С. Кузнецова, магистранты
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
г. Томск, Россия
miss_kuznetsova@mail.ru

Традиционные источники энергии являются основными загрязнителями окружающей среды и потребителями невозобновляемых природных ресурсов. Альтернативные источники энергии помогают решить проблему устойчивого развития человечества за счет использования возобновляемых ресурсов и снижения уровня загрязнения атмосферного воздуха, воды и почвы. Географически и климатически так сложилось, что основной потенциал использования возобновляемых источников энергии в России связан с гидроэнергетикой, биоэнергетикой, ветровой и геотермальной энергетикой, в меньшей степени – солнечной. В данной работе рассматриваются энергетические установки, использующие ветровую и солнечную энергию, а также малые гидроэлектростанции.

Ветроэнергетическая установка (ВЭУ) – устройство для преобразования кинетической энергии ветрового потока в механическую энергию вращения ротора с последующим ее преобразованием в электрическую энергию. ВЭУ состоят из ветровой турбины и электрогенератора. Солнечная энергоустановка (СЭУ) – устройство для прямого преобразования световой энергии в электрическую элементами из монокристаллического или поликристаллического кремния. Конструктивно СЭУ состоит из отдельных однотипных солнечных батарей (модулей). Электрическая схема СЭУ и ВЭУ включает энергоустановку, аккумулятор и инвертор.

Малая гидроэлектростанция или мини-ГЭС – гидроэлектростанция, вырабатывающая сравнительно малое количество электроэнергии и использующая энергию свободного течения рек. Конструкция мини-ГЭС базируется на гидроагрегате, который включает в себя энергоблок, водозаборное устройство и элементы управления. В процессе эксплуатации возобновляемых источников энергии не происходит загрязнения атмосферного воздуха, гидросферы и литосферы.

Однако для строительства станции необходимо изъятие земель из окружающей среды. А эти площади земли были заняты естественными экологическими системами, которые включают определенные виды животных и растений. Строительство станции может изменить ареал обитания, что может привести к изменению состава экологической системы. Основными направлениями отрицательного воздействия на окружающую среду для ветровой энергетики являются шум и электромагнитные помехи [1]. Строительство мини-ГЭС осуществляется без затопления земель и без перекрытия полного створа реки, что позволяет уменьшить нагрузку на экосистемы рек. Однако для общей экологической оценки необходимо учитывать экологическое воздействие энергоустановок на ВИЭ на окружающую среду в процессе их производства. Основные материалы, используемые для производства данных энергоустановок – это сталь, пластмасса, стекло, алюминий, кремний, а также свинец и серная кислота для аккумуляторных батарей.

В таблице 1 приведены массы установок и аккумуляторов, удельный расход электроэнергии при производстве материалов и общий расход электрической энергии на производство энергоустановок на ВИЭ.

Таблица 1. Расход электрической энергии на производство энергоустановок на ВИЭ

Тип энергоустановки	Масса, т	Удельный расход электроэнергии, кВт·ч/т	Расход электроэнергии, кВт·ч/т
Ветровая:			
-сталь	3,08	690	2125,2
-пластмасса	0,1	2800	280
-свинец (аккумулятор)	0,507	500	253,5
-кислота (аккумулятор)	0,234	80	18,72
-пластмасса (аккумулятор)	0,039	2800	109,2
-итого	-	-	2786,62
Мини-ГЭС:			
-сталь	2,0	690	1380
Солнечная:			
-стекло	1,92	200	384
-кремний	0,336	12050	4048,8
-алюминий	0,276	18000	4968
-свинец (аккумулятор)	0,507	500	253,5
-кислота (аккумулятор)	0,234	80	18,72
-пластмасса (аккумулятор)	0,039	2800	109,2
-итого	-	-	9782,22

Удельный расход электроэнергии (УРЭ) – показатель, определяемый как отношение общего количества израсходованной электрической энергии (кВт·ч) к количеству произведенной годной продукции данного вида [2].

Удельные выбросы вредных веществ при производстве 1 кВт·ч электрической энергии представлены в таблице 2. Выбросы вредных веществ при производстве электрической энергии для различных видов ВИЭ приведены на рис.1.

Таблица 2. Удельные выбросы вредных веществ при производстве электрической энергии

Вредные вещества	Удельные выбросы, г/кВт·ч
Твердые вещества	1,54
Диоксид серы SO ₂	2,26
NO ₂	1,06
NO	0,17
CO	0,85

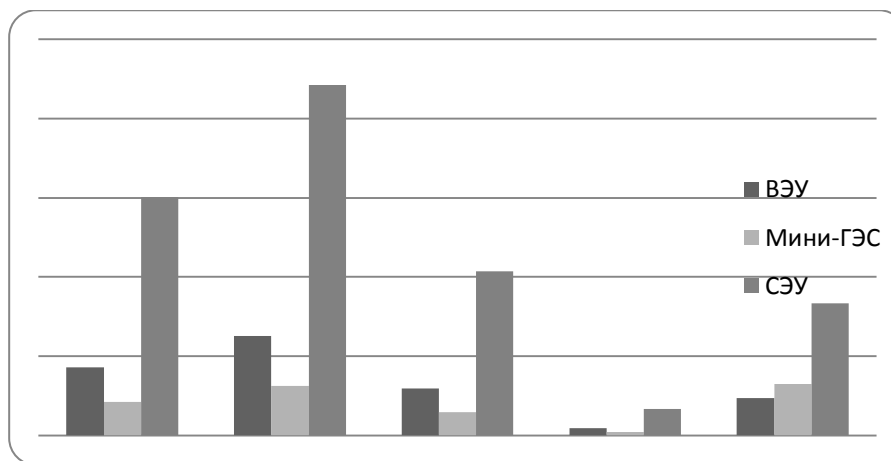


Рисунок 1. Выбросы вредных веществ при производстве энергоустановок на ВИЭ, кг;
1 – Твердые частицы; 2 – SO₂; 3 – NO₂; 4 – NO; 5 – CO.

Выводы:

Результаты исследования показали, что:

- в процессе производства всех возобновляемых энергетических установок происходит загрязнение окружающей среды;
- минимальный уровень загрязнения происходит при производстве мини-ГЭС;
- максимальный уровень загрязнения происходит при производстве солнечных энергоустановок.

Список литературы:

1. Папков Б.В. Краткий словарь современной электроэнергетики: учеб.пособие / Б.В. Папков; Нижегород. гос. техн. ун-т им. Р.Е. Алексеева. – Нижний Новгород, 2013. – 395 с.
2. Соснина Е.Н., Маслеева О.В., Пачурин Г.В. Акустическое воздействие ветроэнергетических установок на окружающую среду / Е.Н. Соснина, О.В. Маслеева, Г.В. Пачурин // Экология и промышленность России. – 2013. – № 9. – С.8-1

IV. ЭЛЕКТРОТЕХНИКА И ЭНЕРГЕТИКА (ОБЩИЕ ВОПРОСЫ)

СРАВНЕНИЕ ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ МЕТОДА НАНОСЕКУНДНЫХ ИМПУЛЬСОВ И FRAX-150

А.С. Семенов, магистрант
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
г. Томск, Россия,
sayal@sibmail.com

Для диагностики механического состояния обмоток трансформаторов известны два метода: метод спектрального анализа [1] и метод наносекундных импульсов [2]. Наиболее популярным в данное время является метод анализа амплитудно-частотных характеристик (FRA). Для диагностики этим методом разными фирмами выпускаются соответствующие приборы. Наиболее распространенным в нашей стране является прибор фирмы «Megger» FRAX-150 [3]. В качестве альтернативы методу амплитудно-частотного анализа в ТПУ на кафедре ЭЭС разрабатывается метод наносекундных импульсов. В качестве генератора наносекундных импульсов используется кабельный генератор по схеме Введенского типа «НАНОТЕСТ-1». Необходимо знать чувствительность этих приборов к различным дефектам обмоток трансформатора. В данной работе поставлена цель, сравнить чувствительность «FRAX-150» и «Нанотест-1» к межвитковым замыканиям.

Суть метода диагностики измерительным прибором FRAX-150 заключается в подаче синусоидального сигнала амплитудой 10 В в диапазоне частот от 1 Гц до 2 МГц на одну из обмоток трансформатора и регистрируется сигнал-отклик на другой обмотке трансформатора. Измерительный комплекс осуществляет регистрацию амплитудно-частотной характеристики (АЧХ) системы двух обмоток трансформатора, которая анализируется электронной схемой прибора и представляется графически на экране встроенного дисплея в диапазоне частот FRAX-150.

Принцип диагностики методом наносекундных импульсов заключается в подаче на одну из обмоток трансформатора прямоугольного наносекундного импульса, в нашем случае от генератора типа «Нанотест-1», и регистрации на осциллографе сигнала-отклика с другой обмотки трансформатора. Используемый генератор «Нанотест-1» позволяет формировать на согласованной нагрузке 75 Ом импульс без отражений амплитудой до 200 В, длительностью фронта и спада ~10 нс и длительностью импульса ~400 нс.

Эксперименты проводились на физической модели силового трехфазного двухобмоточного трансформатора. С числом витков на обмотке высокого напряжения 120 и с числом на обмотке низкого напряжения 20 витков. Каждая обмотка содержит отпайки для искусственного создания дефектов и подключения к ним, приборов диагностики.

Схема эксперимента при использовании FRAX-150 приведена на рис. 1. К диагностируемому трансформатору к одной из обмоток от FRAX-150 по двум коаксиальным кабелям типа РК-50-3 длиной 7 м подводятся диагностирующие сигналы, с одной из других обмоток трансформатора снимается сигнал-отклик посредством коаксиального кабеля типа

РК-50-3 длиной 7 м. АЧХ регистрируется FRAX-150 и может быть сохранена в цифровом виде для последующей визуализации и обработки в специальной программе «PDDP» (" Program of digital data processing") [3]. Форма амплитудно-частотной характеристики при подаче сигнала на обмотку «А» и регистрации с обмотки «а» приведена на рис. 2.

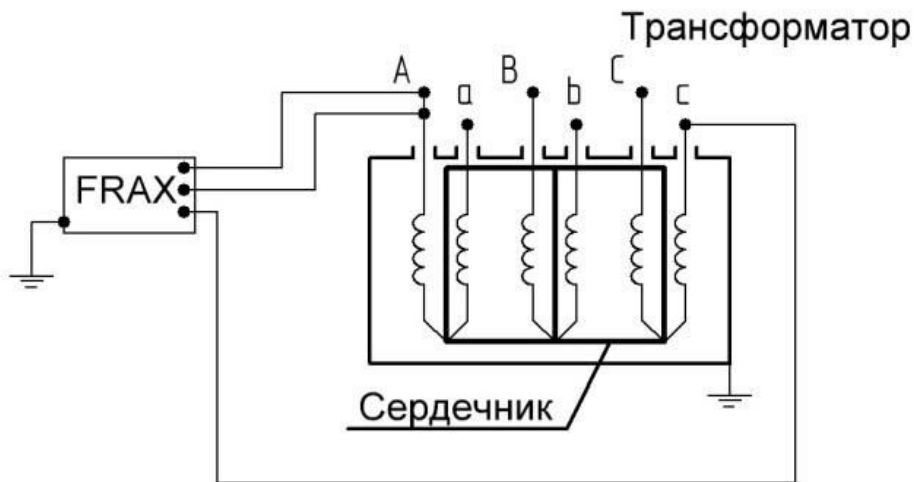


Рисунок 1. Схема эксперимента с FRAX-150

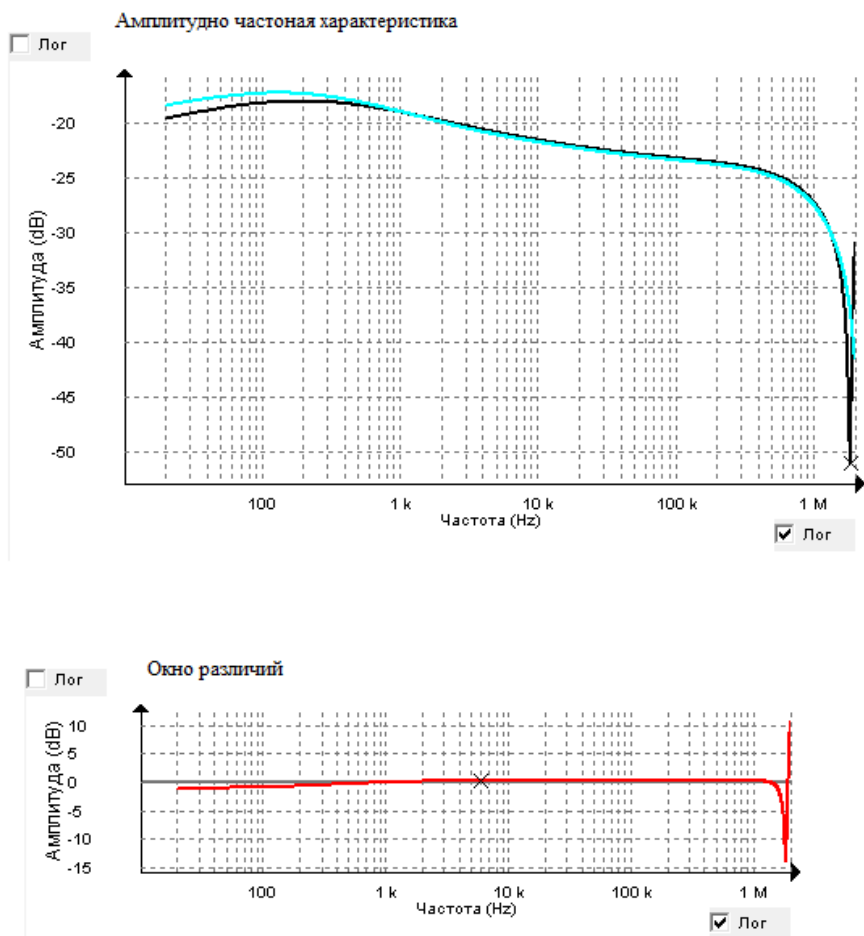


Рисунок 2. Характеристики, полученные с помощью FRAX-150: амплитудно-частотная характеристика черного цвета – обмотки без дефектов; кривая синего цвета – высоковольтная обмотка с дефектом (замкнуты 24 витка)

Схема эксперимента при использовании метода наносекундных импульсов приведена на рис. 3. Зондирующий импульс от генератора "Нанотест-1" подается на одну из обмоток трансформатора кабелем типа РК-50-3 длиной 7 м. С этой же точки от обмотки другим кабелем РК-50-3 сигнал передается на второй канал осциллографа №1. Сигнал-отклик с низковольтной обмотки трансформатора подается на другой осциллограф кабелем РК-50-3. Для контроля качества подаваемого импульса на канал №1 осциллографа №1 заводится контрольный импульс от генератора. Форма сигнала на обмотке «А» приведена на рис. 4, сигнал-отклик с обмотки «а» приведен на рис. 5. Для сравнения степени отличия сигналов-откликов при разных состояний обмоток применялась специальная программа "PDDP" [3].

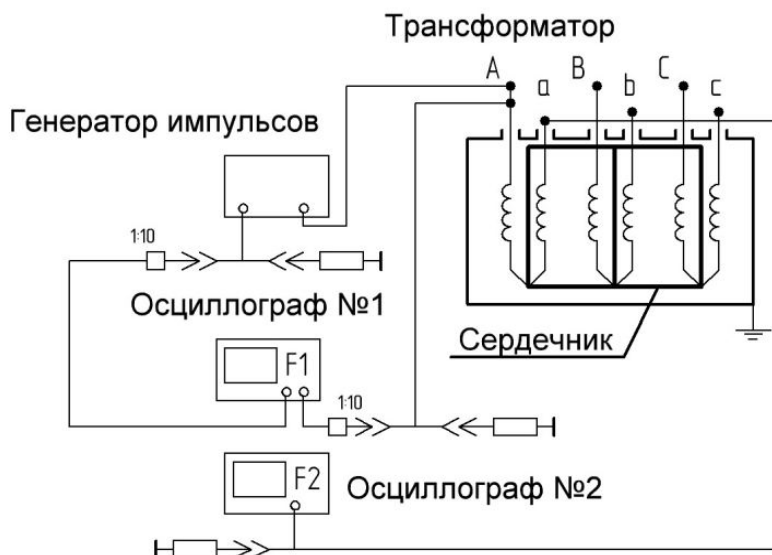


Рисунок 3. Схема эксперимента с «Нанотест-1»

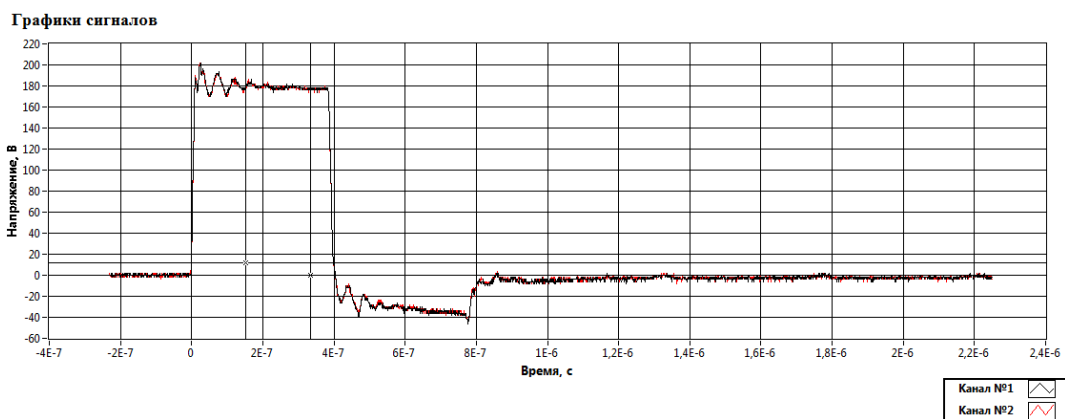
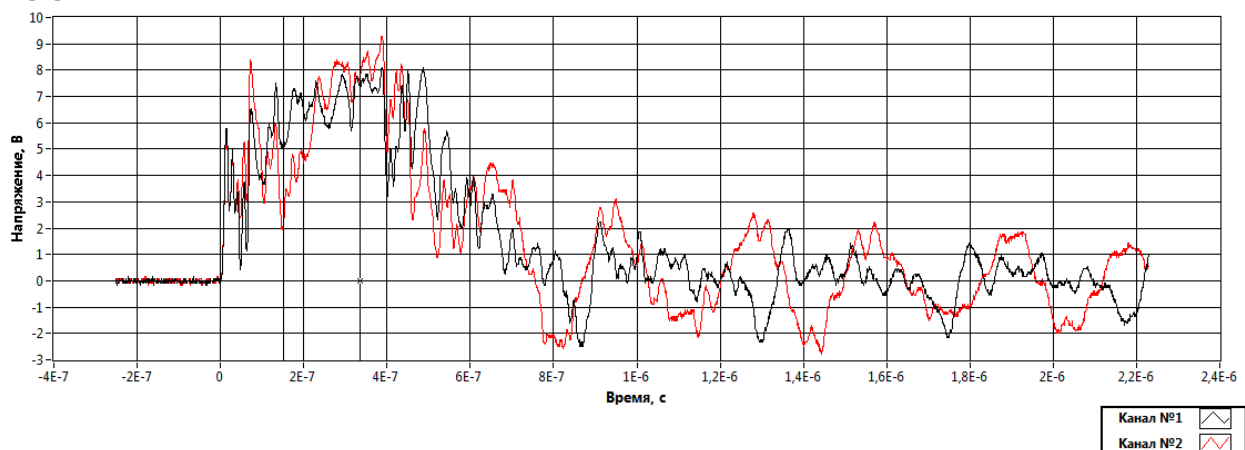


Рисунок 4. Форма зондирующего сигнала

Для сравнительной оценки чувствительности двух методов диагностики на обмотках смоделированы замыкания между 24, 12 и 6 витками. Для примера, на рисунках 4 и 5 приведены результаты анализа откликов, без дефекта и с замыканием на 24 витка.

Графики сигналов



Разность сигналов

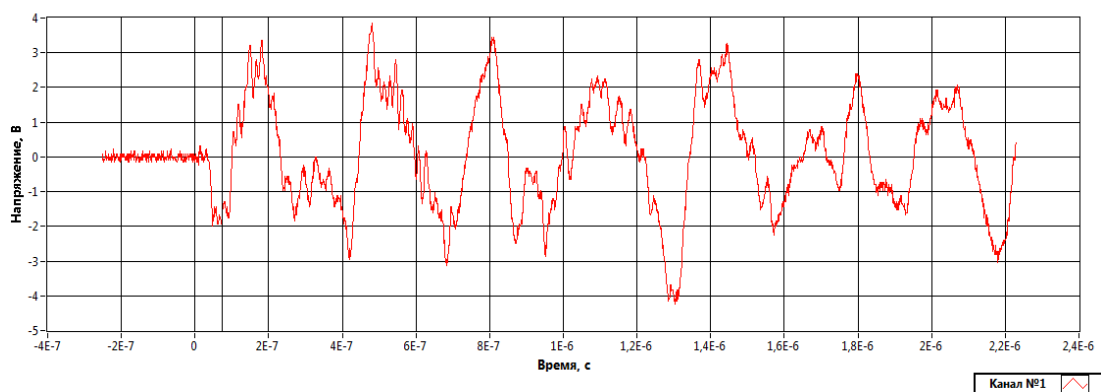


Рисунок 5. Характеристики, полученные методом наносекундных импульсов

На рисунке 5 кривая характеристика черного цвета является кривой трансформатора без дефектов, кривая красного цвета – сигнал отклика с замыканием между 24 витками обмотки высокого напряжения.

В таблице 1 в относительных единицах приведены результаты сравнения чувствительности методом наносекундных импульсов при подаче зондирующего импульса на обмотку фазы «А» и регистрации сигнала-отклика на обмотке «а».

Таблица 1. Чувствительность метода наносекундных импульсов

Опыт	«Нанотест-1»			
	отн. ед.	отн. ед.	отн. ед.	отн. ед.
Состояние обмоток	Без дефекта	Замкнуты витки		
		24	12	6
«А-а»	0,08	0,34	0,31	0,24

Аналогичные результаты для экспериментов с FRAX-150 приведены в таблице 2.

Таблица 2. Чувствительность метода АЧХ

Опыт	«FRAX-150»			
Единицы измерения	отн. ед.	отн. ед.	отн. ед.	отн. ед.
Состояние обмоток	Без дефекта	Замкнуты витки		
		24	12	6
«А-а»	0	0,21	0,11	0,06

Вывод

Проведенные исследования показывают, что методом наносекундных импульсов с применением генератора «Нанотест-1» достигается более высокая чувствительность к межвитковым замыканиям, по сравнению с прибором «FRAX-150».

Список литературы:

1. А.В. Хренников Методы диагностики механического состояния обмоток, журнал «Новости электротехники» №3 (57), 2009 год.
2. Lavrinovich V.A., Isaev Y.N., Mytnikov A.V. Advanced Control State Technology of Transformer Windings. – International Journal on "Technical and Physical Problems of Electrical Engineering", Published by International Organization of IO TPE. December 2013, Issue 17, Volume 5, Number 4, Pages 94–98.
3. <http://www.electropergam.ru/search.html>.
4. Лавринович А.В., Васильева О.В. Цифровая обработка осциллограмм по результатам диагностики силового трансформатора в среде LabView, журнал «Современные проблемы науки и образования» №6, 2013 г.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ГРАФИКОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПРИ ВЕДЕНИИ ПРОХОДЧЕСКИХ РАБОТ В УСЛОВИЯХ ГОРОДСКОГО ПОДЗЕМНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА

А.Б. Садридинов, аспирант

Научный руководитель: А.В. Пичуев, доцент, канд. техн. наук

НИТУ «МИСиС», Горный институт, кафедра ЭЭПП

allexstone@mail.ru

Ведение горнопроходческих работ в условиях городского подземного строительства (ГПС) характеризуется сменной цикличностью, обусловленной характером технологического процесса проходки комбайнами избирательного действия или щитовыми комплексами. При этом колебание расхода электроэнергии во время проходки горной выработки зависит не только от технических характеристик проходческой машины, но и теми осевыми усилиями сжатия пород режущим органом, которые определяются их твердостью [1].

Моделирование электрической нагрузки осуществляется на основе анализа графиков потребления электроэнергии за расчетный период времени. В отличие от классических методов аналитического определения электрической нагрузки (методы коэффициента спроса, коэффициента использования и т.д.), применение метода кластерного анализа позволяет получить математическую модель, на основании которой рассчитывается эффективная нагрузка, значение которой максимально приближено к реальному уровню потребления электроэнергии в данном технологическом процессе или на производстве [2,3].

При моделировании графиков электрических нагрузок методом кластерного анализа режим потребления электроэнергии представляется в виде устойчивых уровней сменной нагрузки. На основании оценки уровней нагрузки (кластеров) строится многоуровневый эквивалент графика нагрузки и определяется значение эффективной мощности.

При двухуровневом характере сменной нагрузки (рис.1) средняя мощность определится по формуле:

$$P_{cp}^* = P_{max}^* t_{max}^* + P_{min}^* t_{min}^* \text{ или } P_{cp}^* = P_{max}^* [k_n(1 - t_{max}^*) + t_{max}^*], \quad (1)$$

где P_{max}^*, t_{max}^* – средняя мощность и время действия максимального уровня нагрузки (о.е.); P_{min}^*, t_{min}^* – средняя мощность и время действия минимального уровня нагрузок (о.е.), $k_n = \frac{P_{min}^*}{P_{max}^*}$ – коэффициент неоднородности уровней нагрузки. При этом $t_{min}^* = 1 - t_{max}^*$.

Значения средних мощностей P^* и времени действия t^* уровней приведены в относительных единицах, т.е. относительно номинальной мощности и длительности смены :

Выражение $[k_n(1 - t_{max}^*) + t_{max}^*]$ в формуле (1) представляет собой обратную величину коэффициента использования k_u , отражающего степень превышения максимального уровня нагрузки над средней нагрузкой за смену.

Эффективная нагрузка по двухуровневой модели графика нагрузки определится из выражения

$$P_{эф}^* = P_{max}^* \sqrt{t_{max}^* + k_n^2 - k_n^2 t_{max}^*}. \quad (2)$$

Среднеквадратическое отклонение эффективной нагрузки определится по выражению

$$\sigma = P_{max}^* \sqrt{t_{max}^* [(1 - k_n)^2 - t_{max}^* (k_n - 1)^2]}.$$

В качестве примера приведем результаты моделирования графика электрической нагрузки участка с проходческим комбайном ET-180 («EICHOFF BERGBAUTTECHNIK GMBH»). Продолжительность рабочей смены = 8 час, номинальная нагрузка

электроустановок = 270 кВт. Суточная электрическая нагрузка, удельные энергозатраты и производительность участка приведены в табл.1.

Таблица 1. Суточная электрическая нагрузка, удельные энергозатраты и производительность проходческого участка

	час	0,5	1	1,5	2	2,5	3	3,5	4
W_i	кВт·ч	100	110	108	105	100	90	45	20
Q_i	т	90	108	98	95	92	65	–	–
ω_i	кВт·ч	1,11	1,02	1,1	1,11	1,09	1,38	–	–
	час	4,5	5	5,5	6	6,5	7	7,5	8
W_i	кВт·ч	95	110	106	100	108	95	40	25
Q_i	т	84	105	102	86	96	75	–	–
ω_i	кВт·ч	1,13	1,05	1,04	1,16	1,13	1,26	–	–

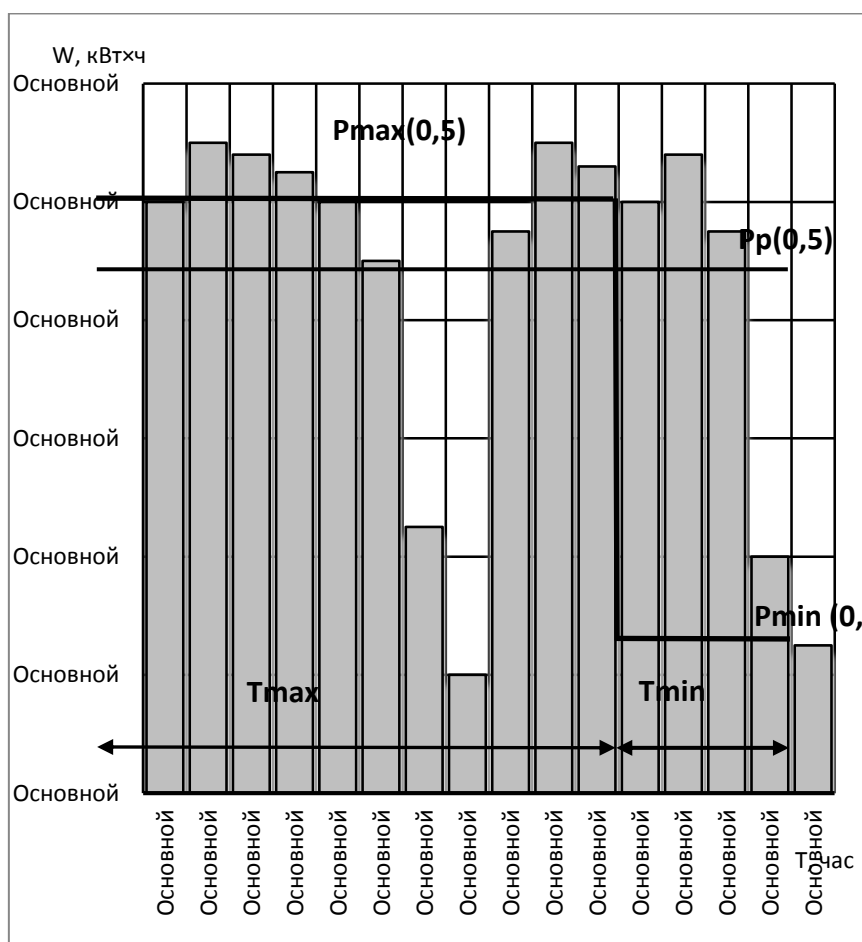


Рисунок 1. График электрической нагрузки проходческого участка

Результаты расчетов параметров электрической нагрузки проходческого участка приведены в табл.2.

Таблица 2. Результаты расчетов и моделирования графика электрической нагрузки

1.	Среднесменная (часовая) нагрузка участка		кВт	169,63
2.	Коэффициент использования активной нагрузки	k_u	–	0,63
3.	Коэффициент спроса	k_c	–	0,7

4.	Расчетная нагрузка участка	P_p	кВт	189
5.	Сменная производительность участка		т	1096
6	Удельный расход электроэнергии по расчетной нагрузке		кВт·ч/т	1,38
7	Время действия максимальной нагрузки	t_{max}^*	– (час)	0,75 (6)
8	Приведенная нагрузка	P_{max}^*	– (кВт)	0,757 (204,5)
9	Время действия минимальной нагрузки	t_{min}^*	– (час)	0,25 (2)
10	Приведенная нагрузка	P_{min}^*	– (кВт)	0,241 (65)
11	Коэффициент неоднородности уровней нагрузки	k_n	–	0,32
12	Средняя сменная нагрузка участка		–	0,628
13	Эффективная нагрузка по двухуровневой модели		–	0,67
14	Расчетная эффективная нагрузка участка		кВт	180,9
15	Удельный расход электроэнергии по участку		кВт·ч/т	1,32
16	Среднеквадратическое отклонение эффективной нагрузки	σ	–	0,22

Анализ результатов моделирования показал, что эффективная нагрузка, определенная методом кластерного анализа из двухуровневой модели графика электрической нагрузки меньше, чем аналогичная расчетная величина, определенная классическим методом коэффициента спроса. Относительная погрешность расчета по двум методам составляет 4,5 %.

Использование метода кластерного анализа позволяет моделировать графики электрических нагрузок, определять расчетные значения этих нагрузок при любом числе электроприемников в группе и при любом их сочетании в распределительных пунктах. При этом, сопоставляя данные о сменной производительности установок с характером энергопотребления можно с достаточной степенью точности определить энергоемкость анализируемого технологического процесса.

Список литературы:

1. Пичуев А.В., Садридинов А.Б. Энергетические характеристики проходческих комбайнов с исполнительными органами избирательного действия // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2013. – №9. – с.348 – 351.
2. Ляхомский А.В. Развитие теории и совершенствование методов, повышения эффективности применения электроэнергии на горных предприятиях». Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук М.: МГИ. 1990.
3. Кузнецов Н.М, Щуцкий В.И. Рациональное электропотребление на горнодобывающих и горно-обогачительных предприятиях. – Апатиты: КНЦ РАН, 1997.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ГИДРОТАРАННОЙ УСТАНОВКИ В СИСТЕМЕ ОРОШЕНИЯ

О.С. Волкова, аспирант

Научный руководитель: И.М. Кирпичникова, д.т.н., профессор, зав. кафедрой
Электротехники и возобновляемых источников энергии

ФГБОУ ВПО «Южно-Уральский государственный университет» (НИУ),

г. Челябинск, Россия,

olgamezhenina@mail.ru

Энергетика сельского хозяйства имеет специфические особенности: территориальная рассредоточенность энергопотребителей, малая единичная мощность, большая протяженность электрических сетей. Технологии, применяемые сегодня в сельском хозяйстве, весьма упрощены. Причиной тому является как неблагоприятное финансовое состояние хозяйств, так и низкая технологическая оснащенность производства.

Таким образом, разработка энергосберегающих технологий в агропромышленном комплексе является актуальной, а применение энергосберегающих установок, использующих энергию возобновляемых источников, является приоритетным, особенно для удаленных территорий со слабо развитой инфраструктурой. Весьма перспективным является применение энергосберегающих технологий в системах сельского водоснабжения и орошения.

С целью энергосбережения в системе орошения мы предлагаем вместо традиционного насосного агрегата использовать гидротаран. Гидротаран – это водоподъемное устройство, принцип действия которого основан на явлении гидравлического удара. Данное устройство известно давно. В настоящее время в связи с приоритетом использования энергосберегающих и экологически безопасных технологий использование гидротаранов стало вновь актуальным. Нами был произведен расчет гидротаранной установки с целью орошения сельскохозяйственных угодий по методике [1] и были получены характеристики его работы: зависимости расхода воды на входе в гидротаран (Q , л/с), производительности тарана q , л/с и КПД от коэффициента разгона (k) (рис. 1).

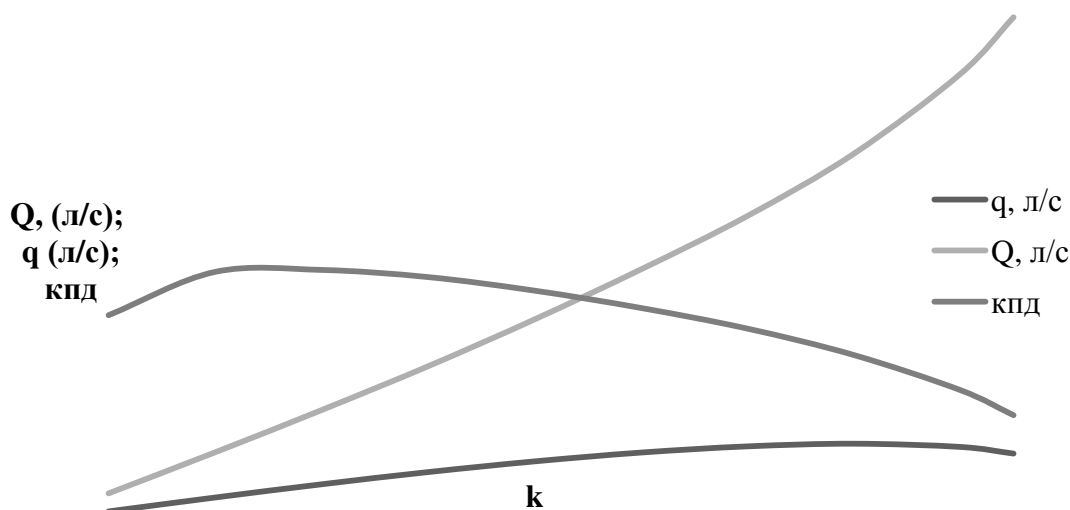


Рисунок 1. Характеристики гидротаранной установки $q = f(k)$, $Q = f(k)$, $\eta = f(k)$

Анализ характеристик тарана показал, что максимальной производительности

(0,27 л/с) гидротаран достигает при питательном расходе 1,36 л/с, но при этом КПД составляет 60 %, максимальной эффективности ($\eta=92\%$) гидротаран достигает при питательном расходе 0,24 л/с, но при этом производительность тарана снижается до 0,074 л/с.

С целью проведения экономической оценки эффективности применения гидротаранной установки была рассмотрена альтернативная схема полива с центробежным насосом, у которого параметры и характеристики соответствуют исследуемому гидротарану. Этим требованиям удовлетворяет насосная станция (НС) Калибр СВД-380/20 [2]. Для включения электропривода насоса может применяться схема прямого пуска асинхронного двигателя или с автоматизацией через датчик уровня жидкости.

Был произведен расчет капитальных вложений и годовых затрат на содержание установок. В капитальных затратах учитываются электроснабжение насосной станции и монтаж капельной системы орошения площадью в 1 га (табл. 1). Затраты на сооружение плотины не учитываются, т.к. предполагается использование существующих низконапорных гидроузлов. В ходе исследований установлено, что на территории Челябинской области находятся около 412 гидроузлов, суммарный полный объем которых составляет 3400 млн м³, полезный – 2630 млн. м³. Большинство водохранилищ относятся к группе малых ёмкостью до 10 млн. м³, основное назначение которых – это обеспечение потребностей орошения, водоснабжения, рыбное и сельское хозяйство (водопой, разведение водоплавающих птиц) [3]. Анализ этих данных показал, что для орошения сельскохозяйственных угодий области водные ресурсы достаточны.

Таблица 1 Капитальные вложения в систему орошения площадью 1 га

Наименование	Ед. измер.	Гидротаранная установка		Насосная станция			
				Схема без автоматизации управления насосом		Схема с автоматизацией управления насосом	
		Кол-во Сумма,	тыс. руб.	Кол-во Сумма,	тыс. руб.	Кол-во Сумма,	тыс. руб.
1	2	3	4	5	6	7	8
СИП 2x16-25, с несущей арматурой	км			1,5	98,3	1,5	98,3
Система капельного орошения	км	14,5	77,5	14,5	77,5	14,5	77,5
Нагнетательная труба диаметром 50 мм	м	800	39,6	820	40,6	820	40,6
Питательная труба диаметром 100мм	м	20	1,8				
Изготовление гидротарана с установкой	шт	1	14,5				
Насосная станция СВД-1350П	шт			1	3,5	1	3,5
Шкаф управления с аппаратурой	шт			1	5,1	1	10,6
Итого:			133,4		225		230,5

Амортизационные отчисления на строительные конструкции составляют 3 %, при сроке службы 25 лет; амортизационные отчисления на электрооборудование 12 %, т.к. срок службы насоса 7 лет, гидротарана 8 %, т.к. его срок службы около 10 лет; амортизационные отчисления на оросительную сеть составляют 16 %, от сметной стоимости [4]. Насосная станция работает от электроэнергии, поэтому были рассчитаны издержки на затраты электроэнергии при среднем количестве поливов за сезон (для овощных культур в условиях Южного Урала принимается 10 поливов) и площади в 1 га [5,6].

Суммарные затраты в первый год эксплуатации системы составят 27,2 тыс. рублей для гидротаранной установки, 30,91 тыс. руб. для насосной установки с простой схемой управления и 31,11 тыс. руб. с автоматизацией работы насоса. Экономия эксплуатационных затрат составит 3,71 тыс. руб. в сравнении с простой схемой управления насосом и 3,91 тыс. руб. при применении датчика уровня жидкости.

В ходе исследований было проведено сравнение экономии эксплуатационных затрат системы орошения с гидротаранной и автоматизированной насосной установками в зависимости от числа поливов в сезон и от площади орошаемой поверхности (при среднем количестве поливов) (рис. 2).

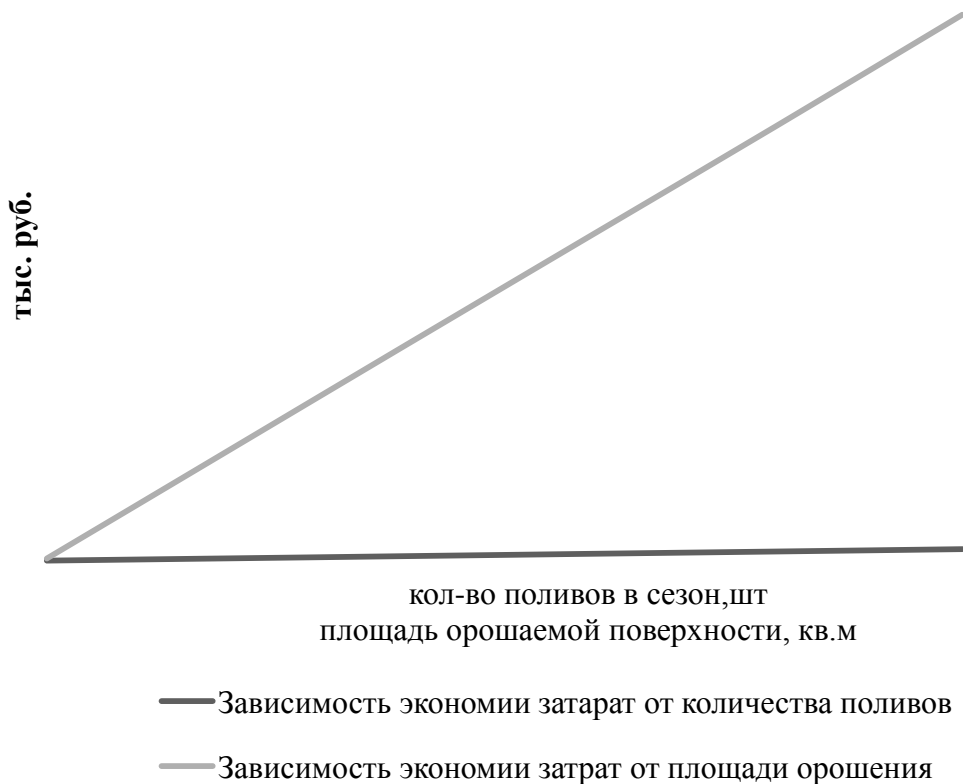


Рисунок 2. Экономия эксплуатационных затрат, тыс. руб.

Анализ графиков показал, что применение гидротаранной установки для орошения земель в южной части Челябинской области у автономных потребителей, экономически выгодно, так как не требуются организация электроснабжения, управления объектом и ежегодные затраты на электроэнергию. Причем, более выгодно применять гидротаранную установку для орошения крупных фермерских хозяйств. При площади полива в 100 га и 10 поливов в сезон за 10 лет работы гидротарана (номинальный срок службы) экономия затрат

составит около 450 тыс. рублей, если учитывать, что стоимость электроэнергии от центральной сети ежегодно возрастает на 15 % [7].

Таким образом, доказано, что применение гидротаранной установки для систем орошения в условиях Челябинской области эффективно и целесообразно.

Список литературы:

1. Овсепян, В.М. Гидравлический таран и таранные установки. Издательство «Машиностроение», Москва, 1968. 124 с.
2. Станция водоснабжения Калибр СВД-380/20 – Режим доступа: <http://kalibr-online.ru/products/kalibr-svd-380-20>.
3. Пташкина-Гирина, О.С., Гусева, О.А. Гидроэнергетический потенциал напорных гидроузлов Челябинской области // Достижения науки и техники АПК. 2011. №8. – С. 66–68.
4. Амортизационные отчисления – Режим доступа: <http://www.center-yf.ru/data/Buhgalteru/Amortizacionnye-otchisleniya.php>.
5. Учет расходов на ремонт основных средств – Режим доступа: <http://bossbusiness.ru/biznes/uchet-rashodov-na-remont>.
6. Тарифы на электроэнергию Челябинской области 2014 – Режим доступа: http://www.energokonsultant.ru/sprav/tarifi_na_elektroenergiyu_na_2014_god/tarifi_na_elektroenergiyu_v_Chelyabinskoi_oblasti2
7. Инфляция в России, рост цен по секторам (ЖКХ, тарифы, газ, электроэнергия). Прогноз параметров инфляции – Режим доступа: <http://www.protown.ru/information/hide/7508.html>.

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕПЛООБМЕНА ПРИ СТРУЙНОМ НАГРЕВЕ АЛЮМИНИЕВОГО РУЛОНА ГОРЯЧИМ ВОЗДУХОМ

А.С. Горшенин, к.т.н., доцент; В.Е. Кривошеев, к.т.н., доцент
Самарский государственный технический университет,
г. Самара
andersonag1@yandex.ru

При непрерывном литье алюминиевой ленты происходит образование неоднородной структуры металла, т.е. дендритной ликвации, появлению микропор, трещин [1]. Для устранения таких дефектов, ухудшающих качество слитков, проводят термическую обработку, одним из видов которой является отжиг. Исследование теплообмена при отжиге круглых алюминиевых слитков подробно описано в [2]. Помимо круглых слитков в качестве алюминиевого полуфабриката используется также лента, которую также подвергают отжигу. В связи с этим возникает необходимость подробно изучить теплообмен при термообработке алюминиевой ленты. Для исследования процесса теплообмена прежде всего необходимо получить математическую модель теплообмена между алюминиевым рулоном и горячим воздухом.

Сформулируем физическую постановку задачи теплообмена в системе горячий воздух – алюминиевый рулон.

В печи происходит термическая обработка садки - алюминиевой ленты, скрученной в рулон, из литейной машины. Термическая обработка – нагрев для отжига (гомогенизации), температура процесса – 600°C . Подвод теплоты происходит струями горячего воздуха в два боковых торца рулона. Следствием данной физической постановки задачи являются следующие допущения:

1. на торцах рулона происходит равномерный нагрев конвекцией,
2. нагрев листов рулона происходит теплопроводностью вдоль оси рулона,
3. передача теплоты происходит вдоль рулона, по радиусу рулона теплота не передается из – за термических сопротивлений.

Сформулируем математическую постановку задачи.

Лист рулона можно представить пластиной в прямоугольных координатах. Примем следующие условные обозначения: t_B – температура горячего воздуха, $^{\circ}\text{C}$, t – температура алюминиевого листа, $^{\circ}\text{C}$, τ – время нагрева, $ч$, l – ширина рулона, $м$. Лист омывается горячим воздухом с температурой t_B , $^{\circ}\text{C}$ с постоянной скоростью w , $м/с$. Теплота q равномерно подводится по всему торцу листа. В процессе нагрева температура листа алюминия изменяется от начальной t_0 до конечной температуры t .

Расчетная схема теплообмена к постановке задачи теплообмена в системе горячий воздух – алюминиевый рулон представлена на рис. 1.

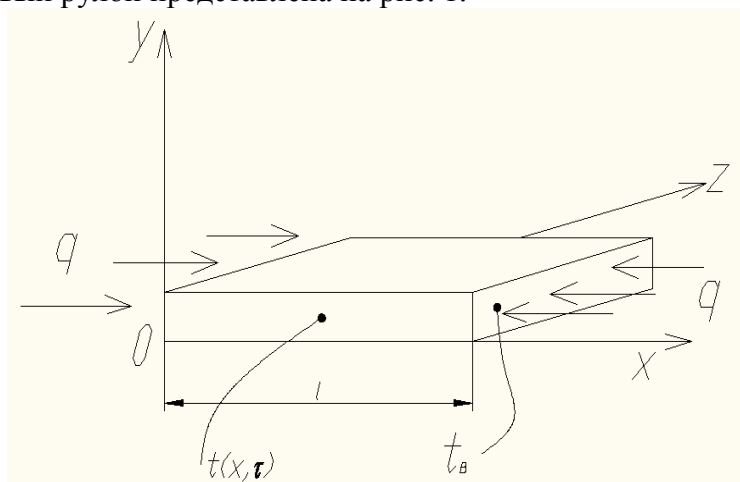


Рисунок 1. Расчетная схема теплообмена к постановке задачи в системе

горячий воздух – алюминиевый рулон.

Анализ расчетной схемы показывает, что температура листа изменяется только по координате x . Так как горячий воздух равномерно омывает торцы листа, изменения температуры по координате Z нет, т.е. $t \neq f(Z)$. По координате Y изменения температуры так же нет $t \neq f(Y)$, так как тело термически тонкое. Таким образом, температура листа изменяется только по оси рулона $t = f(x)$. Нагрев рулона нестационарный, т.е. $t = f(x, \tau)$. Нагрев происходит горячим воздухом с постоянной температурой $t_B = const$.

В начальный момент времени нагрева $\tau = 0$ температура рулона t , являющаяся функцией координаты x и времени нагрева τ , принимает значение t_0 , $t = f(x, \tau) = f(x) = t_0$.

Все это позволяет сформулировать постановку задачи теплообмена в системе горячий воздух – алюминиевый рулон. Постановка задачи включает описание процесса, расчетную схему теплообмена (рис. 1), дифференциальное уравнение теплопроводности, начальные и граничные (1) условия:

$$\begin{cases} \frac{\partial t}{\partial \tau} = a \frac{\partial^2 t}{\partial x^2} \\ t|_{x=0} = t_B \\ t|_{x=l} = t_B \\ t|_{\tau=0} = t_0 \end{cases} \quad (1)$$

Для более компактной записи, удобной для дальнейшего математического анализа, перейдем к безразмерным переменным. В данном случае в процессе нагрева переменными величинами являются время τ , координата x , температура алюминиевого листа t . Безразмерной переменной, характеризующей время нагрева, является критерий Фурье $Fo = \frac{a \cdot \tau}{l^2}$, где a – коэффициент температуропроводности; τ – время нагрева, l – ширина рулона, m . Безразмерная координата запишется выражением $\bar{x} = \frac{x}{l}$, где x – продольная координата. Температуру в безразмерном виде запишем как $T = \frac{t_B - t}{t_B - t_0}$.

Проведенные преобразования позволяют записать постановку задачи нагрева алюминиевой пластины в безразмерной форме

$$\begin{cases} \frac{\partial T(\bar{x}, Fo)}{\partial Fo} = \frac{\partial^2 T(\bar{x}, Fo)}{\partial \bar{x}^2} \\ T|_{\bar{x}=0} = 0 \\ T|_{\bar{x}=1} = 0 \\ T|_{Fo=0} = 1 \end{cases} \quad (2)$$

Поскольку поставленная задача имеет нулевые, т.е. однородные граничные условия, это позволяет использовать для ее решения метод Фурье. Используя данный метод, проведя математические преобразования, окончательно решение задачи прогрева алюминиевого листа имеет вид

$$t = t_B - (t_B - t_0) 2 \sum_{k=1}^{\infty} \frac{(1 - \cos k\pi)}{k\pi} \sin(k\pi \bar{x}) \exp^{-(k\pi)^2 Fo}, \quad (3)$$

где $k = 1, 5, 9, \dots, \infty$.

Полученная математическая модель в системе горячий воздух – алюминиевый рулон позволяет исследовать теплообмен при нагреве ленты при термообработке.

Список литературы:

1. Одинцов М.В. Анализ процесса литья алюминия в кристаллизаторе с подвижным дном [Текст]/ М.В. Одинцов // Технические науки: проблемы и перспективы: материалы междунар. заоч. Науч. конф. (г. Санкт-Петербург, март 2011 г.)/ Под общ. Ред. Г.Д. Ахметовой.– СПб.: Реноме, 2011.– с.126 – 129.
2. Горшенин, А.С. Совершенствование процесса охлаждения алюминиевых слитков воздухом на основе моделирования регулируемого конвективного теплообмена [Текст] : дис. ... канд. тех. наук : 05.14.04 : защищена 07.11.2013 : утв. 11.03.2014 / Горшенин Андрей Сергеевич. – С., 2013. – 151 с.

РАЗРАБОТКА ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДЛЯ СИСТЕМАТИЗАЦИИ МЕТОДОВ АНАЛИТИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ В ХИМИИ, ЭКОЛОГИИ, БИОЛОГИИ И МЕДИЦИНЕ

В.В. Елина, магистрант, А.Д. Кожина, студент,
О.С. Садомцева, к.х.н., доцент,
В.В. Шакирова, к.х.н., доцент,
Астраханский государственный университет,
г. Астрахань, Россия
fibi_cool@list.ru

Физико-химические методы приобретают все большее значение для целей объективной идентификации и количественного определения активных веществ. Наиболее доступны для использования в фармацевтическом, химическом и биологическом анализе фотометрические методы, в частности спектрофотометрия в ИК- и УФ-областях, фотометрия в видимой области спектра и их различные модификации. Эти методы включены в ГОСТы, Международную фармакопею и национальные фармакопеи многих стран, а также в другие нормативные документы.

Физико-химические методы анализа имеют ряд преимуществ перед классическими химическими методами. Они основаны на использовании как физических, так и химических свойств веществ и в большинстве случаев отличаются экспрессностью, избирательностью, высокой чувствительностью, возможностью унификации и автоматизации.

Включению разработанных методик в нормативные документы предшествуют широкие исследования в области фармацевтического, химического и биохимического анализа. Число выполненных и опубликованных работ по использованию фотометрических и других методов огромно.

Для систематизации накопленного аналитического и методического материала необходимо создание программного обеспечения, которое позволит мгновенно найти имеющиеся методики анализа, а так же индивидуально подобрать комплекс реагентов для определения вещества по активной части молекулы.

Программный комплекс «Аналитик+» предназначен для систематизации известных литературных данных по органическим реагентам, биологически и фармацевтически-активным веществам, ионам металлов для поиска, подбора, создания и усовершенствования аналитических, фармацевтических и биохимических методик определения веществ в различных биологических объектах.

При исследовании различных веществ используют различные химические и физико-химические методы, которые могут быть основаны на создании двух и трехкомпонентных комплексных систем, сорбционном концентрировании и т.д. программный комплекс «Аналитик +» поможет пользователям в реализации учебных и научных идей: создании научных проектов, написании и выполнении реферативных, курсовых, бакалаврских, дипломных и магистерских работ, а также будет крайне незаменим в клинико-диагностических, фармацевтических и аналитических лабораториях (рис.1).



Рисунок 1. Преимущества ПО «Аналитик +»

Данный комплекс представляет собой приложение для наиболее популярных на сегодняшний день в России операционных систем (Windows, Android, iOS), которое предоставляет доступ к систематизируемой базе данных локально, т.е. не требует наличия доступа к сети Интернет. Кроме того, в сети Интернет будет размещен сервер, также хранящий всю систематизируемую базу данных. Особенностью работы комплекса будет возможность оперативного обновления базы данных путем добавления на сервер новых статей по соответствующей тематике с последующим обновлением на устройствах конечных пользователей [1, с. 267].

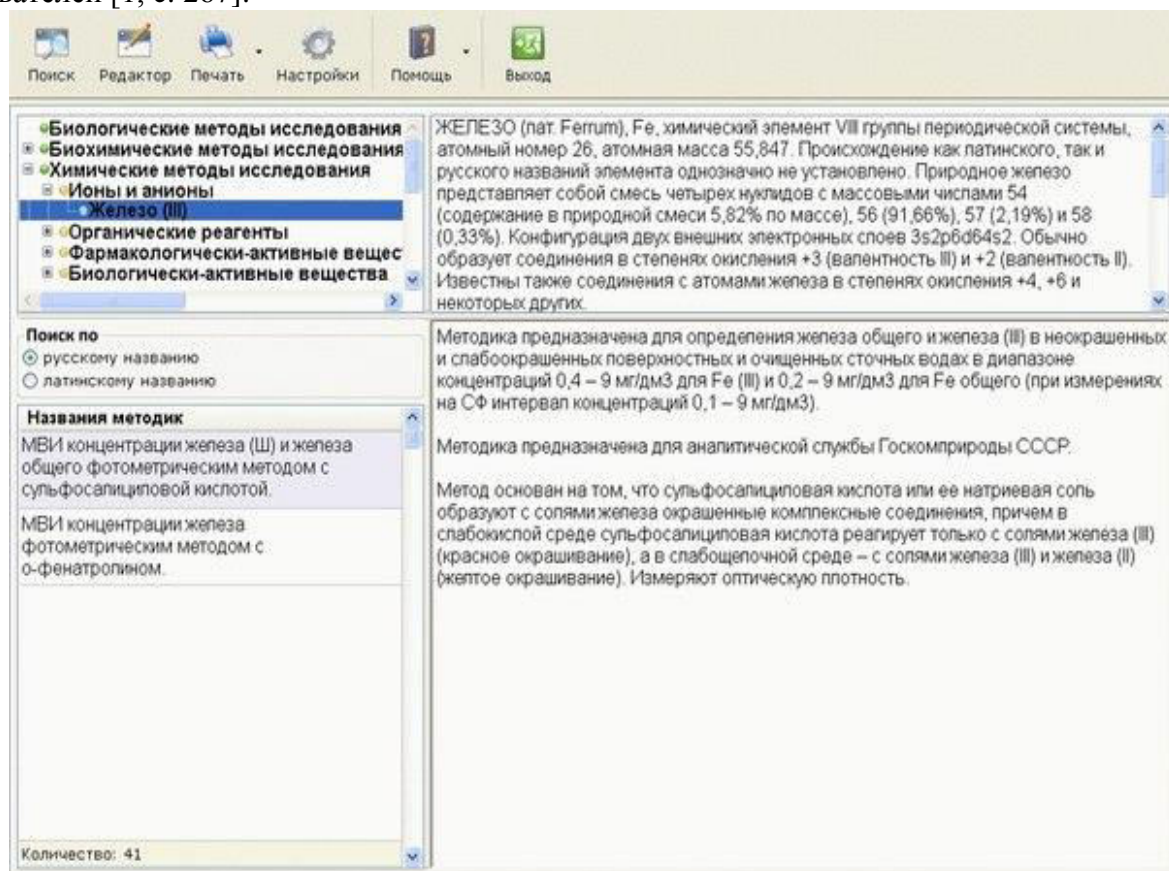


Рисунок 2. Внешний вид программного комплекса «Аналитик +»

Клиентская часть программного комплекса «Аналитик +», внешний вид которого представлен на рисунке 1, будет создана с использованием языка программирования С++ и будет поддерживать большинство версий указанных выше операционных систем. Серверная часть будет представлять собой сервер в сети Интернет, хранящий всю информацию и имеющий возможность предоставить ее любому пользователю (сайт в сети Интернет, реализующий функционал клиентского приложения) [2, с. 385].

Список литературы:

1. Брукс Ф. Мифический человеко-месяц или как создаются программные системы. – Пер. с англ. – СПб.: Символ-Плюс, 2001. – 304 с.
2. Брауде Э. Технология разработки программного обеспечения. – СПб.: Питер, 2004. – 655 с.

ПРИМЕНЕНИЕ АЛГОРИТМОВ РОЕВОГО ИНТЕЛЛЕКТА В ЗАДАЧАХ ВЫБОРА ОПТИМАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

П.В. Матренин, аспирант
В.З. Манусов, д.т.н., профессор
Новосибирский государственный технический университет,
Новосибирск, Россия
pavel.matrenin@gmail.com

Актуальность темы

Развитие электроэнергетических систем (ЭЭС) ведет к усложнению их структуры и необходимости применения интеллектуальных информационных технологий для оптимизации их режимов. В условиях рыночной экономики наиболее остро стоит задача повышения технологических показателей функционирования ЭЭС и, в частности, минимизации суммарных потерь активной мощности в электрических сетях энергосистем.

Постановка задачи

Электрические сети ЭЭС представляют собой сложно-замкнутые цепи с различными уровнями номинальных напряжений, например, 35, 110, 220, 500 кВ, которые связаны между собой повышающими или понижающими трансформаторами. С помощью «отпаек» на них возможно регулирование напряжений как под нагрузкой (РПН), так переключения без возбуждения (ПБВ). Выбор оптимальных уставок на всех трансформаторах в режиме on-line затруднен большим числом вариантов, дискретностью переменных и возможностью попасть в локальный минимум.

Применявшиеся ранее переборные методы, числа Фибоначчи и градиентные методы с допущением о непрерывности переменных хороших результатов не дали. Они достаточно громоздки и не позволяют решать задачи в реальном времени. В настоящем докладе предлагается решать эти задачи комбинаторной оптимизации с использованием алгоритмов роевого интеллекта.

Методы решения комбинаторных задач оптимизации

Методы решения комбинаторных задач оптимизации можно разделить на два класса: точные и приближенные (эвристические) методы. Точные методы позволяют получать гарантированно оптимальные решения, но применяются, как правило, только для задач малой размерности, поскольку во многих комбинаторных задачах время решения экспоненциально возрастает при увеличении размерности задачи.

Эвристические методы основаны либо на некоторых свойствах решаемых задач, либо на использовании стохастических методов, среди которых есть как простые по реализации методы случайного поиска, так и сложные эвристические и метаэвристические методы, основанные на некоторых природных механизмах и законах [1]. Жадные эвристические алгоритмы позволяют получать решения быстро, так как формируют лишь один вариант решения задачи, но полученное таким образом решение может оказаться как оптимальным, так и очень далеким от оптимального в зависимости от условий задачи [2].

Стохастические методы также не гарантируют получение точного решения, но они позволяют находить решения достаточно близкие к оптимальным для практического использования. При этом стохастическая природа большинства методов делает их применение нетривиальной задачей, поскольку для каждой алгоритмической реализации и для каждого класса задач эффективность, быстродействие, сходимость, влияние параметров алгоритма требуют тщательного исследования.

Концепция роевого интеллекта

Концепция роевого интеллекта (РИ) возникла сравнительно недавно, в конце 80-х годов XX века, в этой области все еще существует множество вопросов и задач для исследований. Концепция РИ основана на использовании децентрализованных систем,

состоящих из множества простых однообразных элементов (агентов), косвенно взаимодействующих друг с другом и с окружающей средой для достижения predetermined цели [3]. Примерами таких систем могут служить колония муравьев, рой пчел, косяк рыб, стая птиц. Концепция РИ построена на системном принципе, согласно которому за счет связей элементов возникает качественно новое образование, свойства которого не сводятся к простой сумме свойств элементов. Для РИ этот эффект проявляется в возникновении коллективного разума при объединении агентов в систему [3].

Наибольшей трудностью при использовании алгоритмов РИ является их настройка, то есть подбор параметров алгоритмов для получения высокой эффективности на каждой конкретной задаче оптимизации. В данной работе предполагается применить ранее разработанный подход, основанный на эволюционной адаптации параметров алгоритмов РИ к условиям решаемых задач [4]. На данный момент исследования проводились на примере алгоритма роя частиц и колонии муравьев для задач календарного планирования.

Настройка параметров алгоритмов роевого интеллекта

Во многих работах, посвященных алгоритмам РИ, выполняется подбор параметров алгоритмов для повышения их эффективности. Например, автор алгоритма муравьиной колонии М. Дориго указывает, что в экспериментах использовались 3–5 вариантов значений по каждому из параметров для выбора наилучших [5]. В работе [6] авторы пишут, что метод колонии муравьев «сильно зависит от настроечных параметров, которые подбираются только исходя из экспериментов». В работе [7] дается обзор исследований алгоритма роя частиц с указанием примитивности и низкой эффективности ручной настройки параметров, а более сложные способы подбора критикуются за ограничение области применения и излишнее усложнение алгоритма. При этом во всех указанных исследованиях рассматриваются отдельные алгоритмы РИ, а не концепция в целом.

Новизна разработанного подхода состоит в исследовании влияния параметров алгоритмов РИ на их эффективность и в предложенном методе эволюционной адаптации параметров алгоритмов под условия каждой конкретной задачи с помощью генетического алгоритма. Особенностью является разработка единого подхода ко всем алгоритмам РИ [8].

Разработанный метод адаптации может быть описан следующим образом. Решение прикладной задачи оптимизации выполняется каким-либо алгоритмом РИ, в качестве надсистемы, проводящей подбор параметров используется генетический алгоритм. В качестве генов используются параметры алгоритмов, качество полученного на этом наборе коэффициентов решения принимается за значение функции приспособленности. Лучшие наборы коэффициентов отбираются для следующих итераций, проходят скрещивание и мутацию, таким образом, достигается адаптация к каждой решаемой в данный момент задаче.

Предложенный метод отличается большой гибкостью. Он не зависит ни от вида задачи оптимизации, ни от выбора алгоритма РИ и его реализации, что выделяет его среди других способов подбора коэффициентов. Дополнительным преимуществом является эффективность распараллеливания расчетов [4, 9], поскольку оно выполняется на уровне надсистемы, что значительно упрощает программную реализацию и повышает эффективность распараллеливания, так как увеличивается доля вычислений, проводимых параллельно.

Заключение

На данный момент эффективность предложенного метода экспериментально подтверждена для алгоритмов колонии муравьев [4] и роя частиц [9] на комбинаторных задачах календарного планирования. На тестовых задачах из библиотеки «Operation Research Library» были проведены вычислительные эксперименты. Предложенная эволюционная адаптация алгоритмов роя частиц и колонии муравьев повысила эффективность относительно решений, полученных при ручном подборе параметров, на 0,3–8,5 %. Отклонения результатов от наилучших результатов других авторов по многим задачам отсутствуют, наибольшее отклонение не превысило 2,5 %.

Полученные результаты позволяют предполагать, что разработанные адаптивные алгоритмы РИ применимы и для получения эффективных решений задачи выбора оптимальных режимов работы трансформаторов в ЭЭС.

Список литературы:

1. Карпенко А.П. Популяционные алгоритмы глобальной оптимизации. Обзор новых и малоизвестных алгоритмов [Текст] / А.П. Карпенко // Приложение к журналу «Информационные технологии». – 2012. – №7. – С. 1–32.
2. Скиена С. Алгоритмы. Руководство по разработке [Текст] / Стивен Скиена. – 2-е изд.: пер. с англ. СПб.:БХВ-Петербург, 2013. – 720 с.:ил.
3. Beni G. Swarm Intelligence in Cellular Robotic Systems. [Текст] / G. Beni, J. Wang // Proceed. NATO Advanced Workshop on Robots and Biological Systems, Tuscany, Italy, June 26–30 (1989).
4. Матренин П.В. Оптимизация адаптивного алгоритма муравьиной колонии на примере задачи календарного планирования [Текст]/ П.В. Матренин, В.Г. Секаев // Программная инженерия. – 2013. – №4. – С. 34–40.
5. Dorigo M. The Ant System: Optimization by a colony of cooperating agents [Текст] / M. Dorigo, V. Maniezzo, A. Coloni // IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics – Part B. 1996. V. 26. No. 1.
6. Чураков М. Муравьиные алгоритмы [Электронный ресурс] / М. Чураков, А. Якушев // Режим доступа: <http://rain.ifmo.ru/cat/data/theory/unsorted/ant-algo-2006/article.pdf>.
7. Pedersen M. Simplifying Particle Swarm Optimization [Текст]/ М. Pedersen, A. Chipperfield // School of Engineering Sciences, University of Southampton, UK. AppliedSoftComputing, 2009.
8. Матренин П.В. Системное описание алгоритмов роевого интеллекта [Текст]/ П.В. Матренин, В.Г. Секаев // Программная инженерия. – 2013. – №12. – С. 39–45.
9. Матренин П.В. Разработка и исследование адаптивных методов роевого интеллекта в задачах календарного планирования [Текст] / П.В. Матренин // Автоматика и программная инженерия. – 2013. – №1(3). – С. 109–114.

ПРИСОЕДИНЕНИЕ СИСТЕМ ТЯГОВОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НА ОСНОВЕ СХЕМЫ СКОТТА К ТРЕХФАЗНОЙ СЕТИ

П.В. Морозов, к.т.н., доцент, Ю.В. Морозов, к.т.н., доцент
Новосибирский государственный технический университет,
г. Новосибирск, Россия,
sibfrost24@mail.ru

Системы электроснабжения переменного тока применяются на многих железных дорогах РФ в том числе, на участке Москва – Нижний Новгород, Черепаново – Барнаул, Барнаул – Артышта (на Западно-Сибирской железной дороге). Также система электроснабжения переменного тока нашла применение на Восточно-Сибирской и Красноярской железной дороге, а также Байкало-Амурской магистрали (БАМ) [1]. Первая система электроснабжения 2×25 кВ была применена на белорусской железной дороге, а затем на Восточно-Сибирской. Наиболее сложную структуру имеет система электроснабжения БАМ, в связи с чем она представляет наибольший интерес для исследования возможности применения трансформаторных преобразователей Скотта с устройством уравнивания мощности (УУМ) [2]. Укрупненная структурная схема системы электроснабжения Северобайкальского участка (рис. 1) отражает классификацию применяемых там подстанций. Значительную долю подстанций составляют подстанции с преобразователями 110/55/10 кВ, которые как раз служат для питания системы 2×25 кВ.

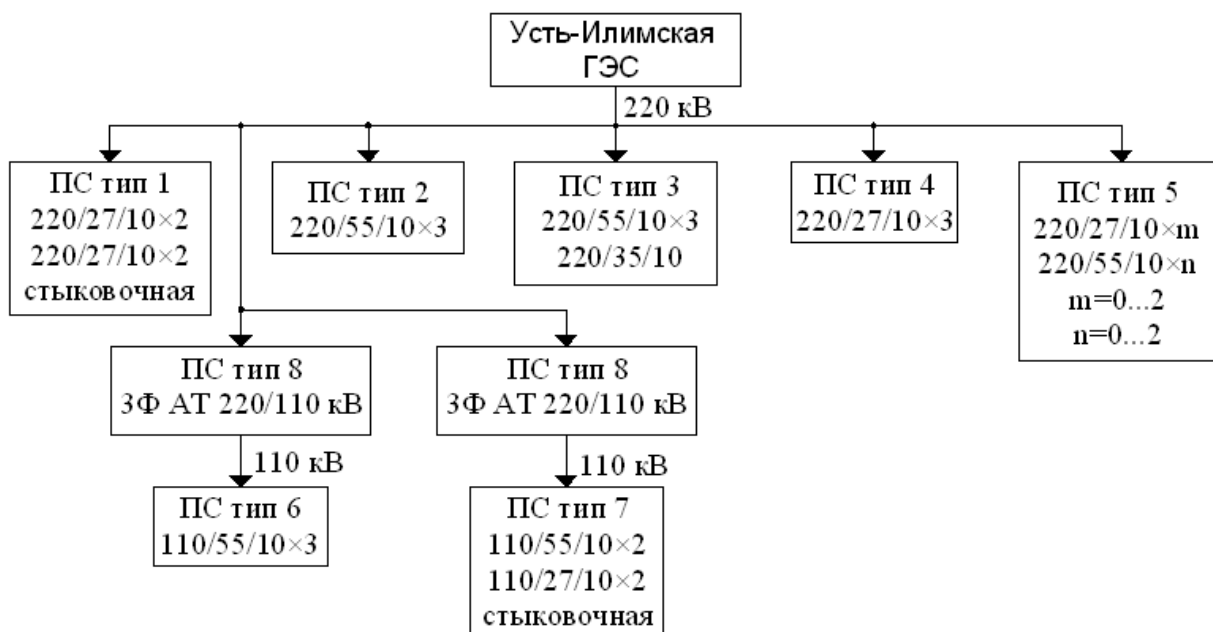


Рисунок. 1. Укрупненная структура системы электроснабжения Северо-Байкальского участка БАМ

Питание системы тягового электроснабжения Северо-Байкальского участка БАМ осуществляется от Усть-Илимской ГЭС трехфазным напряжением 220 кВ.

Передача энергии в тяговые сети переменного тока 50 кВ или 25 кВ происходит с помощью тяговых подстанций различных типов (тип 1 – 7). Эти подстанции присоединены к первичной трехфазной сети 220 кВ либо непосредственно (тип 1 – 5), либо через трехфазные автотрансформаторные подстанции (тип 8 220/110 кВ).

Наибольший интерес представляют тяговые подстанции с тремя трансформаторами 220(110)/55/10 кВ и стыковочные подстанции.

Несмотря на неоднородность электрификации БАМ, там имеются точки присоединения автотрансформаторных систем тягового электроснабжения к высоковольтным трехфазным сетям 110/220 кВ, где следует применять предложенные в настоящей работе решения.

Электромагнитная совместимость автотрансформаторной системы тягового электроснабжения на основе подстанций с двумя однофазными трансформаторами с трехфазной сетью определяется потерями напряжения в энергосистеме и трансформаторах. Эти потери зависят от нагрузки подстанции, которая включает в себя автотрансформаторы и сами тяговые нагрузки (электровозы). Существенное влияние на электромагнитную совместимость двух однофазных трансформаторов с трехфазной сетью оказывает неравенство токов в тяговых нагрузках, так как оно порождает токовую несимметрию в трехфазной сети. Теперь оценка этой несимметрии проведена с учетом примерных технических характеристик трансформаторов и элементов межподстанционных зон.

Поскольку в работе не ставится задача исследования функционирования электростанций и ЛЭП напряжением более 220 кВ, принято, что тяговые подстанции получают питание от источника бесконечной мощности. Следовательно, потери напряжения определяются сопротивлениями трансформаторов [3].

Кроме того, необходимо учесть характеристики контактного и питающего провода и линейных автотрансформаторов в межподстанционной зоне. Это обусловлено тем, что передача энергии в системе электроснабжения реализуется при повышенном напряжении относительно номинального напряжения электроподвижного состава.

Токовая несимметрия двух однофазных трансформаторов составляет около 30 % [4]. В связи с тем, что обмотки трансформатора и провода трехфазной сети, подходящей к подстанции питающей СЭС 2×25 кВ обладают некоторым сопротивлением, несимметрия по току порождает несимметрию по напряжению, которая нормируется ГОСТ 13.109-97.

Несимметрия напряжений порождает потери мощности в трансформаторе, которые определяются с учетом характеристик трансформатора [5].

Примем типовые значения параметров транзита до подстанции более высокого уровня. Расстояние до подстанции более высокого уровня $L_B = 600$ км; применяются сталеалюминевые провода с поперечным сечением 0,1 Ом/км.

Погонное сопротивление одной транзитной фазы провода между подстанциями разных уровней $z_a = z_b = z_c = 0,1$ Ом/км. При расстоянии между подстанциями 200 км сопротивления проводов фаз $Z_A = Z_B = Z_C = 0,1 \cdot 600 = 60$ Ом

С учетом падения напряжения на проводах и ранее оцененного падения напряжения на трансформаторах система напряжений возле подстанции более высокого уровня будет иметь вид:

$$U_{A2} = U_{A1} + I_A \cdot Z_A \quad (1)$$

$$U_{B2} = U_{B1} + I_B \cdot Z_B \quad (2)$$

$$U_{C2} = U_{C1} + I_C \cdot Z_C \quad (3)$$

где соответственно U_{A1} , U_{B1} , U_{C1} – фазные напряжения на трансформаторах подстанции более низкого уровня, I_A , I_B , I_C – токи в транзитных фазах.

Коэффициент несимметрии по напряжению в результате расчетов получился 2,3%, что превышает значение, приведенное в ГОСТ. Следовательно, чтобы уменьшить несимметрию не меняя структуры трансформаторного преобразователя, требуется сокращать расстояние между подстанциями, перенос подстанции – мероприятие значительно более сложное, чем замена трансформаторного преобразователя на прежнем месте.

Аналогичный анализ был проведен для системы электроснабжения на основе трансформатора Скотта при тех же положениях электровозов, что и в системе с однофазными трансформаторами (рис. 2).

Как показало моделирование функционирования трансформатора Скотта с УУМ с использованием модели на основе многоуровневых мостов и схемы управления [2], коэффициент несимметрии по току в этом случае составляет 0,9 %.

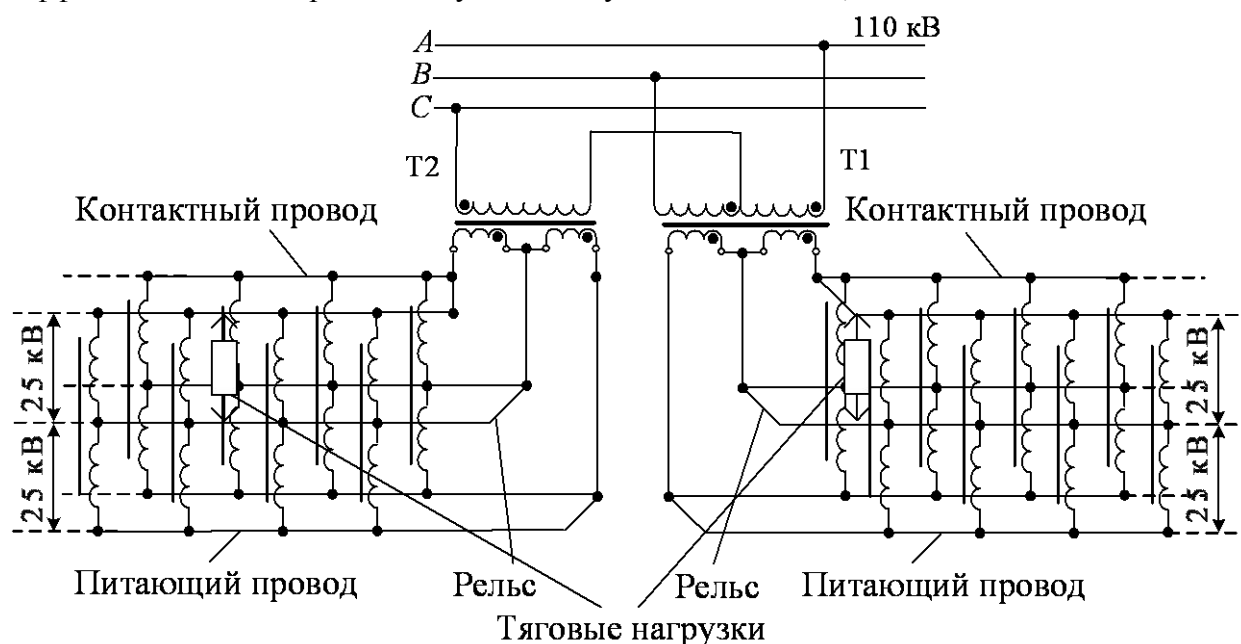


Рисунок. 2 Подстанция с трансформаторами Скотта

Расчет коэффициента несимметрии по напряжению для трансформатора Скотта проводится аналогично расчету для однофазных трансформаторов по формулам (1) – (3). Таким образом, применение трансформатора Скотта вместо однофазных трансформаторов приводит к значительному снижению несимметрии по напряжению из-за потерь в трансформаторе и проводах. Степень снижения несимметрии по напряжению в основном зависит от длины проводов, идущих от подстанции более высокого уровня.

Чем меньше длина проводов, тем меньше несимметрия по напряжению, порождаемая той же самой несимметрией по току. При расстоянии до подстанции более высокого уровня 600 км и более коэффициент несимметрии по напряжению для однофазных трансформаторов превышает значение, приведенное в ГОСТ, что требует либо переноса подстанции, либо применения трансформатора Скотта. Применение трансформатора Скотта получается более предпочтительным, так как в данном случае не требуется полный демонтаж подстанции, землеотвод и строительство подстанции на новом месте, и, соответственно увеличение количества подстанций.

Список литературы:

1. Бородулин Б.М. Система тягового электроснабжения 2×25 кВ / Б.М. Бородулин, М.И. Векслер, В.Е. Марский, И.В. Павлов. – М.: Транспорт, 1989. – 247 с.
2. Манусов В. З. Снижение несимметрии в трехфазной сети, питающей двухфазную сеть тяговых подстанций скоростных железных дорог переменного тока / В. З. Манусов, П. В. Морозов // Доклады Томского государственного университета систем управления и радиоэлектроники. – 2012. – № 1 (25), ч. 1. – С. 204–207.
3. Варенцов В.М. К вопросу о расчете систем тягового электроснабжения // Вестник ВНИИЖТ – 2002. – №6 – С. 40 – 43.
4. Обобщенный сравнительный анализ трансформаторных преобразователей в системах электроснабжения скоростных железных дорог / В. З. Манусов, Ю. В. Морозов, П. В. Морозов, К. Н. Бойко // Теория и практика современной науки : материалы 10 междунар. науч.-практ. конф., Москва, 27–28 июня 2013 г. - Москва : Спецкнига, 2013.– С. 102–105.
5. Магазинник Л.Т., Егорова Н.Ю. Оценка величины дополнительных потерь мощности, обусловленных несимметрией токов.// Современные наукоемкие технологии, 2006.–№4.– С. 44–45

КОМПЬЮТЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПОВЕДЕНИЯ ТЯГОВОГО АСИНХРОННОГО ЭЛЕКТРОПРИВОДА ЭЛЕКТРОВОЗА ПОСТОЯННОГО ТОКА ПРИ ВНЕШНЕМ КОРОТКОМ ЗАМЫКАНИИ

М.Ю. Пустоветов, доцент каф. ЭМА, И.В. Сиянский, заведующий сектором
ФГБОУ ВПО РГУПС,
г. Ростов-на-Дону, Россия, ОАО «ВЭЛНИИ»,
г. Новочеркасск, Россия
mgsn2006@rambler.ru

При эксплуатации электровозов постоянного тока с тяговым асинхронным электроприводом (ЭП) представляют интерес процессы, происходящие в случае возникновения внешнего короткого замыкания (КЗ), т.е. КЗ в контактной сети. Рассмотрим поведение ЭП на примере промышленного электровоза НППМ-2 [1]. На нем использован частотно-регулируемый ЭП с тяговыми асинхронными двигателями (ТАД) типа ДТА-350М, каждый из которых питается от индивидуального двухуровневого автономного инвертора напряжения (АИН) на элементной базе высоковольтных транзисторов *IGBT*. Пара АИН, питающая ТАД одной двухосной тележки, соединены параллельно и содержат на входе общий Г-образный *LC*-фильтр, который через выключатель быстродействующий (ВБ) подключен к контактной сети (КС) напряжением 1,5 кВ.

При возникновении внешнего КЗ напряжение в КС падает до нуля. Начинает падать напряжение U_d звена постоянного тока – емкость Г-образного фильтра *C1* через реактор *L1* и ВБ (ток через него возрастает) разряжается в цепь КЗ. Система управления распознает КЗ, снимает импульсы управления с транзисторов АИН и подает в катушку ВБ сигнал на отключение ВБ. Фазные токи ТАД падают до нуля. Спадает до нуля U_d . Начинают размыкаться контакты ВБ, между ними возникает дуга. ТАД переходят в генераторный режим, нарастает U_d , так как заряжается *C1*. При этом фазные токи ТАД достигают значительных величин – более 2 кА в амплитуде (по данным опытов). Результаты компьютерного моделирования вышеописанного процесса показаны на (рис. 1). На (рис. 1) и далее подразумевается, что внешнее КЗ произошло в момент времени $t = 1$ с. Используются компьютерные модели трехфазного ТАД [2], АИН [3] и реактивного момента нагрузки [2], ранее разработанные в среде *OrCAD* [4]. С целью упрощения модели ЭП не моделировался процесс горения электрической дуги. Моделирование ВБ произведено посредством ключа с программируемыми временем и длительностью размыкания и значениями активного сопротивления в замкнутом и разомкнутом состояниях. Аналогичный ключ, но на замыкание, использован для имитации цепи КЗ.

Ввиду опасности для элементов схемы столь больших токов возникла идея в случае внешнего КЗ не снимать импульсы управления с транзисторов АИН, а зная частоту вращения ротора ТАД, подавать с АИН на обмотку статора напряжение с частотой, синхронной частоте вращения. При этом скольжение ротора ТАД будет равно нулю. Таким образом, постепенно понижая частоту и напряжение на выходе АИН, можно осуществить снижение частоты вращения ТАД до полной остановки при нулевом токе. Возможно также поддерживать небольшое скольжение ротора с положительным или отрицательным знаком, соответственно доводя ротор до полной остановки в двигательном либо генераторном режиме. Поддержание генераторного режима позволяет увеличить U_d за счет кинетической энергии вращающихся масс.

Нужно отметить, что способ управления преобразователем частоты, согласно которому прерывают рабочий режим управления и снижают с ограниченной скоростью выходную частоту АИН, применяется в частотно-регулируемых ЭП при нарушении электроснабжения, то есть при исчезновении напряжения [5]. Скорость изменения выходной частоты АИН ограничивают с целью ограничения величины тормозного тока, который

используют для поддержания или увеличения U_d . При возобновлении электропитания повышают выходную частоту АИН и восстанавливают рабочий режим управления. Принципиальная разница между режимами исчезновения напряжения питающей сети и при внешнем КЗ питающей КС постоянного напряжения заключается в том, что во втором случае обе шины (положительная и отрицательная) звена постоянного тока оказываются замкнутыми на землю до размыкания контактов ВБ.

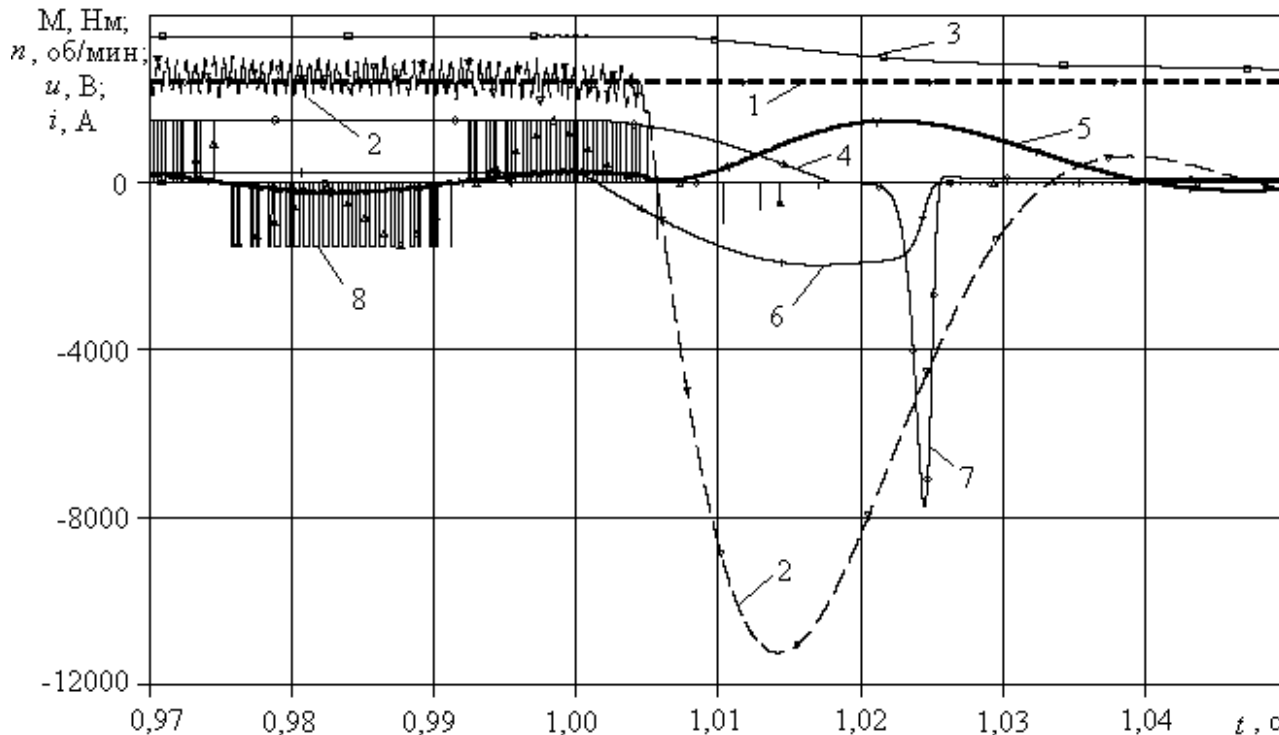


Рисунок 1. Результаты компьютерного моделирования переходных процессов в ЭП с ТАД при внешнем КЗ в случае снятия импульсов управления с транзисторов АИН. Графики: 1 – момент нагрузки на валу ТАД; 2 – электромагнитный момент ТАД; 3 – частота вращения ротора ТАД, домноженная на шесть; 4 – напряжение на конденсаторе звена постоянного тока С1; 5 – ток фазы ТАД, в которой достигается наибольшее ударное значение после КЗ; 6 – ток через реактор $L1$ звена постоянного тока; 7 – напряжение между контактами ВБ; 8 – линейное напряжение на выходе АИН

Была проведена серия вычислительных экспериментов, имитирующих процесс после внешнего КЗ при разных длительностях размыкания контактов ВБ в диапазоне от 0,00229 с до 0,0229 с (последнее значение взято по опытной осциллограмме, как и общее для всех случаев значение длительности времени от момента КЗ до начала размыкания контактов ВБ – 0,0073 с). Реализован закон изменения выходного напряжения АИН $U / f = \text{const}$. Выходная частота АИН в каждый момент времени рассчитывается как

$$f = \frac{\omega_{2\text{ТАД}} \cdot p}{2\pi},$$

где $\omega_{2\text{ТАД}}$ – частота вращения ротора ТАД; p – число пар полюсов ТАД.

Пример результатов моделирования переходных процессов при внешнем КЗ в случае оставления импульсов управления на транзисторах АИН и слежения за частотой вращения ТАД с целью получения процесса замедления и остановки ТАД при нулевом токе для длительности размыкания контактов ВБ 0,00229 с показан на рис. 2. Стоит отметить в этом случае значительный рост пикового значения напряжения между контактами ВБ при размыкании – оно превышает -60 кВ.

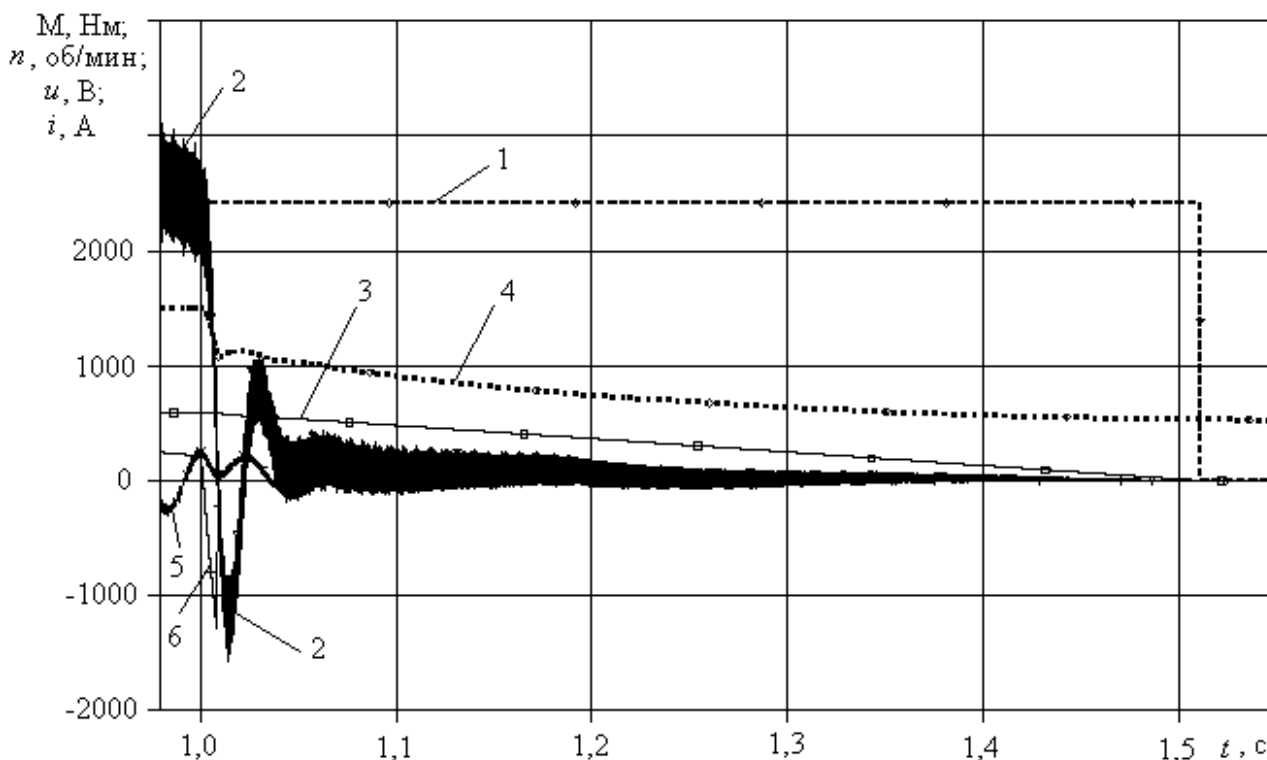


Рисунок 2. Результаты компьютерного моделирования переходных процессов в ЭП с ТАД при внешнем КЗ в случае оставления импульсов управления на транзисторах АИН и слежения за частотой вращения ТАД с целью получения процесса замедления и остановки ТАД при нулевом токе. Графики: 1 – момент нагрузки на валу ТАД; 2 – электромагнитный момент ТАД; 3 – частота вращения ротора ТАД; 4 – напряжение на конденсаторе звена постоянного тока $C1$; 5 – ток фазы ТАД, в которой достигается наибольшее ударное значение после КЗ; 6 – ток через реактор $L1$ звена постоянного тока

Сводные результаты моделирования при внешнем КЗ в случае оставления импульсов управления на транзисторах АИН и слежения за частотой вращения ТАД с целью получения процесса замедления и остановки ТАД при нулевом токе приведены на (рис. 3), где величины после КЗ даны в процентах от величин до КЗ: 1 – минимальное значение u_d ; 2 – модуль ударного фазного тока к амплитуде до КЗ; 3 – модуль ударного тормозного момента к величине момента нагрузки.

Основные выводы по результатам моделирования поведения ЭП электровоза постоянного тока с ТАД при внешнем КЗ следующие.

1. В случае если к моменту завершения размыкания контактов ВБ напряжение U_d упало до нуля, то практически безразлично с точки зрения ударных величин тормозного тока и электромагнитного момента ТАД, снимать ли или оставлять импульсы управления на транзисторах АИН. В этом случае процесс торможения ТАД контролировать невозможно.

2. Чем меньшее падение U_d удастся допустить к моменту завершения размыкания контактов ВБ, тем меньшие значения ударных величин тормозного тока и электромагнитного момента ТАД будут получены при переходе в режим поддержания регулируемого скольжения при снижении выходной частоты АИН.

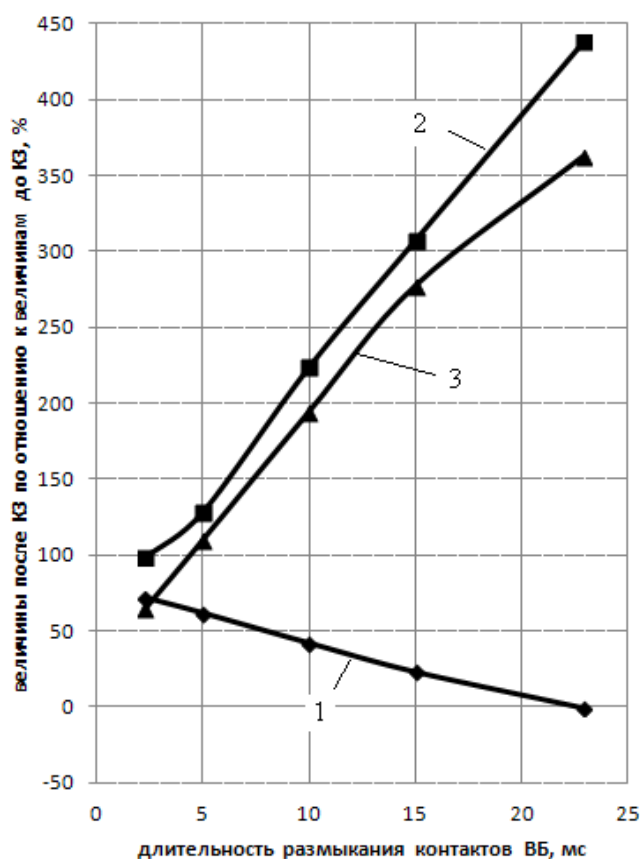


Рисунок 3. Сводные результаты моделирования при внешнем КЗ в случае оставления импульсов управления на транзисторах АИН и слежения за частотой вращения ТАД с целью получения процесса замедления и остановки ТАД при нулевом токе

Список литературы:

1. Курочка, А.А. Выбор алгоритма широтно-импульсной модуляции в автономном инверторе напряжения промышленного электровоза НПМ2 / А.А. Курочка, Д.А. Кабанов, Л.Д. Лушникова // Вестник ВЭЛНИИ, 2004. – №1. – С. 156 – 163.
2. Пустоветов М.Ю., Солтус К.П., Синявский И.В. Компьютерное моделирование асинхронных двигателей и трансформаторов. Примеры взаимодействия с силовыми электронными преобразователями/ – Saarbrucken, Германия: LAP LAMBERT Academic Publishing, 2013. – 209 с.
3. Пустоветов М.Ю. Моделирование характеристик частотно-регулируемого электропривода с синус-фильтром // Математическое и программное обеспечение систем в промышленной и социальной сферах. – 2013. – №1. – С. 18 – 26.
4. Разевиг, В.Д. Система проектирования OrCAD9.2 / В.Д. Разевиг. – М. : Солон-Р, 2001. – 528 с.
5. Карандаев, А.С. Способы повышения устойчивости частотно-регулируемых электроприводов при нарушениях электроснабжения / А.С. Карандаев, Р.Р. Храмшин, Т.Р. Храмшин, В.Р. Храмшин, А.Р. Губайдуллин // Машиностроение: сетевой электронный научный журнал, 2013. – №1 – С. 62 – 69.

РАСЧЕТ ПОЛНОГО СОСТАВА ПРОДУКТОВ ПАРОВОЙ КОНВЕРСИИ МЕТАНА

В.Г. Тупоногов, преподаватель, Г.Н. Скисов, студент, В.А. Чернышёв, студент,
Е.С. Лабинцев, студент

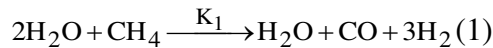
Научный руководитель: В.Г. Тупоногов, доктор технических наук, профессор
Уральский Федеральный Университет имени первого Президента России

Б. Н.Ельцина,
г. Екатеринбург
v.g.tuponogov@urfu.ru

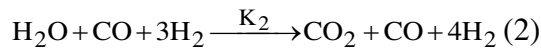
Паровая конверсия метана – один из базовых процессов химической промышленности.

Процесс паровой конверсии рассматривается для соотношения $H_2O:CH_4 = 2:1$, в отличие от работ [1,2], где данный процесс рассматривается при соотношении $H_2O:CH_4 = 1:1$.

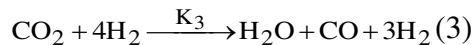
Процесс паровой конверсии метана при соотношении $H_2O:CH_4 = 2:1$ представляют эндотермической реакцией



идущей с увеличением объема продуктов в $5/3 = 1,66$ раза, которая сопровождается прямой



и обратной реакцией конверсии CO водяным паром [3] (реакция водяного газа)



Моделирование процесса паровой конверсии метана

Скорость продуктов конверсии:

$$\bar{w} = w_0 / (1 + 2 \cdot r_{CH_4}), \quad (4)$$

где w_0 – скорость на выходе из реторты продуктов конверсии в расчёте на пустое сечение при рабочих параметрах.

Средняя по высоте реторты скорость продуктов имеет значение

$$w = 3 \cdot w_0 \int_0^{1/3} \frac{dr_{CH_4}}{1 + 2r_{CH_4}} = 0,766w_0, \quad (5)$$

Уравнение, выражающее убыль концентрации метана по высоте реторты записывается выражением

$$-\frac{w}{\varepsilon} \cdot \frac{dr_{CH_4}}{dz} = -K_1 \cdot S \cdot r_{CH_4}, \quad (6)$$

Решение уравнения (6) при граничном условии $r_{CH_4}|_{z=0} = 1/3$ даёт концентрацию метана на выходе из реторты

$$r_{CH_4} = 0,2 \exp\left(-\frac{K_1 \cdot S \cdot \varepsilon \cdot h}{w}\right), \quad (7)$$

где h – высота слоя катализатора;

K_1 – константа скорости убыли метана при взаимодействии с водяным паром на алюмоникелевом катализаторе;

ε – порозность катализатора;

S – удельная внешняя площадь катализатора;

z – текущая координата, отсчитывается от нижнего торца реторты.

С целью определения концентрации CO и CO_2 на выходе из реторты составлена система из двух дифференциальных уравнений (8) и (9).

Образующийся CO в реакции (1) со скоростью $\frac{1}{5} K_1 \cdot S \cdot \exp(-\frac{K_1 \cdot S \cdot \varepsilon}{w} \cdot z)$, по реакции (2) при взаимодействии с H_2O превращается в CO_2 со скоростью $K_2 \cdot S \cdot r_{\text{CO}}$, а образуется по реакции (3) из CO_2 и H_2O со скоростью $K_3 \cdot S \cdot r_{\text{CO}_2}$. На основании изложенного напомним уравнение материального баланса для CO :

$$\frac{W}{\varepsilon} \cdot \frac{dr_{\text{CO}}}{dz} = \frac{1}{5} K_1 \cdot S \cdot \exp(-\frac{K_1 \cdot S \cdot \varepsilon}{w} \cdot z) - K_2 \cdot S \cdot r_{\text{CO}} + K_3 \cdot S \cdot r_{\text{CO}_2}, \quad (8)$$

Диоксид углерода по реакции (3) при взаимодействии с H_2 превращается в оксид углерода CO со скоростью $K_3 \cdot S \cdot r_{\text{CO}_2}$, который по реакции (2), взаимодействуя с H_2O превращается в CO_2 со скоростью $K_2 \cdot S \cdot r_{\text{CO}}$.

На основании изложенного напомним уравнение материального баланса для объемной концентрации CO_2 :

$$\frac{W}{\varepsilon} \cdot \frac{dr_{\text{CO}_2}}{dz} = K_2 \cdot S \cdot r_{\text{CO}} - K_3 \cdot S \cdot r_{\text{CO}_2}, \quad (9)$$

Решение системы из двух уравнений (8) и (9) при граничных условиях к упомянутым уравнениям $r_{\text{CO}}|_{z=0} = 0$ и $r_{\text{CO}_2}|_{z=0} = 0$ дает следующий результат

$$r_{\text{CO}} = \frac{1}{5} \left[\frac{K_3}{K_2 + K_3} + \frac{K_1 \cdot K_2 \cdot \exp(-\frac{(K_2 + K_3)S \cdot \varepsilon \cdot h}{w})}{(K_1 - K_2 - K_3)(K_2 + K_3)} - \frac{(K_1 - K_3) \cdot \exp(-\frac{K_1 \cdot S \cdot \varepsilon \cdot h}{w})}{K_1 - K_2 - K_3} \right], \quad (10)$$

где K_2 – эффективная константа скорости расходования CO при взаимодействии с H_2O , [5] по реакции (2).

Константа скорости обратной реакции (3) $K_3 = \frac{K_2}{K_p}$,

где K_p – константа равновесия реакции водяного газа, значения которой берутся из [3].

Концентрация CO_2 :

$$r_{\text{CO}_2} = \frac{(1 - 5 \cdot r_{\text{CH}_4}) - 5 \cdot r_{\text{CO}}}{5}, \quad (11)$$

В модель заведены следующие параметры: $K_1 = 87,5 \exp[-7882/(273+t)]$, $\text{M}^3/(\text{M}^2 \cdot \text{c})$, [4]; $S = 258 \text{ M}^2/\text{M}^3$; $\varepsilon = 0,345 \text{ M}^3/\text{M}^3$; высота слоя катализатора $h = 1 \text{ M}$; $K_2 = 3,6 \exp[-6600/(273+t)]$, $\text{M}^3/(\text{M}^2 \cdot \text{c})$, [5]; константа равновесия $K_p = 1,536$ при температуре $710 \text{ }^\circ\text{C}$ [3]; площадь сечения реторты $F_p = 0,01766 \text{ M}^2$; скорость продуктов $w_0 = 1,98 \text{ M}/\text{c}$.

Эксперимент

Для проверки модели были проведены эксперименты по паровой конверсии метана при соотношении $\text{H}_2\text{O}:\text{CH}_4 = 2:1$ в эндотермическом генераторе ЭН-60Г В реторту засыпался слой алюмоникелевого катализатора КСН-2: $S = 258 \text{ M}^2/\text{M}^3$, $\varepsilon = 0,345 \text{ M}^3/\text{M}^3$, $h = 1 \text{ M}$. В слое поддерживалась температура $710 \text{ }^\circ\text{C}$. Ширина кольцевого канала 25 мм , наружный диаметр 250 мм . Площадь сечения кольцевого канала $F_p = 0,01766 \text{ M}^2$.

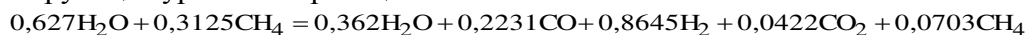
Расход метана на конверсию составлял $7 \text{ M}^3/\text{ч}$, на обогрев реторты $4 \text{ M}^3/\text{ч}$. Водяной пар с температурой $200 \text{ }^\circ\text{C}$ подавался в количестве $11,3 \text{ кг}/\text{ч}$.

Анализ продуктов конверсии проводили на хроматографе.

Материальный баланс эксперимента

В соответствии с уравнением (1) из 7 м³/ч метана получается 35 м³/ч продуктов конверсии.

Результирующее уравнение реакции:



Результаты моделирования для сравнения с экспериментом представлены в таблице.

Удовлетворительное качественное и количественное совпадение модели и эксперимента дает основание утверждать о правильном подходе к моделированию паровой конверсии метана при мольном отношении $\text{H}_2\text{O}:\text{CH}_4 = 2:1$.

Таблица 1. Сравнение экспериментально полученных концентраций продуктов паровой конверсии метана при отношении с полученными из модели и равновесными.

Сравнение	Концентрации компонентов, %					
	CO	H ₂ O	CH ₄	CO ₂	H ₂	$\sum r_i, \%$
Эксперимент	14,28	23,19	4,5	2,7	55,33	100
Моделирование	14,5	23	4,5	2,5	55,5	100
По равновесию	14,0	14,34	1,75	5,62	64,29	100

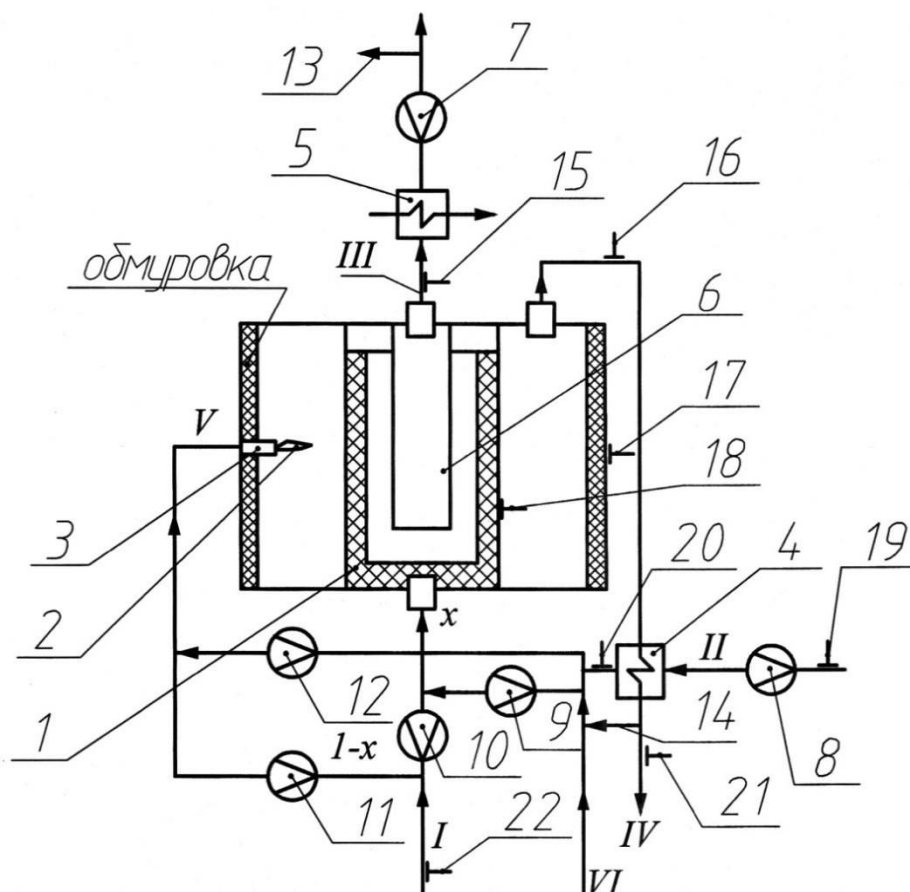


Рисунок 1. Принципиальная схема эндотермического генератора с газовым обогревом:
 1 – реторта с катализатором; 2 – камера сгорания; 3 – газовые горелки; 4 – трубчатый пальчиковый рекуператор двойной циркуляции; 5 – охладитель; 6 – рекуператор; 7 – ротаметр расхода продуктов конверсии; 8 – ротаметр расхода общего воздуха; 9 – шайба расхода пара на конверсию; 10 – ротаметр расхода метана на конверсию; 11 – ротаметр расхода метана на обогрев реторты;
 12 – ротаметр расхода воздуха на обогрев реторты; 13 – отбор продуктов конверсии на анализ; 14 – отбор продуктов сгорания на анализ; 15 – датчик контроля температуры продуктов конверсии; 16 – датчик контроля температуры отходящих дымовых газов на

выходе из камеры сгорания; 17 – датчик контроля температуры стенки установки; 18 – датчик контроля температуры стенки реторты; 19 – датчик контроля температуры воздуха до подогревателя; 20 – датчик контроля температуры воздуха после подогревателя; 21 – датчик контроля температуры отходящих дымовых газов после подогревателя; 22 – датчик контроля температуры метана (природного газа); I – вход природного газа; II – вход воздуха; III – выход продуктов конверсии; IV – выход продуктов сгорания в дымовую трубу; V – подача к горелкам газозвоздушной смеси; VI – подвод водяного пара; $t_b, t_{пт}, t_{пк}$ – температуры воздуха, природного газа на входе и продуктов конверсии на выходе; x – доля природного газа, поступающего на конверсию; $(1-x)$ – на обогрев реторты; \odot – ротаметр; — – термометр сопротивления (термопара).

Список литературы:

1. Писаренко Е.В., Писаренко В.Н. Энерго- и ресурсосберегающий процесс получения синтез-газа из природного газа в производстве метанола. Теорет. основы хим. технологии. 2001. Т.45. №4. С 371.
2. Fernandez J.R., Abanades J.C. Murillo .
3. Modeling of sorption enhanced steam methane reforming in an adiabatic fixed bed reactor. Chem. Eng.Sci. 2012.V.84P.I.
4. Жоров Ю.М. Термодинамика химических процессов (нефтехимический синтез, переработка нефти, угля и природного газа). М.:Химия, 1985, 320с.
5. Бодров И.М. Кинетика реакции метана с водяным паром, катализируемой никелем на пористом носителе//Кинетика и катализ. 1967.Т.8.№4.С.54.
6. Дубинин А.М., Каграманов Г.Р., Финк А.В. Моделирование паровой конверсии метана//Изв.Вузов. Проблемы энергетики. 2012.№3–4. С. 14–19.

НЕКОТОРЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ТЕПЛОВИЗИРОВАНИЯ В ИДЕНТИФИКАЦИИ ТЕПЛОВЫХ И ТЕХНИЧЕСКИХ ДЕФЕКТОВ ОГРАЖДАЮЩИХ КОНСТРУКЦИЙ СТРОИТЕЛЬНЫХ ОБЪЕКТОВ

А.С. Авдухина, студент, Г.В. Максимова, студент,
Д.Ф. Карпов, доцент кафедры теплогазоснабжения и вентиляции,
Вологодский государственный университет,
г. Вологда, Россия,
karpov_denis_85@mail.ru

Актуальный до сих пор Федеральный закон РФ от 23 ноября 2009 г. №261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности...» [1] регламентирует на всей территории России ежегодное обновление энергетических паспортов зданий и проведение мероприятий по повышению их энергетической эффективности и, соответственно, ежегодное проведение тепловизионной съемки [2].

Проведение тепловизионного обследования с целью определения теплотехнических свойств ограждающих строительных конструкций зданий и сооружений регламентировано рядом нормативно-правовых актов, наиболее полно представленных в [3].

Для идентификации тепловых и технических дефектов [4] тепловизионной диагностике должны подвергаться все элементы наружных ограждающих строительных конструкций зданий и сооружений: стены с внешними углами, чердачные перекрытия или покрытия; окна, балконные двери; эркеры, перекрытия над проездами и т.д. [5].

Рассмотрим результаты экспериментально-расчетного бесконтактного тепловизионного обследования фрагмента ограждающей строительной конструкции в виде фрагмента кирпичной стенки из кирпича глиняного обыкновенного с искусственно созданными дефектами в виде трещины и металлического стержня, вмонтированного в кирпич. Сравним полученные результаты с результатами контактного термометрического обследования, подробно рассмотренного в [6, 7].

На рис. 1 показаны исследуемые поверхности фрагмента кирпичной стенки: передняя лицевая поверхность (ПЛП) и задняя лицевая поверхность (ЗЛП). Тепловизионная съемка ЗЛП проводилась с помощью системы зеркальных отражателей, технология проведения которой подробно представлена в [8, 9, 10].

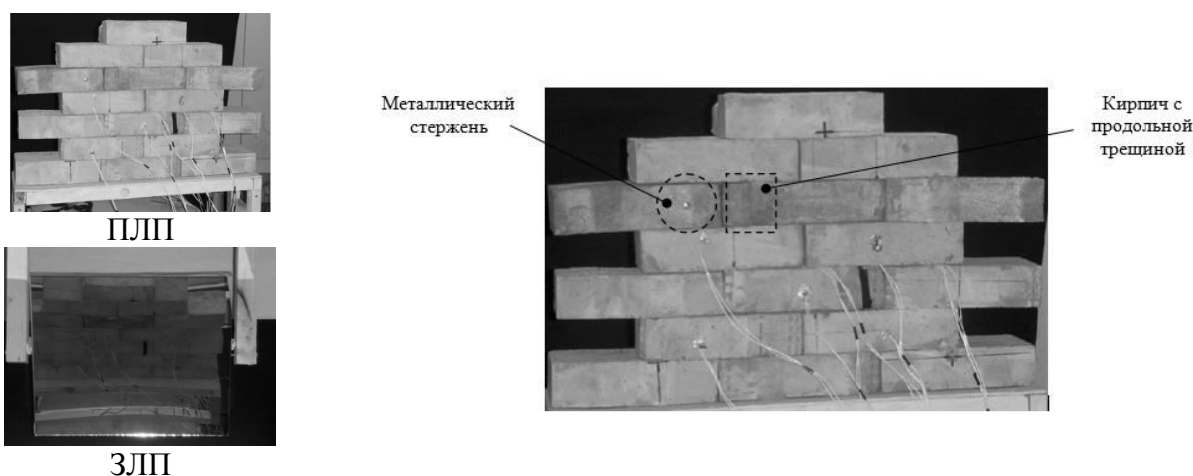


Рисунок 1. Поверхности тепловизионного обследования и области искусственных теплотехнических дефектов в ограждающей строительной конструкции в виде фрагмента кирпичной стенки

В табл. 1 представлены результаты тепловизионного обследования фрагмента ограждающей строительной конструкции в виде кирпичной стенки.

В табл. 2 предложен сравнительный анализ контактного термопарного и бесконтактного тепловизионного обследования температурных полей поверхностей фрагмента ограждающей строительной конструкции в виде кирпичной стенки, выполненный в проблемноориентируемых программных средах SigmaPlot и MathCAD.

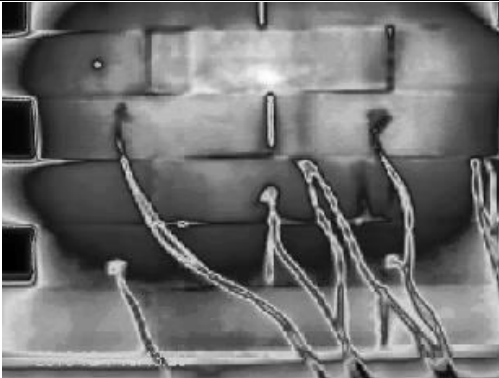
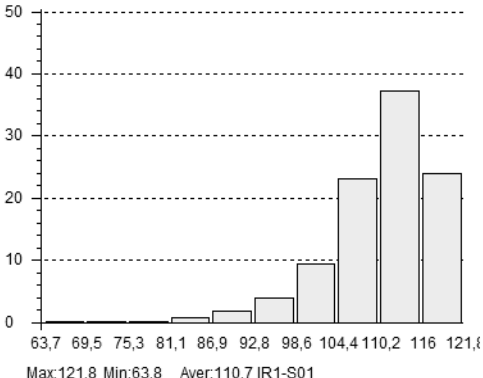

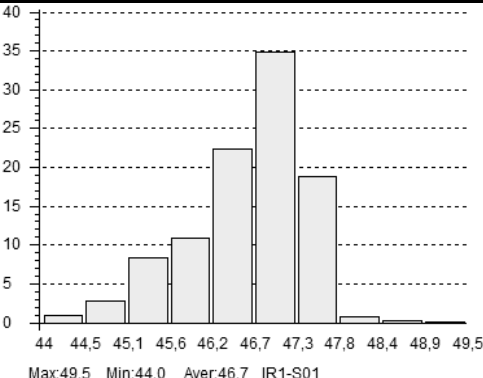
В табл. 3 показаны тепловизионные термограммы и графо-аналитический анализ зон с дефектами в виде металлического стержня и продольной трещины.

Анализ термограмм (табл. 3) выявил: для ограждающей строительной конструкции с дефектом в виде металлического стержня – наличие локальных зон повышения температур в области расположения дефекта; для ограждающей строительной конструкции с дефектом в виде продольной трещины в кирпиче – наличие локальных зон понижения температур в области расположения дефекта.

Результаты работы подтверждают возможность применения бесконтактных (тепловизионных) обследований для обнаружения тепловых и технических дефектов в ограждающих строительных конструкциях различного назначения и позволяют выявлять ряд преимуществ по сравнению с контактными (термопарными) обследованиями: сохранение целостности ограждающей строительной конструкции, быстрота выявления дефектов, наглядность и т.п.

В работах [3, 11] с учетом процессов теплообмена, протекающих в ограждающих конструкциях различных строительных объектов, представлены и другие возможности тепловизирования: определение влажностного поля, точки росы, варианты количественной и качественной обработки и получения новых данных об объекте тепловизионного обследования на основании результатов обработки инфракрасных снимков, а также авторские методики определения теплофизических характеристик строительных материалов с применением приборов тепловизионного контроля.

Таблица 1. Результаты тепловизионного обследования фрагмента ограждающей строительной конструкции*

№	Данные тепловизионной съемки	Гистограмма анализа температурного поля	Основные показатели
1	2	3	4
ПЛП	 <p>121,84°C 120 100 80 60 40 37,13°C IR 1</p>	 <p>Max:121,8 Min:63,8 Aver:110,7 IR1-S01</p>	<p>1. Максимальная температура $t_{\max} = 121,8^{\circ}\text{C}$; 2. Минимальная температура $t_{\min} = 63,8^{\circ}\text{C}$; 3. Средняя температура $t_{\text{ave}} = 110,7^{\circ}\text{C}$</p>
ЗЛП	 <p>55,72°C 50 40 30 20 16,18°C IR 1 2010-12-1 15:37:57</p>	 <p>Max:49,5 Min:44,0 Aver:46,7 IR1-S01</p>	<p>1. Максимальная температура $t_{\max} = 49,5^{\circ}\text{C}$; 2. Минимальная температура $t_{\min} = 44,0^{\circ}\text{C}$; 3. Средняя температура $t_{\text{ave}} = 46,7^{\circ}\text{C}$</p>

* – термограммы построены по следующим параметрам окружающей среды:

1 – температура и относительная влажность воздуха соответственно $t = 25^{\circ}\text{C}$ и $\varphi = 45\%$;

2 – расстояние от фокусирующего кольца тепловизора до поверхности исследуемого объекта $R = 2,0$ м;

3 – излучательная способность кирпича (для ПЛП) $\sigma_1 = 0,75$, стекла (для ЗЛП) $\sigma_2 = 0,91$

Таблица 2. Сравнительный анализ бесконтактного тепловизионного и контактного термопарного обследования температурных полей поверхностей фрагмента ограждающей строительной конструкции в виде кирпичной стенки

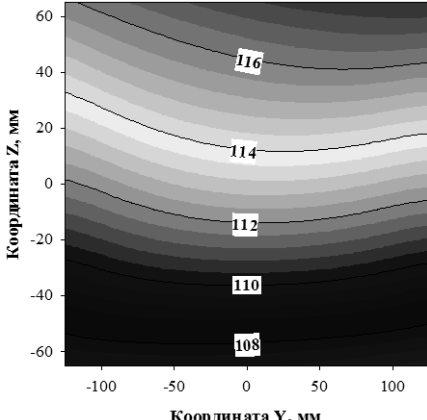
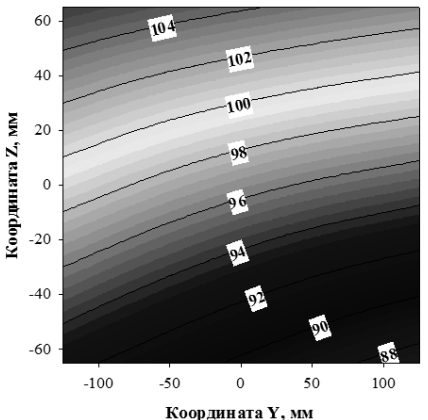
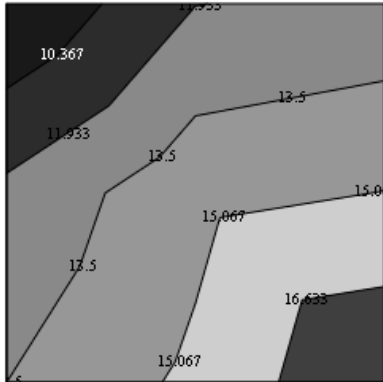
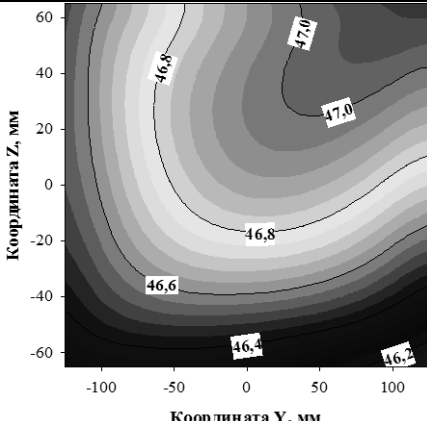
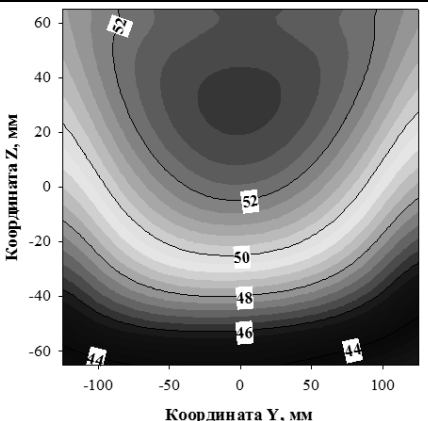
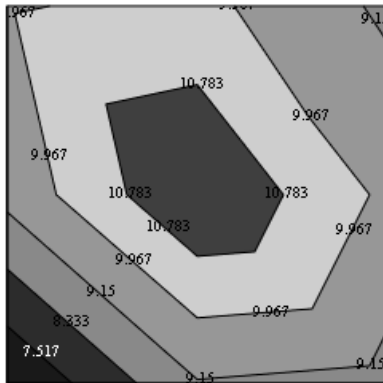
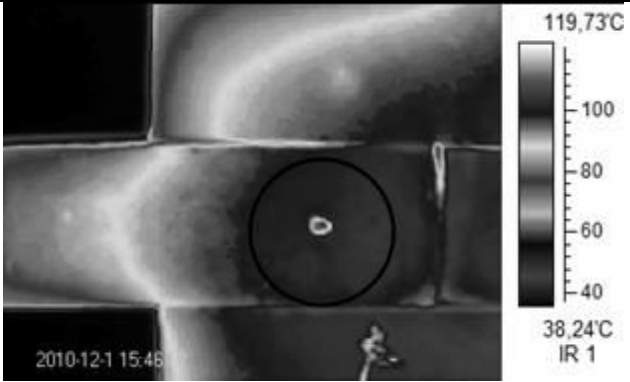
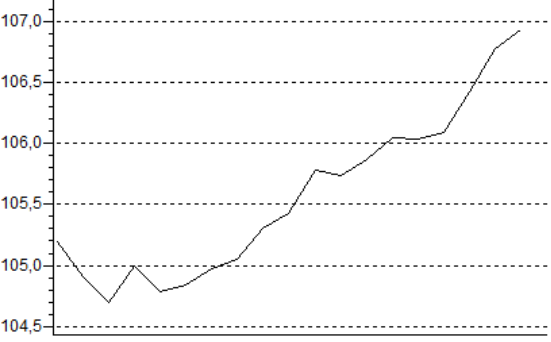
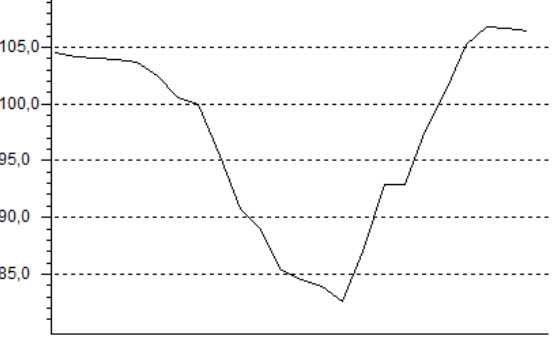
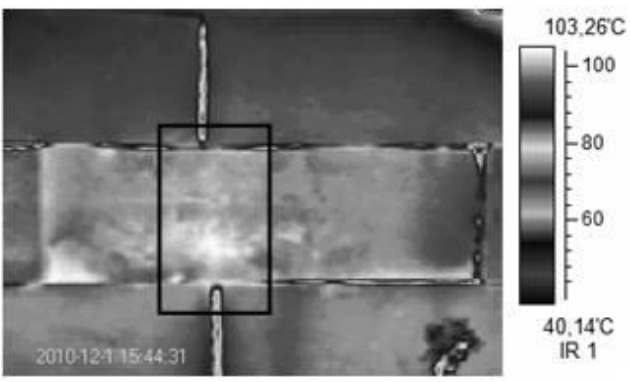
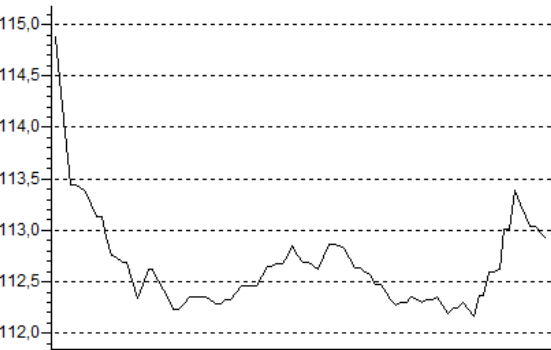
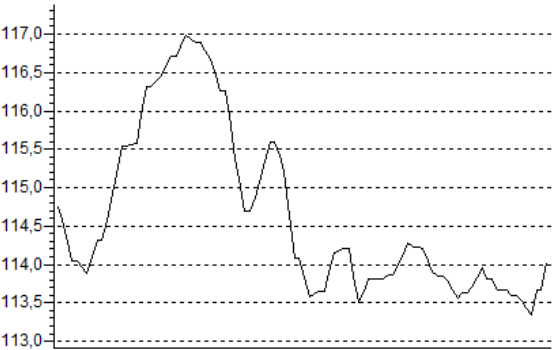
№	Тепловизор HotFind SDS-D	Система хромель-алюмелевых термопар	Отклонения значений, %
1	2	3	4
ПЛП			
ЗЛП			

Таблица 3. Термограммы и графо-аналитический анализ зон с дефектами в виде металлического стержня и продольной трещины*

Тепловизионная съемка	Без тепловых дефектов	С тепловым дефектом
Металлический стержень		
	 <p>Max:106,93 Min:104,69 IR1:L1</p>	 <p>Max:106,82 Min:82,56 IR1:L2</p>
Кирпич с продольной трещиной		
	 <p>Max:114,88 Min:112,16 IR1:L1</p>	 <p>Max:116,98 Min:113,33 IR1:L2</p>

* – термограммы построены по следующим параметрам окружающей среды:

- 1 – температура и относительная влажность воздуха соответственно $t = 25^{\circ}\text{C}$ и $\varphi = 45\%$;
- 2 – расстояние от фокусирующего кольца тепловизора до поверхности исследуемого объекта $R = 2,0$ м;
- 3 – излучательная способность кирпича (для ПЛП) $\sigma_1 = 0,75$, стекла (для ЗЛП) $\sigma_2 = 0,91$

Список литературы:

1. Федеральный закон от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» // Ведомости Федерального Собрания Российской Федерации. – 2009. – 52 с.
2. Тюлюканов, В.Д. Тепловизионная диагностика как универсальный способ контроля состояния различных объектов / В.Д. Тюлюканов // Новости теплоснабжения. – 2010. – №3 (115). – С. 49 – 52.
3. Основы тепловизионной диагностики теплопотребляющих объектов строительства: учебное пособие / А.А. Сеницын, Д.Ф. Карпов, М.В. Павлов. – Вологда: ВоГТУ, 2013. – 156 с.
4. РД 153-34.1-21.324-98. Методика по обследованию стеновых ограждающих конструкций зданий и сооружений ТЭС. Введ. 01.02.2000 г.
5. ГОСТ 26629-85. Здания и сооружения. Метод тепловизионного контроля качества теплоизоляции ограждающих конструкций. – Введ. 01.07.86. – М.: Изд-во стандартов, 1986. – 9 с.
6. Карпов, Д.Ф. Комплексное энергетическое обследование промышленной теплоэнергетической системы «источник энергии – приёмник» и учебно-административного здания / В.И. Игонин, Д.Ф. Карпов, М.В. Павлов // Научный журнал «Вестник Череповецкого государственного университета». Педагогика и психология, филология и искусствоведение, энергетика, металлургия, экономика. – Череповец: ГОУ ВПО ЧГУ. – 2010. – №4 (27). – С. 67 – 74.
7. Карпов, Д.Ф. Некоторые особенности проведения комплексного тепловизионного обследования производственных установок и строительного объекта / В.И. Игонин, Д.Ф. Карпов, М.В. Павлов, О.В. Стратунов // Информационно аналитический журнал «Энергоаудит». – Тольятти. – 2011. – №1 (17). – С. 24 – 29.
8. Пат. 2379668 Российская Федерация, (51) МПК G01N 25/18 (2006.01). Способ теплового неразрушающего контроля рабочего тела / Игонин В. И., Карпов Д.Ф.; заявитель и патентообладатель Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Вологодский государственный технический университет» (ВоГТУ). – № 2008140634; заявл. 13.10.2008 г.; опубл. 20.01.2010 г., Бюл. № 2. – 10 с.
9. Пат. 2488102 Российская Федерация, (51) МПК G01N 25/18 (2006.01). Способ определения теплопроводности твердого тела активным методом теплового неразрушающего контроля / Карпов Д.Ф., Павлов М.В., Сеницын А.А., Игонин В.И.; заявитель и патентообладатель федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Вологодский государственный технический университет» (ВоГТУ) (RU). – № 2012106323; заявл. 21.02.2012 г.; опубл. 20.07.2013 г. Бюл. № 20.
10. Исследование теплопроводности и температуропроводности твердого тела при стационарном и нестационарном тепловых режимах: учебное пособие / А.А. Сеницын, Д.Ф. Карпов, М.В. Павлов, Ю.А. Калягин, Н.В. Мнушкин. – Вологда: ВоГУ, 2014. – 176 с.
11. Теория и практика теплообмена: учебное наглядное пособие / А.А. Сеницын, Д.Ф. Карпов, М.В. Павлов. – Вологда: ВоГТУ, 2013. – 71 с.

К РЕШЕНИЮ КРАЕВОЙ ТЕРМОДИФФУЗИОННОЙ ЗАДАЧИ ПРИ ПРОГРЕВЕ ДИСПЕРСНОЙ СРЕДЫ НА ПРИМЕРЕ ФРЕЗЕРНОГО ТОРФА

А.Н. Сурикова, студент, П.А. Ганичев, студент,
Д.Ф. Карпов, доцент кафедры теплогазоснабжения и вентиляции,
Вологодский государственный университет,
г. Вологда, Россия,
karpov_denis_85@mail.ru

Проблемой исследования процессов термовлагопереноса в различных дисперсных средах (торф, грунт, почва и т.д.) занимались и занимаются многие ученые [1, 2, 3, 4]. В связи с чем, заявленная проблема является актуальной и практически значимой. Решение данной проблемы имеет важное значение для сельского хозяйства, строительного и энергетического секторов страны, т.к. исследуемая дисперсная среда может применяться в теплицах, оранжереях, зимних садах, а также, как топливный и строительный материал.

Цель работы: аналитическим путем описать процессы термовлагопереноса в капиллярно-пористом теле на примере фрезерного торфа.

Задачи работы:

- поиск и адаптация к существующим условиям системы дифференциальных уравнений термовлагопереноса;
- постановка краевой задачи тепломассообмена в сопряженной зоне «источник теплоты – приемник»;
- запись краевой задачи тепломассообмена в критериальном виде.

Применяемая методика определения:

Постановка краевой задачи: явление термовлагопроводности охватывает термодиффузию пара и жидкости внутри дисперсных материалов капиллярно-пористого типа, которым является фрезерный торф. Кроме того, считается, что влага испаряется из всех зон фрезерного торфа, а его прогрев и установление постоянного периода температур по толщине слоя происходит довольно быстро.

Явление термовлагопроводности в фрезерном торфе описывается системой дифференциальных уравнений параболического типа.

Запишем основные дифференциальные уравнения термовлагопереноса в пористом материале (1) и (2):

$$\frac{\partial W(z, \tau)}{\partial \tau} = a_w^w \frac{\partial^2 W(z, \tau)}{\partial z^2} + \varepsilon a_w^w \delta \frac{\partial^2 t(z, \tau)}{\partial z^2}, \quad (1)$$

$$\frac{\partial t(z, \tau)}{\partial \tau} = a_t^w \frac{\partial^2 t(z, \tau)}{\partial z^2} + \frac{1}{c_M^w} \frac{\partial W(z, \tau)}{\partial \tau}, \quad (2)$$

где $W = W(z, \tau)$ – влагосодержание фрезерного торфа, г/г; z – направление распределения влаги и теплоты в фрезерном торфе, см; τ – время, с; a_w^w – коэффициент влагопроводности фрезерного торфа, см²/с; $a_t^w = a_t^w(W)$ – коэффициент температуропроводности фрезерного торфа, см²/с; ε – критерий фазового превращения, учитывающий влагоперенос в виде пара или жидкости; δ – термоградиентный коэффициент.

Коэффициент температуропроводности a_t^w в формуле (2) учитывает три процесса теплообмена: передачу теплоты теплопроводностью, перемещение жидкости в толще фрезерного торфа и диффузионный поток пара и определяется по формуле (3):

$$a_t^w = \frac{\lambda_w}{c_M^w \cdot \rho_w}, \quad (3)$$

где $\lambda_w = \lambda_w(W)$ - теплопроводность фрезерного торфа в естественных условиях, кал/(см·с·°C); $c_M^w = c_M^w(W)$ - удельная массовая (весовая) теплоемкость фрезерного торфа в естественных условиях, кал/(г·°C); $\rho_w = \rho_w(z, W)$ - плотность фрезерного торфа в естественном состоянии, г/см³.

Закон теплопроводности для фрезерного торфа с учетом названных процессов теплообмена можно привести в следующей форме (4):

$$\lambda_w \frac{\partial^2 t(z, \tau)}{\partial z^2} = \frac{\partial}{\partial z} \left(-\lambda_w \frac{\partial t(z, \tau)}{\partial z} + h_{ж} \cdot i_{ж} + h_{п} \cdot i_{п} \right). \quad (4)$$

Коэффициент ε представляет собой численное отношение влаги, перенесенной в веществе в виде пара ко всей влаге в веществе. Если вся влага переносится в виде пара, то $\varepsilon = 1$, тогда влагосодержание меняется только за счет испарения жидкости и конденсации пара, перенос жидкости отсутствует. Если $\varepsilon = 0$, то изменение влагосодержания в слое происходит только за счет переноса жидкости. Поскольку фрезерный торф является дисперсной структурой, то считается, что перенос влаги идет между частицами в виде пара.

Уравнения (1) и (2) могут быть записаны совместно с граничными условиями тепломассопереноса в виде следующей краевой задачи (i - поток влаги, г/(см²·с), q - плотность потока тепловой энергии, кал/(см²·с)) (5) – (13):

$$\frac{\partial W(z, \tau)}{\partial \tau} = a_w^w \frac{\partial^2 W(z, \tau)}{\partial z^2} + \varepsilon a_w^w \delta \frac{\partial^2 t(z, \tau)}{\partial z^2}, \quad (5)$$

$$\frac{\partial t(z, \tau)}{\partial \tau} = a_t^w \frac{\partial^2 t(z, \tau)}{\partial z^2} + \frac{1}{c_M^w} \frac{\partial W(z, \tau)}{\partial \tau}, \quad (6)$$

$$0 \leq \tau < \infty, \quad 0 \leq z \leq \delta, \quad (7)$$

$$t(z, \tau)|_{\tau=0} = t(z), \quad (8)$$

$$-\lambda_w \left(\frac{\partial t(z, \tau)}{\partial z} \right)_{z=0} = q(0, \tau), \quad (9)$$

$$\lambda_w \left(\frac{\partial t(z, \tau)}{\partial z} \right)_{z=\delta} = 0, \quad (10)$$

$$W(z, \tau)|_{\tau=0} = W(z), \quad (11)$$

$$-i(\tau)|_{z=0} = a_w^w \rho_w \frac{\partial W(z, \tau)}{\partial z} + \varepsilon a_w^w \delta \rho_w \frac{\partial t(z, \tau)}{\partial z}, \quad (12)$$

$$-i(\tau)|_{z=\delta} = 0. \quad (13)$$

По А.В. Лыкову и Ю.А. Михайлову [1, 2] задача прогрева фрезерного торфа записывается в критериях подобия.

С целью сокращения числа переменных запишем краевые условия задачи прогрева фрезерного торфа (5) – (13) в критериальном виде. Такая запись позволяет провести анализ обрабатываемых переменных до и после проведения экспериментальных исследований (14) – (22):

$$\frac{1}{Lu} \frac{\partial \theta}{\partial F_\tau} = \frac{\partial^2 \theta}{\partial \xi^2} + Pn \frac{\partial^2 T}{\partial \xi^2}, \quad (14)$$

$$\frac{\partial T}{\partial F_\tau} = \frac{\partial^2 T}{\partial \xi^2} + Ko \frac{\partial \theta}{\partial F_\tau}, \quad (15)$$

$$0 \leq \xi \leq 1, \quad (16)$$

$$T|_{F_\tau=0} = 0, \quad (17)$$

$$-\lambda_w \left(\frac{\partial t(z, \tau)}{\partial z} \right)_{z=0} = q(0, \tau), \quad (18)$$

$$\lambda_w \left(\frac{\partial t(z, \tau)}{\partial z} \right)_{z=\delta} = 0, \quad (19)$$

$$\theta|_{F_\tau=0} = 1, \quad (20)$$

$$-Ki(F_\tau)|_{\xi=0} = \frac{\partial \theta}{\partial \xi} + Pn \frac{\partial T}{\partial \xi}, \quad (21)$$

$$-Ki(F_\tau)|_{\xi=1} = \frac{\partial \theta}{\partial \xi}. \quad (22)$$

Поиску отдельных коэффициентов в уравнениях (5) – (13) и комплексному решению анонсируемой проблемы посвящен ряд авторских патентов на изобретения [5, 6, 7] и публикаций в журналах и изданиях перечня ВАК МИНОБРНАУКИ РФ [8, 9, 10].

Список литературы:

1. Лыков, А.В. Теория тепло- и массопереноса / А.В. Лыков, Ю.А. Михайлов. – М.; Л.: Госэнергоиздат, 1963. – 535 с.
2. Лыков, А.В. Теория сушки. – М.: Энергия, 1968. – 472 с.
3. Вадюнина, А.Ф. Методы исследования физических свойств почв и грунтов в поле и в лаборатории / А.Ф. Вадюнина, З.А. Корчагина. – М.: Высшая школа, 1961. – 345 с.
4. Королев, В.А. Термодинамика грунтов: учеб. пос. / В.А. Королев. – М.: МГУ, 1997. – 168 с.
5. Пат. 2456558 Российская Федерация, (51) МПК G01J 5/12 (2006.01). Устройство для определения альbedo деятельной поверхности материала / Игонин В.И., Павлов М.В., Карпов Д.Ф.; заявитель и патентообладатель Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Вологодский государственный технический университет» (ВоГТУ) (RU). – № 2011109327; заявл. 11.03.2011 г.; опубл. 20.07.2012 г. Бюл. № 20.
6. Пат. 2459187 Российская Федерация, (51) МПК G01K 17/00 (2006.01). Калориметр для определения объемной теплоемкости сухих сыпучих материалов / Игонин В.И., Павлов М.В., Карпов Д.Ф.; заявитель и патентообладатель Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Вологодский государственный технический университет» (ВоГТУ) (RU). – № 2011109338; заявл. 11.03.2011 г.; опубл. 20.08.2012 г. Бюл. № 23.
7. Пат. 2502988 Российская Федерация, (51) МПК G01N 25/18 (2006.01). Способ определения теплопроводности сыпучих материалов при нестационарном тепловом

режиме / Павлов М.В., Карпов Д.Ф., Сеницын А.А., Калягин Ю.А.; заявитель и патентообладатель федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Вологодский государственный технический университет» (ВоГТУ) (RU). – № 2012129592; заявл. 12.07.2012 г.; опубл. 27.12.2013 г. Бюл. № 36.

8. Карпов, Д.Ф. Решение краевой задачи термовлагопереноса в слое сыпучего дисперсного материала на примере фрезерного торфа в условиях инфракрасно-лучистого обогрева / М.В. Павлов, Д.Ф. Карпов, А.А. Сеницын // Строительные материалы. Ежемесячный научно-технический и производственный журнал. – М., 2012. – №6 (690). – С. 30 – 33.
9. Карпов, Д.Ф. Верификация решения краевой задачи термовлагопереноса в слое сыпучего дисперсного материала на примере фрезерного торфа в натуральных условиях [Статья] / М.В. Павлов, Д.Ф. Карпов, Ю.А. Калягин // Научно-теоретический и производственно-практический журнал «Вестник ВолгГАСУ». Серия: Строительство и архитектура. – Волгоград: ВолгГАСУ. – 2012. – 28 (47). – С. 189 – 195.
10. Карпов, Д.Ф. Экспериментально-расчетное определение температуропроводности и теплопроводности сыпучего дисперсного материала на примере фрезерного торфа при нестационарном тепловом режиме / М.В. Павлов, Д.Ф. Карпов, Ю.А. Калягин, А.А. Сеницын, Н.В. Мнушкин // Всероссийский ежемесячный научно-технический и производственный журнал «Механизация строительства». – Москва: ООО «Издательство «Креативная экономика»». – 2013. – №11. – С. 34 – 39.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ТЕПЛОПРОВОДНОСТИ ЖИДКОЙ ТЕПЛОВОЙ ИЗОЛЯЦИИ В ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ

М.В. Киров, студент, Е.М. Дурягин, студент,
М.В. Павлов, доцент кафедры теплогазоснабжения и вентиляции
Вологодский государственный университет,
г. Вологда, Россия,
pavlov_kaftgv@mail.ru

Российская Федерация, являясь одной из ведущих держав мира по производству энергии, значительно уступает экономически развитым странам в вопросах ее рационального использования. В настоящий момент для изготовления товаров в Западной Европе в среднем расходуется 0,5 кг условного топлива на 1 \$ продукции, в США – 0,8 кг, в России – 1,4 кг. Велико отставание России по энергосбережению в жилищно-коммунальном секторе страны, где расходуется 20 % всех энергоресурсов. Так, например, жилые многоэтажные здания потребляют в России от 350 до 550 кВт·ч/(м²·год), индивидуальные дома коттеджного типа – от 600 до 800 кВт·ч/(м²·год). Вместе с тем за рубежом, например, в Германии, дома усадебного типа потребляют в среднем по стране около 250 кВт·ч/(м²·год), в Швеции – 135 кВт·ч/(м²·год). Лучшие же зарубежные образцы жилых зданий потребляют от 90 до 120 кВт·ч/(м²·год). Существенный перерасход тепловой энергии наблюдается также в тепловых сетях отечественных систем централизованного теплоснабжения. Суммарные тепловые потери в окружающую среду при транспортировке теплоносителя достигают 30 % от произведенной энергии на источнике теплоснабжения, что эквивалентно 65–80 млн. тонн условного топлива в год. Анализ опыта различных стран в решении проблемы энергосбережения показывает, что одним их наиболее эффективных путей ее решения для России является сокращение потерь теплоты через ограждающие конструкции зданий, сооружений, промышленного оборудования и тепловых сетей. В этой связи обращает на себя внимание интенсивный рост в развитых странах мира производства теплоизоляционных материалов. В некоторых странах, таких, например, как Швеция, Германия, Финляндия, США, объем выпуска теплоизоляционных материалов на душу населения в 5–7 раз превышает выпуск утеплителей на одного жителя в России. Потребность только жилищного сектора страны в эффективных утеплителях превышает почти в два раза фактические мощности государства по всем видам производства теплоизоляционных материалов [1, 2].

В настоящее время благодаря минимальной теплопроводности материала, высокой адгезии с конструкцией, простоте нанесения, короткому сроку окупаемости (до двух лет) начинает активно применяться жидкая тепловая изоляция, толщина которой на утепляемой поверхности может составлять от 1 до 3,5 мм (для сравнения минимальная толщина пенополиуретановой оболочки равна 25 мм). Низкие теплопроводные качества сверхтонкого жидкого теплоизоляционного покрытия (не более 0,002 Вт/(м·К), что примерно в 25–30 раз меньше коэффициента теплопроводности пенополиуретана), как заявляют производители, основаны на свойствах разряженного газа, заключенного в различного вида микросферах вещества (керамических, силиконовых и т. д.) диаметром до 100 мкм, которые не только имеют низкий коэффициент теплопроводности, но и обладают высокими теплоотражающими характеристиками. В связи с «особыми» теплопроводными качествами жидкого утеплителя в области теплофизических измерений появляются совершенно новые методы исследования теплопроводности сверхтонких жидких теплоизоляционных покрытий, как например, изложенные в работах [3, 4].

Рассмотрим авторский способ определения коэффициента теплопроводности жидкой тепловой изоляции в лабораторных условиях (рис. 1), который отличается от существующих методов своей простотой и точностью.

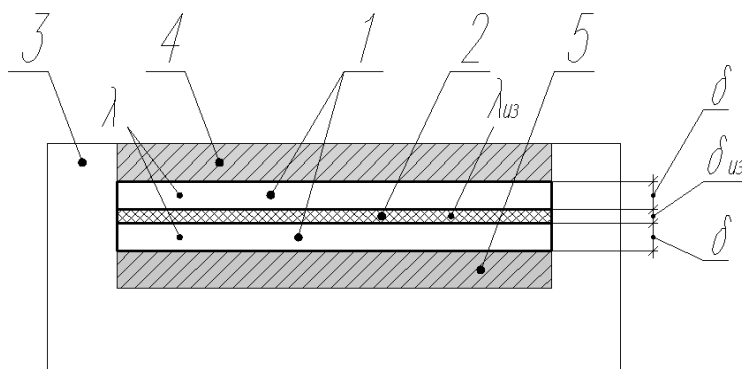


Рисунок 1. Принципиальная схема реализации способа: 1 – теплопроводные эталоны; 2 – жидкая тепловая изоляция; 3 – измеритель теплопроводности; 4 – нагреватель; 5 – холодильник

Плоский трехслойный образец квадратного сечения (рис. 1), состоящий из двух одинаковых теплопроводных эталонов 1 толщиной δ каждый из них с коэффициентом теплопроводности материала λ и слоя жидкой тепловой изоляции 2 толщиной $\delta_{из}$, расположенного между эталонами 1, находится в измерительной ячейке измерителя теплопроводности 3. Ширина и высота отдельных слоев плоского трехслойного образца равны между собой и соответствуют размерам нагревателя 4 и холодильника 5 измерителя теплопроводности 3. Смежные поверхности соседних слоев плоского трехслойного образца плотно прилегают друг к другу. Лицевые поверхности трехслойного образца граничат с лицевыми поверхностями нагревателя 4 и холодильника 5 измерителя теплопроводности 3.

Измеритель теплопроводности 3 с помощью нагревателя 4 и холодильника 5 создает стационарный тепловой поток, проходящий через плоский трехслойный образец. По величине плотности теплового потока, температуре противоположных лицевых граней плоского трехслойного образца и его толщине, которая равна сумме толщин двух теплопроводных эталонов 1 и слоя жидкой тепловой изоляции 2, т. е. $2\delta + \delta_{из}$, измеритель теплопроводности 3 вычисляет эквивалентный коэффициент теплопроводности плоского трехслойного образца $\lambda_{экр}$.

Коэффициент теплопроводности жидкой тепловой изоляции $\lambda_{из}$ вычисляют по специальной расчетной формуле:

$$\lambda_{из} = \frac{\delta_{из}}{\frac{2\delta + \delta_{из}}{\lambda_{экр}} - \frac{2\delta}{\lambda}}, \quad (1)$$

где $\lambda_{экр}$ – эквивалентный коэффициент теплопроводности плоского трехслойного образца, определенный измерителем теплопроводности 3; λ – коэффициент теплопроводности материала теплопроводных эталонов 1; δ – толщина одного эталона 1; $\delta_{из}$ – толщина слоя жидкой тепловой изоляции 2.

Достоинством предложенного способа является проведение теплофизических измерений в лабораторных условиях в один этап с использованием плоского трехслойного образца квадратного сечения. Высокая точность результатов достигается за счет использования специализированного измерителя теплопроводности и применения единственной специальной расчетной формулы (1), выведенной из классического уравнения теплопроводности для плоской трехслойной стенки при стационарном тепловом режиме.

Рассмотрим в качестве примера (рис. 2) результаты определения коэффициента теплопроводности $\lambda_{из}$ энергосберегающего покрытия Теплометт Стандарт [5].

Слой теплоизоляционной краски 2 толщиной $\delta_{из} = 2$ мм (рис. 2), расположенный между двумя теплопроводными эталонами 1 толщиной $\delta = 6$ мм каждого из них, изготовленными из нержавеющей стали с коэффициентом теплопроводности материала

$\lambda = 50,2 \text{ Вт/(м} \cdot \text{К)}$. Плоский трехслойный образец квадратного сечения имеет линейные размеры $150 \times 150 \text{ мм}$.

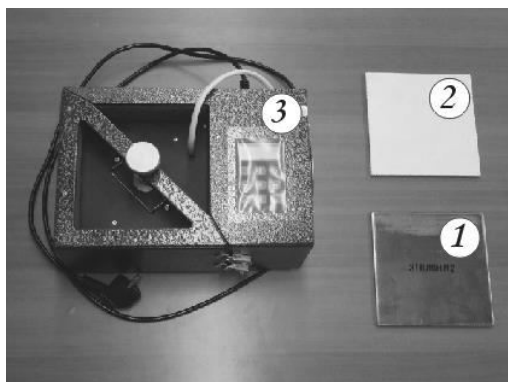


Рисунок 2. Пример конкретной реализации способа: 1 – стальные эталоны; 2 – теплоизоляционная краска Теплометт Стандарт; 3 – измеритель теплопроводности ИТС-1 «150»

По результатам лабораторных измерений измерителем теплопроводности ИТС-1 «150» 3 эквивалентный коэффициент теплопроводности плоского трехслойного образца составил $\lambda_{\text{эkv}} = 0,0351 \text{ Вт/(м} \cdot \text{К)}$. Тогда коэффициент теплопроводности жидкой тепловой изоляции Теплометт Стандарт 2 по расчетной формуле (1) будет равен:

$$\lambda_{\text{из}} = \frac{2 \cdot 10^{-3}}{\frac{2 \cdot 6 \cdot 10^{-3}}{0,0351} + \frac{2 \cdot 10^{-3}}{50,2}} = 0,005 \text{ Вт/(м} \cdot \text{К)}$$

Относительная погрешность всей измерительной системы $\pm 5 \%$ (при погрешности измерений ИТС-1 «150» -5% от измеренного значения и электронного штангенциркуля FIT 19856 – $\pm 0,01 \text{ мм}$).

Исходя из полученных результатов значение коэффициента теплопроводности теплоизоляционной краски Теплометт Стандарт, найденное по уравнению теплопроводности (1), превышает более чем в четыре раза заявленную производителем величину коэффициента теплопроводности материала, равную $0,0012 \text{ Вт/(м} \cdot \text{К)}$ [5].

Причинами столь значительных расхождений результатов лабораторно-экспериментальных измерений и номинального значения коэффициента теплопроводности жидкого утеплителя могут быть заниженное производителем значение теплопроводности. Однако такое заявление должно иметь глубокое научное обоснование.

Разработанный способ может применяться в строительстве и теплоэнергетике для определения в лабораторных условиях теплопроводных качеств сверхтонких жидких теплоизоляционных покрытий.

Список литературы:

1. Бобров Ю.Л., Овчаренко Е.Г., Шойхет Б.М., Петухова Е.Ю. Теплоизоляционные материалы и конструкции. М.: Инфра-М, 2003. 268 с.
2. Комков В.А., Тимахова Н.С. Энергосбережение в жилищно-коммунальном хозяйстве. – М.: Инфра-М, 2010. 320 с.
3. Рыженков В.А., Прищепов А.Ф., Логинова Н.А., Кондратьев А.П. Определение коэффициента теплопроводности тонкопленочного теплоизоляционного покрытия при различных диаметрах газонаполненных микросфер // Надежность и безопасность энергетики. 2010. №9. С. 60–64.
4. Манешев И.О., Правник Ю.И., Садыков Р.А., Сафин И.А., Еремин С.А. Экспериментальное определение коэффициентов теплопроводности и эффективности сверхтонких теплоизоляционных покрытий // Известия КазГАСУ. 2013. №1(23). С. 135–142.
5. Жидкая тепловая изоляция Теплометт [Электронный ресурс]: официальный сайт компании «Коломенские краски». Режим доступа: <http://teplo-effect.ru>.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ТЕПЛОПРОВОДНОСТИ ЖИДКОЙ ТЕПЛОВОЙ ИЗОЛЯЦИИ В НАТУРНЫХ УСЛОВИЯХ

Ю.А. Миронов, студент, О.И. Зиёева, студент,
М.В. Павлов, доцент кафедры теплогазоснабжения и вентиляции
Вологодский государственный университет,
г. Вологда, Россия,
pavlov_kaftgv@mail.ru

Тепловое потребление – одна из ключевых статей топливно-энергетического баланса Российской Федерации. На нужды теплоснабжения ежегодно затрачивается порядком 25–30 % добываемого в стране топлива. Каждый год на отопление жилых зданий от централизованных систем теплоснабжения в среднем по России расходуется 0,365 Гкал/м². Для сравнения аналогичные годовые удельные энергетические показатели по зарубежным странам составляют для Германии 0,223 Гкал/м², Швеции – 0,116 Гкал/м². В условиях рационального ограничения потребления топливно-энергетических ресурсов, сурового климата и развитой централизованной системы теплообеспечения эффективное расходование энергоносителей отдельно взятого региона представляет собой задачу государственной важности [1, 2].

В настоящее время к основным издержкам существующих теплофикационных систем, расположенных на территории России, можно отнести значительные потери теплоты в магистральных и распределительных тепловых сетях [3, 4]. Суммарные потери тепловой энергии при ее транспорте и распределении достигают в среднем 30 % от производимой энергии, что эквивалентно 65–80 млн. тонн условного топлива в год. Сложившаяся ситуация приводит к целому ряду негативных последствий: перерасходу невозобновляемых топливно-энергетических ресурсов, требуемых на производство тепловой энергии; нарушению гидравлического режима тепловых сетей; увеличению затрат электрической энергии на работу сетевых и подпиточных насосов; росту выбросов парниковых газов (СО₂, Н₂О, СН₄ и др.) в окружающую среду, вызывающих тепличный эффект атмосферы; повышению активности солей и кислорода в теплоносителе, связанному с искусственным завышением температуры на источнике централизованного теплоснабжения.

В странах Западной Европы, таких как Англия, Франция, Нидерланды, активно развивается альтернативный подход к энергосберегающей организации теплоснабжения потребителей – децентрализованное теплоснабжение с использованием мини-ТЭЦ, блочно-модульных котельных установок и т. п. Однако для такой страны, как Россия, на территории которой расположено свыше 1000 действующих котельных установок, кардинальная реформа теплоснабжения по техническим и экономическим соображениям выглядит невозможной. В виду сложившейся ситуации энергосберегающая политика государства должна быть направлена на повышение качества производства, транспорта и потребления тепловой энергии на существующих теплогенерирующих объектах. Наиболее эффективным решением проблемы транспорта теплоносителя от источника к потребителю является тепловая изоляция трубопроводов.

Ключевым параметром, определяющим величину линейных тепловых потерь трубопроводом в окружающую среду, является коэффициент теплопроводности тепловой изоляции. В настоящее время в области теплофизических измерений существует большое количество способов определения теплопроводности строительных материалов, как, например, регламентированных действующими государственными стандартами (например, ГОСТ 7076-99). Данные методы обычно построены на классических законах стационарной и нестационарной теплопроводности. К основным недостаткам существующих способов теплофизических измерений можно отнести ограниченность их применения на экспериментальных образцах в лабораторных условиях. Даже используя нормативные

методики исследования, в результате находят только номинальное значение коэффициента теплопроводности без учета совокупности эксплуатационных факторов. Особенно это важно для трубопроводов тепловых сетей, когда такие факторы, как температура теплоносителя, текущее механическое состояние утеплителя, температура и относительная влажность наружного воздуха, могут изменить в течение эксплуатационного периода кондуктивные свойства теплоизоляционного материала в несколько раз. Несоответствие параметров проведения тепловых измерений фактическим условиям эксплуатации трубопроводов в дальнейшем может привести к ошибочному представлению о текущем значении коэффициента теплопроводности материала, что впоследствии может стать причиной неверного нахождения тепловых потерь в системе теплоснабжения. Так, например, потери теплоты изолированными трубопроводами при подземной прокладке тепловых сетей, работающих в условиях интенсивного воздействия грунтовой влаги, зачастую превышают расчетные значения в 1,5 – 2 раза (МДС 41-7.2004).

Рассмотрим авторский способ определения коэффициента теплопроводности тепловой изоляции на участке трубопровода в натуральных условиях (рис. 1), который позволяет учесть совокупность эксплуатационных факторов работы системы централизованного теплоснабжения.

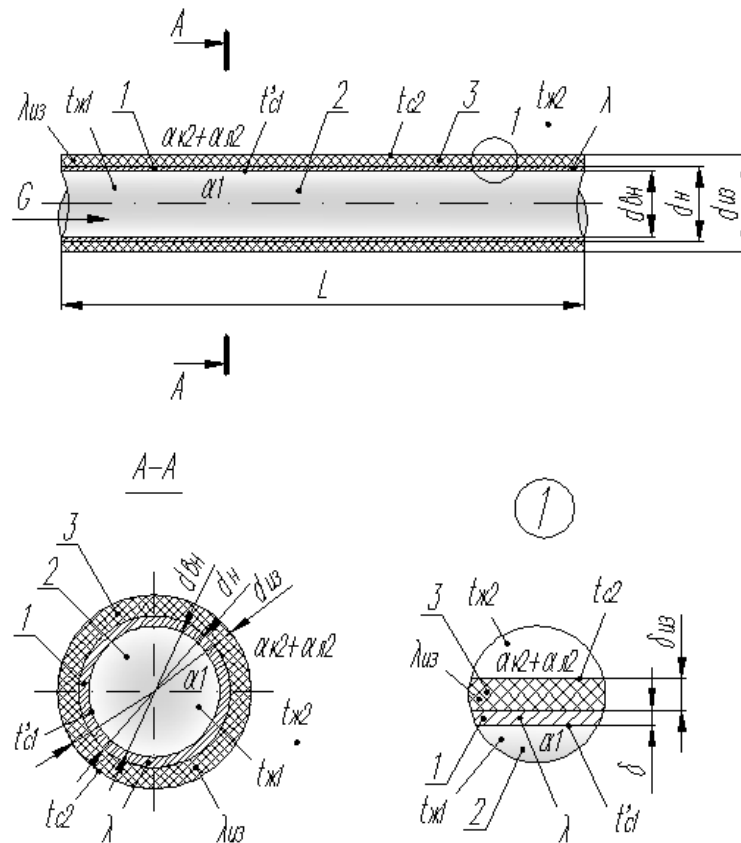


Рисунок 1. Принципиальная схема реализации способа: 1 – трубопровод; 2 – теплоноситель; 3 – тепловая изоляция

В прямолинейном трубопроводе 1, изготовленном из теплопроводного материала с коэффициентом теплопроводности λ , с внутренним и наружным диаметрами соответственно $d_{вн}$, $d_{н}$ и толщиной стенки δ (рис. 1), расположенном горизонтально относительно поверхности земли, находится подвижный теплоноситель 2 с массовым расходом G и температурой $t_{ж1}$. Температура $t_{ж1}$ теплоносителя 2 превышает значение температуры $t_{ж2}$ окружающей среды, т. е. $t_{ж1} > t_{ж2}$. Геометрическая длина участка l и внутренний диаметр $d_{вн}$ трубопровода 1 находятся в числовом соотношении $l/d_{вн} > 50$. На

наружной поверхности трубопровода 1 расположен слой тепловой изоляции 3 с толщиной стенки утеплителя $\delta_{из}$ и коэффициентом теплопроводности $\lambda_{из}$. Наружный диаметр тепловой изоляции 3 равен $d_{из} = d_n + 2\delta_{из}$. Температура на наружной поверхности тепловой изоляции 3 равна t_{c2} , причем $t_{c2} > t_{ж2}$. Ориентировочная температура внутренней поверхности трубопровода 1 равна t'_{c1} при условии соблюдения неравенства $t_{c2} < t'_{c1} < t_{ж1}$.

По горизонтальному прямолинейному трубопроводу 1 движется сплошной поток теплоносителя 2 с массовым расходом G и температурой $t_{ж1}$. В результате того, что температура $t_{ж1}$ теплоносителя 2 превышает значение температуры $t_{ж2}$ окружающей среды, самопроизвольно возникает тепловой поток, направленный радиально от оси трубопровода 1 в сторону окружающей среды. При движении теплового потока от теплоносителя 2 через теплопроводный трубопровод 1 и слой тепловой изоляции 3 в окружающую среду происходит нагрев двухслойной цилиндрической стенки. Температуру t_{c2} на наружной поверхности тепловой изоляции 3 измеряют контактным или бесконтактным измерителем температуры. С учетом известной температуры $t_{ж1}$ теплоносителя 2 и температуры t_{c2} наружной поверхности тепловой изоляции 3 задают ориентировочное значение температуры t'_{c1} внутренней поверхности трубопровода 1 при соблюдении условия $t_{c2} < t'_{c1} < t_{ж1}$.

Коэффициент теплопроводности $\lambda_{из}$ тепловой изоляции 3 можно определить по уравнению теплопроводности для двухслойной цилиндрической стенки при стационарном тепловом режиме с учетом конвективно-лучистого теплообмена между наружной поверхностью утеплителя и окружающей средой:

$$\lambda_{из} = \frac{0,5 \ln \frac{d_{из}}{d_n}}{\frac{t_{c1} - t_{c2}}{d_{из} [\alpha_{к2}(t_{c2} - t_{ж2}) + \alpha_{л2}(t_{c2} - t)]} - \frac{1}{2\lambda} \ln \frac{d_n}{d_{вн}}}}, \quad (1)$$

где $\alpha_{к2}$ и $\alpha_{л2}$ – соответственно коэффициенты конвективного и лучистого теплообмена между наружной поверхностью тепловой изоляции 3 и окружающей средой; t – средняя температура поверхностей тел, окружающих наружную поверхность трубопровода 1.

Расчетную температуру на внутренней поверхности трубопровода 1 можно найти через уравнение конвективно-лучистого теплообмена:

$$t_{c1} = t_{ж1} - \frac{d_{из} [\alpha_{к2}(t_{c2} - t_{ж2}) + \alpha_{л2}(t_{c2} - t)]}{\alpha_1 d_{вн}}, \quad (2)$$

где α_1 – коэффициент теплоотдачи между теплоносителем 2 и внутренней поверхностью трубопровода 1.

Коэффициенты α_1 и $\alpha_{к2}$ из расчетных уравнений (1) и (2) определяют по эмпирическим зависимостям с применением теории подобия тепловых процессов.

Аналитическая форма записи формул для определения α_1 и $\alpha_{к2}$ может быть представлена следующим образом:

$$\alpha_1 = \alpha_1(t_{ж1}, t'_{c1}, w, d_{вн}, l), \quad (3)$$

$$\alpha_{к2} = \alpha_{к2}(t_{ж2}, t_{c2}, d_{из}), \quad (4)$$

где w – средняя скорость движения теплоносителя 2.

Среднюю скорость движения теплоносителя 2 в трубопроводе 1 при массовом расходе G движущегося потока можно определить по уравнению неразрывности:

$$w = \frac{4G}{\rho \pi d_{вн}^2}, \quad (5)$$

где ρ – плотность теплоносителя 2 при температуре $t_{ж1}$.

Коэффициент лучистого теплообмена $\alpha_{л2}$ из уравнения теплопроводности (1) можно рассчитать по приближенной формуле:

$$\alpha_{л2} = \varepsilon [4,59 + 0,0285(t_{c2} + t)], \quad (6)$$

где ε – относительный коэффициент излучения (степень черноты) поверхности тепловой изоляции 3.

В качестве примера рассмотрим результаты определения коэффициента теплопроводности $\lambda_{из}$ теплоизоляционной краски Теплометт Стандарт [5], расположенной на поверхности горизонтального магистрального трубопровода, выполненного из стали марки Ст3 с коэффициентом теплопроводности $\lambda = 50,2$ Вт/(м·К). Трубопровод с размерами сечения $d_{вн} = 0,238$ м и $d_{н} = 0,250$ м при толщине стенки $\delta = 6 \cdot 10^{-3}$ м имеет длину участка $l = 12$ м, при которой $l/d_{вн} = 12/0,238 \approx 50,4 > 50$. Наружный диаметр тепловой изоляции при толщине слоя утеплителя $\delta_{из} = 2,2 \cdot 10^{-3}$ м равен $d_{из} = 0,2544$ м.

Теплоносителем в трубопроводе является обычная вода. Массовый расход и температура теплоносителя, движущегося в трубопроводе, соответственно равны $G = 250$ т/ч и $t_{ж1} = 77$ °С. Температура окружающей среды, которой является внутренний воздух помещения, равна $t_{ж2} = 24$ °С. Средняя температура поверхностей тел, находящихся в помещении, составила по результатам проведенных пирометрических измерений инфракрасным прибором *Testo 845* – $t = 22$ °С.

С целью нахождения температуры поверхности тепловой изоляции проведены пятикратные ее замеры термометром поверхностного типа *TK-5.01П* в четырех радиально расположенных точках трубопровода с дискретностью во времени 300 с. В соответствии с результатами показаний контактного термометра (относительная погрешность измерений равна $\pm 2\%$) средняя температура на поверхности трубопровода, покрытого слоем теплоизоляционной краски при толщине слоя $\delta_{из} = 2,2 \cdot 10^{-3}$ м, составила $t_{с2} = 44,3$ °С. Экранировка от конвективных потоков воздуха части поверхности, закрытой датчиком термометра, при расчете средней температуры поверхности не учитывалась в связи с отсутствием надежной и достоверной методики. Ориентировочное значение температуры внутренней поверхности трубопровода принято равным $t'_{с1} = 70$ °С.

Скорость движения теплоносителя при плотности воды $\rho = 973,77$ кг/м³ по уравнению неразрывности (5) равна $w = 1,603$ м/с.

По результатам решения уравнений (3) и (4) коэффициенты теплоотдачи соответственно равны $\alpha_1 = 5379$ Вт/(м²·К) и $\alpha_{к2} = 3,88$ Вт/(м²·К). Коэффициент лучистого теплообмена при коэффициенте теплового излучения поверхности тепловой изоляции $\varepsilon = 0,05$ (при коэффициенте отражения $r = 0,95$ по данным [6]) по соотношению (6) составил $\alpha_{л2} = 0,326$ Вт/(м²·К).

Температура внутренней поверхности трубопровода по результатам решения уравнения (2) оказалась равной $t_{с1} = 77$ °С.

Тогда коэффициент теплопроводности $\lambda_{из}$ тепловой изоляции по уравнению теплопроводности (1) составит:

$$\lambda_{из} = \frac{0,5 \cdot \ln \frac{0,2544}{0,250}}{\frac{77 - 44,3}{0,2544 \cdot [3,88 \cdot (44,3 - 24) + 0,326 \cdot (44,3 - 22)]} - \frac{1}{2 \cdot 50,2} \cdot \ln \frac{0,250}{0,238}} = 0,0058 \text{ Вт/(м} \cdot \text{К)}.$$

Разработанный способ может применяться в строительстве и теплоэнергетике для проведения в натуральных условиях теплофизических исследований теплоизоляционных свойств утеплителей, установленных на трубопроводах тепловых сетей при их надземной прокладке. Методика определения коэффициента теплопроводности тепловой изоляции в натуральных условиях позволяет отследить и оценить динамику изменения кондуктивной способности утеплителя в течение заданного эксплуатационного периода, на основе анализа результатов расчета произвести замену или установку дополнительного слоя утеплителя на

участке теплоснабжения, где тепловые потери превышают удельные показатели в соответствии с нормативным документом СНиП 41-03-2003.

Список литература:

1. Некрасов А.С. Современное электро- и теплоснабжение в России // Проблемы прогнозирования. 2005. №4. С. 1–15.
2. Прохоренков А.М., Сабуров И.В., Глухих В.Г., Сабуров Е.И. Реализация программ энергосбережения при автоматизации процессов управления теплоснабжением города // Современные наукоемкие технологии. 2005. №6. С. 84–85.
3. Кузнецов Г.В., Половников В.Ю. Тепловые потери магистральных трубопроводов в условиях полного или частичного затопления // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2006. №3-4. С. 3–12.
4. Shishkin A.V. Determination of Heat Losses in Networks of a Centralized Heat Supply // Thermal Engineering. 2003, vol. 50, no. 9, pp. 772–778.
5. Танковская Л.В., Павлов М.В., Карпов Д.Ф., Юрчик М.С. Техничко-экономическая оценка энергоэффективности применения традиционных и современных теплоизоляционных материалов для нужд централизованного теплоснабжения // Энергетика: Эффективность, надежность, безопасность. 2013. С. 823–826.
6. Жидкая тепловая изоляция Теплометт [Электронный ресурс]: официальный сайт компании «Коломенские краски». Режим доступа: <http://teplo-effect.ru>.

КАЧЕСТВО ПРОДУКЦИИ КАК ОДИН ИЗ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ

Т.В. Несветаило, студент
Омский государственный технический университет
г.Омск, Россия
nesvet_22@mail.ru

Эффективность производства зависит от технического оснащения и организации контроля качества, от степени его совершенства. Благодаря контролю, осуществляется сопоставление фактически достигнутых результатов функционирования системы с запланированными.

Можно сказать, что контроль – это процесс определения и оценки информации об отклонениях действительных значений от заданных или их совпадении и результатах анализа [2]. Контролю подлежат: цели; ход выполнения плана; прогнозы; развитие процесса.

Существуют различные виды контроля: по принадлежности субъекта контроля к предприятию (внутренний, внешний); по основанию для проведения (добровольный, по закону, по Уставу); по объекту контроля (контроль за процессами, за решениями, за объектами, за результатами); по регулярности (системный, нерегулярный, специальный).

Контроль качества должен подтверждать выполнение заданных требований к продукции и содержать входной, промежуточный, окончательный контроль, а также регистрацию результатов контроля и испытаний.

В [2] рассмотрены факторы, влияющие на принятие решения о контроле и организации процессов контроля (рис. 1).

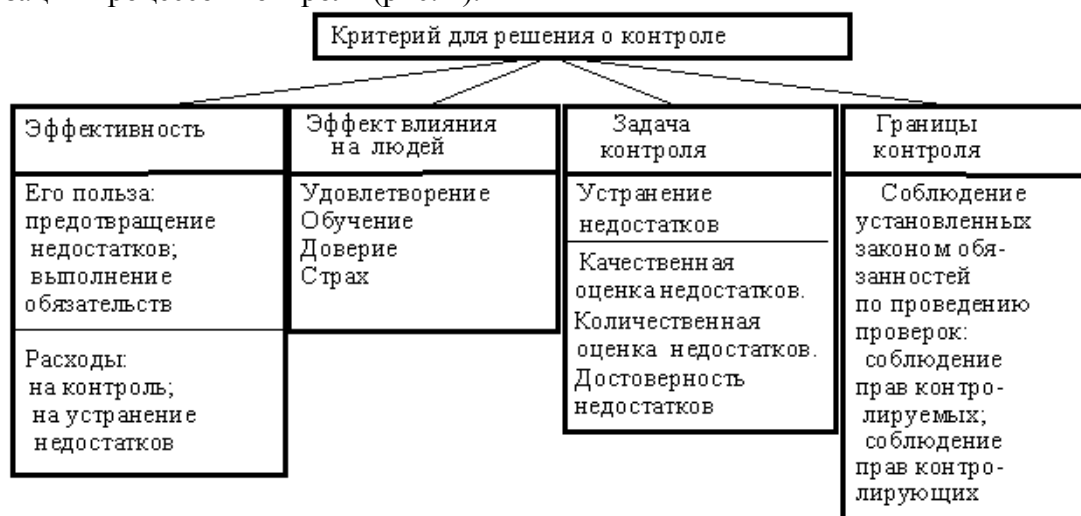


Рисунок 1. Факторы, влияющие на принятие решения о контроле

Браком считается продукция, передача которой потребителю не допускается из-за наличия в ней дефектов (каждого отдельного несоответствия продукции установленным требованиям).

В результате присутствия брака на производстве могут возникнуть проблемы: срыв сроков заказов, простаивание оборудования, упущенные продажи, что приводит к снижению прибыли и энергоэффективности предприятия.

В зависимости от характера дефектов, установленных при технической приемке, брак бывает исправимым и неисправимым (окончательным). К исправимому браку относят продукцию, которая после дополнительных затрат на исправление может быть использована по назначению. К окончательному браку относят продукцию, исправление которой технически невозможно или экономически нецелесообразно.

Организация при управлении контрольным, измерительным и испытательным оборудованием, должна выполнить ряд условий [2]:

- 1) определить, какие измерения должны быть сделаны, какими средствами и с какой точностью;
- 2) оформить документально соответствие оборудования необходимым требованиям;
- 3) регулярно проводить калибровку (проверку делений прибора);
- 4) определить методику и периодичность калибровки;
- 5) документально оформлять результаты калибровки;
- 6) обеспечить условия применения измерительной техники с учетом параметров окружающей среды;
- 7) устранять неисправные или непригодные контрольно-измерительные средства;
- 8) производить регулировку оборудования и программного обеспечения с помощью только специально обученного персонала.

Испытания готовой продукции – особый вид контроля, подразумевающий исследование одной или нескольких характеристик изделия, учитывая влияние физических, химических, природных или эксплуатационных факторов и условий.

Для структурных подразделений предприятий необходимо устанавливать конкретные задания по повышению качества продукции и качества работы в зависимости от их специфики. Данные задания должны быть связаны с последующей оценкой и стимулированием производственной деятельности подразделений.

Например, для сборочных цехов целесообразно планировать снижение количества возвратов деталей и узлов из цехов-потребителей, уровень сдачи продукции с первого предъявления, а для основных цехов – повышение качества заготовок, деталей и сборочных единиц в соответствии с производственным процессом данного цеха.

Если все случаи брака свести в таблицу, объединив в группы, то можно применить принцип Парето. Диаграмма Парето – схема, построенная на основе группирования по дискретным признакам, ранжированная в порядке убывания (например, по частоте появления) и показывающая кумулятивную (накопленную) частоту, относительную значимость каждого фактора.

Для проведения анализа Парето необходимо:

1. Определить цели анализа.
2. Собрать данные о характере, причинах, количестве и стоимости дефектов.
3. Проанализировать результаты наблюдений, выявить наиболее значимые факторы.
4. Построить диаграммы Парето.

Приведем диаграмму (рис.2), построенную на основе группирования бракованной продукции по видам брака. Расположим единицы бракованной продукции каждого вида в порядке убывания.

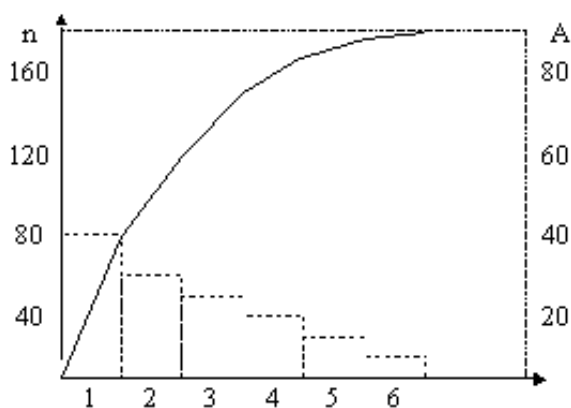


Рисунок 2. Пример диаграммы Парето

Здесь:

1 – ошибки в процессе производства;

2 – некачественное сырье;

3 – некачественные орудия труда;

4 – некачественные шаблоны;

5 – некачественные чертежи;

6 – прочее;

A – относительная кумулятивная (накопленная) частота, %;

n – число бракованных единиц продукции.

С помощью диаграммы Парето можно оценить эффективность принятых мер по улучшению производственного процесса, построив ее до и после внесения изменений. Считается, что 20 % причин, повторяющихся регулярно, вызывают 80 % случаев брака и потерь. А причины могут быть разные: недостаточный уровень квалификации рабочих, неисправность машин и оборудования, использование несовершенных производственных приспособлений и инструментов, средств измерительной техники, отступления от технологического процесса, использование в производстве материалов и полуфабрикатов, имеющих скрытые дефекты, нарушение условий хранения, погрузки и перевозки материалов и готовой продукции. Устранив эти причины, можно добиться существенного эффекта. Если в управлении качеством на предприятии постоянно возникает одна и та же проблема, то бывает достаточно устранить причину ее возникновения.

Приведем алгоритм, который поможет улучшить качество продукции [1].

Во-первых, необходимо собрать все случаи брака (не менее, чем за год) на предприятии в одну таблицу.

Во-вторых, объединить аналогичные причины возникновения производственного брака в одну группу. Выделив группы схожих причин брака, следует рассчитать количество случаев за период и потери от них.

В-третьих, провести анализ. Обычно, несколько одинаковых причин постоянно повторяются и вызывают основную массу брака за период. Именно с ними следует работать в первую очередь.

В-четвертых, выбрать причину производственного брака с максимальными потерями и наибольшим числом случаев и анализировать ее в первую очередь.

В-пятых, исключить или снизить возможность повторения частых причин брака.

В-шестых, разработать и ввести в действие систему мотивации персонала, направленную на сокращение брака.

И наконец, организовать постоянный процесс повышения качества.

Анализ брака проводится с целью определения важнейших и первоочередных задач по повышению качества. Для проведения контроля и испытаний назначаются специалисты. Вопросами внедрения современных технологических процессов, ликвидации брака обязательно должны заниматься на предприятии. Политика предприятия должна быть направлена на достижение высокого качества.

Список литературы:

1. Марьенко А., Портнов А. Как просто и недорого снизить брак на предприятии // «Генеральный Директор» – персональный журнал руководителя. – 2014. – № 9.
2. Ребрин Ю. Управление качеством: учеб.пособие – Таганрог, Изд-во ТРТУ, 2004.

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ДИЗЕЛЬНОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ ДЛЯ ЭНЕРГОКОМПЛЕКСА «ЮЖНО-КУРИЛЬСКАЯ»

А.В. Дорошенко

Научный руководитель: Н.М. Космынина, доцент кафедры
электроэнергетических систем ТПУ ЭНИН

Томский политехнический университет, Энергетический институт, кафедра
электрообеспечения промышленных предприятий, группа 5АМ44

Электростанции-генерирующая часть энергосистемы

Энергокомплекс дизельных электростанций (ДЭС) «Южно-Курильская» обеспечивает электроэнергией поселок городского типа Южно-Курильск, расположенный на полуострове Кунашир (на юге Курильских островов) с населением примерно 6500 человек. Структурная схема энергокомплекса ДЭС «Южно-Курильская» представлена на рисунке 1.

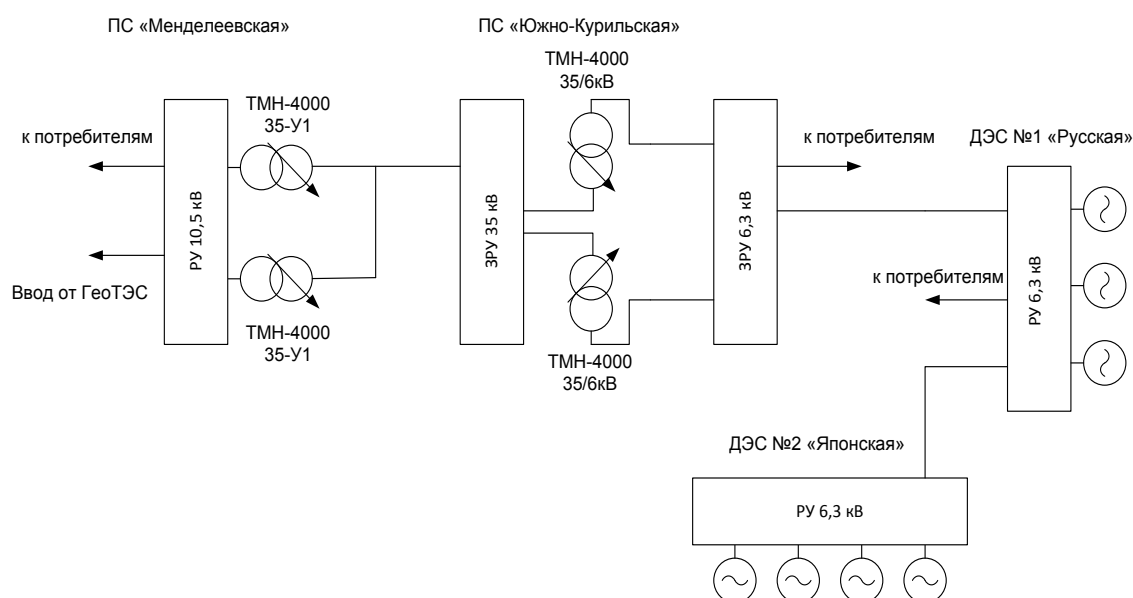


Рисунок 1. Структурная схема энергокомплекса «Южно-Курильская»

Генерирующие мощности энергокомплекса ДЭС «Южно-Курильская» представлены двумя дизельными электростанциями ДЭС № 1 «Русская» (2400 кВт) и ДЭС № 2 «Японская» (3200 кВт) и двумя энергомодулями ГеоТЭС «Менделеевская» (3600 кВт).

Подстанции энергокомплекса «Южно-Курильская»

ПС «Южно-Курильская»

Подстанция «Южно-Курильская» повышает напряжение с 6,3 кВ до 35 кВ.

На подстанции имеется два распределительных устройства: ЗРУ–6,3 кВ и ЗРУ–35 кВ и два трансформатора ТМН–4000/35/6.

ПС «Менделеевская»

Подстанция «Южно-Курильская» повышает напряжение с 10,5 кВ до 35 кВ.

На подстанции имеется два распределительных устройства: ЗРУ–10,5 кВ и РУ–35кВ и 2 трансформатора ТМН–4000/35/11.

ПС «Менделеевская» и ПС «Южно-Курильская» соединены между собой одноцепной линией электропередач, выполненной на напряжении 35 кВсталеалюминиевым проводом АС-120 длиной 12370 метров.

Современное состояние и перспективы развития

Общая мощность нагрузки на ДЭС в зимний период может составить 5000 кВт.

Во избежание перебоев в электроснабжении потребителей Южно-Курильска в результате возможного выхода из строя устаревшего оборудования, необходимо в кратчайшие сроки решить задачу пополнения существующего энергокомплекса новыми источниками электроэнергии.

В данной работе предлагается строительство дизельной электростанции модульного типа, возведение которой и подключение ее к существующей энергосистеме Южно-Курильска может быть произведено в кратчайшие сроки. Предлагаемое решение обеспечит поддержание потребностей населенного пункта в электроэнергии и возможность вывода из эксплуатации изношенного, экономически неэффективного оборудования энергокомплекса.

Основные решения по проектированию

Требуемая мощность станции для распределительной сети системы напряжением 6 кВ обеспечивается четырьмя модулями дизельных генераторных установок (ДГУ) единичной мощностью 700 кВт.

Суммирование мощностью ДГУ осуществляется на сборных шинах проектируемого модуля РУ–6,3 кВ. Наиболее простой и надежной схемой электроустановок на стороне 6–10 кВ является схема с одной секционированной системой сборных шин [1]. В настоящее время распределительные устройства напряжением 6÷10 кВ выпускаются комплектными. Выбираем КРУ «Классика» D-12P выкатного исполнения. Основным достоинством КРУ выкатного исполнения является быстрая взаимозаменяемость аппаратов, установленных на выкатной тележке, что особенно важно для крупных и ответственных электроустановок [2].

Подключение генераторных установок к шинам обеспечивается посредством вакуумных выключателей ячеек ввода генераторного напряжения распределительного устройства. В КРУ D-12P устанавливаются вакуумные выключатели ВВ/TEL [3]. После расчета токов продолжительного режима и токов трехфазного короткого замыкания выбраны выключатели ВВ/TEL-10-12,5/630-У2.

Роль шинных и линейных разъединителей выполняют разъединяющие контакты первичных соединений втычного типа, неподвижная часть которых установлена в корпусе шкафа, а подвижная - на тележке. Отсутствие разъединителей и применение вместо них специальных скользящих контактов штепсельного типа позволяет повысить надежность камер и удобство их технического обслуживания.

Наружная сеть напряжением 6 кВ представлена кабельными силовыми линиями, прокладываемыми от генераторов дизель-генераторных установок

модульного типа к ячейкам ввода генераторного напряжения распределительного устройства КРУ–6,3 кВ электростанции, и двумя отходящими линиями, прокладываемыми от проектируемого КРУ–6,3 кВ ДЭС к ЗРУ 6,3 кВ подстанции «Южно-Курильская» с целью сохранения существующих силовых соединений энергокомплекса и во избежание перегрузки отходящих линий ДЭС № 2 "Японская".

Структурная схема энергокомплекса ДЭС «Южно-Курильская» с учетом включения в его структуру проектируемой ДЭС представлена на рисунке 2.

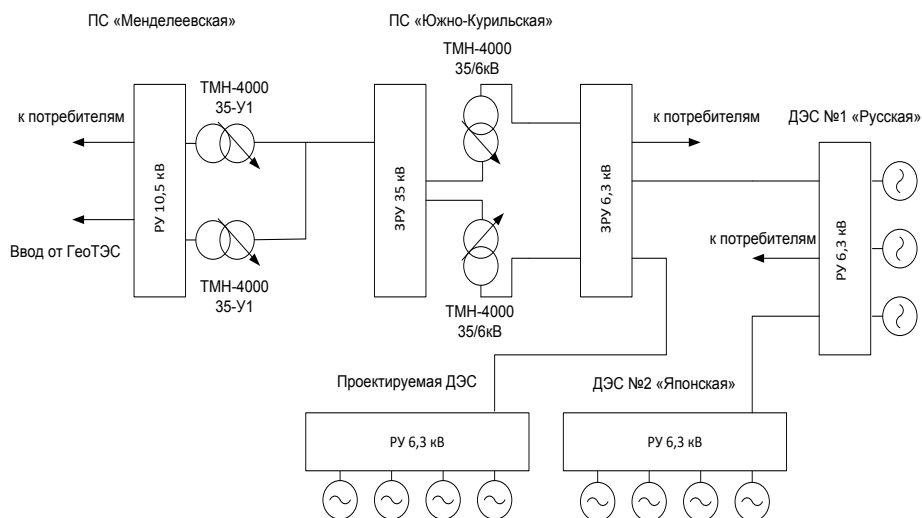


Рисунок 2. Структурная схема ДЭС «Южно-Курильская» с проектируемой ДЭС

Принятые решения обеспечивают:

- возможность выдачи в распределительную сеть системы суммарной мощности проектируемой ДЭС и ДЭС №2 "Японская";
- возможность выдачи в распределительную сеть системы мощности любой из двух станций при выключенной второй;
- возможность вывода из сети любого из двух полуккомплектов проектируемой ДЭС с сохранением возможности выдачи в сеть 50% номинальной мощности электростанции. Такое решение позволяет обеспечить планомерность проведения технических мероприятий по обслуживанию оборудования станции и, как следствие, улучшить качество технического обслуживания.

Список литература:

1. Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. Электрооборудование станций и подстанций. Учебник для техникумов. 3-е издание. Москва, Энергоатомиздат, 1987.
2. Г.Н. Ополева. Схемы и подстанции электроснабжения. Москва, Форум Инфра-М, 2009.
3. 11. Комплектное распределительное устройство напряжением 6–10 кВ «Классика» серии D-12P. Руководство по эксплуатации.

ТЕХНОЛОГИЯ ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН С ВЫСОКОКОЭРЦИТИВНЫМИ ПОСТОЯННЫМИ МАГНИТАМИ

В.Е. Вавилов В.Е., к.т.н., А.Х. Минияров, студент гр. СЭМС-401,
Н.Г. Тарасов, студент гр.СЭМС-401
ФГБОУ ВПО УГАТУ
Кафедра Электромеханики
г. Уфа, Россия
zi.zd@mail.ru

В известных подходах к проектированию электромеханических преобразователей энергии (ЭМПЭ) в целом, и к проектированию высокоскоростных электромеханических преобразователей энергии с высококоэрцитивными постоянными магнитами (ВПМ) в частности сложилась определенная последовательность расчетов. Основу данной последовательности составляют электромагнитные расчеты, по результатам которых, определяют размеры активных элементов ЭМПЭ [1, 2]. После чего проводятся тепловые и механические расчеты, и полученные размеры корректируются по результатам данных расчетов.

Ввиду высоких скоростей вращения ротора ЭМПЭ с ВПМ и значительной зависимости энергетических характеристик ВПМ от их установившейся температуры, например, *NdFeB*, применение описанного выше подхода может являться причиной значительной погрешности проектного расчета до 30 %.

Поэтому для проектирования ЭМПЭ с ВПМ представляется целесообразным применять другую последовательность расчетов. В частности, авторами предлагается синтез теплового, механического и электромагнитного расчета ЭМПЭ. В данном случае тепловые, механические и электромагнитные расчеты ведутся параллельно и в результате получается ЭМПЭ спроектированная на требуемую мощность с учетом всех эксплуатационных параметров.

Представленную технологию проектирование высокоскоростных ЭМПЭ с ВПМ целесообразно рассмотреть на примере бесконтактного магнитоэлектрического генератора (БМГ) с ВПМ и косвенной системой жидкостного охлаждения, (рис. 1), так как данный класс ЭМПЭ с ВПМ находит все более широкое применение на практике в качестве основного энерговырабатывающего элемента систем автономного электроснабжения, например, систем электроснабжения летательных аппаратов или космических аппаратов [3].

В качестве ВПМ ротора принимаются *NdFeB*, так как они превосходят по своим энергетическим характеристикам, а также обладают более низкой ценой и более простой технологией производства по сравнению с другими ВПМ (например, *SmCo*).

При проектных расчетах считаются заданными частота вращения ротора, максимальная линейная скорость, номинальное напряжение и мощность БМГ с ВПМ, $\cos\varphi$, а также свойства ВПМ (остаточная индукция B_r и коэрцитивная сила H_c). Также считаются заданными параметры системы охлаждения БМГ, тип хладагента, его температура и давление на входе в систему охлаждения.

Задачей проектного расчета является определение геометрических параметров БМГ, электромагнитных и тепловых нагрузок, а также его массовых характеристик.

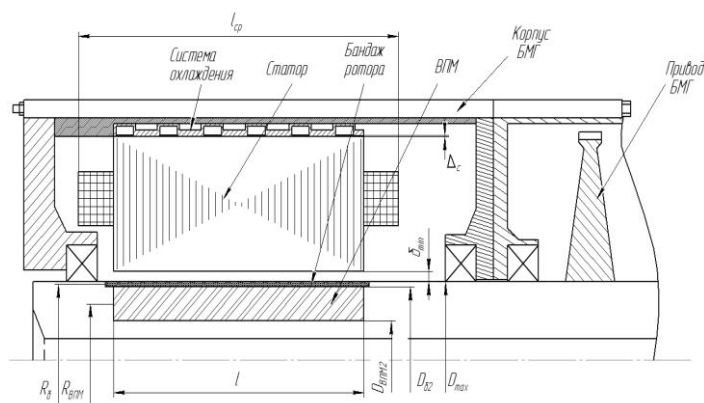


Рисунок 1. Расчетная схема БМГ

По условиям механической прочности определяется максимально возможный диаметр ротора БМГ [4]:

$$D_{\max} = 60 \cdot 10^2 \frac{g_{\max}}{\pi n},$$

где D_{\max} – максимальный диаметр ротора; n – частота вращения БМГ; g_{\max} – максимальная линейная скорость БМГ.

Так как мощность БМГ определяется объемом ВПМ, который зависит от активной длины и толщины ВПМ, тогда можно считать заданным толщину ВПМ, варьируя при этом его длиной. Исходя из этого толщина бандажной оболочки ротора, (рис. 1), определяется в виде [5]:

$$\delta_6 = \frac{\Omega^2 [\rho_6 R_6 (D_{61}^2 + D_{62}^2) + \rho_{\text{ВПМ}} R_{\text{ВПМ}} (D_{\text{ВПМ1}}^2 + D_{\text{ВПМ2}}^2)]}{8\sigma}$$

где δ_6 – толщина бандажной оболочки ротора; Ω – угловая скорость ротора БМГ, рад/с; ρ_6 , $\rho_{\text{ВПМ}}$ – плотность материала бандажа и ВПМ соответственно; σ – предел прочности на текучесть материала бандажной оболочки; R_6 , D_{61} , D_{62} , $R_{\text{ВПМ}}$, $D_{\text{ВПМ1}}$, $D_{\text{ВПМ2}}$ – геометрические параметры БМГ.

Геометрические параметры определяются согласно рисунку 1: $D_{61} = D_{\max}$,

$$D_{62} = D_{\max} - 2\delta_6, \quad D_{\text{ВПМ1}} = D_{62}, \quad D_{\text{ВПМ2}} = D_{\text{ВПМ1}} - 2h_M, \quad R_6 = \frac{D_{\max} - \delta_6}{2},$$

$$R_{\text{ВПМ}} = \frac{D_{\max} - 2\delta_6 - h_M}{2}.$$

С учетом геометрических соотношений, представленных выше, пропуская промежуточные математические вычисления, представляется в виде:

$$\begin{aligned} & \rho_6 \delta_6^3 - \delta_6^2 [\rho_6 D_{\max} - 4\rho_{\text{ВПМ}} h_M + \rho_6] + \\ & + \delta_6 \left[\rho_6 D_{\max} - 4\rho_{\text{ВПМ}} D_{\max} h_M + 4\rho_{\text{ВПМ}} h_M^2 - \frac{8\sigma}{\Omega^2} \right] + \\ & + \rho_{\text{ВПМ}} D_{\max}^2 h_M - 2\rho_{\text{ВПМ}} D_{\max} h_M^2 + \rho_{\text{ВПМ}} h_M^3 = 0 \end{aligned}$$

Выражение представляет собой кубическое уравнение, решение которого может быть найдено с помощью тригонометрической формулы Виета [6]. Решение уравнения по известным методикам позволяет на начальном этапе, исходя из условий механической прочности, определять толщину бандажной оболочки и максимально возможный диаметр ротора.

Далее задается коэффициент полюсного перекрытия [7] и определяется полюсное деление ротора и зубцовое деление статора БМГ, а также ряд геометрических параметров БМГ:

$$D_{\text{ст}} = D_{\max} + 2\delta_{\min},$$

где $\delta_{\min} = 0,0005$, минимальный воздушный зазор, выбирается из технологических соображений.

$$b_m = D_{\max} \sin \frac{\pi \alpha_i}{2p},$$

где α_i – коэффициент полюсного перекрытия ротора БМГ; p – число пар полюсов ротора БМГ; $D_{\text{ст}}$ – диаметр расточки статора.

После определения толщины банджа задается максимальная установившаяся температура постоянных магнитов $\Theta_{\text{ВПМ}}$. Исходя из максимальной установившейся температуры ВПМ, определяются рабочие характеристики ВПМ, индукция в воздушном зазоре БМГ и установившаяся температура в зазоре БМГ.

Таким образом, магнитная индукция при предлагаемом подходе не задается на основе эмпирических данных, как в известных методиках, а определяется исходя из температурных и механических условий, что позволяет повысить точность проектных расчетов. Кроме того задание максимальной установившейся температуры ВПМ, на стадии проектирования БМГ, делает возможным одновременно с электромагнитным расчетом производить тепловой расчет, что позволит рассчитывать геометрию зубцовой зоны и спинки статора не только по электромагнитным нагрузкам, но и по тепловым, активная длина ВПМ определяется соответственно как отношение его объема к площади его поперечного сечения, при этом магнитный поток определяется исходя из рассчитанных значений длины и индукции в воздушном зазоре БМГ.

ЭДС холостого хода, согласно рекомендациям, представленным в [1] принимается равным 1,2–1,4 $U_{\text{ном}}$, тогда число витков в фазе определяется соотношением:

$$w = \frac{E_{xx}}{4,44k_\phi k_{об} f \Phi_\delta},$$

где $k_{об} = k_y k_p k_{ск}$ – обмоточный коэффициент; $k_y = \sin(y_0 / \tau)(\pi / 2)$ – коэффициент укорочения обмотки; y_0 – шаг обмотки статора БМГ; k_p – коэффициент распределения; $k_{ск}$ – коэффициент скоса (определяется при наличии скоса пазов); $\alpha_{ск}$ – центральный угол скоса; f – частота тока.

После чего используя известные соотношения может быть определена линейная токовая нагрузка [4], которая также косвенно зависит от значения максимальной температуры ВПМ, механических характеристик банджа ротора и мощности БМГ, а не задается на основе эмпирических данных. После чего уравнением Арнольда проверяется мощность проектируемого БМГ с учетом температурных и механических зависимостей.

Для дальнейших расчетов определяется материал листов статора и тем самым величины максимальной индукции в его зубцах ($B_{z\max}$) и спинки ($B_{s\max}$), исходя из кривой намагниченности. При выборе материала листа статора необходимо учитывать перегрузочные режимы работы БМГ.

Как и в известных методиках задается предварительная плотность тока в обмотках БМГ [4], по значению которой определяется площадь, занимаемая обмоткой в пазу, длина лобовых частей и сопротивление обмотки. Разрабатывается тепловая схема БМГ, по которой определяются суммарные потери [6, 7], отводимые системой охлаждения.

В техническом задании на проектирование БМГ задаются характеристики хладагента, его температура и давление на входе в систему охлаждения. По данным параметрам используя формулу Ньютона и варьируя толщиной стенки рубашки охлаждения определяется температура на внутренней стенки рубашки охлаждения.

$$\Theta_{\text{ро}} = \frac{\sum P_{\text{эн}}}{\lambda [2\pi(D_{\text{ст}} + 2h_p + 2h_c + 2\Delta_c) + 2l]} + \Theta_{\text{ж}},$$

где λ – коэффициент теплопередачи от рубашки охлаждения к хладагенту; $\Theta_{\text{ро}}$ – температура стенки рубашки охлаждения БМГ; $\Theta_{\text{ж}}$ – температура хладагента; $\sum P_{\text{эн}}$ – полные потери в БМГ; h_p – высота паза; Δ_c – толщина стенки рубашки охлаждения БМГ.

Зная температуру рубашки охлаждения и температуру в воздушном зазоре, определяют температуру зубцовой зоны и на поверхностях паза. Тогда необходимо произвести уточненный расчет плотности тока в обмотках. При этом уравнение теплопроводности для обмотки записывается в следующем виде:

$$I^2 r dt = c G_{об} d\Theta + 2\lambda_n h_n \Theta_z + \lambda_c b_n \Theta_c + \lambda_\delta b_{z\text{min}} \Theta_\delta,$$

где r – активное сопротивление БМГ; c – удельная теплоемкость меди; $G_{об}$ – масса обмотки; $\Theta_z, \Theta_c, \Theta_\delta$ – соответственно температура в зубцах, спинки и воздушном зазоре БМГ; $\lambda_n, \lambda_c, \lambda_\delta$ – соответственно теплопроводности от обмотки к зубцу, к спинке и к воздушному зазору.

Учитывая, что сопротивление $r = \frac{\gamma l_{cp}}{S_{об}}$ (где γ – удельное электрическое сопротивление

обмотки), масса обмотки $G_{об} = \rho_{cu} l_{cp} S_{об}$, а площадь обмотки $S_{об} = \frac{I}{j_{max}}$, тогда пропуская промежуточные математические выкладки получается:

$$\left(j_{max}^2 l_{cp} \gamma - 2\lambda_n h_n \Theta_z \frac{j_{max}}{I} - \lambda_c b_n \Theta_c \frac{j_{max}}{I} - \lambda_\delta b_{z\text{min}} \Theta_\delta \frac{j_{max}}{I} \right) dt = c \rho_{cu} l_{cp} d\Theta$$

Интегрируя определяется уточненное значение плотности тока для заданных и рассчитанных значений температуры активных частей БМГ. Полученное значение сравнивается с принятым и в случае разницы между ними более 10% производится корректировка расчетной площади обмотки. Кроме того, можно использовать при расчетах перегрузочных режимов работы БМГ. Произведя все выше указанные расчеты определяется масса БМГ используя известные соотношения [7].

Разработана технология комплексного аналитического расчета высокоскоростных электромеханических преобразователей энергии с высококоэрцитивными постоянными магнитами, которая позволяет на начальных этапах одновременно учитывать тепловые, механические и электромагнитные нагрузки в проектируемых электромеханических преобразователях, а, следовательно, приводит к повышению точности расчетов до 8%.

Представлена методика определения толщины бандажной оболочки высокоскоростных электромеханических преобразователей энергии на основе формулы Виета, позволяющей при минимальных начальных условиях с достаточной точностью определить толщину бандажа ротора и величину минимального воздушного зазора.

Полученные результаты могут быть использованы на практике при разработке бесконтактных высокоскоростных магнитоэлектрических генераторов в частности и других электромеханических преобразователей.

Список литературы:

1. Копылов И.П. Проектирование электрических машин. Москва : Энергия. 1980 495 с.
2. Гольдберг, О. Д. Проектирование электрических машин : учебник для вузов. Москва : Высшая школа, 1984 . 431 с.
3. Геча В.Я., Захаренко А. Б., Мещихин И. А. [и др.] Комплексная математическая модель высокоскоростного электрогенератора // Вопросы электромеханики. Труды НПП ВНИИЭМ. – М. : ФГУП «НПП ВНИИЭМ», 2011. – Т. 122. – № 3 – С. 3 – 10.
4. Бут Д. А. Бесконтактные электрические машины. Москва : Высшая школа 1990 . 415 с.
5. Ледовский А. Н. Электрические машины с высококоэрцитивными постоянными магнитами . Москва : Энергоатомиздат, 1985 . 169с.
6. Бронштейн, И. Н. Справочник по математике : для инженеров и учащихся вузов. Москва : Наука, 1986 . 544 с.
7. Исмагилов Ф.Р., Хайруллин И.Х., Вавилов В.Е., Определение коэффициента полюсного перекрытия быстроходных магнитоэлектрических машин с высококоэрцитивными цилиндрическими магнитами // Электричество.

ПРИМЕНЕНИЕ БЕССЕТОЧНОГО МЕТОДА К ЗАДАЧЕ ФРАГМЕНТАЦИИ ЖИДКОСТИ

Д.В. Гудеменко, аспирант, П.С. Климов, аспирант
Научные руководители: В.И. Мелихов, д.т.н, проф., О.И. Мелихов, д.ф.-м.н., проф.
НИУ МЭИ, Москва, РФ,
gudemenkov@mail.ru

1. Введение

В соответствии со Стратегией развития атомной энергетики России в первой половине XXI века одной из главных задач, стоящих перед отраслью на ближайший период, является обеспечение высокого уровня безопасности и надежности АЭС. В соответствии с нормативными документами оценка безопасности действующей атомной станции должна содержать анализ запроектных аварий. При этом возникает целый ряд задач: определение сценария аварии, оценка ее вероятных последствий и разработка технических средств их минимизации, разработка методов управления аварией и др.

Одним из наиболее опасных видов запроектной аварии является тяжелая авария, приводящая к разрушению активной зоны реактора. Существенное место в анализах тяжелых аварий на АЭС занимает рассмотрение термического взаимодействия высокотемпературного расплава материалов активной зоны (кориум) с охладителем, которое может протекать как относительно медленно (характерные временные масштабы – секунды или минуты), когда происходит медленное остывание расплава вследствие теплоотдачи по механизму пленочного кипения, так и взрывным образом, так называемый паровой взрыв, (характерные времена – миллисекунды), приводя к росту давления до сотен атмосфер.

В отличие от проектных аварий, сценарий развития запроектных тяжелых аварий заранее не определен. Теоретические исследования совместно со специальными экспериментами могут помочь в исследовании потенциально опасных физических процессов, происходящих при тяжелых авариях. Однако возможность экспериментальных исследований крайне ограничена малыми масштабами экспериментальных установок. Проведение крупномасштабных экспериментов, соответствующих сценарию протекания тяжелой аварии с плавлением активной зоны промышленных ЯЭУ, представляется невозможным в силу ядерной и радиационной опасности. Математическое моделирование является альтернативным инструментом изучения физических процессов, позволяющим, при достаточной адекватности математических моделей, проводить различные численные имитации возникновения и развития вероятностных тяжелых аварий на ЯЭУ.

Использование классических методов конечных разностей при моделировании тяжелых аварий приводит к значительному искажению процесса из-за численной диффузии. Альтернативным вариантом моделирования такого класса задач являются бессеточные методы.

В настоящее время они получают все большее распространение в сфере численного моделирования задач гидродинамики со свободными границами. Среди них выделяют подкласс методов частиц. Эти методы не требуют использования сетки ни на стадии построения функций форм, ни на стадии интегрирования уравнения движения. Их основная идея состоит в дискретизации области расчета набором лагранжевых частиц, которые могут свободно передвигаться в рамках наложенных на них, посредством основных уравнений динамики сплошной среды, связей. Функции формы при таком подходе строятся на каждом шаге по времени с использованием различного набора узлов (частиц). Бессеточная природа методов, а также простота реализации и использования обусловили их огромную популярность в сфере решения задач со свободными границами. В данной работе проведен анализ фрагментации жидкости бессеточным методом MPS [1].

2. Анализ эволюции водяного столба посредством метода MPS

Применим метод MPS для расчета задачи обрушения водяного столба. Геометрия задачи представлена на рисунке 5. Столб воды расположен у левой стенки. В начальный момент времени он покоится в вертикальном положении. После запуска расчета водяной столб под действием силы тяжести начинает опускаться и сталкивается с правой стенкой, из-за чего происходит фрагментация жидкости.

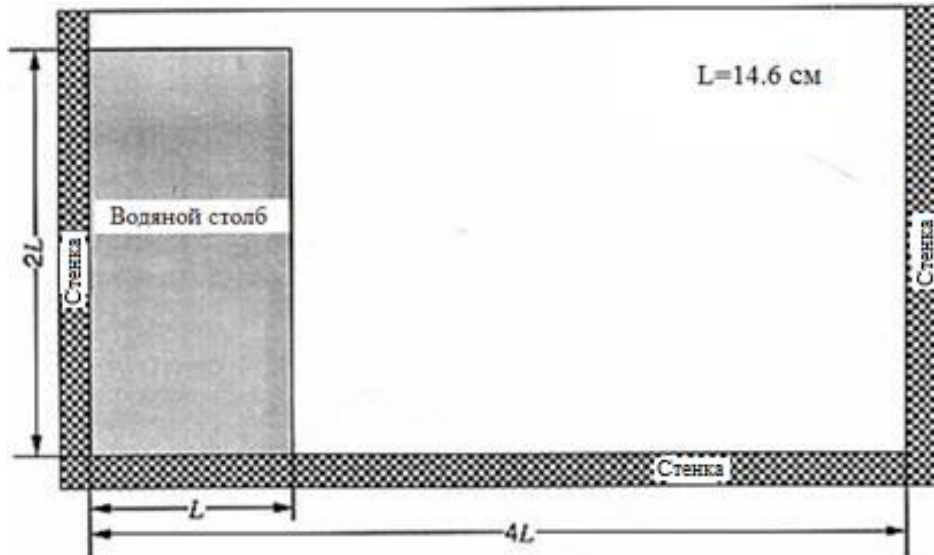
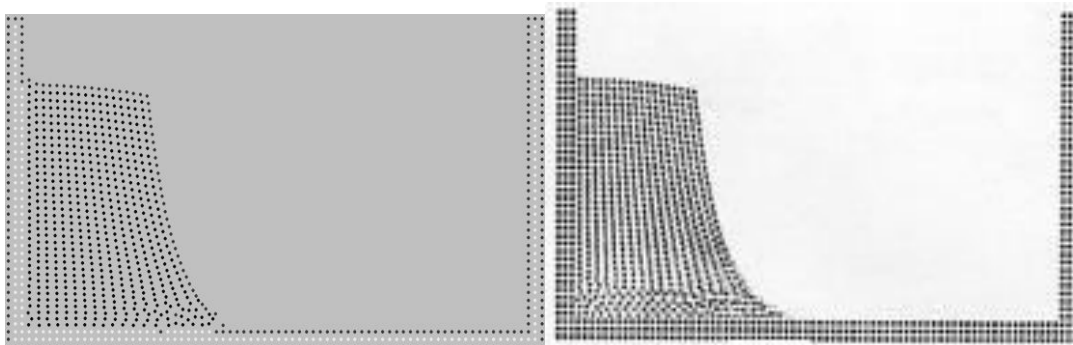


Рисунок 6. Геометрия задачи.

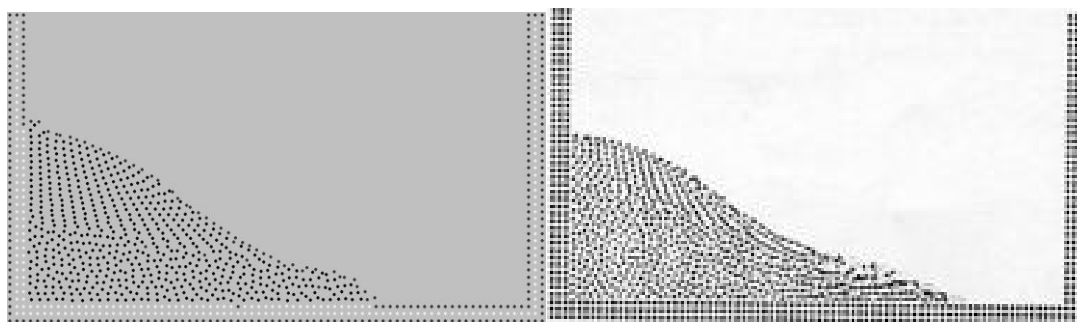
Задача рассматривается в двумерном приближении. Параметр свободной поверхности $\beta=0.97$. Расстояние между соседними частицами в начальной конфигурации водяного столба $l_0=8 \cdot 10^{-3}$ м, числовая плотность частиц равна $2.1 \cdot 10$. На рисунке 6 показано сравнение результатов расчета с экспериментом [1].

Столб жидкости состоит из 648 частиц, 36 частиц в высоту и 18 частиц в ширину. Нижняя, левая и правая стенки представлены 474 частицами, расположенными в три слоя. Координаты частиц стенки фиксированы и их скорости равны нулю. Частицы первого внутреннего слоя стенки используются при решении уравнения Пуассона для определения давления. Т.к. ключевым условием модели несжимаемой жидкости в методе MPS является использование числовой плотности частиц, то необходимо ввести еще два слоя частиц в стенке из-за условия взаимодействия частиц $g_e=2.1 \cdot l_0$, иначе, числовые плотности частиц вблизи стенки будут малы и частицы стенки будут приняты за свободную поверхность.



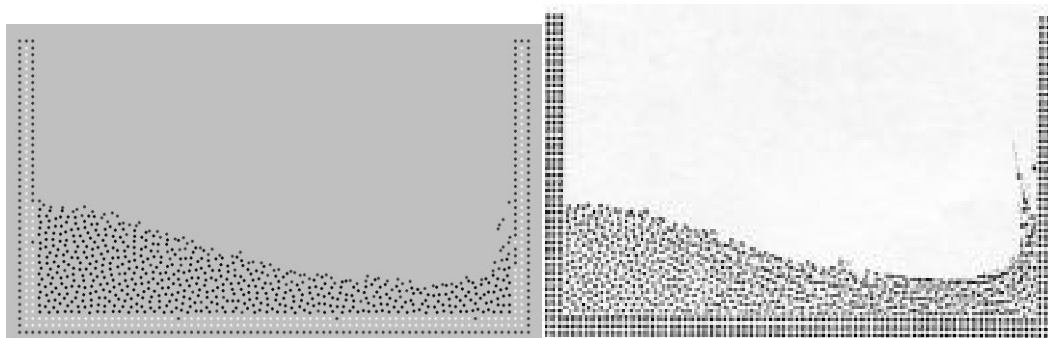
T=0.1 с (расчет)

T=0.1 с (эксперимент)



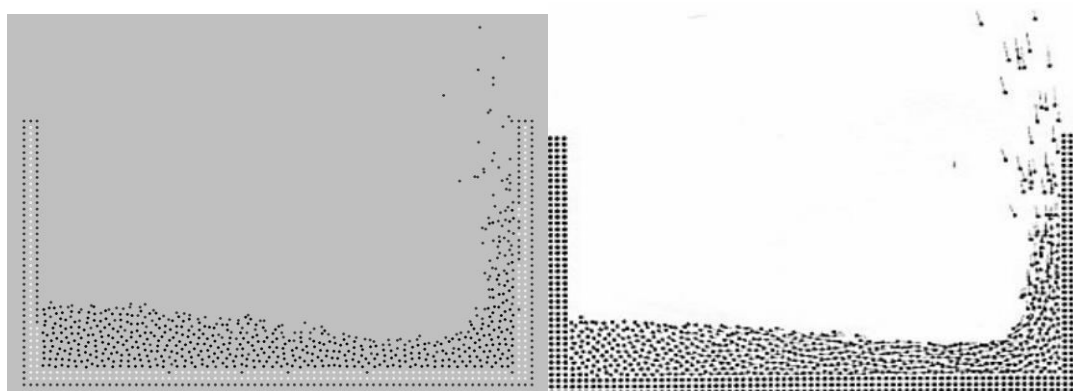
$T=0.2$ с (расчет)

$T=0.2$ с (эксперимент)



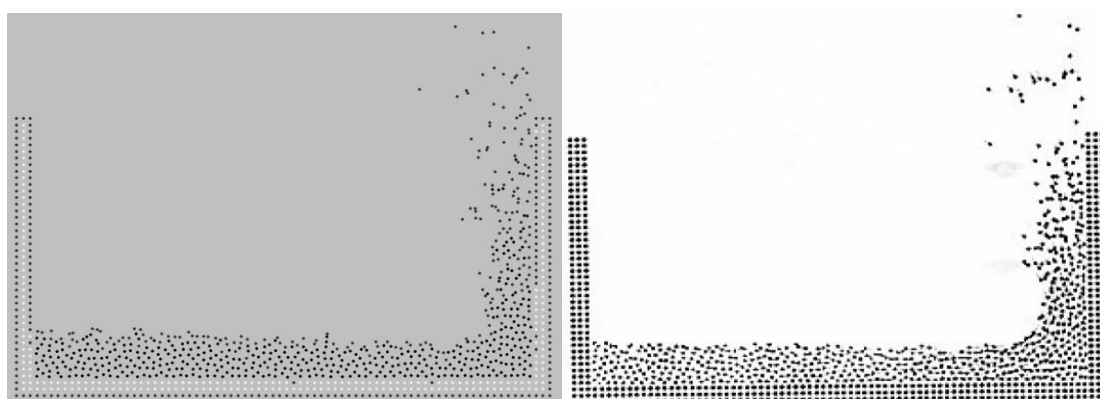
$T=0.3$ с (расчет)

$T=0.3$ с (эксперимент)



$T=0.4$ с (расчет)

$T=0.4$ с (эксперимент)



$T=0.5$ с (расчет)

$T=0.5$ с (эксперимент)

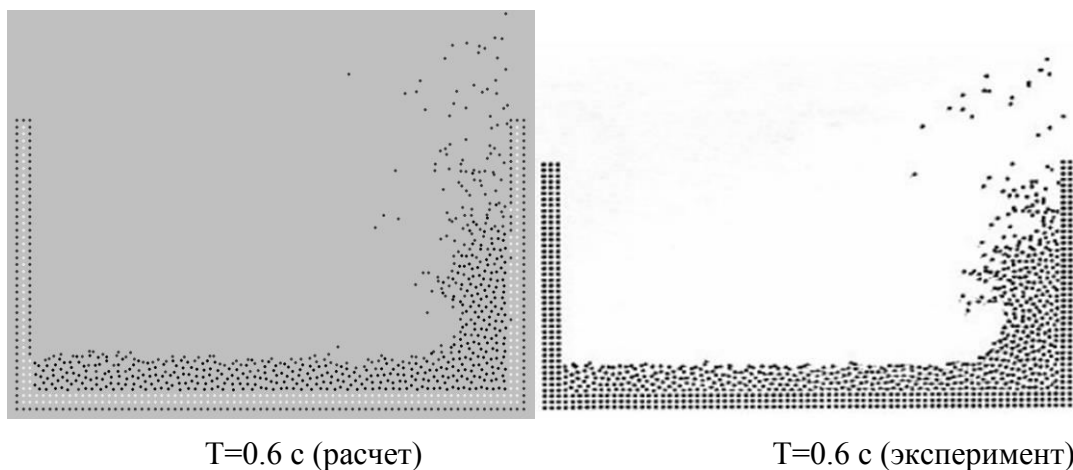


Рисунок 7. Сравнение расчета с экспериментом Koshizuka и Ока [1].

4. Выводы

В качестве численного метода выбран полунявный метод движущихся частиц MPS.

Выполнено численное моделирование процесса фрагментации водяного столба жидкости, используя MPS метод. Полученные результаты сопоставлены с экспериментом, проведенным Koshizuka и Ока.

Результаты расчета хорошо согласовываются с экспериментом Koshizuka и Ока.

Список литературы.

1. Koshizuka S, Oka Y. A moving particle semi-implicit method for fragmentation of incompressible fluid // Nuclear Science and Engineering .– 1996.
2. Koshizuka S., Tamako H., Oka Y. A particle method for incompressible viscous flow with fluid fragmentation // International Journal of Computational Fluid Dynamics.–1995. N 4. – pp. 29-46

ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ ОТ ПРИМЕНЕНИЯ СИСТЕМ ЦИФРОВОЙ РАДИОГРАФИИ В ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ

А.Ф. Бархатов, аспирант, А.С. Зайковская, студент
Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия
zaikovskaya.anastasia@gmail.com

В трубопроводном транспорте для контроля качества монтажных сварных швов (СШ) применяют целую совокупность взаимно дополняющих друг друга методов неразрушающего контроля (НК): визуальный и измерительный контроль (ВИК), радиографический контроль (РК) и ультразвуковой контроль (УК). Основным физическим методом контроля качества монтажных СШ магистральных трубопроводов (МТ) является РК, а УК дублирующий.

В последнее время на Российском рынке появился широкий спектр оборудования для УК, позволяющих определять геометрические параметры дефектов и обнаруживать в СШ трещины, несплавления, неметаллические включения – дефекты свойственные автоматической сварке. В связи, с чем вопреки требованиям нормативной документации (НД) [1] при строительстве многих крупных МТ стали снижаться объемы РК из-за низкой производительности метода в сравнении с УК с применением автоматизированных ультразвуковых комплексов (АУК). На сегодняшний день, наметилась тенденция противников РК к исключению этого метода контроля из основных физических, и перевод его в дублирующие.

Современные АУК применяемые в трубопроводном строительстве работают по методу отражения (эхо-метод) и позволяют контролировать до 90 стыков $\text{Ø}1220 \times 14,3$ мм в смену (в 1,5 раз выше, чем РК с применением самоходных внутритрубных кроулеров). АУК имеют высокую чувствительность 1..2 %, мобильную аппаратуру, не требует дорогостоящих расходных материалов, безопасно для персонала и позволяет получать результат непосредственно после проведения операций по контролю СШ. Однако УК не обладает такой же наглядностью, как радиографический снимок. Также все поставляемые в РФ АУК зарубежного производства, что накладывает дополнительные сложности и затраты связанные с обучением персонала, а также сложным техническим обслуживанием АУК.

На сегодняшний день для обеспечения качественного и оперативного НК МТ большой научный и практический интерес представляет определение и выбор наиболее точного и экономически оправданного основного физического метода НК СШ МТ.

В практике РК СШ МТ существует две схемы просвечивания СШ: панорамная (рис. 1) и фронтальная (рис. 2). При панорамной схеме для просвечивания используют самоходные внутритрубные самоходные кроулеры, которые запасовываются внутрь МТ и передвигается от стыка к стыку. При такой схеме просвечивания СШ обеспечивается высокая производительность РК. Однако при использовании кроулеров предъявляются высокие требования к внутренней поверхности МТ (отсутствием препятствий, посторонних предметов, воды или наледи и т.д). Кроулеры применяются для контроля участков МТ ограниченной длины из-за ограниченной емкости аккумуляторных батарей и сложностью их передвижения на участках проложенного под наклоном превышающими 30° трубопровода.

Фронтальная схема просвечивания СШ применяется для тех стыков, доступ изнутри трубы, к которым не возможен. Данная схема просвечивания через две стенки МТ выполняется за три, и более установки источника ионизирующего излучения (ИИ), что увеличивает время проведения контроля и требований к контролю такого рода СШ.

В качестве детекторов при РК применяют рентгеновскую пленку или фосфорные (люминофорные) запоминающие пластины [1].

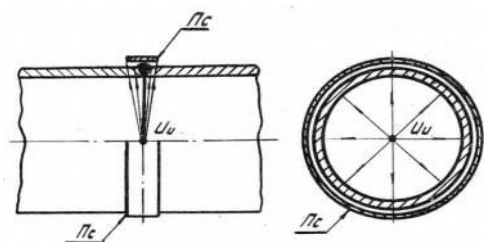


Рисунок 1. Схема панорамного просвечивания изнутри трубы за одну установку источника излучения [1]

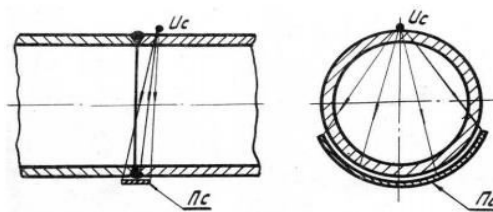


Рисунок 2. Схема фронтального просвечивания через две стенки [1]

К недостаткам РК при использовании радиографической пленки можно отнести:

- необходимость наличия помещений с неактивным светом для проведения операций по фотохимической обработке пленки и операций по зарядке кассет;
- трудоемкость и большие затраты времени на обработку пленки (проявление, закрепление, промывка, сушка);
- необходимость хранения пленки в твердой копии в специальных помещениях;
- высокая стоимость РК на пленку, так в соответствии с [2, 3] 80 % затрат на РК связаны с рабочим временем персонала и расходными материалами;
- необходимость применения и утилизации химических реактивов;
- малая оперативность контроля: продолжительное время между проведением контроля и получением его результатов.

Недостатки фосфорных запоминающих пластин:

- высокие требования к условиям эксплуатации фосфорных пластин;
- необходимость оцифровки фосфорных пластин после каждой экспозиции;
- высокая стоимость фосфорных запоминающих пластин и оборудования для их оцифровки;
- высокая чувствительность запоминающих пластин к механическим повреждениям;
- наличие лаборатории для оцифровки фосфорных пластин.

Существует также, не обозначенная в [1] технология РК СШ с использованием плоскопанельных детекторов, которые позволяют за считанные секунды получить цифровой радиографических снимок на экране компьютера высокого качества при просвечивании по фронтальной схеме просвечивания. Недостатки системы:

- малый размер активной области плоскопанельных детекторов при экспонировании кольцевых СШ, что увеличивает количество экспозиций;
- остаточное свечение проэкспонированных участков, которые сказываются на качестве изображений;
- высокая стоимость.

Применяемые на сегодняшний день в трубопроводном транспорте методы РК с использованием пленочной технологии, фосфорных пластин и плоскопанельных детекторов при фронтальной схеме просвечивания не обеспечивают столь же высокие темпы НК СШ, как АУК. Так существующие технологии РК не обеспечивают оперативной связи со сварщиком, присутствует субъективность при расшифровке результатов и выбраковке стыков, на расшифровку результатов затрачивается много времени. Из-за большой трудоемкости при работе с пленкой, большого количества штатного персонала при РК, этот метод является одной из самых дорогих статей расходов при строительстве МТ (от 2 – 4 % от сметной стоимости строительства МТ).

Сравнение затрат на проведение контроля СШ МТ методом УЗ с использованием АУК и РК с использованием пленочной технологии, фосфорных запоминающих пластин и цифровой радиографии представлено в табл.1. Полученные расчетные результаты

свидетельствуют, о том, что складывается две противоречивые ситуации, с одной стороны, несмотря на все свои достоинства АУК остаются все равно не оправдано дорогими, и сравнение стоимости НК СШ МТ на протяженном участке в 100, 200, 300 км свидетельствует, о том, что стоимость РК с применением фосфорных пластин является наиболее дешевым, с другой стороны АУК является более производительным, что увеличивает темпы строительства МТ. Учитывая сложившуюся ситуацию необходима новая альтернативная технология, которая позволит совместить в себе дешевизну РК и производительность, и высокий уровень автоматизации АУК.

Путем решения проблемы повышения производительности НК СШ является применение методов цифровой радиографии (ЦР), которые в режиме реального времени позволяют проводить контроль СШ. Применение методов ЦР в трубопроводном транспорте сдерживается отсутствием подготовленного персонала и соответствующих комплексов для контроля качества СШ МТ, а также НД.

Система ЦР позволяет преобразовывать рентгеновское излучение в изображение СШ на экране монитора в режиме реального времени, что существенно повышает производительность и оперативность РК. Принцип действия основан на преобразовании проходящего ИИ через контролируемый СШ детектором ИИ, последующей цифровой обработке и отображении на экране монитора СШ МТ.

Цена комплекса ЦР не превышает стоимость технологии РК с фосфорными пластинами, при производительности в 10...15 раз выше (с учетом обработки полученных результатов), чем при применении рентгеновской пленки. Комплекс ЦР обеспечивают минимальную стоимость контроля одного сварного шва в соответствии с табл. 1 и производительность контроля сопоставимую с АУК. Разрабатываемые комплексы ЦР в ТПУ превосходят поставляемый в РФ GW-4 и лишены его недостатков, причем цена комплексов цифровой радиографии не превышает стоимость технологии радиографии с фосфорными пластинами.

Таким образом, методы цифровой радиографии обеспечивают максимальные темпы и минимальную стоимость контроля одного шва из всех существующих физических методов. По производительности цифровая радиография не уступает дорогостоящим иностранным АУК при цифровой расшифровке результатов контроля. Внедрение в практику эксплуатации цифровой радиографии позволит снизить затраты на обработку пленки, фосфорных пластин, штатную численность персонала связанного с радиографическим контролем и обеспечит максимальные темпы строительства, реконструкции и капитального ремонта МТ за счет оперативности неразрушающего контроля.

Список литературы:

1. РД 19.100.00-КТН-001-10 Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов
2. ГЭСН 81-02-25-2001 Государственные элементные сметные нормы на строительные работы. Сборник № 25 Магистральные и промысловые трубопроводы
3. ФЕР 2001-25 Федеральные единичные расценки на строительные работы. Сборник 25. Магистральные трубопроводы газонефтепродуктов.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ДЕТЕРМИНИРОВАННОЙ МОДЕЛИ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ НЕЛИНЕЙНОГО ЗАМКНУТОГО ПРОИЗВОДСТВА

Н.М. Зайцева, докторант
Томский политехнический университет, г.Томск,
zaitzevns@mail.ru

Переход к рыночным отношениям между производителями и потребителями электрической энергии придает весомую экономическую окраску задаче определения объема энергопотребления предприятиями [1,2]. Оформление договора купли-продажи электроэнергии (мощности) предполагает наличие приложений: «Заявка на плановый объем потребления электрической энергии и максимальной мощности» и «Заявка на плановое почасовое потребление электрической энергии».

Потребление электроэнергии предприятий с линейным дискретным производством прямо пропорционально производимой продукции, и для его определения могут быть использованы модели и методы, основанных на статистике. Для ряда нелинейных инерционных замкнутых и нелинейных многономенклатурных производств эта зависимость весьма сложная, и из-за инерционности или многовекторности производства воспользоваться регрессионными моделями не представляется возможным, поэтому решение данной задачи должно основываться на детерминированных моделях производственного процесса [3,4].

Производство глинозема, технического оксида алюминия, относится к непрерывным нелинейным инерционным и замкнутым, и прежние попытки выполнения процесса его моделирования на основе статистики оказывались безуспешными. Поэтому для данного производства была построена детерминированная модель его энергопотребления[5], основанная на уравнениях материального баланса потоков веществ в производстве с описанием затрат электроэнергии на единицу объема каждого потока. При этом процесс перехода Al_2O_3 из жидкой фазы в твердую описывался системой 4-х дифференциальных уравнений по каждому декомпозиру.

В результате были получены значения энергопотребления рассматриваемого производства при установившихся режимах, а также динамические характеристики изменения его энергопотребления при скачкообразном изменении ряда технологических параметров. Одна из таких характеристик показана на рисунке 1.

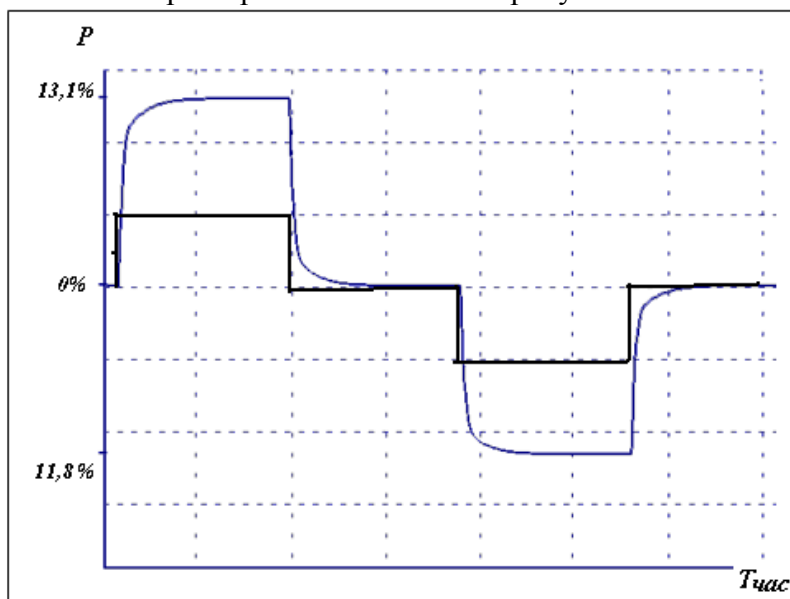


Рисунок 1. Реакция изменения энергопотребления P глиноземного производства при скачкообразном изменении на 5 %, затем на -5 % технологического параметра M_3 относительно номинальных значений. Цена деления оси абсцисс – 120 часов

В современных условиях предприятия имеют возможность выбора на рынке среди большого количества поставщиков сырья различного качественного состава и цены. При поступлении в производство нового вида сырья неизбежно возникают ситуации изменения технологических параметров (например, поступление сырья с более высоким или более низким содержанием извлекаемого вещества), что влечет за собой мало предсказуемый процесс изменения энергопотребления.

При установившемся технологическом режиме производства, то есть при поддержании технологических параметров, которые представляют собой в основном концентрационные характеристики потоков технологических переделов, потребление электроэнергии им представляет собой квазипостоянную величину (для заводов средней мощности около 200МВт). Для таких предприятий, как правило, в ежегодно обновляемых договорах на покупку электроэнергии указывается объем потребляемой электрической энергии и мощности на очередной год с помесечной разбивкой и почасовой детализацией.

В ходе планирования энергопотребления может производиться корректировка почасовых объёмов при условии соблюдения установленного договором регламента информационного обмена между предприятием и поставщиком электроэнергии (приложение №8 к договору покупки электроэнергии) и компенсации последнему стоимости отклонений фактических почасовых объёмов.

Потребители розничного рынка с присоединенной мощностью более 750 кВа(к которым относится и рассматриваемое производство) с интервальным или интегральным учетом в случае возникновения отклонений фактически поставленного объема электрической энергии от договорного для каждого часа месяца поставки оплачивают помимо стоимости планового потребления и стоимость указанных отклонений, рассчитываемых по формуле:

$$S_{откл} = \sum_i^m S_i^{откл}, \quad (1)$$

где $S_i^{откл}$ - стоимость отклонений фактического объема потребления электроэнергии от указанного в договоре за час i , m - количество часов расчетного периода, рассчитываемая по формуле:

$$S_i^{откл} = \begin{cases} V_i^{факт} \times I_i \times (k_{нов} - 1), & \text{если } \frac{V_i^{факт} - V_i}{V_i} > 0.02 \\ V_i^{факт} \times I_i \times (1 - k_{пониж}), & \text{если } \frac{V_i - V_i^{факт}}{V_i} > 0.02 \\ 0, & \text{если } \left| \frac{V_i - V_i^{факт}}{V_i} \right| \leq 0.02 \end{cases} \quad (\text{руб}) \quad (2)$$

V_i - договорной объем потребления электроэнергии, $V_i^{факт}$ - фактический объем, I_i - стоимость в объемах планового потребления $k_{нов}$ и $k_{пониж}$, коэффициент, рассчитываемые по формулам:

Считая, что тариф на электроэнергию для диапазона присоединения СН-I 1.38 руб/кВт·час, и при условии договора представлять изменение энергопотребления не позднее, чем за 2 суток, рассчитаем эффект от применения предлагаемого инструментария при изменении одного из технологических параметров. При этом учтем, что для данного нелинейного инерционного производства при изменении технологических параметров переходной процесс полностью заканчивается через 5 суток, а значение энергопотребления

для его оценки установится через 2 суток. Поэтому необходимо рассчитать величину стоимости отклонений фактического объема потребления электроэнергии от договорного по формулам (1,2).

При изменении алюминатного модуля МЗ на +5 % происходит увеличение энергопотребления на 13.1 % (см. рис.1). Для этого варианта $k_{нов}$ будет изменяться от 1 до 2 (формула 3), то есть принимать значения 1 при отклонении от договорного объема менее или равному 2 %, 1.5, если отклонение более 2 % и менее 5 %, 1.75, если отклонение более 5 % и менее 10 % и 1, если превышение энергопотребления более 10 % относительно договорного объема.

Таблица 1. Энергопотребление и стоимость отклонений от договорного его объема

Часы	1-е сутки		2-е сутки		Стоимость с применением Инструментария (руб)	
	Энергопотребление (МВт·час)	Стоимость отклонений (превышение) (руб)	Энергопотребление (МВт·час)	Стоимость отклонений (превышение) (руб)	1-е сутки	2-е сутки
1	200	0	224,889	311088,8	276660	311088,8
2	200	0	225,194	311511,5	276660	311511,5
3	200	0	225,5	311934,2	276660	311934,2
4	203,333	0	225,806	312356,8	281271	312356,8
5	206,667	142941	225,844	312410,6	285882	312410,6
6	210	145246,5	225,883	312464,4	290493	312464,4
7	213,333	221328	225,922	312518,2	295104	312518,2
8	216,667	224786,3	225,961	312572,0	299715	312572,0
9	220	228244,5	226	312625,8	304326	312625,8
10	220,306	304748,7	226,039	312679,6	304748,8	312679,6
11	220,611	305171,4	226,078	312733,4	305171,4	312733,4
12	220,917	305594,0	226,117	312787,2	305594,0	312787,2
13	221,222	306016,7	226,156	312841,0	306016,7	312841,0
14	221,528	306439,4	226,194	312894,8	306439,4	312894,8
15	221,833	306862,1	226,233	312948,6	306862,1	312948,6
16	222,139	307284,7	226,272	313002,4	307284,7	313002,4
17	222,444	307707,4	226,272	313002,4	307707,4	313002,4
18	222,75	308130,1	226,272	313002,4	308130,1	313002,4
19	223,056	308552,8	226,272	313002,4	308552,8	313002,4
20	223,361	308975,4	226,272	313002,4	308975,4	313002,4
21	223,667	309398,1	226,272	313002,4	309398,1	313002,4
22	223,972	309820,8	226,272	313002,4	309820,8	313002,4
23	224,278	310243,5	226,272	313002,4	310243,5	313002,4
24	224,583	310666,1	226,272	313002,4	310666,1	313002,4
Итого за 2 суток стоимость отклонений: 13081545руб					Итого: 14705770,1руб	

Если плановое энергопотребление 200 МВт·час, то за 2 суток (в предположении, что этого времени достаточно для определения нового уровня энергопотребления и передачи его поставщику электроэнергии) предприятие должно уплатить энергоснабжающей организации дополнительно помимо предварительно рассчитанных обязательств по договору поставки электроэнергии стоимость отклонений фактического потребления равную 13081545 руб.,

рассчитываемую по формуле (3). Данные по расчету при изменении алюминатного модуля МЗ на +5 % сведены в таблицу 1.

$$k_{нов} = \begin{cases} 1,00, & \text{если } \frac{V_i^{факт} - V_i}{V_i} \leq 0.02 \\ 1,5, & \text{если } 0.02 < \frac{V_i^{факт} - V_i}{V_i} \leq 0.05 \\ 1.75, & \text{если } 0.05 < \frac{V_i^{факт} - V_i}{V_i} \leq 0.10 \\ 2.00, & \text{если } \frac{V_i^{факт} - V_i}{V_i} > 0.10 \end{cases} \quad (3)$$

В итоге предприятие должно уплатить 26361225,3 руб., так по договору оно должно было за 2 суток 13279680 руб. Если заранее был бы предоставлен график изменения энергопотребления, то стоимость электроэнергии составила бы 14705770,1 руб. В результате экономический эффект от использования предложенного инструментария составляет:

$$26361225,3 - 14705770,1 = 11655455,2 \text{ рублей.}$$

Полученная модель энергопотребления рассматриваемого и ему подобных производств могут использоваться для составления графиков с помесечной разбивкой и почасовой детализацией, что требуется при заключении договоров на поставку электроэнергии.

Разработанный инструментарий позволит заранее рассчитать как величину энергопотребления при различных параметрах производства, так и динамику его изменения при переходе на новый режим, что позволит во время представить графики почасового потребления электроэнергии и тем самым уменьшить ее оплату.

Список литературы:

1. Постановление Правительства РФ от 27.12.2010г. № 1172 «Об утверждении правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты правительства российской федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности».
2. Постановление правительства РФ от 4.05.2012 г. № 442 (ред. от 29.12.2011) «Основные положения функционирования розничных рынков электрической энергии»
3. Y. Seow, S. Rahimifard, "A framework for modelling energy consumption within manufacturing systems", CIRP Journal of Manufacturing Science and Technology, Volume 4, Issue 3, 2011, Pages 258 – 264, Production Networks Sustainability
4. A. Verl, E. Abele, U. Heisel, A. Dietmair, Ph. Eberspächer, R. Rahäuser, S Schrems, St. Braun, "Modular Modeling of Energy Consumption for Monitoring and Control", Glocalized Solutions for Sustainability in Manufacturing, Proceedings of the 18th CIRP International Conference on Life Cycle Engineering, Technische Universität Braunschweig, Braunschweig, Germany, May 2nd – 4th, 2011
5. Зайцева Н.М. Выравнивание графика электрической нагрузки для глиноземного производства. // Промышленная энергетика. 2012. № 8.

ПРОГНОЗНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПРОМЫШЛЕННЫХ ХОЛДИНГОВ С УЧЕТОМ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

Д.В. Иванова, аспирант, А.А. Гаврилова, кандидат технических наук;
Научный руководитель: А.Г. Салов, доктор технических наук, профессор кафедры
«Теплогазоснабжение и вентиляция» СГАСУ;
СГАСУ, г. Самара,
darya.i@inbox.ru

Для обеспечения конкурентоспособности российской экономики перед западной остро стоит вопрос ускоренной модернизации производства при сокращении объемов производственных выбросов. Государственная политика в природоохранной отрасли создает экономические стимулы для предприятий к значительному снижению выбросов и сбросов загрязняющих веществ в окружающую среду путем увеличения суммы экономических санкций для предприятий, превышающих установленные выбросы в атмосферу. В этих условиях для анализа эффективности деятельности промышленных систем успешными являются подходы системного анализа, позволяющие методами математического анализа строить модели, которые адекватно описывают происходящие процессы и прогнозируют поведение производственно-экономических систем с учетом используемых ресурсов и производственно-технологических взаимосвязей, определяют способы повышения системной эффективности промышленных холдингов [1].

В данной работе рассматривается один из возможных подходов к исследованию и прогнозированию деятельности промышленных предприятий Самарской области на основе системного анализа с помощью математических моделей в форме степенных производственных функций (ПФ) типа Кобба-Дугласа.

Для описания деятельности производственно-экономической системы используем двухфакторную неоднородную производственную функцию:

$$V(t) = A \cdot H(t)^\alpha \cdot C(t)^\beta; \quad (1)$$

где α , β , γ – коэффициенты эластичности выпуска по валовому региональному продукту и величине капиталовложений в природоохранные мероприятия [2]. Они являются логарифмическими функциями чувствительности $\alpha = \frac{H}{V} \cdot \frac{\partial V}{\partial H}$, $\beta = \frac{C}{V} \cdot \frac{\partial V}{\partial C}$ и определяют, на сколько процентов увеличиваются валовые выбросы при увеличении соответствующих ресурсов (H , C) на 1%. A – масштабный коэффициент, характеризующий интегральную эффективность производства.

Для региональной промышленной системы выходной величиной является экологический показатель $V(t)$ – величина выбросов загрязняющих атмосферу веществ от всех стационарных источников. Для его определения используем входные параметры: капитальные ресурсы $H(t)$ и инвестиционные ресурсы $C(t)$. Капитальные ресурсы $H(t)$ позволяют косвенно оценить производственную деятельность промышленных предприятий. Для простоты примем их экзогенными переменными, т.е. не подверженными влиянию других величин. Структура обобщенной модели системы, описываемая уравнением (1), представлена на рисунке 1.

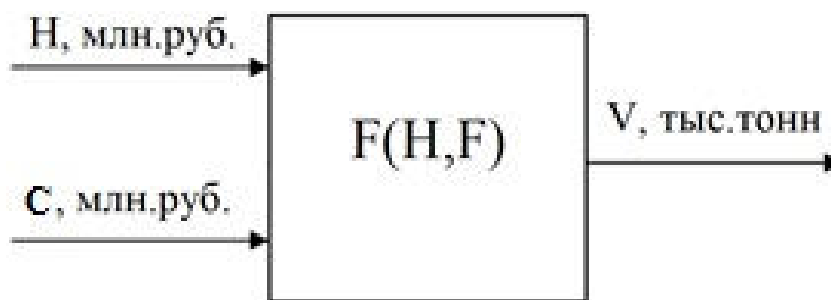


Рисунок 1. Структура обобщенной модели промышленной системы.

Положим, что базовый технологический цикл на производстве длится один год. Размеры капитального H ресурса, используемого в течение года в процессе производства, будем брать в объеме, рассчитанном на начало года. Объем величины выбросов загрязняющих атмосферу веществ от всех стационарных источников V будем исчислять на конец технологического цикла, т.е. на конец года.

В качестве управляющей переменной примем относительную долю промышленных инвестиций в структуре годового выпуска промышленной продукции Самарской области.

Положим, что на входной ресурс, косвенно определяющий объем основных фондов промышленных предприятий, накладываются естественное разумное ограничение:

$$0 < H(t) < H_{\max} \quad (2)$$

где H_{\max} определяются величиной производственного потенциала промышленной системы.

Считаем, что изменения управляющих переменных возможны с периодом, равным длительности одного технологического цикла. Полагается, что ежегодные капиталовложения инвестируются из дохода промышленного комплекса согласно управляющей переменной $s_1(t)$ – доли инвестиций на природоохранные мероприятия в структуре ежегодного выпуска продукции. Поскольку измерение величины дохода промышленного комплекса не представляется статистически возможным, а математическая модель вида (1) уже учитывает величину валового регионального продукта, косвенно определяющего экономическое развитие региона, определим прогнозные значения величины валовых выбросов вредных веществ с помощью $s(t)$ с применением сглаживания на основе формулы:

$$C(t) = s_1(t)C(t-1) \quad (3)$$

На управляющую переменную $s_1(t)$ накладывается естественное ограничение $0 < s_1(t) < 1$. Считая временной интервал с 2001 до 2013 года – интервалом достаточно устойчивого функционирования производственных структур, по статистическим данным идентифицировалась величина управляющего параметра $s_1(t)$, определяющего далее объем инвестиционного фонда.

Дальнейшее аналитическое продолжение траектории управляющей переменной осуществлялось путем прогнозирования на основе экспертных оценок нескольких вероятных вариантов ее развития.

Построим прогноз для математической модели (1), где управляющее воздействие определяется как величина отчислений на природоохранные мероприятия s в структуре ежегодного выпуска продукции.

Анализ статистических данных функционирования промышленной системы в период с 2001 по 2013 годы, проведенный в работе [3], показал значительное влияние изменения величины валового регионального продукта на экологический показатель – величину выбросов загрязняющих веществ, так как увеличение величины валового регионального

продукта на 1 % увеличивает количество выбросов вредных веществ в атмосферу в атмосферу на 0,7 %.

В работе также приведены данные по идентификации параметров построенной модели, осуществленной методом наименьших квадратов. При этом в качестве критерия оптимальности был принят минимум квадратичного отклонения модельных зависимостей $V_m(t)$ от реальных статистических данных $V(t)$.

$$\sum_{i=1}^n (V(t_i) - V_m(t_i))^2 \rightarrow \min \quad (4)$$

здесь t_i – годы анализируемого временного интервала.

Качество модели и ее параметров оценивалось значениями t -критерия Стьюдента, F -критерия Фишера, коэффициентами детерминации, R^2 среднеквадратичными отклонениями дикритериями Дарбина-Уотсона DW .

Сопоставление валовых выбросов в период с 2001 по 2013 годы с результатом моделирования показало, что синтезированная модель адекватно описывает процесс функционирования промышленной системы. Величины среднеквадратичных невязок не превышают 8,12 %. Коэффициент детерминации R^2 , характеризующий взаимную корреляцию фактических данных и результатов расчетов, удовлетворителен и составил 0,72. Так же анализ параметров модели показал, что модель обладает высокими прогнозными свойствами. Критерий Дарбина-Уотсона, выявляющий автокорреляцию во временных рядах погрешностей расчетов, равен 2,21, что свидетельствует об отсутствии автокорреляции остатков и позволяет использовать данную модель для построения адекватных прогнозов[4].

На основе построенной модели выполним прогноз развития промышленной системы на два года для формулировки целей экономического развития и принятия управленческих решений. На рисунке 2 представлены модельные траектории, построенные с прогнозом до 2015 года. Рассмотрим три сценария, различающиеся величиной инвестиций $s1$ от 0,01 до 0,2. Численные значения долей производственных инвестиций положим постоянными и соответствующими нормативным, реально применяемым величинам отчислений на природоохранные мероприятия.

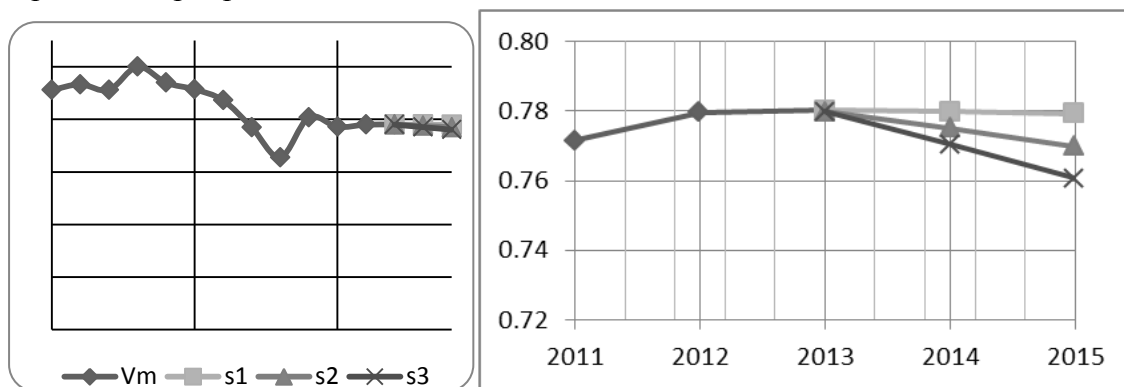


Рисунок 2. Фактическая величина валовых выбросов V_m и перспективный прогноз по 2-х факторной ПФ на 2014-2015 гг. при различных величинах инвестиций $s1$, $s2$, $s3$.

При величине инвестиций $s1 = 0,01$ наблюдается стабилизация уровня валовых выбросов вредных веществ на уровне незначительно выше уровня 2012-2013 гг. При $s2=0,1$ и $s3 = 0,2$ прогнозируется соответствующий спад выбросов. При этом при величине инвестирования в природоохранную отрасль $s3$ уровень экологического показателя $V(t)$ показывает значительное снижение, приближаясь к уровню 2011 года.

Таким образом, построенная модель позволяет прогнозировать эффективность функционирования производства по экологическому критерию и используемых ресурсов на

2014-2015гг., что особенно важно в условиях ужесточения экологических норм к региональным промышленным предприятиям. Определена доля инвестиций, позволяющая стабильно уменьшать негативное воздействие на окружающую среду Самарской области и улучшать эффективность деятельности производства экологическому критерию.

Список литературы:

1. Федеральный закон «Об охране окружающей среды» №7-ФЗ от 10 января 2002г.
2. Дилигенский Н.В., Гаврилова А.А., Цапенко М.В. «Построение и идентификация математических моделей производственных функций». – Самара.: Офорт, 2005. – 126 с.
3. Салов А.Г., Гаврилова А.А., Иванова Д.В. «Анализ устойчивости природоохранной деятельности региональной производственно-экономической системы» сб. межд. науч. конф. «Современные технологии управления–2014».–Москва, 2014. – 1704–1714 с.
4. Гаврилова А.А., Салов А.Г., Саксонова В.В., Иванова Д.В. «Комплексный анализ и имитационное моделирование загрязнений атмосферного воздуха города Самары» период.научн.-техн. и инф.-аналитич. журнал. «Инфокоммуникационные технологии»– 2013 – Том 12, №2 – с.50–54

МНОГОКРИТЕРИАЛЬНОЕ ОЦЕНИВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СРАВНИТЕЛЬНОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ОСНОВНОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Л.А. Сагитова, магистрант, А.В. Новичкова, магистрант
Научный руководитель: А.А. Гаврилова, к.т.н., доцент
Самарский государственный архитектурно-строительный университет (СГАСУ),
г. Самара, Россия,
a.a.gavrilova@mail.ru

При переходе к рыночной экономике часть промышленных предприятий в условиях постоянного роста цен на энергоносители отказались от услуг теплогенерирующих предприятий, перейдя на автономное теплоснабжение, а часть – прекратило свою деятельность, несмотря на более мощные темпы жилищного строительства. Существенно изменилась тепловая нагрузка производственно-отопительных котельных, а так же соотношение выработки тепловой энергии в виде пара для промышленных предприятий и в виде горячей воды для систем теплоснабжения. Таким образом, постоянная в течение года промышленная тепловая нагрузка заменилась сезонной отопительной нагрузкой.

Указанные обстоятельства привели к тому, что оборудование производственно-отопительных котельных стало эксплуатироваться в нерасчетных режимах с пониженными показателями эффективности производства тепловой энергии.

Даже однотипное теплогенерирующее оборудование одинаковой тепловой мощности, установленное в одной производственно-отопительной котельной, при эксплуатации на одной и той же нагрузке отличаются между собой параметрами, характеризующими эффективность производства тепловой энергии. Это обусловлено тем, что они имеют различные периоды эксплуатации, состоянием поверхностей нагрева, количество и качество производимых ремонтов, число часов наработки после последнего капитального ремонта.

В связи с этим актуальным является задача оптимизации загрузки оборудования с учётом его фактического состояния. Правильный выбор режимов работы оборудования позволяет определить оптимальную нагрузку по ряду параметров – частных показателей эффективности.

В настоящее время широко применяется методология многокритериального оценивания DEA или «Анализ среды функционирования» в качестве инструмента для анализа сложных экономических и социальных систем [1], разработанная А. Чарнесом, В. Купером, Е. Бэнкером в семидесятых-восьмидесятых годах прошлого столетия.

Сравнительная эффективность по этому методу формируется как отношение аддитивного набора взвешенных значений выходных факторов (показателей производства) к взвешенным значениям входных величин – затратам ресурсов.

Множество входных и выходных значений создаёт многомерное пространство параметров, которое предполагает множество решений, удовлетворяющих заданным ограничениям. При этом одной и той же относительной эффективности может отвечать некоторое множество решений как в пространстве входных и выходных параметров, так и в пространстве весов функционала.

Функционалом будет являться функция отношения входных и выходных параметров данной системы с учётом сопутствующих параметров (весовых коэффициентов), создающих многомерное экономическое пространство. Для удобства оценивания множества ситуаций используют ограничение функционала в диапазоне от 0 до 1.

Значение функционала комплексного показателя эффективности для исследуемого объекта определяется по формуле:

$$f = \frac{u_1 \cdot Y_1 + u_2 \cdot Y_2 + \dots + u_i \cdot Y_i + \dots + u_k \cdot Y_k}{v_1 \cdot X_1 + v_2 \cdot X_2 + \dots + v_j \cdot X_j + \dots + v_m \cdot X_m} \leq 1 \quad (1)$$

В (1) $u_i (i=1,2\dots k)$ – положительные весовые коэффициенты, которые образуют относительный вклад каждого из выходных факторов Y_i в суммарный коэффициент эффективности f . $v_j (j=1,2\dots m)$ – весовые коэффициенты величин X_j .

X_j – численное значение входных параметров. Y_i – численное значение выходных параметров.

В общем случае эта задача имеет некоторое множество решений, удовлетворяющих заданным ограничениям в единичном интервале (0,1).

В методе DEA для вычисления конкретной величины комплексного критерия эффективности f_n необходимо найти максимум функционала (1) на множестве значений весов $(u_i, v_j) \in G$, для каждого из N объектов, где G – это область изменения значений весовых коэффициентов u_j и v_j , принадлежащих этой области.

$$f = \max_{u_i, v_j \in G} \frac{u_{1n} \cdot Y_{1n} + u_{2n} \cdot Y_{2n} + \dots + u_{kn} \cdot Y_{kn}}{v_{1n} \cdot X_{1n} + v_{2n} \cdot X_{2n} + \dots + v_{mn} \cdot X_{mn}}, \quad (2)$$

Ограничения, определяющие G :

$$\begin{aligned} \frac{u_{1n} \cdot Y_{11} + u_{2n} \cdot Y_{21} + \dots + u_{kn} \cdot Y_{k1}}{v_{1n} \cdot X_{11} + v_{2n} \cdot X_{21} + \dots + v_{mn} \cdot X_{m1}} &\leq 1, \\ \frac{u_{1n} \cdot Y_{12} + u_{2n} \cdot Y_{22} + \dots + u_{kn} \cdot Y_{k2}}{v_{1n} \cdot X_{12} + v_{2n} \cdot X_{22} + \dots + v_{mn} \cdot X_{m2}} &\leq 1, \end{aligned} \quad (3)$$

...

$$\begin{aligned} \frac{u_{1n} \cdot Y_{1N} + u_{2n} \cdot Y_{2N} + \dots + u_{kn} \cdot Y_{kN}}{v_{1n} \cdot X_{1N} + v_{2n} \cdot X_{2N} + \dots + v_{mn} \cdot X_{mN}} &\leq 1, \\ i &= \{1, 2, \dots, k\}; j = \{1, 2, \dots, m\}; \end{aligned}$$

Решая данную систему уравнений, выбираются ограничения близкие к единице и подставляются в уравнение (2). Решение задач многокритериальной оптимизации (1), имеют некоторое множество решений со своими получившимися ограничениями (3). Множество решений входных и выходных параметров могут ограничивать одну относительную эффективность в пространстве весов функционала. Возможны различные сочетания величин входов и выходов, которым соответствуют одинаковые показатели эффективности.

Метод DEA можно рассматривать как реализацию свертывания частных критериев эффективности в обобщенный показатель оптимальности.

В работах [2,3] была проведена многокритериальная оценка эффективности работы пылеугольных котлов ТП-230-2, переведенных на сжигание природного газа. Для анализа эффективности работы и определения обобщенного критерия эффективности оборудования авторы выбрали 5 из 50-ти технических параметров. В качестве входных параметров были приняты: расход природного газа, удельный расход электроэнергии на тягу и дутьё, содержание оксидов азота в продуктах сгорания, а в качестве выходных – КПД и паропроизводительность. Был найден максимальный обобщенный критерий эффективности с системой ограничений. По этому критерию оценивалось, какой из работающих котлов имеет наилучшую экономическую эффективность на конкретной нагрузке. Число сравниваемых объектов менее 10 не даёт достаточного разброса значений обобщенного критерия эффективности, что затрудняет принятие решений по выбору режимов работы. Для получения многообразия результатов мы предлагаем увеличить число параметров, влияющих на обобщенную эффективность работы котлов.

Сформулируем задачу математического программирования для исследуемых многомерных объектов – совокупности однотипных котлов.

На основе методики иерархического оценивания эффективности объекта [4] определим характеристики объектов, наиболее влияющие на комплексную эффективность, и выделим частные критерии эффективности работы котлов:

- Расход топлива, $G_{\text{топл}}$;
- Удельный расход электроэнергии на тягу и дутье, $\mathcal{E}_{\text{мд}}$;
- Температуру уходящих газов, $t_{\text{yx},n}$;
- Отклонение от оптимального значения разряжения в топке котла, ΔP_n ;
- Содержание оксидов азота в продуктах сгорания, $V_{\text{NO}_x,n}$;
- Содержание оксидов углерода в продуктах сгорания, $V_{\text{CO}_x,n}$;
- Содержание диоксидов углерода в продуктах сгорания, $V_{\text{CO}_2,n}$.
- КПД, η_n .

Сгруппируем частные критерии и сформируем обобщенные показатели эффективности, характеризующие экономичность, экологичность и технологию.

Обобщенный критерий экономичности представим в виде функционала:

$$f_{\text{экон.}} = \max_{a_{jn}, b_{jn} \in G} \frac{a_{1n} \cdot \eta_n}{b_{1n} \cdot G_{\text{топл.},n} + b_{2n} \cdot \mathcal{E}_{\text{мд}}}, n=1, 2, \dots, N, \quad (4)$$

где N – кол-во объектов, a_{in} и b_{jn} –весовые коэффициенты.

Система ограничений, определяющая область весовых коэффициентов G :

$$\begin{cases} \frac{a_{11} \cdot \eta_1}{b_{11} \cdot G_{\text{топл.},1} + b_{21} \cdot \mathcal{E}_{\text{мд.},1}} \leq 1, \\ \frac{a_{12} \cdot \eta_2}{b_{12} \cdot G_{\text{топл.},2} + b_{22} \cdot \mathcal{E}_{\text{мд.},2}} \leq 1, \\ \dots \\ \frac{a_{1n} \cdot \eta_n}{b_{1n} \cdot G_{\text{топл.},n} + b_{2n} \cdot \mathcal{E}_{\text{мд.},n}} \leq 1, \end{cases} \quad (5)$$

Обобщенный критерий эффективности технологии определим следующим образом:

$$f_{\text{техн}} = \max_{c_{jn} \in G} \frac{1}{c_{1n} \cdot t_{\text{yx},n} + c_{2n} \cdot \Delta P_n}, n=1, 2, \dots, N \quad (6)$$

где c_{jn} –весовые коэффициенты.

Система ограничений:

$$\begin{cases} \frac{1}{c_{11} \cdot t_{\text{yx}1} + c_{21} \cdot \Delta P_1} \leq 1, \\ \frac{1}{c_{12} \cdot t_{\text{yx}2} + c_{22} \cdot \Delta P_2} \leq 1, \\ \dots \\ \frac{1}{c_{1n} \cdot t_{\text{yx},n} + c_{2n} \cdot \Delta P_n} \leq 1, \end{cases} \quad (7)$$

Обобщенный критерий экологичности примет вид

$$f_{\text{экол.}} = \max_{d_{in} \in G} \frac{1}{d_{1n} \cdot V_{n \text{ NO}_x} + d_{2n} \cdot V_{n \text{ CO}} + d_{3n} \cdot V_{n \text{ CO}_2}}, n=1, 2, \dots, N \quad (8)$$

d_{jn} – весовые коэффициенты

Система ограничений для функционала (8):

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{1}{d_{11} \cdot V_{1 NO_x} + d_{21} \cdot V_{1 CO} + d_{31} \cdot V_{1 CO_2}} \leq 1, \\ \frac{1}{d_{12} \cdot V_{2 NO_x} + d_{22} \cdot V_{2 CO} + d_{32} \cdot V_{2 CO_2}} \leq 1, \\ \dots \\ \frac{1}{d_{1n} \cdot V_{n NO_x} + d_{2n} \cdot V_{n CO} + d_{3n} \cdot V_{n CO_2}} \leq 1, \end{array} \right. \quad (9)$$

Далее сформируем глобальный критерий эффективности сравнительной совокупности объектов, который является комбинацией обобщенных критериев эффективности (4), (6), (8).

$$f = \max_{a, b, c, d_j \in G} \frac{a_{1n} \cdot \eta_n}{b_{1n} \cdot G_{монл} + b_{2n} \cdot \mathcal{E}_{мд}} + \frac{1}{c_{1n} \cdot t_{yx.n} + c_{2n} \cdot \Delta P_n} + \frac{1}{d_{1n} \cdot V_{n NO_x} + d_{2n} \cdot V_{n CO} + d_{3n} \cdot V_{n CO_2}}, \quad (7)$$

$n=1, 2, \dots, N$.

Система ограничений весовых коэффициентов формируется аналогично системам (5), (7), (8).

Таким образом, глобальный критерий характеризует комплексную оценку в качестве работы оборудования по совокупности всех частных критериев – параметров работы котлов.

Выводы:

1) Предложена методика оценки сравнительной эффективности оборудования, учитывающая расширенную совокупность характеристик работы энергетического оборудования.

2) Методика позволит оптимизировать выбор режимов эксплуатации котлов с учетом их фактического состояния.

Список литературы:

1. Дилигенский Н.В., Гаврилова А.А., Цапенко М.В. Построение и идентификация математических моделей производственных систем. Самара: ООО «Офорт», 2005.
2. Гаврилов В.К., Гаврилова А.А. Многокритериальная оценка эффективности функционирования энергетического оборудования // Математическое моделирование и краевые задачи: Тр. III всерос. научн. конф./ Инж. акад. РФ; СамГТУ. – Самара: РИО СамГТУ, 2006, с. 43–45.
3. Салов А.Г., Гаврилова А.А., Кухарева А.В., Гаврилова Ю.В. Многокритериальное оценивание эффективности функционирования котельного оборудования тепловых электрических станций // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия "Технические науки". – 2011 – №3 (31), с.201–207.
4. Посашков М.В., Салов А.Г., Немченко В.И. Реинжиниринг структуры управления газораспределительной организации // Научно-экономический журнал «Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом». – 2014 – №1, с.27–31.

ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ ТЕХНИЧЕСКОЙ ДИАГНОСТИКИ ЭЛЕМЕНТОВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ, ПРИМЕНЯЕМЫХ В РЕАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ

И.Л. Москалёв, аспирант, В.В. Литвак, д.т.н., профессор
В.В. Литвак, д.т.н., профессор
НИ ТПУ, г. Томск,
moskalew@tpu.ru

В данной работе рассмотрены основные методы диагностики элементов тепловых сетей (далее ЭТС) применяемых в настоящее время. В статье изложен рекомендуемый порядок и правила определения технического состояния. Работа базируется на передовом опыте отечественных и зарубежных специалистов в сфере диагностики и оценки рисков. [1–4]

1. Обследование интегральными методами.

Обследование ЭТС производится при помощи интегральных методов, позволяющих проводить экспресс-диагностирование по всей длине трубопровода без выполнения шурфов. Использование интегральных методов позволяет выявить наиболее вероятные локальные дефектные участки ЭТС.

Ниже перечислены методы, применяемые при интегральном обследовании ЭТС.

2.1. Контроль методом магнитной памяти металла:

Метод магнитной памяти металла позволяет диагностировать ЭТС с поверхности земли, что существенно повышает его производительность и не требует непосредственного доступа к трубопроводу. Основной целью использования данного метода является поиск аномалий магнитного поля, которые могут свидетельствовать о зонах концентраций напряжений на трубопроводе, что, в свою очередь, может свидетельствовать о наличии развивающихся дефектов типа трещин либо о наличии существенных изменений в геометрии трубопровода.

2.2. Контроль методом акустической томографии:

Использование метода акустической томографии позволяет определить области повышенных напряжений ЭТС косвенным методом. В найденных зонах концентрации механических напряжений процессы коррозии и усталости протекают с большей интенсивностью, чем на других участках ЭТС. Соответственно применение метода акустической томографии проводится для поиска наиболее вероятных мест развития повреждений ЭТС. Таким образом, данный метод позволяет определить наиболее уязвимые локальные участки ЭТС.

2.3. Электрометрические изыскания:

Электрометрические изыскания проводятся в соответствии с [5]. В электрометрические изыскания входит следующий перечень работ:

1.3.1. Определение мест повреждений изоляционного покрытия:

Поиск повреждений изоляционного покрытия осуществляется специализированными системами контроля изоляции, основанными на методе Пирсона. [6] Суть метода: измерение падения напряжения на поверхности земли между двумя стальными электродами, создаваемого переменным током в земле, стекающим с трубы в местах повреждения покрытия. Область применения метода - локализация сравнительно крупных сквозных повреждений в защитном покрытии трубопровода. Определение мест сквозных повреждений изоляции трубопровода в бесканальной прокладке позволяет определить зоны подверженные влиянию наружной коррозии.

1.3.2. Проверка технического состояния электрозащитных установок:

В процессе проверки технического состояния электрозащитных установок проводится внешний осмотр всех элементов диагностируемой установки с целью обнаружения внешних дефектов, определение выходных параметров (ток, напряжение, потенциал относительно неполяризуемого медносульфатного электрода сравнения в точке дренажа), а также определение расчётного значения сопротивления растеканию тока анодного заземления. Устанавливается запас номинальных параметров по току и мощности.

1.3.3. Определение наличия блуждающих токов в земле:

Блуждающие токи могут существенно усиливать процесс электрохимической коррозии. Соответственно целью определения их наличия в земле является выявление участков ЭТС, на которых протекание коррозионного процесса наиболее интенсифицировано.

1.3.4. Определение опасности постоянных блуждающих токов:

Под опасным влиянием постоянных блуждающих токов на ЭТС понимают потенциал, который изменяется по знаку и значению смещения по отношению к его стационарному потенциалу (знакопеременная зона) или наличие только положительного смещения потенциала, как правило, изменяющегося по значению (анодная зона). Регистрация данных проводится в местах возможного подключения контактных измерительных приборов.

Измерение потенциала ЭТС при контроле эффективности электрохимической защиты:

Контроль эффективности электрохимической защиты производится путем фиксации значений суммарного потенциала, поляризационного потенциала и тока поляризации вспомогательного электрода; замеры производятся относительно неполяризуемого медно-сульфатного электрода сравнения. Регистрация данных проводится в местах возможного подключения контактных измерительных приборов.

Данные замеры позволяют выявить зоны с недопустимо высокими значениями поляризационного потенциала. Что, в свою очередь, позволяет откорректировать работу активной защиты ЭТС - электрозащитных установок.

1.3.5. Определение коррозионной агрессивности грунта в полевых условиях:

Оценка коррозионной агрессивности грунта позволяет получить дополнительную информацию о зонах с повышенным риском развития коррозионных процессов.

2. Обследование трубопровода локальными методами:

Обследование локальными методами производится в шурфах, а также в местах, где можно получить непосредственный доступ к трубопроводу без выполнения шурфов: камеры, проходные и полупроходные каналы при подземной прокладке трубопровода, либо весь трубопровод при наземной прокладке. Обследование трубопровода локальными методами в доступных местах и в шурфах производится в соответствии с приложением И [7] и требованиями [8].

Назначение мест выполнения шурфов проводится на основании результатов измерений, полученных при проведении обследования интегральными методами, а также на основании анализа эксплуатационной, проектной и ремонтной документации на наиболее опасных участках трубопровода.

Ниже перечислены методы контроля, применяемые при локальном обследовании трубопроводов тепловой сети.

В случае выявления при обследовании существенных дефектов и повреждений трубопровода, определение и идентификация которых затруднены, может быть назначено дополнительное диагностирование, в том числе с привлечением уникальных методов, например, с помощью метода акустической эмиссии, волноводного метода контроля и др.

2.1. Визуально-измерительный контроль:

Контроль проводится в соответствии с требованиями [9]. Для участков тепловой сети, с подземным способом прокладки в непроходных каналах, в обязательном порядке должен быть обеспечен доступ через тепловые камеры, либо в месте краевых участков непроходных каналов трубопровода. При условии, что протяженность какого-либо недоступного для контроля участка тепловой сети превышает 400 м, выполняется шурф, затем снятие изоляции в одном из мест данного участка тепловой сети. Место ЭТС для этой цели выбирается из наиболее неблагоприятных по результатам диагностики другими методами.

При проведении визуального измерительного контроля проводится проверка соответствия трассировки и способа прокладки тепловой сети исполнительной схеме или монтажно-сборочному чертежу.

2.2. Контроль строительных конструкций:

При проведении визуального измерительного контроля в первую очередь проверяется состояние строительных конструкций и канала, в котором проложен трубопровод. В канале должна отсутствовать повышенная температура. Канал не должен быть затоплен или заилен.

Стенки канала не должны быть разрушены от действия воды. Армирующие металлоконструкции не должны быть оголены и прокорродированы. Перекрытие канала, а также его стенки не должны касаться трубопровода, либо быть обрушены. В процессе контроля следует убедиться в отсутствии следов нарушения гидроизоляции канала (следы от подтеков воды, капли грунтовых вод между плит перекрытия канала, характерные известковые образования и др.).

2.3. Контроль изоляции:

В случае выявления участков ЭТС с признаками подтопления, либо намокания изоляции на данных участках необходимо снять тепловую изоляцию и подвергнуть ЭТС визуальному контролю. Решение о необходимости дополнительной дефектоскопической диагностики поверхности металла и контроля толщины стенки принимается только после проведения контроля.

2.4. Контроль опорной системы:

При проведении ревизии опорно-подвесной системы трубопровода следует уделять внимание следующим факторам: качеству неподвижных опор и сварных швов конструкций опор скольжения и т.д. Промежуточные опоры скольжения и направляющие опоры не должны иметь видимых деформаций своей конструкции. Необходимо убедиться, что опорные площадки опор скольжения ровные и обеспечивают свободное перемещение подушек опор в нужном направлении. Подушки опор должны быть расположены на площадке правильно, без перекосов и смещения за пределы площадок. У разъемных соединениях конструкций опор необходимо проверять крепежи и резьбу на предмет видимых повреждений, должны быть затянуты равномерно и обеспечивать надежное крепление узлов. У неподвижных опор ЭТС, также не должно быть видимых повреждений, в том числе в сварных швах приварки каркасов или строительных конструкций к элементам опоры. Особое внимание необходимо уделить сварным швам, при выполнении работ по приварки опор непосредственно к элементам трубопровода.

2.5. Контроль арматуры:

Обследование состояния арматуры заключается в контроле следующих факторов: фланцевых соединений, проверки комплектности крепежных деталей (болтов, шпилек, гаек), отсутствия подтекания воды и следов коррозии, осмотре уплотнений шпинделя и крышки. Проверке подлежат все корпуса арматуры с условным проходным диаметром более 150 мм.

2.6. Контроль трубопровода:

При визуальном контроле наружной поверхности тепловой сети диагностики рекомендуется подвергать элементы, находящиеся в доступном месте. Участки и элементы, подвергающиеся контролю необходимо предварительно освободить (снять) от обшивки (кожухов) и изоляции.

Проводится визуальный контроль прямолинейных участков, криволинейных элементов (гибы, отводы), тройников и врезок в трубопровод, фланцы (без демонтажа разъема), арматуры заглушек (доньшек), сильфонных, линзовых, сальниковых компенсаторов.

2.7. Внутренний осмотр ЭТС:

Не менее чем в одном месте проводится визуальный контроль внутренней поверхности ЭТС. Данный контроль выполняется после демонтажа фланцевого разъема, либо после разрезки трубопровода и открытого доступа к краю трубы. Внутренний осмотр тепловых сетей с наружным диаметром 700 мм и более разрешается производить через специальное отверстие в стенке трубопровода.

2.8. Контроль толщины стенки:

Контролю подлежат элементы и участки трубопровода с условным диаметром 100 мм и более.

Контроль проводится в доступных местах:

- прямолинейных участков;
- в местах установки неподвижных и скользящих опор;
- в местах поворота трассы;
- в местах сужений;

- в точках врезок и т.п.

В случае обнаружения участков ЭТС с коррозионными повреждениями металла толщину стенки необходимо контролировать в точках максимальной глубины коррозии.

2.9. Контроль сварных соединений:

Сварные соединения контролируются приборами, позволяющими проводить классический ультразвуковой контроль, либо приборами, позволяющими проводить экспресс-диагностику ультразвуковыми методами контроля.

Контроль сварных соединений трубопроводов с условным диаметром 100 мм и менее не проводится.

В каждой камере при подземной прокладке и на каждом компенсаторе при надземной прокладке контролю подлежит одно стыковое соединение на каждом участке трубопровода в доступном месте.

2.10. Химический анализ и исследование механических свойств стали:

Химический анализ марки стали проводится по решению эксперта в случае отсутствия информации о марке стали, из которой выполнен трубопровод, в исходной документации, либо в качестве подтверждения или опровержения имеющейся информации.

Контроль механических свойств металла трубопроводов выполняют разрушающими и (или) неразрушающими методами. Определение механических свойств проводится по решению эксперта с целью выявления и анализа изменений физико-механических свойств для проверки их соответствия сертификатам, стандартам и техническим условиям на металл труб, действующей нормативно технической документации, исходным значениями механических свойств металла трубопроводов.

2.11. Контроль качества теплоносителя:

Качество теплоносителя для систем теплоснабжения должно отвечать требованиям [10].

Список литературы:

1. Горских, А.А. Мониторинг надежности тепловых сетей/ В.Н. Мелькумов, С.Н. Кузнецов, К.А. Скляр, А.А. Горских//Научный вестник ВГАСУ. Строительство и архитектура. -2010.- №1(17). –С.52–58.
2. Дильман, М. Д. Методы и модели обоснования надежности систем теплоснабжения и источников теплоты: Дис.канд. техн. наук. М., 2000. 188 с.
3. V. Venkatasubramanian, R. Rengaswamy, S. Kavuri and K. Yin, 2003, A Review of Process Fault Detection and Diagnosis Part I Quantitative Model-Based Methods, Computers and Chemical Eng., 27, pp. 293–311.
4. K. Detroja, R. Gudi and S. Patwardhan, 2005, Plantwide Detection and Diagnosis using Correspondence Analysis, Control Engineering Practice.
5. ГОСТ 9.602-2005. Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии.
6. ‘‘Pearson, Karl’’ (1900). On the criterion that a given system of deviations from the probable in the case of a correlated system of variables is such that it can be reasonably supposed to have arisen from random sampling. Philosophical Magazine Series 5 50 (302): 157–175.
7. СО 153–34.17.464–2003/ Инструкции по продлению срока службы трубопроводов II, III, IV категорий.
8. ПБ 10-573–03. Правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды.
9. РД 03-606-03. Инструкции по визуальному и измерительному контролю.
10. СанПиН 2.1.4.1074–01.Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества.
11. УДК 620.91

ВНЕШНИЕ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ ПОЛЯ ЧАСТОТНО-РЕГУЛИРУЕМЫХ ЭЛЕКТРОПРИВОДОВ

Ю.Б. Казаков, профессор, Е.А. Шумилов, доцент, Р.Г. Горшков, доцент
Научный руководитель: Ю.Б. Казаков, профессор, д.т.н.
ФИЛИАЛ ФГБОУ ВПО САМГТУ,
Г. СЫЗРАНИ, РОССИЯ
SHUMILOV_E_A@MAIL.RU

Современная промышленность характеризуется широким применением частотно-регулируемых электроприводов. Основными факторами, способствующими широкому применению частотных приводов, являются экономия электроэнергии и повышение надежности работы электродвигателей, рабочих механизмов, коммутационной и запорно-регулирующей аппаратуры гидравлических и аэродинамических сетей.

Преобразователи частоты таких электроприводов работают в режиме широтно-импульсной модуляции (ШИМ). Применение ШИМ обуславливает появление в выходном напряжении и токе гармоник, амплитуды которых могут достигать значительных величин [1].

Асинхронные электродвигатели (АД) при работе создают внешние электромагнитные поля (ВЭМП). Присутствие гармоник при питании АД от преобразователей с широтно-импульсной модуляцией (ШИМ) напряжения вызывает ВЭМП АД повышенных частот [2].

ВЭМП, создаваемые АД, распространяются в пространстве, создают дополнительное электромагнитное загрязнение окружающей среды, оказывают влияние на обслуживающий персонал и посторонних людей. Наибольшие внешние электромагнитные поля асинхронные электродвигатели создают при пуске, при наибольших пусковых токах. Такие электромагнитные поля вызывают проблемы электромагнитной совместимости при работе с другими техническими средствами.

Ввиду взаимной проницаемости электромагнитных полей в один и тот же момент времени в каждой точке пространства существуют поля разных источников и результирующее поле может быть определено на основании принципа суперпозиции, при условии, что они не оказывают влияние друг на друга. Возрастающая энерговооруженность производств, приводит к повышенной плотности размещения асинхронных двигателей, плотности источников внешних электромагнитных полей, их взаимному влиянию и усилению. В современных электротехнических комплексах постоянно возрастает оснащенность электронной и микропроцессорной техникой и одновременно наблюдается рост мощности и числа электротехнических устройств, создающих внешние электромагнитные поля, что увеличивает вероятность сбоев в системах управления [3].

Влияние электромагнитных полей на человека проявляется в тормозных процессах в центральной нервной системе, головных болях, вялости, быстрой утомляемости, повышении артериального давления, учащении пульса, а после длительного воздействия и изменении в составе крови. Восприимчивость людей к электромагнитным полям сугубо индивидуальна. Для нахождения человека установлены предельно допустимые уровни полей. Так для постоянного магнитного поля предельно допустимые уровни приведены в таблице 1.

Таблица 1. Предельно допустимые уровни воздействия постоянного магнитного поля

Время воздействия, мин	Общее воздействие		Локальное воздействие	
	Допустимые уровни напряженности, Н [А/м]	Допустимые уровни индукции, [мкТл]	Допустимые уровни напряженности, Н [кА/м]	Допустимые уровни индукции, [мТл]
1...10	24000	30000	40000	50000
11...60	16000	20000	24000	30000
60...480	8000	10000	12000	15000

Механизм воздействия на организм человека электромагнитных полей проявляется в силе действия индуктированных токов. Максимальные плотности индуктированных токов возникают в сердце и мозге человека. Неопасным для организма считается плотность индуктированного тока менее 10 мА/м^2 , что соответствует при частоте тока 50 Гц напряженности электрического поля 20 кВ/м и напряженности магнитного поля 4 кА/м. При больших плотностях тока наблюдаются необратимые изменения скорости синтеза протеинов и ДНК, нарушения ионного равновесия, концентрации промежуточных продуктов обмена и активных веществ в клетках, изменения процессов деления клеток и т.п. При плотностях тока 100...1000 кА/м могут происходить сильные возбуждения клеток и тканей, аритмия и фибрилляция сердца. Кстати на этих эффектах основано действие дефибриллятора.

Механизм влияния магнитных полей на организм человека, в частности, повышения риска раковых заболеваний, связывают с замедлением выработки мелатонина во время сна и с утратой им свойств подавления размножения раковых клеток при наличии переменного магнитного поля напряженностью всего около 1 кА/м. Магнитное поле «коварно» - оно обычно не ощущается человеком. Лишь при очень большой напряженности магнитного поля возникают мерцания на периферийных участках поля зрения.

Предельно допустимые уровни воздействия магнитного поля частотой 50 Гц приведены в табл. 2 [4].

Таблица 2. Предельно допустимые уровни воздействия магнитного поля частотой 50 Гц

Время пребывания, ч	Допустимые уровни магнитного поля, H [А/м] / В [мкТл] при воздействии	
	общем	локальном
< 1	1600 / 2000	6400 / 8000
2	800 / 1000	3200 / 4000
4	400 / 500	1600 / 2000
8	80 / 100	800 / 1000

Рекомендованы времена пребывания человека в электрическом поле промышленной частоты с напряженностью E:

$E > 25 \text{ кВ/м}$ – пребывание человека без средств защиты не допускается;

$20 < E < 25 \text{ кВ/м}$ – пребывание человека не более 10 мин;

$5 < E < 20 \text{ кВ/м}$ – допускается пребывание человека в течение $T = 50/E - 2$, ч;

$E < 5 \text{ кВ/м}$ – допускается пребывание человека в течение полного рабочего дня.

При повышении частоты предельно допустимые уровни электромагнитного поля снижаются. Так для электромагнитных полей в диапазоне частот от 10 до 30 кГц предельно допустимые уровни электрического и магнитного полей при воздействии на человека в течение всей смены составляют 500 В/м и 50 А/м соответственно. А при воздействии в течение до 2 часов за смену – 1000 В/м и 100 А/м.

При эксплуатации электроустановок существуют проблемы, связанные с электромагнитной совместимостью силовых цепей и вторичного оборудования. Особенно сильно это влияние может оказываться на устройства с применением электронных и микропроцессорных элементов, которые из-за низкого уровня и широкого частотного спектра рабочих сигналов имеют высокую чувствительность к импульсным помехам (табл. 3) [5].

Таблица 3. Чувствительность технических средств к электромагнитным помехам с энергией W

Устройства	Степень повреждения при воздействии энергии, lg W [Дж]															
	-8	-7	-6	-5	-4	-3	-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	
Генераторы, электродвигатели, трансформаторы													o	o	x	
Катушки индуктивности фильтров							o	o	x	x	x	x	x	x	x	
Измерительные приборы, реле						o	o	o	x	x	x	x	x	x	x	
Проволочные резисторы						o	o	o	o	o	o	x	x	x	x	
Пленочные резисторы					o	o	o	x	x	x	x	x	x	x	x	
Варисторы					o	o	o	o	o	o	o	x	x	x	x	
Конденсаторы					o	o	o	x	x	x	x	x	x	x	x	
Танталовые конденсаторы			o	o	o	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
Выпрямительные диоды и стабилитроны										x	x	x	x	x	x	
Светодиоды и переключающие диоды			o	o	o	o	o	x	x	x	x	x	x	x	x	
СВЧ-диоды	o	o	o	o	o	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
Тиристоры				o	o	o	o	o	x	x	x	x	x	x	x	
Мощные транзисторы				o	o	o	o	x	x	x	x	x	x	x	x	
Транзисторы малой мощности			o	o	o	o	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
Интегральные микросхемы и чувствительные элементы ЭВМ		o	o	o	o	o	x	x	x	x	x	x	x	x	x	

Здесь 0 – нарушение режимов работы устройств;

x – разрушение устройства.

Наиболее характерные примеры влияния электромагнитного поля на безопасность электронной техники - отказы и сбои систем управления АЭС и технологическими процессами производства, особенно химического; электронных систем воздушного транспорта (из-за внешнего электромагнитного излучения и электромагнитной несовместимости элементов бортовой аппаратуры); систем наведения и посадки самолетов и т.п. Подобные сбои могут привести к крупным экологическим катастрофам и большим человеческим жертвам.

Невыполнение требований ЭМС способно причинить значительный материальный ущерб из-за сбоев систем управления автоматических производственных линий, неустойчивой работы линий связи, потери информации в компьютерах и т.д. Сегодня, когда бизнес стал оперативным, когда сделки могут заключаться по факсу или через электронную почту, некачественная связь не просто досадное явление - это материальные потери.

Следовательно, для решения комплексных задач экологической безопасности жизнедеятельности, обеспечения электромагнитной совместимости технических средств при работе частотно-регулируемых электроприводов целесообразно использование системного моделирования и исследования внешних физических полей.

Список литературы:

1. Курнышев, Б. С., Фомин П.А. Электромагнитная совместимость в электроприводах переменного тока // Вестник ИГЭУ. – 2005. - Вып. 3. – С.16–17
2. Казаков Ю.Б., Тамьяров А.В., Шумилов Е.А., Чуянов Д.О. Численный анализ внешних электромагнитных полей асинхронных двигателей при питании широтно-импульсно-модулированным напряжением // Вестник ИГЭУ. – 2011. – Вып. 5. – С. 34–37
3. Казаков Ю.Б. Системное моделирование физических полей электротехнических устройств, Сб. науч. тр. "Системный анализ в техносфере", Иваново, 2002
4. Вагин Г.Я. Электромагнитная совместимость в электроэнергетике: учебник / Г.Я. Вагин, А.Б. Лоскутов, А.А. Севостьянов. – М.: Издательский центр «Академия», 2010. – 224 с.
5. Овсянников А.Г. Электромагнитная совместимость в электроэнергетике: учебник / А.Г. Овсянников, Р.К. Борисов. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2010. – 196 с.

ПРИБЛИЖЕННОЕ РЕШЕНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПРОЦЕССА АККУМУЛЯЦИИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ В СТАЦИОНАРНОМ ПЕРЕКЛЮЧАЮЩЕМСЯ РЕГЕНЕРАТИВНОМ ТЕПЛОУТИЛИЗАТОРЕ

Н.Н. Монаркин, аспирант, Т.В. Монаркина, магистрант, А.А. Сеницын, преподаватель
Научный руководитель: А.А. Сеницын, к.т.н., доцент,
ФГБОУ ВПО "Вологодский государственный университет",
г. Вологда, Россия
nikolay-monarkin@yandex.ru

В настоящее время для вентиляции жилых и общественных помещений применяются стационарные переключающиеся регенеративные теплоутилизаторы (СПРТ) [1]. Под СПРТ понимается автономное вентиляционное устройство, имеющее в своем составе регенеративный теплообменник, устанавливаемое в конструкцию стены или окна и обслуживающее одно или два смежных помещения. Регенеративный теплообменник в составе обеспечивает в подобных устройствах функцию энергосбережения. В ходе научного исследования рассматривается СПРТ типа УВРК-50, в котором в качестве теплообменника используется регенеративная насадка из полиэтилена. Принцип работы теплоутилизатора типа УВРК-50 характеризуется двумя режимами работы: режим аккумуляции и режим регенерации. В режиме аккумуляции устройство работает на вытяжку, и происходит нагрев регенеративной насадки внутренним вытяжным воздухом. В режиме регенерации устройство работает на приток, и происходит нагрев приточного воздуха насадкой.

На данный момент недостаточно внимания уделяется теплообменникам типа СПРТ. Имеющиеся результаты научных исследований, в частности разработанные математические модели, справедливы либо для регенеративных теплоутилизаторов, работающих при высокой температуре теплоносителя [2], либо регенеративных теплоутилизаторов с роторной (вращающейся) насадкой [3]. Единственная математическая модель, разработанная для СПРТ, приведена в источнике [1]. Данная модель построена и численно исследована с помощью разностной схемы. В данной статье предлагается аналитический способ нахождения решения для подобной, независимо составленной математической модели.

В ходе исследования для точного анализа термодинамических процессов, происходящих в регенеративной насадке устройства, составлена математическая модель процесса аккумуляции тепловой энергии в виде смешенной задачи следующего вида:

$$-G_{ак}c_B \frac{\partial T_B}{\partial z}(\tau, z) = c_B \rho_B S_B \frac{\partial T_B}{\partial \tau}(\tau, z) + \Pi \alpha (T_B(\tau, z) - T_H(\tau, z)), \quad (1)$$

$$c_H \rho_H S_H \frac{\partial T_H}{\partial \tau}(\tau, z) - \lambda_H S_H \frac{\partial^2 T_H}{\partial z^2}(\tau, z) = \Pi \alpha (T_B(\tau, z) - T_H(\tau, z)), \quad (2)$$

$$T_B(0, z) = T_B^0(z), \quad T_H(0, z) = T_H^0(z), \quad 0 \leq z \leq L, \quad (3)$$

$$T_B(\tau, 0) = T_{in}(\tau), \quad \frac{\partial T_H}{\partial z}(\tau, 0) = 0, \quad \frac{\partial T_H}{\partial z}(\tau, L) = 0, \quad \tau > 0. \quad (4)$$

Здесь в (1)–(4): $T_B(\tau, z)$ – температура воздуха в момент времени τ в точке z , где $\tau \geq 0$, $0 \leq z \leq L$, °C; $T_H(\tau, z)$ – температура насадки в момент времени τ в точке z , где $\tau \geq 0$, $0 \leq z \leq L$, °C; $G_{ак}$ – расход воздуха на этапе аккумуляции, м³/ч; c_B – теплоемкость воздуха, кДж/кг·°C; ρ_B – плотность воздуха, кг/м³; S_B – площадь сечения канала, по которому проходит воздух, м²; Π – периметр сечения канала, по которому проходит воздух, м; α – коэффициент теплоотдачи воздуха, Вт/м²·°C; T_{in} – температура помещения, откуда поступает тепловая энергия, °C; T_{out} – температура внешней среды, куда поступает часть тепловой энергии, °C; λ_H – теплопроводность материала насадки, Вт/м·°C.

Для решения смешанной задачи (1)–(4) предлагается следующее приближенное решение. Перепишем смешанную задачу (1)–(4) в следующем виде:

$$\frac{\partial T_B}{\partial \tau}(\tau, z) + a \frac{\partial T_B}{\partial z}(\tau, z) + b T_B(\tau, z) = b T_H(\tau, z), \quad \tau > 0, \quad 0 < z < L, \quad (5)$$

$$T_B(0, z) = T_{in} - \frac{T_{in} - T_{out}}{L} \cdot z, \quad 0 \leq z \leq L, \quad T_B(\tau, 0) = T_{in}, \quad \tau \geq 0, \quad (6)$$

$$\frac{\partial T_H}{\partial \tau}(\tau, z) - c \frac{\partial^2 T_H}{\partial z^2}(\tau, z) + d T_H(\tau, z) = d T_B(\tau, z), \quad \tau > 0, \quad 0 < z < L, \quad (7)$$

$$T_H(0, z) = T_{in} - \frac{T_{in} - T_{out}}{L} \cdot z, \quad 0 \leq z \leq L, \quad \frac{\partial T_H}{\partial z}(\tau, 0) = 0, \quad \frac{\partial T_H}{\partial z}(\tau, L) = 0, \quad \tau > 0. \quad (8)$$

где

$$a = \frac{G_{ак}}{\rho_B S_B}, \quad b = \frac{\Pi \alpha}{c_B \rho_B S_B}, \quad c = \frac{\lambda_H}{c_H \rho_H}, \quad d = \frac{\Pi \alpha}{c_H \rho_H S_H}.$$

В силу (5) и (6) функцию $T_B(\tau, z)$ можно выразить функцией $T_H(\tau, z)$:

$$T_B(\tau, z) = \Phi_B T_H(\tau, z), \quad (9)$$

где

$$\Phi_B T_H(\tau, z) = \begin{cases} e^{-b\tau} \left(T_{in} - \frac{T_{in} - T_{out}}{L} (z - a\tau) \right) + b \int_0^\tau e^{b(s-\tau)} T_H(s, z + a(s-\tau)) ds, & z \geq a\tau, \\ e^{-\frac{b}{a}z} T_{in} + b \int_{\tau - \frac{z}{a}}^\tau e^{b(s-\tau)} T_H(s, z + a(s-\tau)) ds, & z < a\tau. \end{cases}$$

В силу (7) и (8) функцию $T_H(\tau, z)$ можно выразить функцией $T_B(\tau, z)$:

$$T_H(\tau, z) = \Phi_H T_B(\tau, z), \quad (10)$$

где

$$\Phi_H T_B(\tau, z) = \int_0^L G(\tau, z, \eta) \left(T_{in} - \frac{T_{in} - T_{out}}{L} \eta \right) d\eta + d \int_0^\tau \int_0^L G(\tau - s, z, \eta) T_B(s, \eta) d\eta ds,$$

$$G(\tau, z, \eta) = \frac{1}{L} \left(e^{-\beta_0 \tau} + 2 \sum_{k=1}^{\infty} e^{-\beta_k \tau} \cos \frac{\pi k}{L} z \cos \frac{\pi k}{L} \eta \right), \quad \beta_k = d + c \left(\frac{\pi k}{L} \right)^2, \quad k = 0, 1, 2, \dots$$

Интегральные представления (9) и (10) выводятся из общеизвестных формул решения смешанных задач вида (5), (6) и (7), (8), (см., напр., [4]).

Таким образом, смешанная задача (5)–(8) равносильна системе интегральных уравнений (9), (10). Систему (9), (10) решим методом последовательных приближений ([4]). А именно, построим следующие последовательности функций:

$$T_H^{(0)}(\tau, z) = T_{in}, \quad T_B^{(n)}(\tau, z) = \Phi_B T_H^{(n-1)}(\tau, z), \quad T_H^{(n)}(\tau, z) = \Phi_H T_B^{(n)}(\tau, z). \quad (11)$$

Последовательность функций $(T_H^{(n)}(\tau, z), T_B^{(n)}(\tau, z))$, $n = 1, 2, K$ сходится к решению $(T_H(\tau, z), T_B(\tau, z))$ смешанной задачи (5)-(8):

$$\lim_{n \rightarrow \infty} T_H^{(n)}(\tau, z) = T_H(\tau, z), \quad \lim_{n \rightarrow \infty} T_B^{(n)}(\tau, z) = T_B(\tau, z).$$

Поэтому при больших номерах n пару функций $(T_H^{(n)}(\tau, z), T_B^{(n)}(\tau, z))$ можно взять в качестве приближенного решения $(T_H(\tau, z), T_B(\tau, z))$ смешанной задачи (5)-(8):

$$T_H(\tau, z) \approx T_H^{(n)}(\tau, z), \quad T_B(\tau, z) \approx T_B^{(n)}(\tau, z).$$

При больших номерах n и фиксированных моментах времени τ графики функций $T_H^{(n)}(\tau, z), T_B^{(n)}(\tau, z)$ представлены на рисунках 1 и 2.

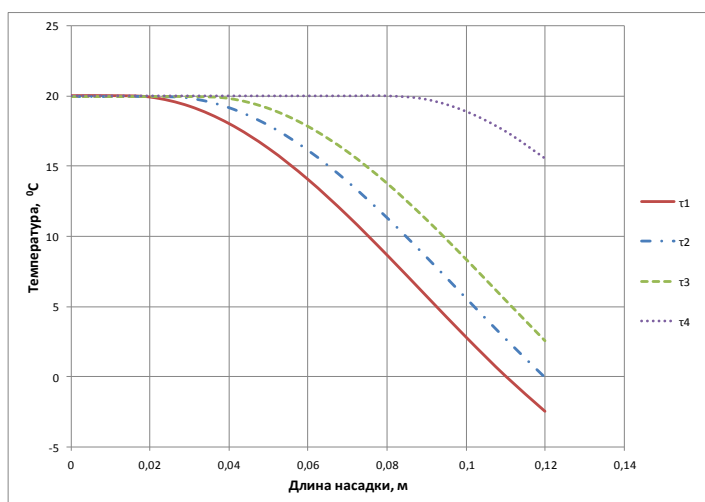


Рисунок 1. График зависимости изменения температуры воздуха от длины насадки при четырех фиксированных моментах времени τ .

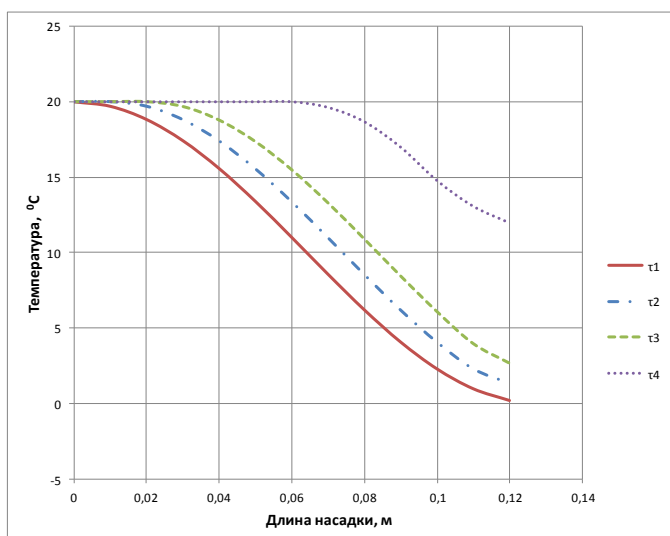


Рисунок 2. График зависимости изменения температуры насадки от длины насадки при четырех фиксированных моментах времени τ .

В итоге работы можно сделать вывод, что графические результаты по предложенной математической модели в определенной мере отвечают реальным процессам теплообмена в СПРТ.

Список литературы:

1. Васильев, В.А. Методы расчета тепловых процессов в стационарном переключающемся регенеративном теплоутилизаторе. Дисс. канд. техн. наук: 05.04.03. – СПб. 2010. – 136с.
2. Кирсанов Ю.А., Волченко К.М., Низамова А.Ш. Математическая модель регенеративного воздухоподогревателя для исследования теплоотдачи пакета параллельных твердых тел // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – Казань. 1999. – №9–10. – С. 3–10.
3. Регенеративные вращающиеся воздухоподогреватели / Мигай В.К., Назаренко В.С., Новожилов И.Ф., Добряков Т.С., – Л.: Энергия, 1971. – 168 с.
4. Тихонов А.Н., Самарский А.А. Уравнения математической физики. – М.: Наука, 1977. – 736 с.

СНИЖЕНИЕ УРОВНЯ ШУМА СЕРИЙНОГО СИЛОВОГО МАСЛЯНОГО ТРАНСФОРМАТОРА

С.С. Володин, аспирант
Н.П. Бахарев, д.п.н., к.т.н., профессор
Поволжский Государственный Университет Сервиса,
г.Тольятти,
semen-volodin@yandex.ru

В настоящее время, в условиях непрерывного роста энергопотребления, остро встает вопрос электропитания жилых кварталов, предприятий и офисных зданий. Необходимо большее количество подводимой мощности в тех же габаритах городских подстанций в условиях плотной застройки объектов.

Благодаря широкому распространению «глубокого ввода» это становится возможным. «Глубокий ввод» – это использование трансформаторного оборудования класса напряжения до 35 кВ непосредственно у потребителя (дом, квартал, предприятие).

Тенденция глубокого ввода имеет ряд преимуществ:

- больше потребителей смогут получать электроэнергию за счет повышения мощности питания объектов;
- благодаря высокому напряжению снижаются потери при передаче электроэнергии.

Однако есть и недостатки:

- из-за увеличения мощности трансформатора увеличиваются габариты подстанции;
- трансформаторы высокой мощности и напряжения создают шум, пагубно влияющий на человека.

Санитарные нормы и правила не допускают по экологическим нормам использования таких трансформаторов вблизи объектов (дом, квартал, предприятие), где живут и работают люди. Нормы уровня звукового давления для таких мест в среднем составляют 75 дБА – днём, 60 дБА – ночью.

Для применения в условиях городских подстанций трансформаторов с увеличенной мощностью и классом напряжения необходимо решить несколько технических задач. А именно, техническое решение должно обеспечивать экологические требования к уровню шума, также оно должно быть максимально дешевым и простым в применении.

Источники шума в трансформаторах известны. Основными из них являются активная часть, металлоконструкции и система охлаждения:

- Магнитопровод и магнитные шунты на баке создают магнитострикции при работе трансформатора;
- Система охлаждения (вентиляторы и маслососы) – это движущиеся механизмы, создающие шум при работе;
- Обмотки вызывают отражение и увеличение звуковых волн, как от магнитной системы, так и от соседних обмоток, создающих звуковые возмущения;
- Металлоконструкции (бак, радиаторы) вибрируют при работе трансформатора;
- Резонансные колебания от наложения звуковых частот.

Существует множество способов снижения уровня шума в трансформаторах: от конструктивных, требующих дополнительного вложения материалов – снижение уровня рабочей индукции в магнитопроводах; технологических – повышение точности установки пластин магнитной системы между собой, повышение качества стяжки узлов крепления при сборке; применение малошумных вентиляторов, что несомненно увеличивает себестоимость трансформатора. Возможно применение виброгасящих опор. Также одним из кардинальных решений является применение экранов в виде конструкций стенового типа непосредственно на объектах установки трансформаторов.

Но все эти меры достаточно дороги для использования, т.к. необходимо существенное вложение дополнительных материалов (электротехническая сталь, обмоточные провода), строительство загромождающих конструкций внушительных размеров.

Поэтому мы задались вопросом: возможно ли из обычного серийного трансформатора сделать малошумный, и что для этого нужно?

В существующих ограниченных условиях было найдено простое, не требующее существенных материальных затрат, техническое решение – применение звукоизолирующей оболочки трансформатора.

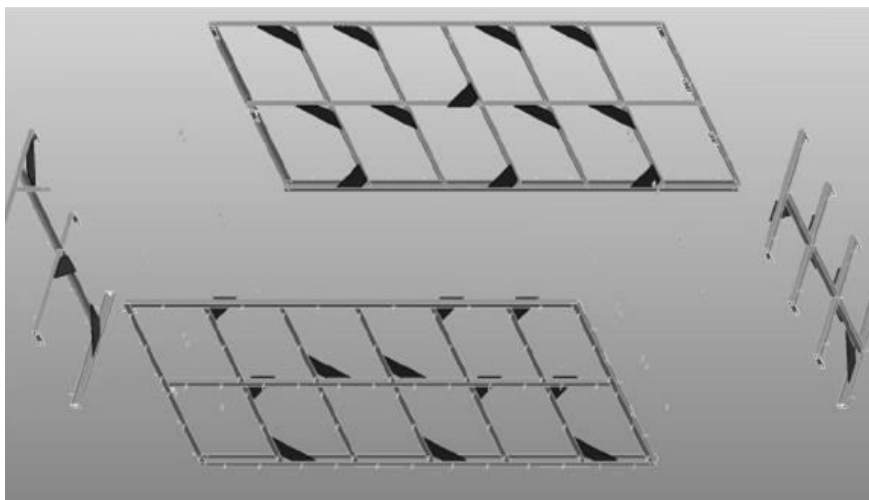


Рисунок 1. Каркас звукоизолирующей оболочки.

В качестве испытательного образца был выбран трансформатор ТМН-6300/35.

На первом этапе были произведены акустические расчеты и спроектирована модель звукоизолирующей оболочки.

Оболочка представляет собой каркас (рис. 1) с прикрепленными к нему через резиновые уплотнители металлические «сэндвич» пластины. На внутреннюю поверхность панели клеится виброизоляция с наружным слоем из алюминиевой фольги. На виброизоляцию крепится звукоизоляция из минеральной ваты, упакованная в полиэтиленовый пакет. Звукоизоляция обладает классом звукопоглощения НСВ 212. Герметичность аналогична пластиковому окну.

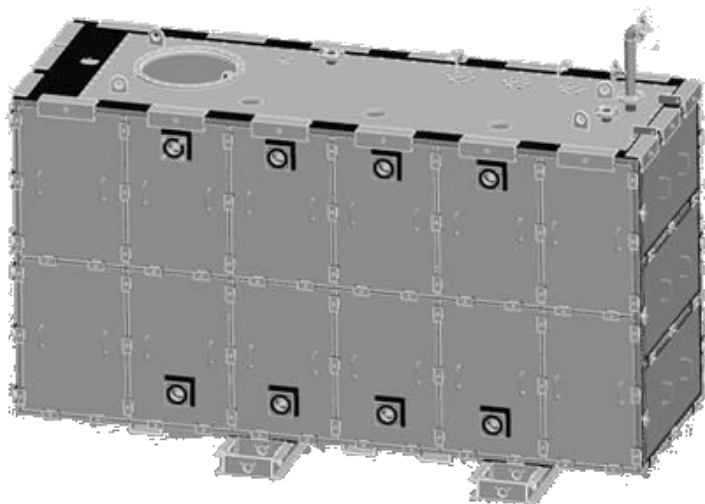


Рисунок 2. Модель трансформатора с применением звукоизолирующей оболочки.

На следующем этапе был произведен монтаж трансформатора с применением звукоизолирующей оболочки (рис. 2), после чего трансформатор был отправлен на

акустические испытания. Результаты проведенных испытаний подтвердили эффективность применения звукоизолирующей оболочки (табл. 1).

Таблица 1. Сравнение результатов испытаний

Номер точки измерения	Корректированный уровень звуковой мощности L с учетом поправок на помехи, дБА	
	С оболочкой	Безоболочки
1	61	71
2	62	74
3	63	72
4	62	74
5	62	74
6	61	73

Проведенные акустические испытания трансформатора ТМН-6300/35 показали снижение в разы корректированного уровня звуковой мощности с 74 дБА до 63 дБА.

К примеру, по шумовым характеристикам трансформатор ТМГ-400/10 с нормой в 68 дБА можно заменить на ТМН-6300/35 с применением звукоизолирующей оболочки.

Спектр измеренных октавных уровней звукового давления представлен на рис. 3.

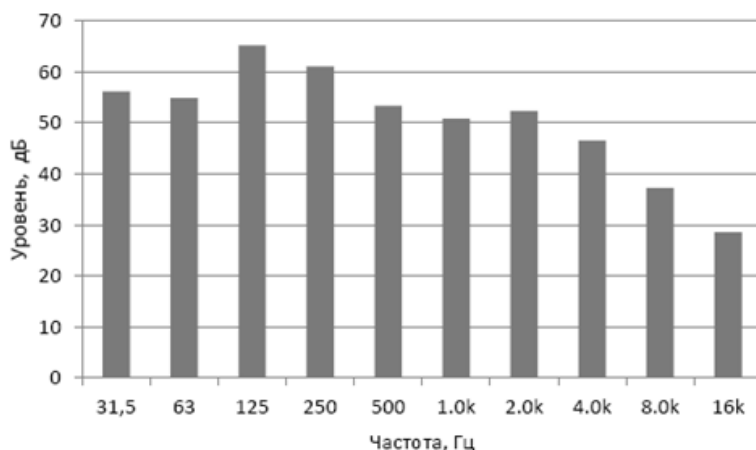


Рисунок 3. Спектр октавных уровней звукового давления.

В результате проведенных работ получено простое и недорогое решение, стоимость которого менее 0,1 % от стоимости трансформатора. Техническое решение позволяет уменьшить средний уровень звука в разы и снизить затраты на строительство городской подстанции в будущем.

Работы по снижению уровня шума в серийных трансформаторах крайне необходимы для обеспечения эффективной и безопасной передачи электрической энергии до потребителя.

Список литературы:

1. Ellingson E.F. Transformer noise abatement using tuned sound enclosure panels // IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition. – 1979. – April 1-6. – P. 184–191.
2. ГОСТ 12.2.024-87 – Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля.
3. Силовые трансформаторы. Справочная книга / Под ред. С.Д. Лизунова, А.К. Лоханина. М.: Энергоиздат, 2004. – 616 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ФУНКЦИИ ДИСТАНЦИОННОЙ ЗАЩИТЫ В СОСТАВЕ ТЕРМИНАЛА СИРИУС 3-ЛВ-02 С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРОГРАММНОЙ БИБЛИОТЕКИ РЕТОМ-МАСТЕР.

Э.Р. Григорян, студент, Г.Р. Головнев, студент, С.С. Ястребов, доцент
Научный руководитель: С.С. Ястребов, канд. физ.-мат. наук, доцент,
Северо-Кавказский федеральный университет,
г. Ставрополь, Россия.
E-mail: red.12345@bk.ru

В настоящее время все вновь вводимые и реконструируемые защиты выполняются на основе цифровых устройств релейной защиты и автоматики [1, 2], при этом в их составе, как правило, присутствует дистанционная защита (ДЗ), которая является одной из наиболее распространенных типов резервных защит для линий электропередач, автотрансформаторов, генераторов и т.д.

Правильность функционирования устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) во многом определяется возможностью проведения их полной или частичной проверки, как в условиях текущей эксплуатации на объектах электроэнергетической системы, так и при вводе в строй новых объектов. Такие проверки проводятся с использованием специальных приборов, например измерительного программно-технического комплекса (ИПТК) РЕТОМ-51, РЕТОМ-61 или OMICRON. Проверка цифровых устройств РЗА, ввиду большого количества функций в них, требует значительных затрат времени и высокой квалификации обслуживающего персонала, поэтому при решении данной задачи целесообразно использовать различные средства автоматизации. Наиболее гибким инструментом в данном случае является программная библиотека РЕТОМ-Мастер, которая поставляется совместно с ИПТК РЕТОМ-61 [3].

В связи с этим, в настоящей работе проведена разработка программы автоматической проверки цифровых устройств РЗА, в частности для проверки дистанционной защиты. Для этого, с использованием программной библиотеки РЕТОМ-Мастер на языке программирования Visual Basic for Applications (VBA), была создана программа автоматической проверки цифровых устройств РЗА, работающая в комплексе с ИПТК РЕТОМ-61. В качестве устройства цифровой РЗА использовался терминал резервных защит воздушных линий электропередач «Сириус-3-ЛВ-02».

В этом устройстве реализованы следующие функции защиты [4]: четырехступенчатая дистанционная защита, четырехступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности, ненаправленная токовая отсечка, ненаправленная максимальная токовая защита, защита от обрыва фаз и несимметрии. На данном этапе разработки программы автоматической проверки цифровых устройств РЗА исследовалась дистанционная защита от междуфазных замыканий первой ступени (ДЗ1-ФФ). Она реагирует на отношение подведенных к измерительному органу напряжения и тока, т.е. на сопротивление.

Режим короткого замыкания отличается от нормального режима работы сети пониженным значением напряжения и повышенным значением тока. При исследовании дистанционной защиты как правило, строится характеристика срабатывания реле сопротивления на комплексной плоскости. Существуют два способа получения характеристики реле сопротивления: 1) при фиксированном напряжении увеличивать ток через измерительные цепи устройства РЗА, что приведет к срабатыванию реле сопротивления; 2) при фиксированном токе уменьшать напряжение на измерительном органе РЗА, что также приведет к срабатыванию реле сопротивления. Второй способ является более предпочтительным, так как приводит к меньшему воздействию на входные цепи устройств РЗА, особенно это актуально при снятии характеристики реле сопротивления, так как при этом угол сопротивления как правило, изменяется в пределах от 0 до 360° с небольшим

шагом (например 1, 5, или 10°), что обуславливает повторение измерений несколько десятков раз, и, при больших значениях токов через входные цепи РЗА может привести к их термическому разрушению.

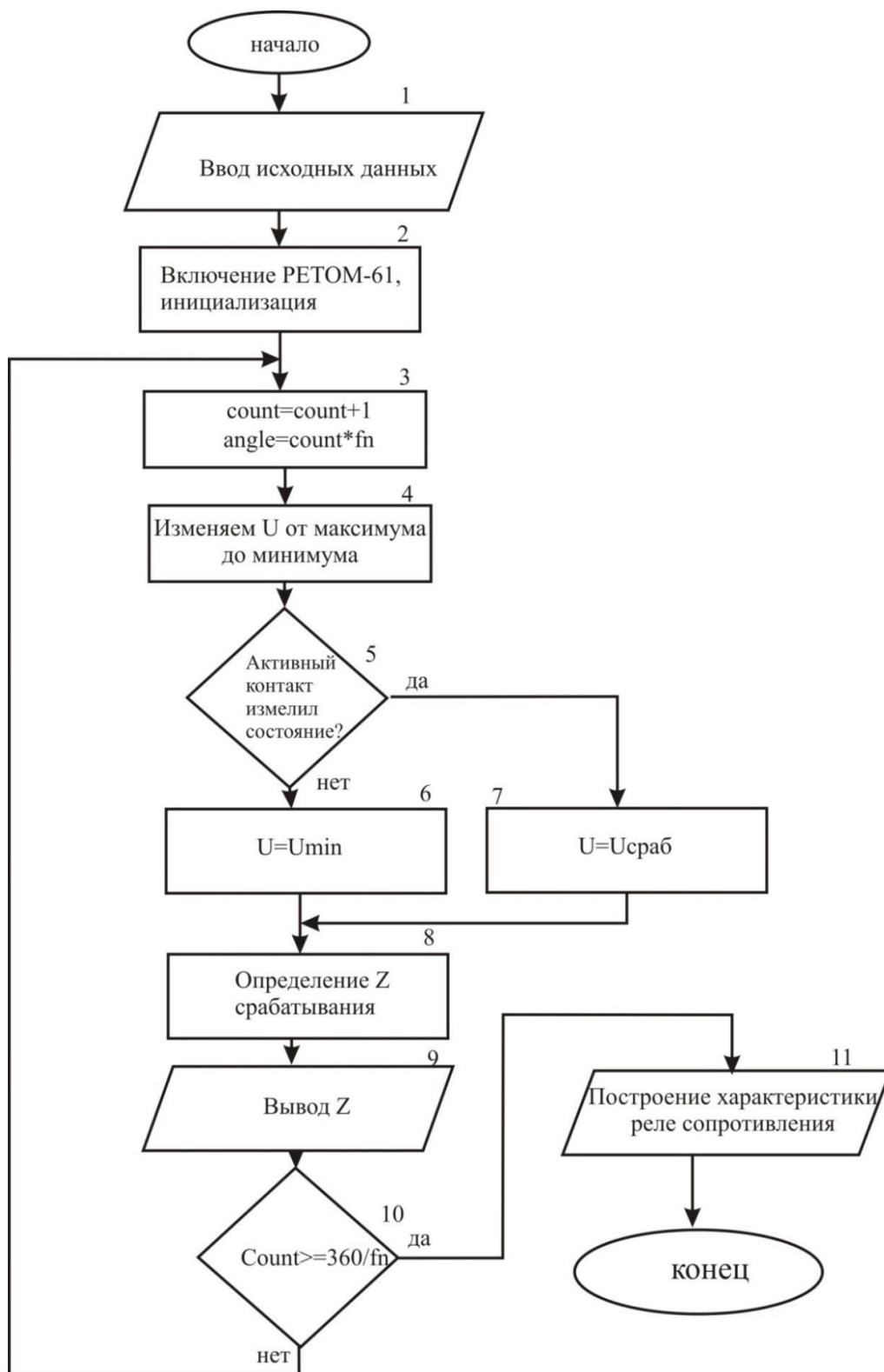


Рисунок 1. Алгоритм работы программы автоматической проверки дистанционной защиты

Алгоритм работы программы автоматической проверки дистанционной защиты (рисунок 1) работает следующим образом: 1) ввод исходных данных – задается ток проверки

I , напряжение максимальное U_{max} и минимальное U_{min} , которые определяются исходя из уставок по R и X (таблица 1), шаг по углу fn , и тип короткого замыкания (КЗ); 2) включение РЕТОМ-61, создание объекта связи с РЕТОМ-61, настройка связи и инициализация переменных; 3) инкрементирование счётчика цикла $count$ для определения характеристики срабатывания реле сопротивления в составе дистанционной защиты, вычисление угла вектора тока для заданного шага fn ; 4) для заданного угла тока fn и при фиксированном значении величины тока изменяем напряжение от U_{max} до U_{min} ; 5) проверяем условие изменения состояния активного контакта: 6) если активный контакт изменил состояние, то текущее напряжение пропорционально сопротивлению срабатывания реле, 7) если активный контакт не изменил состояние, значит реле сопротивления не сработало, и сопротивление срабатывания реле приравниваем к минимально возможному значению; 8) определение Z срабатывания – расчет сопротивления Z по напряжению срабатывания при заданном токе; 9) вывод результатов расчета Z в соответствующую ячейку; 10) проверка условия окончания цикла по определению характеристики срабатывания реле сопротивления (вектор Z описал полную окружность); 11) построение характеристики срабатывания реле сопротивления в комплексной плоскости на основе величины и угла Z .

Таблица 1. Уставки устройства «Сириус-3-ЛВ-02»

Параметр	Диапазон/ Значение	Текущее	Параметр	Диапазон/ Значение	Текущее
Общие			Набор 1 / ДЗ1-ФЗ		
Uном, кВ	[35-330]	110	Функция ДЗ1-ФЗ	(Вкл, Откл)	Вкл
Iном, А	[50-5000]	1000	XФЗ*Iном, о.е.	[1-300]	10,44
Iном втор, А	(1,5)	1	RФЗ*Iном, о.е.	[1-300]	7,88
Параметры ВЛ			Угол линии, град	[30-89]	67
Длина ВЛ, км	[0,1-400]	30	ОНМ НП	(Вкл, Откл)	Откл
R1уд, Ом/км	[0,1-2]	0,17	Пар. ВЛ заземлена	(Да, Нет)	Нет
X1уд, Ом/км	[0,1-2]	0,409	Блокировка от БНН	(Вкл, Откл)	Вкл
R0уд, Ом/км	[0,1-6]	0,51	Реле 1-6		
X0уд, Ом/км	[0,1-6]	1,227	Точка подключения	[0-136]	12
Параметры ТН					
Uбнн	[3-80]	5	Установка ТН	(Ш/Л)	Шины
Схема ТН	[N1-N12]	N1	U2, В	[5-100]	32
Вывод D	(И,Ф)	И	Расчет 3U0	(Y,Δ)	Δ

Как видно из рисунка 2, экспериментально полученная характеристика реле

сопротивления первой ступени ДЗ фаза-фаза практически совпадает с заданной характеристикой, которая описывается уставками устройства (таблица 1) [4].

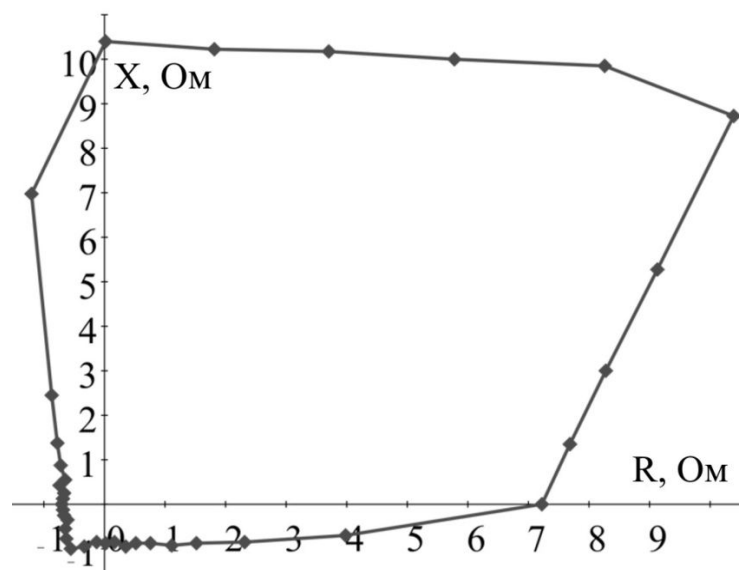


Рисунок 2. Полученная экспериментально характеристика срабатывания реле сопротивления первой ступени ДЗ фаза-фаза для двухфазного КЗ АВ.

Таким образом, использование программной библиотеки РЕТОМ-Мастер и ИПТК РЕТОМ-61 позволяет автоматизировать процесс проверки цифровых устройств РЗА, что значительно сокращает время выполнения данной процедуры. Это особенно актуально при увеличении числа цифровых устройств РЗА в электроэнергетической системе нашей страны.

Авторы выражают благодарность «Ставропольэнерго» за предоставленное оборудование и руководству НПП «Динамика» за предоставленное программное обеспечение.

Список литературы:

1. Бурман А.П. Строев В.А. Современная электроэнергетика – М.: МЭИ, 2003. – 454 с.
2. Шнеерсон Э.М. Цифровая релейная защита. – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 549 с.
3. Руководство пользователя Ретом-61 RU.БРГА.61000-02 90. – Чебоксары: НПП «Динамика», 2012.
5. Микропроцессорное устройство защиты линий 110-220 кВ «Сириус-3-ЛВ-02» БПВА.656122.096 РЭ. Техническое описание и руководство по эксплуатации.– М.: ЗАО «РАДИУС Автоматика», 2011.

АНАЛИЗ УБЫТКОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ В УСЛОВИЯХ ЗАТОПЛЕНИЯ

О.Н. Кривицкая, магистрант
В.Ю. Половников, кандидат технических наук
Томский политехнический университет, Россия

Высокий уровень тепловых потерь при транспортировке теплоносителя и отсутствие точной методики их определения [1, 2, 3] привели к возникновению проблемы достоверной и качественной оценки масштабов теплопотерь. Особый интерес вызывает расчет теплопотерь в трубопроводах, работающих в условиях затопления. Предложенная в [1] методика их оценки представляется довольно сложной.

В данной статье рассматривается методика инженерной оценки масштабов тепловых потерь в магистральных трубопроводах, работающих в условиях затопления.

Для вычисления линейных теплопотерь q_L используем простое аналитическое выражение [4]:

$$q_L = \frac{\tau - t_0}{R_{\text{и}} - R_{\text{п}}}, \quad (1)$$

где τ — средняя температура теплоносителя; t_0 — средняя температура среды, окружающей трубопровод; $R_{\text{и}}$ и $R_{\text{п}}$ — термические сопротивления слоя тепловой изоляции и поверхности теплотрубопровода.

Термические сопротивления определяются из известных соотношений:

$$R_{\text{и}} = \frac{1}{2\pi\lambda_{\text{и}}} \ln(d_2/d_1);$$
$$R_{\text{п}} = \frac{1}{\pi\alpha d_2},$$

где d_1 и d_2 — наружный и внутренний диаметры изоляции; α — коэффициент теплоотдачи; $\lambda_{\text{и}}$ — теплопроводность изоляции.

Как отмечалось в [2], главный фактор интенсификации потерь тепловой энергии при затоплении теплотрубопроводов — резкое повышение теплопроводности изоляции $\lambda_{\text{и}}$ при насыщении ее влагой до значения $\lambda_{\text{в}}$. Учтем этот фактор с помощью эффективного коэффициента теплопроводности [5]:

$$\lambda_{\text{эф}} = \lambda_{\text{и}}\varphi_{\text{и}} + \lambda_{\text{в}}\varphi_{\text{в}},$$

где φ — объемная доля компоненты.

Проведем оценку теплопотерь трубопровода диаметром условного прохода 600 мм с тепловой изоляцией из стеклянной ваты толщиной 70 мм, работающего в условиях затопления, которое может быть полным или частичным. Как показано в [6], при анализе условий частичного погружения трубопровода в воду не возникает дополнительных проблем с оценкой теплопотерь из-за перетекания теплоты по угловой координате. Несмотря на кратную интенсификацию потерь тепловой энергии с увлажненной поверхности, перепад температур по окружной координате относительно невелик (существенно ниже аналогичного перепада по радиальной координате). Поэтому расчет потерь при частичном затоплении может проводиться с использованием одномерных моделей [6] с учетом площади поверхности изоляции, покрытой водой.

Примем среднюю температуру окружающей среды в канале $t_0 = 296,3 \text{ К}$ (в соответствии с [4]), а температуру теплоносителя $\tau = 373 \text{ К}$. Теплопроводности изоляции и воды имеют следующие значения: $\lambda_{\text{и}} = 0,059 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot \text{К})$, $\lambda_{\text{в}} = 0,605 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot \text{К})$. Максимально возможная объемная доля влаги, обусловленная пористостью стеклянной ваты [7], имеют значение $\varphi_{\text{в}} = 0,905$.

Следует отметить [3], что все теплоизоляционные материалы обладают определенной сопротивляемостью влагопоглощению даже в условиях высоких перепадов давления. В реальности перепады давления по толщине слоя изоляции не превышают 10-15 Па. Поэтому процесс распространения влаги даже по структуре стеклянной ваты толщиной 70 мм происходит в течение некоторого промежутка времени. Его продолжительность определяется в основном проницаемостью теплоизоляции (другие факторы менее значимы). В этом случае процесс влагопоглощения может продолжаться несколько часов или даже десятки часов (для различных типов изоляции). Но расчет процесса проникновения влаги в пористую структуру теплоизоляционного материала весьма сложен. Поэтому в данной статье анализируется вариант полного насыщения влагой изоляции трубопровода, т. е. не рассматривается переходный период проникновения воды в поры теплоизоляционного материала. Учитывая, что на практике продолжительность этого периода, как правило, много меньше времени пребывания трубопровода в затопленном состоянии, можно с достоверной для практики точностью пренебречь переходным процессом и считать, что влага мгновенно заполнила все поры теплоизоляционного материала.

В реальных условиях затопление каналов теплотрасс водой может быть вызвано различными причинами. Возможны варианты движения внешней среды (воды) в канале или отсутствия такого движения. Но в любом случае интенсивность отвода теплоты с внешнего контура трубопровода можно достаточно достоверно оценить с помощью соответствующих эмпирических зависимостей, связывающих безразмерный коэффициент теплоотдачи с критериями вынужденной или естественной конвекции для рассматриваемого режима течения.

Средние коэффициенты теплоотдачи α можно определить по критериальным уравнениям [8]:

в режимах естественной конвекции

$$10^4 < Gr \cdot Pr < 10^9, \quad Nu = 0,47(Gr \cdot Pr)^{1/4};$$

$$Gr \cdot Pr > 10^9, \quad Nu = 0,1(Gr \cdot Pr)^{1/3};$$

в режимах вынужденной конвекции

$$5 \cdot 10^3 < Re < 5 \cdot 10^4, \quad Nu = 0,148 \cdot Re^{0,633};$$

$$5 \cdot 10^4 < Re < 5 \cdot 10^5, \quad Nu = 0,43 + 0,0208 \cdot Re^{0,814} \cdot Pr^{0,31},$$

где Nu , Gr , Pr , Re — числа Нуссельта, Грасгофа, Прандтля и Рейнольдса.

Оценки показывают [3], что термическое сопротивление слоя изоляции значительно больше термического сопротивления поверхности теплотрубопровода ($R_{\text{и}} \gg R_{\text{п}}$) в условиях свободной конвекции и в условиях вынужденной конвекции при относительно малых скоростях движения (до 1 м/с) окружающей трубопровод среды. Поэтому термическим сопротивлением $R_{\text{п}}$ можно пренебречь, а это в свою очередь приводит к упрощению выражения (1), следовательно снимается необходимость определения коэффициента теплоотдачи α , входящего в состав выражения для расчета термического сопротивления поверхности теплотрубопровода $R_{\text{п}}$. Выражение (1) примет следующий вид:

$$q_L = \frac{\tau - t_0}{\frac{1}{2\pi\lambda_{и}} \ln(d_2/d_1)}.$$

В (табл. 1) приведены результаты расчетов [3] по рассмотренной методике, нормативные значения линейных тепловых потерь согласно СНиП 2.04.14-88 [9], а также данные численного анализа, полученные при использовании математической модели [2] с применением граничных условий третьего рода. Они свидетельствуют о достаточной для инженерных расчетов точности получаемых результатов (отклонение от численного расчета – менее 4%). Следовательно, можно сделать вывод [3] о применимости предлагаемой методики для оценки теплотерь в теплотрубопроводах, работающих в условиях затопления.

Таблица 1. Результаты расчетов [2]

Вариант расчета	q_L , Вт/м	Отклонение от СНиП, %	Отклонение от численного расчета, %
СНиП 2.04.14-88 [9]	122,0	–	90,5
Численный расчет	1280,0	90,5	–
Аналитический расчет	1328,4	90,8	3,3

Возвращаясь к анализу погрешности, вносимой в результаты расчетов q_L неучетом переходного режима заполнения влагой пористой структуры изоляции, в [3] отмечено, что осушение пор также не происходит мгновенно. Даже после откачивания воды из каналов теплотрасс изоляция осушится в течение некоторого времени. Поэтому погрешность второго переходного периода (из состояния насыщенной влагой изоляции в нормальное) скорее всего полностью или в значительной степени компенсирует погрешность периода увлажнения изоляции до предельно возможного насыщения.

Оценим материальный ущерб $У$, руб., вызванный затоплением канала теплосети для теплотрубопровода длиной $L = 200$ м на срок $T = 1$ сут. Расчет проводится с использованием следующего выражения:

$$У = Ц \cdot Q,$$

где $Ц = 1212,41$ руб/Гкал – типичный тариф на тепловую энергию для населения городов Российской Федерации в 2014 г.

Тепловые потери Q , Гкал, определяются из выражения:

где α – нормативное значение линейных теплотерь [9] теплотрубопровода диаметром условного прохода 600 мм; 4,187 – коэффициент пропорциональности (1 кал = 4,187 Дж).

Отсюда

$$У = 1212,41 \cdot (1328,4 - 122) \cdot 86400 \cdot 200 \cdot 4,187 \cdot 10^{-9} = 105824,82 \text{ руб.}$$

Таким образом, материальный ущерб за 1 сут. затопления теплотрубопровода составит 106 тыс.руб., за 10 дней – 1060 тыс.руб., а за 1 мес. – более 3 млн.руб.

На основании вышеуказанного, можно утверждать, что защита каналов теплотрубопроводов от затопления водой является, возможно, одной из наиболее эффективных мер снижения потерь тепловой энергии при ее доставке потребителю.

Список литературы:

1. Шишкин А. В. Определение потерь тепла в сетях централизованного теплоснабжения // Теплоэнергетика. – 2003. – № 9. – С. 68 – 74.
2. Кузнецов Г. В., Половников В. Ю. Тепловые потери магистральных трубопроводов в условиях частичного затопления. – В кн.: Современные энергосберегающие тепловые технологии (сушка и тепловые процессы) СЭТТ-2005 (Тр. конф.). М.: Изд-во ВИМ, 2005, т. 1
3. Кузнецов Г.В., Половников В.Ю. Оценка масштабов тепловых потерь в магистральных теплотрубопроводах в условиях затопления // Промышленная энергетика. – 2006. – №8. – С. 32 – 34.
4. Соколов Е. Я. Теплофикация и тепловые сети. – М.: Изд-во МЭИ, 1999.
6. Чудновский А.Ф. Теплофизические характеристики дисперсных материалов. – М.: Физматгиз, 1962.
7. Половников В.Ю. Моделирование тепловых потерь в системах магистрального теплоснабжения в условиях затопления трубопровода. – В кн.: Энергетика: экология, надежность, безопасность (Материалы 11 – й Всеросс. науч. – техн. конф) – Томск: Изд – во ТПУ, 2005.
8. Васильев Л.Л., Танаева С.А. Теплофизические свойства пористых материалов. – Минск: Наука и техника, 1971.
9. Уонг Х. Основные формулы и данные по теплообмену для инженеров. – М.: Атомиздат, 1979.
10. СНиП 2.04.14-88. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. – М.: ЦИТС Госстроя СССР, 1988.

О ВЛИЯНИИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В ТУРБИННЫХ ВОДОВОДАХ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ НА КОНСТРУКЦИИ ЗДАНИЯ ГЭС И ОБОРУДОВАНИЕ

К.А. Щенин, магистрант

В.Б. Затеев, к.т.н.

Саяно-Шушенский филиал Сибирского Федерального университета

г. Саяногорск, Россия,

SheninKirill@gmail.com

Цель работы: исследование физических причин возникновения низкочастотных пульсаций в гидроагрегатах гидравлических станций, автоколебаний, возникновение вихревого кавитационного жгута и метод борьбы с ними, такой как выпуск воздуха в гидравлический тракт.

Многочисленные эксперименты показывают что, у агрегатов Саяно-Шушенской ГЭС существуют автоколебательные явления, вызывающие пульсации потока в гидравлическом тракте и повышенную вибрацию. На сегодняшний день нет общепризнанной теории, которая бы объясняла такое поведение гидроагрегатов. Согласно исследованиям, проведёнными специалистами ОАО «ВТИ» [1, 2 с. 8], эти явления обусловлены гидроупругими автоколебаниями, возникающими благодаря особенностям протекания воды в реактивной гидротурбине и колебаниям напорного водовода. Проблема эта аналогична проблеме флаттера в авиации, и может быть решена путём устранения условий самовозбуждения таких колебаний.

Как известно, условия возникновения автоколебаний в гидравлическом тракте следующие [3,4 с. 50]:

1. На стационарной характеристике турбины должен существовать падающий участок, где производная полного давления по расходу отрицательна.

2. Частота прецессии вихря в напорном водоводе или частота других достаточно мощных источников колебаний давления и собственные частоты колебаний воды в водоводе должны быть близки между собой.

При включении ГА (гидроагрегата) № 3 СШГЭС в сеть, гидравлическая мощность на РК (рабочем колесе) незначительная, и колебательная связь РК – гидравлический тракт слабая, характер переходного процесса обусловлен в основном моментом инерции ротора и электромагнитными силами в генераторе. Собственная частота этих затухающих колебаний близка к частоте синхронных качаний свободного гидрогенератора в энергосистеме, и примерно равна 1,5 Гц.

Значительно более сложные процессы происходят при сбросе нагрузки и выключении агрегата. При сбросе мощности примерно до 480 МВт в гидравлическом тракте начинают развиваться гармонические колебания с частотой около 0,5 Гц. Затем, при снижении мощности до 100 МВт, частота гармонических колебаний увеличивается примерно в 3 раза. Такое поведение гидроагрегата сложно объяснить. Наличие гармонических колебаний свидетельствует, как правило, о существовании резонанса. Снижение нагрузки осуществляется плавным уменьшением расхода через турбину и уменьшением вращательного момента на валу. Вследствие чего, происходит генерация мощных низкочастотных колебаний, а затем, примерно через 4 секунды их частота повышается в три раза. При таком режиме радиально – осевая турбина Френсиса Саянской ГЭС находится во II зоне работы, зона нежелательной работы. В данной зоне вихревой кавитационный жгут набирает свою полную силу. В таком режиме, в системе НА – водовод – энергосистема возникают автоколебания на частоте примерно 0,5 Гц. Размах пульсаций напора примерно 6 метров, размах пульсации активной мощности около 15 МВт. Пульсации расхода носят случайный характер. Так же выяснено, что при размахе колебаний лопаток направляющего аппарата примерно на 0,04 градуса, размах колебаний мощности достигает порядка 16 МВт [2, с. 9–15] .

После того, как автоколебания запущены, внешнее возбуждение перестаёт влиять на этот процесс, и уход частоты автоколебаний от частоты возбуждения не играет никакой роли в его дальнейшем развитии [5, с. 125].

Теперь подробнее о кавитационном жгуте и кавитации. Захлопывание кавитационных каверн, а также их пульсация, создают кавитационную эрозию, шум и вибрацию деталей установок. В зависимости от величины кавитационной каверны и окружающих условий процесс сжатия может привести как к эрозии, так и к пульсации давлений в проточной части турбины. Крупные полости, замыкающиеся как в потоке, так и на поверхности деталей, вызывают преимущественно колебания давления, приводящих к вибрации деталей турбины, а также к колебаниям мощности турбины. Разрыв сплошности в центре потока под рабочим колесом связан с разрежением, возникающим вследствие больших скоростей вблизи оси вращения. При определённой высоте отсасывания это разрежение приводит к образованию в центре потока пустотелого вихревого жгута. При соприкосновении образовавшейся вихревой полости со стенками отсасывающей трубы наблюдаются мощные удары, опасные для прочности турбины и элементов отводящего тракта. Из практики эксплуатации известны случаи отрыва конусов рабочего колеса и облицовки отсасывающей трубы.

Пульсации потока и связанные с ним вибрации гидроагрегата в наибольшей степени проявляются для радиально – осевых гидротурбин в зоне с нагрузкой 40–60% от оптимальной мощности. При работе агрегата с оптимальной мощностью вибрации исчезают [6, с. 29–40].

Существует несколько способов борьбы с пульсациями потока. Для ликвидации пульсаций давления под рабочим колесом, образовавшихся при возникновении центрального вихревого жгута, основным средством является выпуск воздуха в зону повышенного разрежения. Выпуск воздуха может осуществляться:

- 1) через конус рабочего колеса, при этом могут быть использованы центральное отверстие и боковые отверстия в конусе;
- 2) через крестовину из труб, установленную под рабочим колесом;
- 3) через отверстия на стенке отсасывающей трубы.

Известно технологическое решение для впуска воздуха в проточную часть гидротурбин [7]. Изобретение относится к области энергетического машиностроения, в частности к конструкции устройства впуска воздуха в проточную часть гидротурбины, преимущественно под рабочее колесо. Устройство впуска воздуха обычно устанавливается на торце полого вала гидротурбины.

Подобное устройство для срыва вакуума установлено на многих турбинах и имеет следующие недостатки:

- 1) Впуск воздуха происходит самопроизвольно (без управления) только при образовании вакуума под РК;
- 2) Невозможно регулировать объём подаваемого воздуха;
- 3) Впуск воздуха осуществляется постфактум, когда кавитационный жгут уже образован.

Актуальностью данной работы является предложение впуска воздуха в проточный тракт принудительно, для предотвращения возникновения автоколебаний, колебаний генератора и образования кавитационного жгута. Предлагается осуществлять выпуск воздуха стационарно компрессорным способом, регулируя расход воздуха при разных режимах работы турбины.

Проведённые на ЛМЗ (Ленинградском металлическом заводе) исследования эффективности различных способов впуска воздуха показали, что выпуск воздуха через центральное отверстие конуса рабочего колеса обеспечивает почти полное гашение пульсаций давления при наименьшем, чем в других вариантах, падении КПД.

В заключении, в доказательство достоверности всего выше сказанного, приведём в пример известные испытания по принудительному впуску воздуха на различных гидравлических станциях:

1. Загорская ГАЭС. Наибольший эффект от подачи воздуха проявлен для вертикальных вибраций турбинного подшипника (уровень вибрации упал на 67 %) и для пульсаций давления под крышкой турбины в зоне разгрузочных отверстий (52 %). Очень

важно, что снизился уровень вертикальных вибраций крышки турбины и влияние пульсаций давления на оси лопаток направляющего аппарата. Пульсации давления в зоне направляющего аппарата снизились на 21 %, а вибрации – на 47 %. При открытии направляющего аппарата на 30 % и подаче воздуха в зоны рабочего колеса и НА, в частотном спектре пульсации давления в отсасывающей трубе, полностью пропадает обратная составляющая пульсаций [8, с. 21-28].

2. Турбины Иовской ГЭС эксплуатируются с впуском воздуха в проточную часть, гидродинамические нагрузки уменьшены в 3 раза [9, с. 8].

3. Майнская ГЭС. В пропеллерном режиме работы РК, под обтекателем крышки турбины пульсации уменьшились на 40 %. Двойная амплитуда пульсаций давления под обтекателем крышки турбины уменьшилась с впуском воздуха на 35 %, при этом резко уменьшились пульсации с частотами ниже 1 Гц. Вертикальные вибрации опоры подпятника с впуском воздуха уменьшились на 35 %, в основном, за счёт снижения вибраций с частотами ниже 1 Гц.

Испытания с принудительной подачей воздуха через трубы спиральной камеры. Биения вала уменьшаются на 32 %, радиальные вибрации ТП на 52 %, вертикальные вибрации уменьшаются на 48 %. При принудительной подаче воздуха через трубы спиральной камеры на режиме холостого хода со свёрнутыми лопастями уровень динамических процессов снижается в среднем на 40 % [9].

Список литературы:

1. Гутуров В.Ф. , Тарасов В.Н. : ОАО «ВТИ», Исследование гидромеханических процессов в гидротурбинных установках СШГЭС (на примере восстановленного агрегата №3), Москва – 2013 г. ;
2. Тарасов В.Н.: ОАО «ВТИ», Экспресс – Заключение по комплексным натурным испытаниям восстановленного гидроагрегата №3 СШГЭС, Москва – 2013 г.;
3. Окулов В.Л. , Пылев И.М. – Неустойчивость напорных систем. *Доклады Академии наук, Энергетика, 1995, том 341, N4;*
4. Арм В.Х. , Окулов В.Л. , Пылев И.М. – Неустойчивость напорных систем гидроэнергоблоков. Известия Академии Наук, Энергетика, 1996 г;
6. Карлов Н.В. , Кириченко Н.А. – Колебания, волны, структуры. Москва, Физматлит, 2001 г;
7. Пылаев Н.И. , Эдель Ю.У. Кавитация в гидротурбинах. Л., «Машиностроение» (Ленингр. отд-ние), 1974, 256 с;
8. Сотников А.А. , Ткачёв А.А. ОАО «Силовые машины – ЗТЛ, ЛМЗ, Электросила, Энергомашэкспорт», патент на устройство впуска воздуха в проточную часть гидротурбин, 2009 г;
9. Бабанов О.С. , Пылев И.М. , Сотников А.А. Межотраслевое государственное объединение «энергомаш» производственное объединение турбостроения « ЛМЗ» - Технический отчёт № 1340, исследование переходных режимов насос-турбины № 2 Загорской ГАЭС, Ленинград 1990 г;
10. Иванченко И.П. , Прокопенко А.Н. , ОАО «Научно-производственное объединение по исследованию и проектированию энергетического оборудования им. И.И. Ползунова» - Отчёт, проведение измерения кавитационного шума на гидротурбине № 8 СШГЭС, Санкт-Петербург 2008 г.

ОПЫТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЧАСТОТНЫХ РЕГУЛЯТОРОВ ДЛЯ СНИЖЕНИЯ АВАРИЙНОСТИ НА ТОПЛИВНОМ ТРАКТЕ ШАХТИНСКОЙ ТЭЦ

*А.А. Кладько, магистрант
НИ ТПУ, г. Томск, Россия, andkladd@mail.ru*

Обеспечение бесперебойного теплоснабжения населения в отопительный период является основной задачей теплогенерирующих станций. В большинстве случаев, возникающие на них аварийные ситуации требуют максимально быстрого устранения, от скорости которого зависит жизнь и здоровье граждан. В связи с этим, снижение вероятности возникновения возможных внештатных ситуаций является приоритетной задачей в области обеспечения энергобезопасности.

Большие запасы высококачественного каменного угля Карагандинского угольного бассейна делают теплоэнергоцентры (ТЭЦ) наиболее экономичными предприятиями для обеспечения централизованного теплоснабжения районов Центрального Казахстана.

Дальнейшее рассмотрение проводится на основе результатов работ по энергосбережению и энергобезопасности, произведенных в 2013-2014 годах на Шахтинской ТЭЦ (ТОО «Шахтинсктеплоэнерго»), Карагандинская область, Казахстан.

Доставка угля с места выработки осуществляется по железной дороге непосредственно на территорию топливно-транспортного цеха (ТТЦ) ТЭЦ, где уголь из вагонов вручную, либо при помощи механизированных устройств разгружается в угольные ямы, расположенные в помещении разгрузочного корпуса. Дальнейшее перемещение угля по тракту топливоподачи начинается с его скреперования.

Скреперная лебедка ЛС2М ГОСТ 5256-54 предназначена для транспортирования угля при помощи скрепера емкостью 2 м³ посредством системы блоков.

Техническая характеристика лебедки:

обозначение лебедки	ЛС2М
емкость скрепера	2 м ³
тяговое усилие на рабочем барабане	5200 кг
скорость движения рабочего холостого канатов на 2-м слое	1,66 м/сек
канатоемкость барабана	275 м
электродвигатель	тип А-101-6
мощность	100 кВт
число оборотов	975 об/мин
вес	1080 кг
редуктор	тип – ЦДН 100-1у 1–20,35
диаметр рабочего каната	21,5+25 мм
габариты лебедки	
длина	3850 мм
ширина	2340 мм
высота	1640 мм
управление лебедкой	дистанционное
вес лебедки (без эл.оборудования с редуктором)	6245 кг

Механическая часть скреперной лебедки состоит из следующих узлов:

- 1) сборка фрикционов;
- 2) серво-привод правый;
- серво-привод левый;
- 4) притормаживающее устройство;
- 5) ограничитель хода;

- 6) муфта нормальная;
- 7) муфта зубчатая;
- 8) рама лебедки;
- 9) ограждение;
- 10) редуктор ЦДН-100 V-Iy = 20,35.

Электрическая часть лебедки состоит из узлов:

- 1) электродвигателя А 101-6;
- 2) тормозных электромагнитов КИМ-3А;
- 3) концевых выключателей ВЕ-411;
- 4) пускорегулирующей аппаратуры.

Вращение от электродвигателя передается быстроходному валу редуктора посредством нормальной муфты. Тихоходный вал редуктора соединяется при помощи зубчатой муфты с валом сборки фрикционов. В зависимости от направления скреперования включается правый или левый фрикцион, приводящий в движение рабочий барабан, при этом холостой барабан, вращаясь в противоположную сторону, по мере движения скрепера разматывает холостую ветвь стального каната.

Как видно из приведенных выше технических характеристик двигателя, частота вращения его вала составляет 975 об/мин. Исходя из специфики производственного процесса, необходимо понижение числа оборотов, что осуществляется с помощью редуктора. Однако опыт долголетней эксплуатации оборудования показал, что использование редуктора не позволяет снизить скорость вращения до оптимальных величин. Кроме того, отсутствие плавного пуска является причиной многочисленных обрывов стальных канатов. Их обрыв требует аварийной остановки тракта топливоподачи и, как следствие, процесса углеснабжения энергетических котлов.

Для регулирования скорости вращения вала асинхронного двигателя наиболее оптимальным является использование частотных регуляторов, которые позволяют проводить регулирование скорости вращения вала асинхронного двигателя и обеспечивают необходимую плавность запуска двигателя, исключая плавность его остановки, которая могла бы привести к инерционному движению ковша скреперного устройства и в перспективе к его столкновению со стеной разгрузочного корпуса.

Анализ характеристик электродвигателя и условий работы скреперного устройства показал, что наиболее оптимальным по технико-экономическим критериям является использование частотного регулятора фирмы DELTAELECTRONICS, модели VFDC2000, рассчитанной на применение в крановых устройствах. Монтаж системы управления позволил мотористу производить запуск скреперных лебедок как со шкафа управления, расположенного в непосредственной близости от двигателя, так и с пульта дистанционного управления, расположенного в разгрузочном корпусе.

Пуско-наладочные работы показали, что оптимальной эксплуатационной частотой работы регулятора является 31 Гц. Это значение было получено экспериментальным путем, его достоверность была подтверждена в ходе эксплуатации скреперных лебедок во время отопительного сезона.

По результатам эксплуатации модернизированной скреперной лебедки, можно сделать вывод о том, что использование частотного регулятора полностью исключило обрыв стальных канатов скреперных устройств, связанный с большими динамическими нагрузками, возникающими при её запуске. Кроме того, его использование позволило сэкономить электроэнергию в количестве 30 тысяч кВт/ч в год. Согласованный режим работы частотных преобразователей установленных на скреперных лебедках и питателях сырого угля позволил значительно упростить процесс транспортирования угля по тракту топливоподачи.

Таким образом, в рамках решения задачи связанной с обеспечением энергобезопасности ТТЦ ТЭЦ, одновременно удалось достичь большей эффективности в потреблении электроэнергии на предприятии.

РОССИЯ НА МИРОВОМ РЫНКЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

А.В. Даваа, магистрант
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
г. Томск, Россия
arsenaldavaa@mail.ru

Различная обеспеченность стран топливно-экономическими ресурсами и развитие технологий передачи электроэнергии на большие расстояния, предопределило появление международного рынка электроэнергии. Важным элементом регулирования стоимостного баланса российского оптового рынка электроэнергии (мощности) и источником дополнительной прибыли от реализации электроэнергии, вырабатываемой в России, являются экспортно-импортные операции (единственным оператором экспорта/импорта электроэнергии в России является ОАО «Интер РАО ЕЭС») [1]. Россия входит в число крупнейших экспортеров электроэнергии, занимая по этому показателю 4-е место в мире [2].

На рисунке 1 приведена схема межгосударственных электрических связей ЕЭС России [3].

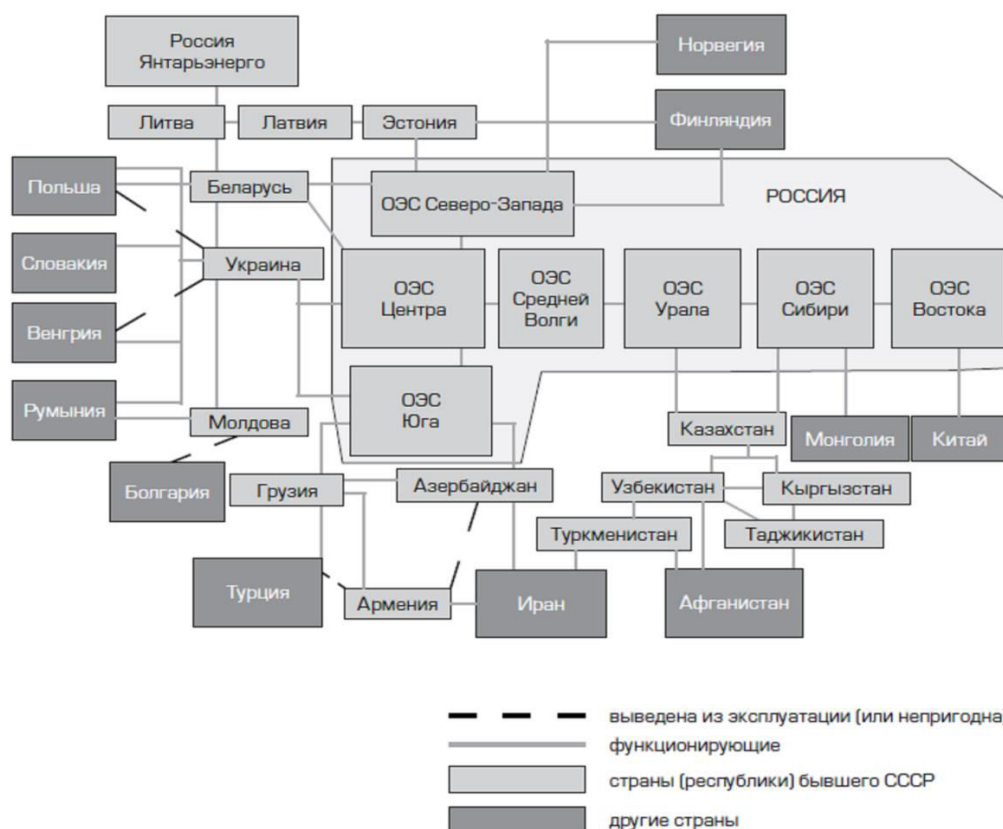


Рисунок 1. Межгосударственные электрические связи ЕЭС России (по состоянию на 2010 год)

Выделим следующие направления межгосударственных электрических связей ЕЭС России:

- западное – с европейскими странами и западными республиками бывшего СССР;
- северо-западное – со странами Скандинавии;
- южное – со странами кавказского региона и через них с Ираном и Турцией;
- южно-азиатское – со странами Центральной и Южной Азии;
- восточно-азиатское – со странами Северо-восточной Азии.

Рассмотрим динамику экспорта электроэнергии из России по странам. Данные из [4,5], приведены в таблице 1.

Таблица 1. Экспорт электроэнергии из России, млн кВт·ч

Год	2009	2010	2011	2012	2013
Объем экспорта	16900	18630	22709	18364	17539
Финляндия	10639	10535	9636	3794	4107
Беларусь	2908	29	3173	3698	3597
Литва	410	5106	5543	4780	3568
Латвия	656	7	0	0	0
Украина	22	32	22	82	39
Азербайджан	21	18	44	56	57
Грузия	348	212	448	517	416
Южная Осетия	125	118	132	130	134
Казахстан	585	1376	2208	2284	1668
Китай	853	983	1238	2630	3495
Монголия	182	214	263	393	414

Как видно из таблицы, на сегодняшний день основными потребителями Российской электроэнергии являются Финляндия, Беларусь, Литва и Китай.

Рассмотрим динамику импорта электроэнергии в Россию по странам (таблица 2). Основным источником приобретения импортной электроэнергии является Казахстан. В 2013 г. 86 % импорта приходится на Казахстан.

Таблица 2. Импорт электроэнергии в Россию, млн кВт·ч

Год	2010	2011	2012	2013
Объем импорта	2923	3424	2608	4564
Азербайджан	203	392	241	129
Грузия	1117	589	369	371
Казахстан	1498	2367	1973	3931
Монголия	21	21	21	23

Далее подробнее рассмотрим наиболее важные направления.

Беларусь. В Беларусь экспортируются крупные объемы Российской электроэнергии, в 2013 г. экспорт составил 3597 млн кВт·ч. В 2010 г. произошел спад поставок (видно по таблице 2). Ограничение поставок электроэнергии в Белоруссию, было вызвано из-за наличия долгов по оплате за поставленную электроэнергию, вызванных тем, что стороны не смогли согласовать цену транзитных поставок в Прибалтику. Белорусская энергосистема, как заявляют власти страны, в состоянии самостоятельно выработать достаточное количество электроэнергии для 100% снабжения населения и промышленности. Однако вырабатывать электроэнергию в Белоруссии невыгодно, так как для ее производства практически повсеместно используется природный газ, закупаемый в России. Таким образом, собственная электроэнергия получается дороже, чем закупленная в России [6].

Литва. Одним из крупнейших потребителей российской электроэнергии является Литва. Закрытие в 2009 г. Игналинской АЭС привело к возникновению дефицита электроэнергии в Литве. В целях обеспечения энергоснабжения потребителей Литва подписала контракт с ОАО «Интер РАО ЕЭС» на поставку российской электроэнергии. Для обеспечения энергетической безопасности на Литовской электростанции начато строительство нового блока мощностью 450 МВт. [7].

Финляндия. Экспорт электроэнергии из России в Финляндию осуществляется по линиям электропередачи 400 кВ ПС Выборгская (Россия) – ПС Юлликкяля / ПС Кюми (Финляндия) через вставку постоянного тока. Подстанция 400 кВ Выборгская была введена в работу в 1980 г. специально для передачи электроэнергии в Финляндию.

С 15 августа 2011 г. был запущен механизм прямой торговли электрической энергией по трансграничным электрическим связям между Россией и Финляндией. Это дало возможность прямой продажи российской электроэнергии через биржу «Nord Pool Spot» на рынке на сутки вперед и на внутрисуточном рынке («Elbas market»).

С 2012 года наблюдается резкое снижение объема экспорта электроэнергии. В 2012 г. из-за высокой водности рек и высокой выработки дешевой электроэнергии ГЭС в скандинавских странах произошло сильное снижение цен на Nord Pool Spot. В итоге экспорт из России упал на 60 %, а в январе 2013 года он остановился на два часа.

В 2013 г. цены на Nord Pool, напротив, росли быстрее российских, что позволило «Интер РАО» увеличить экспорт почти на 8%. Но в I квартале 2014 г. цены на Nord Pool вновь упали на 19 % по сравнению с аналогичным периодом 2013 г., а экспорт «Интер РАО» рухнул на 53 % (до 719 млн кВт·ч) [8–9].

Согласно Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2020 г., дальнейшее увеличение экспорта электрической энергии в Финляндию в период 2016 – 2020 гг. будет осуществляться при сооружении на площадке подстанции Князегубская напряжением 330 кВ вставки постоянного тока (далее – ВПТ) мощностью 500 МВт и линии электропередачи от вставки постоянного тока до Пирттикоски (Финляндия) напряжением 400 кВ и протяженностью 175 км до государственной границы. Это обеспечит возможность передачи электрической энергии и мощности в Финляндию в объеме 3 млрд. кВт·ч и 500 МВт.

Казахстан. Наиболее развита и имеет наиболее тесные связи с Россией Северная зона Казахстана. Здесь сооружены мощный Экибастузский энергетический комплекс и многочисленные электропередачи напряжением 500 кВ. ЭП 500 кВ Барнаул – Рубцовск – Экибастуз – Акмола – Есиль – Сокол – Троицкая ГРЭС – Магнитогорск сейчас является основной электрической связью между ОЭС Сибири и Европейской секцией ЕЭС России. В 1988 г. была сооружена электропередача 1150 кВ Барнаул – Экибастуз – Кокчетав – Кустанай – Челябинск, которая в настоящее время эксплуатируется на напряжении 500 кВ и является второй цепью соединяющей ОЭС Сибири с Европейской секцией ЕЭС России. Электростанции рассматриваемой зоны, как и во времена СССР, экспортируют электроэнергию в энергосистему Омской области. Расположенная здесь Экибастузская ГРЭС-2 является совместной собственностью Казахстана и России. Важную роль в развитии связей Казахстана с Россией играет Северо-Западная зона Казахстана. Сейчас она дефицитна и получает электроэнергию из ОЭС Урала и ОЭС Средней Волги.

Китай. Важная роль в развитии межгосударственных электрических связей России на перспективу до 2030 г. отводится восточно-азиатскому направлению. На сегодня экспорт электроэнергии из России в этом регионе осуществляется в Китай и Монголию. Поставку электроэнергии в эти страны осуществляет ОАО «ВЭК», являющееся дочерним обществом ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС». ОАО «ВЭК» создана в 2007 г. для реализации проекта экспорта электроэнергии из России в Китай. Передача электроэнергии на территорию КНР ведется ЛЭП 500 кВ Амурская – Хэйхэ со вставкой постоянного тока, которая была введена в эксплуатацию в 2012 году, также ЛЭП 110 кВ Благовещенская – Хэйхэ и 220 кВ Благовещенская – Айгунь.

В 2012 г. ОАО «ВЭК» подписала с Государственной электросетевой компанией Китая контракт на поставку электроэнергии сроком на 25 лет. Всего за 25 лет на экспорт планируется поставить около 100 млрд. киловатт-часов. По итогам 2013 года ОАО «ВЭК» осуществила поставки электроэнергии в Китай в размере 3,49 млрд кВт·ч. По сравнению с показателями 2009 года, поставки увеличились в 4 раза.

Расширение экспорта энергии и мощности в Китай является стимулом для интенсивного развития энергетики Дальнего Востока РФ. В настоящее время ОАО «ВЭК» ведет подготовительные работы по строительству новой линии 500 кВ от подстанции «Амурская» до государственной границы и Хабаровской ПГУ ТЭЦ (парогазовой станции) мощностью 400 – 500 МВт. Ввод данных энергообъектов предусмотрен первым этапом проекта экспорта электроэнергии из России в Китай в объеме 4 – 5 млрд. кВт·ч в год. Кроме того, согласно Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2020 г., планируется строительство в Хабаровской энергосистеме новой Ургальской ТЭС (4x900 МВт). Рассматривается также возможность широкомасштабного экспорта электрической энергии и мощности в Китай из Сибири. В качестве экспортно-ориентированных генерирующих

источников в Сибири принимается ввод энергоблоков на новой Харанорской ТЭС (3x800 МВт), Татауровской ТЭС (2x600 МВт) и Олонь-Шибирской ТЭС (4x900 МВт). Начало широкомасштабного экспорта электрической энергии и мощности из Сибири предусматривается в 2015 г. в объеме 6 ГВт и 36 млрд. кВт•ч. [10,11].

Заключение

1. Основными потребителями российской электроэнергетики в западном направлении являются Беларусь и Литва, с которыми осуществляются тесные отношения, подкрепленные контрактными обязательствами. Дальнейшее увеличение экспорта в западном направлении планируется от двух вводимых АЭС – Балтийской АЭС и Кольской АЭС-2.

2. Финляндия многие годы была основным импортером электроэнергии из России. Но в последние 2 года ситуация поменялась, наблюдается резкое снижение объемов поставок (на 60 %). В 2011 году был запущен механизм прямой торговли энергией через энергобиржу. И при сильном снижении цен на бирже, финским потребителям выгоднее покупать электроэнергию на внутреннем рынке.

3. Особое место в системе межгосударственных электрических связей России занимает Казахстан. С этой страной осуществляются крупные экспортно-импортные поставки электроэнергии. Через Казахстан проходят важные межсистемные ЛЭП, объединяющие ОЭС Сибири и ОЭС Европейской части России. У Казахстана и России есть совместные энергоактивы.

4. В ближайшие годы наиболее крупным потребителем российской электроэнергии может стать Китай. В последние годы наблюдаются большие темпы роста поставок. Планируются крупные инвестиционные проекты по увеличению экспорта, в дальнейшей перспективе объем поставок должен увеличиться до 38 млрд кВт•ч в год.

Список литературы:

1. Ушаков В.Я. Современные проблемы электроэнергетики: учебное пособие / В.Я. Ушаков; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013. – 448 с.
2. International Energy Agency. 2013 Key World Energy Statistics. Paris 2013.
3. Волкова Е.Д., Захаров А.А., Подковальников С.В., Савельев В.А., Чудинова Л.Ю. Электроэнергетическая кооперация на постсоветском пространстве // Евразийская экономическая интеграция. – 2011. – №3. – с.26–45.
4. Прытков А.Т., Игумнов П.В. Перспективы развития экспорта электроэнергии из Российской Федерации // Власть и управление на Востоке России. – 2012. – №3.
5. Интер РАО ЕЭС. Режим доступа: <http://www.interrao.ru/>
6. Баринов В.А., Маневич А.С., Лисицын Н.В. Перспективы развития ЕЭС России // Вести в электроэнергетике. – 2012. – №2. – с.3–16.
7. Белей В.Ф. Электроэнергетика Калининградской области и стран Балтии: анализ вариантов развития // Электрика. – 2009. - №12. – с.3–7.
8. Фадеева А. «Интер РАО» увеличит доход от экспорта в Финляндию [Электронный ресурс] / А. Фадеева // Электронное периодическое издание «Ведомости». – 06.05.2014. – Режим доступа: <http://www.vedomosti.ru/companies/news/26171691/inter-rao-zarabotaet-v-finlyandii>
9. Фадеева А. Россия начнет импорт энергии Финляндии [Электронный ресурс] / А. Фадеева // Ежедневная деловая газета «РБК daily». – 15.04.2013. – Режим доступа: <http://www.rbcdaily.ru/industry/562949986585074>
10. ОАО «Восточная энергетическая компания». Режим доступа: <http://www.eastern-ec.ru/>
11. Годовой отчет по результатам работы за 2012 год // ОАО «Восточная энергетическая компания». – Утвержден: решением Единственного акционера ОАО «Восточная энергетическая компания» – № 4/2013 от 18.06.2013.

I. ДОБЫЧА И ТРАНСПОРТИРОВКА МИНЕРАЛЬНЫХ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ

Нефть: запасы, добыча, перспективы, проблемы <i>Я. И. Батыршин, Н. М. Астапов, В.В. Панов</i>	3
Уран: запасы, добыча, перспективы, проблемы <i>Д.В. Сондор</i>	6
Проблемы и перспективы развития угольной промышленности в россии <i>А.А. Ломакина, М.М. Попов, А.И. Романенков</i>	10
Перспективы развития нефтяной промышленности россии <i>Д.С. Савченко</i>	14
Уран: запасы, добыча, проблемы и перспективы <i>Ю.П. Загайнова, Н.В. Шишка, А.П. Шубенкина</i>	18
Анализ современного состояния и перспективы добычи сланцевого газа <i>Е.А. Тугаринова</i>	22
УГОЛЬ: ЗАПАСЫ, ДОБЫЧА, ПЕРСПЕКТИВЫ, ПРОБЛЕМЫ <i>Р.А. Гусев, В.А. Данилин</i>	26
Оценка запасов нефти в мире <i>К. Горюнов, А. Скребатун, А. Повх</i>	30
Уран. Перспективы энергетики <i>А.А. Чередниченко, Н.И. Дьякин</i>	33
Математическое моделирование реактора-пиролизера горючих сланцев <i>А.Н. Мракин</i>	35
Выбор технических средств и решений для повышения качества электрической энергии на предприятиях минерально-сырьевого комплекса, основанный на анализе отечественных и международных стандартов <i>Р.Ю. Зимин</i>	39
Поисковые исследования в области создания технологии электрогидродинамической обработки нефти и её составляющих <i>Е.А. Абросимова, И.С. Устинова</i>	42

II. ЭФФЕКТИВНОЕ И НАДЕЖНОЕ ПРОИЗВОДСТВО И ТРАНСПОРТИРОВКА ЭНЕРГИИ

Разработка конструкции лэп с повышенной пропускной способностью <i>А-М.В. Тимофеева</i>	46
Использование машин стирлинга <i>Ж.М. Асылханов, М. Рыскелди</i>	49
Технические и технологические проблемы магистральных электрических сетей <i>Е.А. Дуйсенов, А.Ж. Жасаганбергенев, М.Б. Шохан</i>	51
Когенерация – энергоэффективная технология производства электрической и тепловой энергии <i>М.А. Алексеев, М.Ю. Белов, К.О. Коршунов</i>	53
Технические и технологические проблемы распределительных электрических сетей <i>А.А. Кретцингер</i>	57
Качество электроэнергии: показатели, влияние на эффективность энергопотребления и на надёжность работы электропотребляющего оборудования	59

<i>Е.В. Тарасов, Д.И. Олейник</i>	
Методы преобразования энергии в зарядных устройствах емкостных накопителей энергии	
<i>Д.А. Анищук</i>	63
Основные положения концепции «интеллектуальные сети» (smart grid)	
<i>Р.Ж. Решетова, М.А. Саквина</i>	66
Основные положения концепции «интеллектуальные сети» (smartgrid)	
<i>А.А. Бородин</i>	71
Основные положения концепции «интеллектуальные сети» (smart grid)	
<i>Я.В. Аникеева</i>	74
Электромеханические накопители энергии	
<i>И.А. Разживин</i>	78
Технические и технологические проблемы распределительных электрических сетей	
<i>Н.Л. Агеев, И.О. Гончаров</i>	82
Атомная энергетика: состояние и перспективы развития	
<i>А.В. Никитин</i>	86
Гидроаккумулирующие электростанции	
<i>М.Ю. Калинин, Н.И. Серяков, А.Г. Шернин</i>	90
Основные положения концепции «интеллектуальные сети»	
<i>В.В. Троцинский</i>	93
Потери электроэнергии при её транспортировке, причины, способы уменьшения	
<i>И.В. Савицкая, К. Дж. Мурзакожоева, В.М. Зайцев</i>	97
Энергетика на нетрадиционных возобновляемых источниках энергии: состояние в мире и россии, перспективы	
<i>Т.А. Сагалакова, Ю.В. Шабалина</i>	100
Электромеханические накопители энергии	
<i>М.Н. Хасянов, И.А. Красозов</i>	104
Потери электроэнергии при её транспортировке: причины, способы уменьшения	
<i>С.Е. Колотков</i>	108
Электрохимические генераторы (топливные элементы)	
<i>Н.Ю. Фоменко</i>	111
Атомная энергетика: проблемы развития и перспективы	
<i>А.Д. Даулетбек, Х.Ш. Жумашев, Б.Е. Жоламанов, А.А. Байтурсунов</i>	114
Накопители энергии – новая структурная единица в электроэнергетической системе	
<i>У. Акун уулу, К.М. Кадыров, Ж.Н. Кыдыров</i>	116
Технические и технологические проблемы магистральных электрических сетей	
<i>А.И. Константинов</i>	119
Исследование эффективности транспорта электроэнергии на примере электрических сетей 110 кв бурятэнерго и ростовэнерго	
<i>С.Б. Смагулов</i>	122
Разработка когенерационной установки на базе генератора и оцр-электрогенератора, работающей на биотопливе влажностью до 40%	
<i>А.В Жуков, С.А Федореев</i>	126
ГИДРОЭНЕРГЕТИКА: СОСТОЯНИЕ, ПРОБЛЕМЫ, ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ	
<i>С.Ю. Кузьмин</i>	130
Исследования регулирования напряжения с помощью устройства facts	
<i>А.А. Суворов</i>	134
Особенности топливных элементов по технологии directcarbonfuelcell (dcfc)	137
	384

<i>А.И. Вальцева, Н.В. Вальцев</i>	
Повышение технической и экономической эффективности воздушных линий электропередачи	
<i>А.О. Редькин</i>	141
Расчет стационарного режима простой замкнутой сети с учетом температуры	
<i>М.В. Несветайло, С.В. Горчаков</i>	145
Разработка технического проекта по реконструкции вл 110 кв с внедрением системы обнаружения гололёдообразования миг	
<i>И.С. Шандриков</i>	149
Определение оптимального варианта строительства воздушных линий электропередач в сложных климатических условиях	
<i>Е.А. Меринова</i>	152
Устройство для ограничения токов короткого замыкания	
<i>Н.А. Иванов, А.А. Казанцев</i>	155
Возможность применения четырехфазной шестипроводной лэп в условиях крайнего севера	
<i>Е.И. Малеева</i>	158
Диагностика вспомогательного энергетического оборудования	
<i>П.О. Берзин</i>	162
Регулирование напряжения асинхронного генератора в малой гэс	
<i>С.А. Исаев</i>	166
Управляемый шунтирующий реактор как средство стабилизации напряжения	
<i>М.А. Шалагинам, Л.В. Толстихина</i>	170

III. ПРОБЛЕМЫ ЭФФЕКТИВНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ

Мировой опыт строительства и эксплуатации ветроэнергетических систем и его применение в России	
<i>А.А. Отрощенко</i>	174
Актуальность использования бпгэс в условиях крайнего севера	
<i>Н.П. Местников</i>	178
Машина Стирлинга перспективная электрогенерирующая установка для малой энергетики	
<i>С.С. Борщев, В.В. Гречушников</i>	181
Гидроаккумулирующие электростанции	
<i>К.С. Белянина, А.С. Платонов</i>	185
ГИДРОЭНЕРГЕТИКА: СОСТОЯНИЕ, ПРОБЛЕМЫ, ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ	
<i>С.Ю. Кузьмин</i>	188
ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ПРОИЗВОДСТВА ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ	
<i>А.С. Кузнецова</i>	192
Утилизация попутного нефтяного газа в аспекте ресурсосбережения и защиты окружающей среды	
<i>Ф. В. Фокин, Д. А. Медведев</i>	197
Рыночные и государственные механизмы регулирования цен на энергоресурсы и энергию	
<i>Н.О. Суровежко</i>	199
Россия на мировом рынке электроэнергии	201
	385

<i>А.В. Журавлев И.А.Беккер</i>	
Россия на мировом рынке ядерного топлива и услуг по развитию ядерной энергетики	
<i>А.А. Федоров А.А. Томалев, Д.В. Юдин</i>	203
Современное состояние и прогнозируемые перспективы использования нетрадиционных возобновляемых источников энергии	
<i>Е.М. Смольников, Д.В. Молчанов</i>	205
Энергетика на нетрадиционных возобновляемых источниках энергии: состояние в мире и россии, перспективы	
<i>И.П. Фомин, Д.Ж. Ринчинов</i>	209
Газогидраты – потенциальное топливо	
<i>Н.В. Солонцов</i>	213
Рыночные и государственные механизмы регулирования цен на энергоресурсы и энергию	
<i>Д.А. Селиванов</i>	216
Энергетика на нетрадиционных возобновляемых источниках энергии: состояние в мире и россии, перспективы	
<i>Д.Д. Сайдалиев</i>	222
Основные положения концепции «интеллектуальные сети» (smart grid)	
<i>А.А. Чебодаев, Н.О. Шадрина</i>	225
Машина стирлинга – перспективная электрогенерирующая установка малой энергетики	
<i>А.С. Лошкарев, В.С. Симавин, Н.И. Тищенко</i>	228
Технические и технологические проблемы распределительных электрических сетей	
<i>Р.Р. Рахимжанов</i>	231
Повышение энергетической эффективности автономных фотоэлектрических энергетических установок	
<i>К.В. Аржанов, А.В. Аржанова</i>	234
Особенности применения, установки и эксплуатации грунтового теплового насоса в климатических условиях южного урала	
<i>В. В. Бабонова</i>	237
Возможный вариант развития малой ветроэнергетики в россии	
<i>Е.А. Сироткин, Е.С. Бодрова</i>	241
Альтернативная энергетика – будущее человечества	
<i>Е.В. Гнедаш</i>	245
Проблемы реализации мер по энергосбережению и повышению энергетической эффективности в российской системе теплоснабжения	
<i>М.А. Денисова, С.С. Ковальчук</i>	247
Автономное питание с использованием энергосберегающих технологий	
<i>М.А. Рожина</i>	250
Энергетическая безопасность и проблема ее международно-правового обеспечения	
<i>С.С. Ковальчук, М. А. Денисова</i>	253
Оценка возможностей современной ветроэнергетики на территории рф в районах крайнего севера	
<i>И.О. Свиридкина</i>	257
Повышение эффективности преобразования солнечной энергии в фотоэлементах при использовании пьезоплёнок	
<i>А.Ю. Лаврик</i>	260
Солнечная энергия – окно в будущее	
<i>И.Х. Тагиров, Р.Р. Сираев</i>	264
	386

IV. ЭЛЕКТРОТЕХНИКА И ЭНЕРГЕТИКА (ОБЩИЕ ВОПРОСЫ)

Сравнение чувствительности метода наносекундных импульсов и fraх-150 <i>А.С. Семенов</i>	269
Моделирование графиков электрических нагрузок при ведении проходческих работ в условиях городского подземного строительства <i>А.Б. Садридинов</i>	274
Эффективность применения гидротаранной установки в системе орошения <i>О.С. Волкова</i>	277
Математическое моделирование теплообмена при струйном нагреве алюминиевого рулона горячим воздухом <i>А.С. Горшенин, В.Е. Кривошеев</i>	281
Разработка программного обеспечения для систематизации методов аналитического контроля в химии, экологии, биологии и медицине <i>В.В. Елина, А.Д. Кожина</i>	284
Применение алгоритмов роевого интеллекта в задачах выбора оптимальных режимов работы трансформаторов в электроэнергетических системах <i>П.В. Матренин</i>	287
Присоединение систем тягового электроснабжения на основе схемы скотта к трехфазной сети <i>П.В. Морозов, Ю.В. Морозов</i>	290
Компьютерное моделирование поведения тягового асинхронного электропривода электровоза постоянного тока при внешнем коротком замыкании <i>М.Ю. Пустоветов, И.В. Синявский</i>	293
Расчет полного состава продуктов паровой конверсии метана <i>В.Г. Тупоногов, Г.Н. Скисов, В.А. Чернышёв, Е.С. Лабинцев</i>	297
Некоторые возможности тепловизирования в идентификации тепловых и технических дефектов ограждающих конструкций строительных объектов <i>А.С. Авдухина, Г.В. Максимова</i>	305
К решению краевой термодиффузионной задачи при прогреве дисперсной среды на примере фрезерного торфа <i>А.Н. Сурикова, П.А. Ганичев</i>	311
Определение коэффициента теплопроводности жидкой тепловой изоляции в экспериментальных условиях <i>М.В. Киров, Е.М. Дурягин</i>	315
Определение коэффициента теплопроводности жидкой тепловой изоляции в натуральных условиях <i>Ю.А. Миронов, О.И. Зиёева</i>	318
Качество продукции как один из показателей энергоэффективности <i>Т.В. Несветайло</i>	323
Проектирование дизельной электростанции для энергокомплекса «южно-курильская» <i>А.В. Дорошенко</i>	326
Технология проектирование электрических машин с высококоэрцитивными постоянными магнитами	329
	387

<i>В.Е. Вавилов В.Е., А.Х. Минияров.....</i>	
Применение бессеточного метода к задаче фрагментации жидкости	
<i>Д.В. Гудеменко, П.С. Климов.....</i>	333
Экономический эффект от применения систем цифровой радиографии в трубопроводном транспорте	
<i>А.Ф. Бархатов, А.С. Зайковская.....</i>	337
Эффективность детерминированной модели энергопотребления нелинейного замкнутого производства	
<i>Н.М. Зайцева.....</i>	340
Прогнозное моделирование деятельности промышленных холдингов с учетом экологических показателей	
<i>Д.В. Иванова, А.А. Гаврилова.....</i>	344
Многокритериальное оценивание эффективности сравнительной эффективности работы основного энергетического оборудования	
<i>Л.А. Сагитова, А.В. Новичкова.....</i>	348
Обзор современных методов технической диагностики элементов тепловых сетей, применяемых в реальных условиях	
<i>И.Л. Москалёв, В.В. Литвак.....</i>	352
Внешние электромагнитные поля частотно-регулируемых электроприводов	
<i>Ю.Б. Казаков, Е.А. Шумилов, Р.Г. Горшков.....</i>	356
Приближенное решение математической модели процесса аккумуляции тепловой энергии в стационарном переключающемся регенеративном теплоутилизаторе	
<i>Н.Н. Монаркин, Т.В. Монаркина, А.А. Синецын.....</i>	359
Снижение уровня шума серийного силового масляного трансформатора	
<i>С.С. Володин.....</i>	363
Исследование функции дистанционной защиты в составе терминала сириус 3-лв-02 с использованием программной библиотеки ретом-мастер.	
<i>Э.Р. Григорян, Г.Р. Головнев, С.С. Ястребов.....</i>	366
Анализ убытков при эксплуатации тепловых сетей в условиях затопления	
<i>О.Н. Кривицкая.....</i>	370
О влиянии гидродинамических процессов в турбинных водоводах гидравлических станций на конструкции здания гЭС и оборудование	
<i>К.А. Щенин.....</i>	374
Опыт использования частотных регуляторов для снижения аварийности на топливном тракте шахтинской ТЭЦ	
<i>А.А. Кладько.....</i>	377
Россия на мировом рынке электроэнергии	
<i>А.В. Даваа.....</i>	379

