

ПЕРСПЕКТИВЫ ОСВОЕНИЯ НЕТРАДИЦИОННЫХ И ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ НА КОЛЬСКОМ ПОЛУОСТРОВЕ

Минин В.А.

Дмитриев Г.С.



Минин В.А., Дмитриев Г.С.

**ПЕРСПЕКТИВЫ
ОСВОЕНИЯ
НЕТРАДИЦИОННЫХ
И ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ
ИСТОЧНИКОВ
ЭНЕРГИИ
НА КОЛЬСКОМ
ПОЛУОСТРОВЕ**

Мурманск • 2007

Издатель:

Объединение Bellona

www.bellona.org

Норвегия:

Bellona Foundation
PO Box 2141
Grünerløkka
N-0505 Oslo
Эл. почта: info@bellona.no

Бельгия:

Bellona Europe
10 B, Clos du Parnasse
1050 Brussels
Эл. почта: europa@bellona.org

Доклад опубликован на русском языке.
Английская версия в электронном виде
доступна на www.bellona.org
Перепечатки разрешаются со ссылкой на источник.

Авторы:

Минин Валерий Андреевич,
Дмитриев Григорий Сергеевич

Верстка:

РЦ «Радица-М»:
Сергей Бурцев

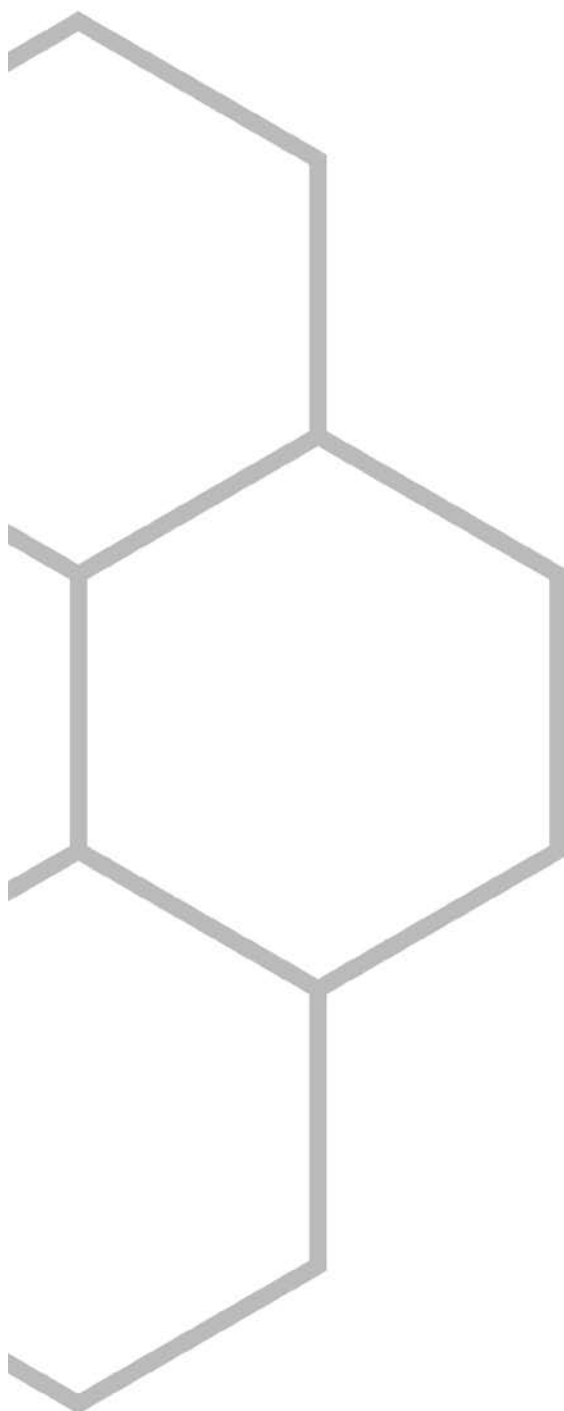
Россия:

ЭПЦ «Беллона»
а/я 58
191028 С.-Петербург
Эл. почта: mail@bellona.ru

«Беллона-Мурманск»

а/я 4310
183038 Мурманск
Эл. почта: russbell@polarcom.ru

ПРЕДИСЛОВИЕ



Начиная с 1989 года «Беллона» занимается поиском подходящей альтернативы для замещения доли атомной энергии, производимой Кольской атомной электростанцией. Устаревшие и опасные реакторы КАЭС представляют угрозу окружающей среде на северо-западе России и в соседских скандинавских странах. С этой целью в 2006 году «Беллона» и Кольский научный центр Российской Академии Наук решили провести оценку возможностей для развития возобновляемой энергетики в регионе. Настоящий доклад «Перспективы освоения нетрадиционных и возобновляемых источников энергии на Кольском полуострове» – это независимое научное исследование, проведенное Центром физико-технических проблем энергетики Севера Кольского научного центра РАН. Этот инновационный доклад содержит общую оценку потенциала возобновляемых источников энергии на Кольском полуострове. В докладе приведены научные обоснования того, что энергетические ресурсы региона достаточны для того, чтобы возобновляемая энергия стала весомой альтернативой атомной энергии и ископаемому топливу. Этот доклад был опубликован «Беллоной», но его содержание не подверглось никаким изменениям.

В докладе «Перспективы освоения нетрадиционных и возобновляемых источников энергии на Кольском полуострове» представлен анализ потенциальных возможностей использования энергии солнца, ветра, малых рек, приливов, волн и биоэнергии в Мурманской области. По каждому виду возобновляемой энергии представлена информация, включающая описание исторического и международного опыта использования данного источника, преимуществ и ограничений использования, технический потенциал и экологические аспекты, а также финансовые расчеты использования. Авторы указывают на конкретные географические точки в регионе, подходящие как для «пилотных» проектов, так и для крупномасштабного развития возобновляемой энергетики. Доклад демонстрирует потенциальные возможности возобновляемых источников энергии на Кольском полуострове в очень доступной форме. Задача доклада стимулировать переход к возобновляемой энергетике путем создания необходимых предпосылок, в том числе и научной базы. Именно на ее основе представители власти, промышленности и инвестиционных компаний, как в России, так и за рубежом, смогли бы развивать возобновляемую энергетику на Кольском полуострове. Кроме этого, доклад может быть интересен для студентов, активистов природоохранных организаций, занятых местными экологическими проблемами, а также обычных граждан.

Настоящий доклад раскрывает потенциал возобновляемых источников энергии Кольского полуострова,

который может быть использован для энергообеспечения как централизованных потребителей, так и изолированных, т.е. не имеющих доступ к централизованной энергосети. Авторы приводят конкретные примеры потенциальных проектов по использованию возобновляемой энергии, указывая технические характеристики и местоположение площадок, что значительно облегчает практическое воплощение данных проектов.

«Беллона» полагает, что этот доклад сыграет важную роль в местных дебатах по выработке энергетической стратегии региона и придаст необходимый импульс официальным лицам и деловым людям для широкомасштабного внедрения возобновляемых источников энергии. Кроме того, в докладе показано, что возобновляемая энергия, особенно энергия ветра, имеется на Кольском полуострове в достаточном количестве и способна удовлетворить как текущие, так и будущие потребности в энергии. Таким образом, возобновляемая энергия может рассматриваться, как весомая альтернатива атомной энергии, которая вырабатывается на устаревших реакторах Кольской АЭС.

Авторы

МИНИН Валерий Андреевич

Кандидат технических наук, зам. директора по научной работе Центра физико-технических проблем энергетики Севера Кольского научного центра РАН, зав. лабораторией нетрадиционных и возобновляемых источников энергии. Главным направлением научной деятельности Минина В.А. является ветроэнергетика. Им разработан ветроэнергетический кадастр европейского Севера России, оценены ветроэнергетические ресурсы региона, выявлены районы, наиболее благоприятные для практического использования энергии ветра. При его активном участии был организован ветроэнергетический полигон на побережье Баренцева моря, где на протяжении 20 лет проводились экспериментальные исследования работы ветроэнергетических установок в условиях Севера. За комплекс исследований в области ветроэнергетики Минин В.А. награжден бронзовой медалью Выставки достижений народного хозяйства СССР. При выполнении международного научно-технического проекта «Кольский ветер» в рамках европейской программы по неядерной энергетике он являлся координатором проекта от российской стороны. Осуществляет научное руководство выполнением научно-исследовательских работ по проблеме электро- и теплоснабжения районов Севера с привлечением нетрадиционных и возобновляемых источников энергии. Является автором более 140 публикаций.

ДМИТРИЕВ Григорий Сергеевич

Старший научный сотрудник Центра физико-технических проблем энергетики Севера Кольского научного центра РАН, окончил Московский энергетический институт, специалист в области гидроэнергетики, а также использования нетрадиционных и возобновляемых источников энергии. Занимался исследованиями гидроэнергетических ресурсов региона, оценивал перспективы развития гидроэнергетики, включая сооружение малых ГЭС и гидроаккумулирующих электростанций. Участвует в исследованиях по развитию ветроэнергетики, изучению эффективности совместной работы крупных ветропарков с гидроэлектростанциями в составе энергосистем. Активно способствовал организации и реализации международного научно-технического проекта «Кольский Ветер», выполненного в рамках европейской программы по неядерной энергетике. Один из инициаторов и организаторов практического внедрения ветроэнергетики на Кольском полуострове – сооружения в г. Мурманске первой сетевой ветроустановки мощностью 200 кВт. С 2002 года избирается вице-президентом Всемирной ветроэнергетической ассоциации (WWEA). Является автором около 130 публикаций.

Перевод доклада

Доклад опубликован на русском и английском языках. Также он доступен на интернет-сайте «Беллоны». Информацию о развитии возобновляемой энергетики на северо-западе России, а также работе объединения «Беллона» можно получить в интернете по адресу www.bellona.org или www.bellona.ru.

Благодарности

«Беллона» благодарит Министерство иностранных дел Норвегии за финансовую поддержку изучения возможностей возобновляемой энергетики на Кольском полуострове. Значительная часть информации, приводимой в докладе, получена на средства, выделенные Министерством иностранных дел Норвегии. Данный факт, однако, не означает, что содержание доклада совпадает с официальной позицией МИД Норвегии.

«Беллона» выражает благодарность авторам доклада Валерию Минину и Григорию Дмитриеву за их столь детальный анализ и точную оценку потенциала возобновляемой энергии на Кольском полуострове. Мы благодарим Марию Каминскую за ее внимание к деталям при переводе доклада на английский язык, Игоря Колесникова за форматирование доклада и его публикацию в интернете, Мишель Гронбех за редактирование английской версии доклада. Мы также хотим отметить Владислава Никифорова за его административную поддержку. И, наконец, мы выражаем благодарность нашей коллеге из Мурманска Нине

Лесихиной, ставшей связующим звеном между Кольским научным центром и офисом «Беллоны» в Осло.

Объединение «Беллона»

Начиная с 1989 года «Беллона» работает со сложными и требующими неотложного решения экологическими проблемами на северо-западе России. Первоначально мы уделяли особое внимание радиоактивному загрязнению и обозначению угроз, исходящих от атомных объектов, хранилищ радиоактивных отходов и отработавшего ядерного топлива. Сегодня наши усилия также направлены на реализацию проектов в сфере возобновляемой энергетики, нефти и газа, экологической информации и прав человека. Сегодня мы изучаем возможность использования возобновляемых источников энергии в качестве альтернативы Кольской АЭС, ведем мониторинг в области нефтегазовой деятельности, и организуем общественное участие по экологически важным вопросам с целью вовлечения гражданского общества в процесс принятия решений. Мы также собираем и распространяем информацию по экологически важным проблемам через интернет-сайт Беллоны. В 1994 году в Мурманске была создана региональная экологическая организация «Беллона-Мурманск» для систематического и более детального мониторинга промышленной и политической деятельности в регионе, оказывающей влияние на окружающую среду.

Объединение «Беллона» было образовано как неправительственная организация в 1986 году. Это экологическая исследовательская организация, основная цель которой – борьба с разрушением окружающей среды, с угрозами для здоровья человека, вызываемыми загрязнениями, и с негативными последствиями тех или иных стратегий экономического мирового развития.

Цель «Беллоны» – найти подходящие решения, которые оказывали бы наименьшее воздействие на окружающую среду. «Беллона» стремится информировать общественность, законодателей, СМИ, представителей власти об экологических угрозах, и помогает выработать политику по решению проблем.

Своей работой «Беллона» способствует развитию международного сотрудничества и формированию законодательства, необходимых для охраны природы и защиты прав человека на благоприятную окружающую среду. «Беллона» также занимается вопросами обеспечения свободного доступа к экологической информации.

Через наши офисы в Осло, Мурманске, Санкт-Петербурге и Вашингтоне Беллона содействует развитию взаимопонимания по экологическим вопросам между представителями властей и корпораций Европейских стран, России и США.

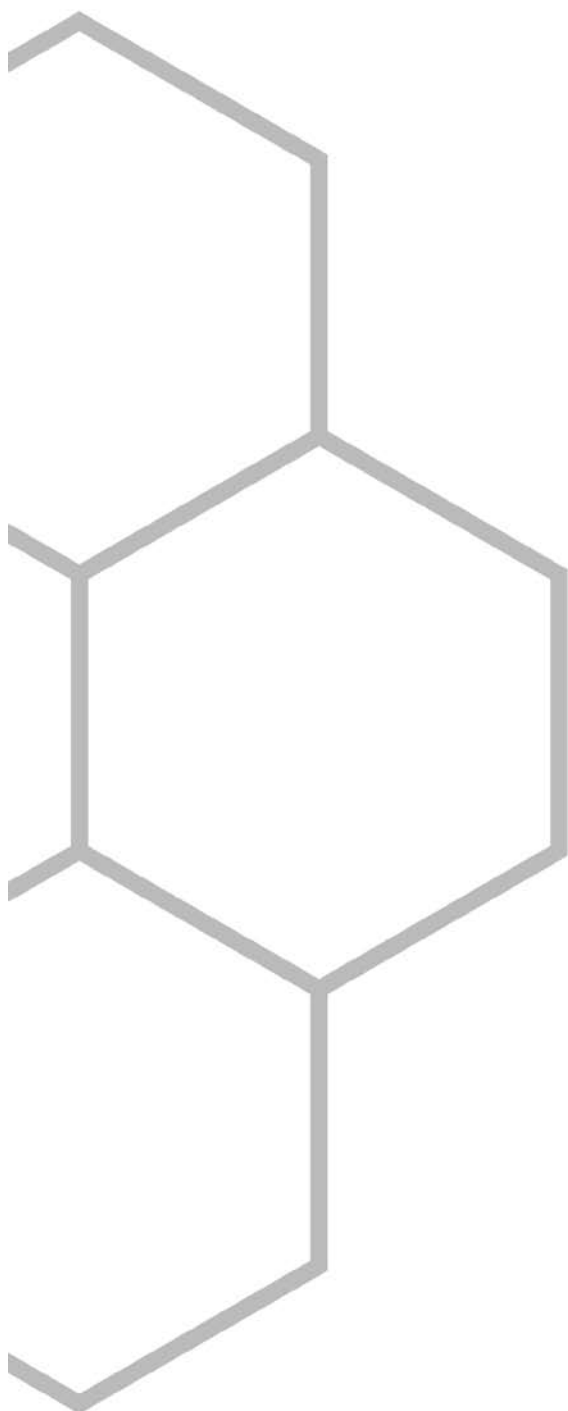
Публикации «Беллоны»

«Беллона» опубликовала ряд полезных научных докладов, посвященных вопросам ядерных отходов в России: «Источники радиоактивного загрязнения в Мурманской и Архангельской областях» (1994), «Северный флот: Потенциальный риск загрязнения региона» (1996), «Атомная Арктика: проблемы и решения» (2001), «Российская атомная промышленность: необходимость реформ» (2004).

В 1999 году «Беллона» также выпустила доклад, посвященный вопросам использования возобновляемой энергии, на английском языке: «Зеленое тепло и энергия: экологически эффективные энергетические решения в 21 веке» (1999).



СОДЕРЖАНИЕ



Предисловие	3
Содержание	6
Введение	8
ПОТЕНЦИАЛ СОЛНЕЧНОЙ ЭНЕРГИИ	10
1.1. Общие положения	10
1.2. Общая характеристика солнечного излучения	11
1.3. Радиационный баланс Кольского полуострова	11
1.4. Продолжительность солнечного сияния	12
1.5. Возможные направления использования солнечной энергии в условиях Кольского полуострова	15
ЭНЕРГИЯ ВЕТРА	17
2.1. Средние скорости ветра	17
2.2. Повторяемость скоростей и направлений ветра	19
2.3. Максимальные скорости ветра	21
2.4. Технические ветроэнергоресурсы региона	21
2.5. Типы ветроэнергетических установок	23
2.6. Направления использования ветровой энергии	26
2.7. Перспективные площадки для ветропарков	29
2.8. Техничко-экономические показатели применения ВЭУ в составе энергосистемы	31
ЭНЕРГИЯ МАЛЫХ РЕК	35
3.1. Общая оценка гидроэнергоресурсов региона	35
3.2. Действующие гидроэлектростанции Кольского полуострова	39
3.3. Гидроэнергетический потенциал малых рек	42
3.4. Первоочередные перспективные створы для сооружения малых системных ГЭС	43
3.5. Малые ГЭС для изолированных удаленных потребителей	48
ЭНЕРГИЯ МОРСКИХ ПРИЛИВОВ	51
4.1. Особенности приливной энергии	51
4.2. Возможные створы приливных электростанций, их энергопотенциал	51
4.3. Степень подготовленности технического использования приливной энергии	54
4.4. Экологические аспекты использования приливов	56
4.5. Общая оценка перспектив использования приливной энергии	56

ЭНЕРГИЯ МОРСКИХ ВОЛН 58

- 5.1. Общие сведения об использовании энергии ветровых волн 58
- 5.2. Энергия поверхностных волн 59
- 5.3. Возобновляемая мощность волнения 62
- 5.4. Краткая характеристика основных типов волновых энергетических установок 64
- 5.5. Технические ресурсы волновой энергии Баренцева и Белого морей 67

БИОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ 68

- 6.1. Использование отходов животноводства и птицеводства 68
- 6.2. Исходные данные для оценки биоэнергетических ресурсов 69
- 6.3. Энергетические возможности получения топлива при анаэробной переработке отходов животноводства и птицеводства 70
- 6.4. Эффект от использования продуктов анаэробной переработки 70
- 6.5. Перспективы использования отходов лесозаготовительной и лесопильной промышленности 71

ЗАКЛЮЧЕНИЕ 72**ЛИТЕРАТУРА 76****ПОЗИЦИЯ «БЕЛЛОНЫ»:
ВОЗОБНОВЛЯЕМАЯ ЭНЕРГЕТИКА
НА КОЛЬСКОМ ПОЛУОСТРОВЕ 78****Приложение 1:**

- Российское законодательство в сфере использования возобновляемой энергетики 89

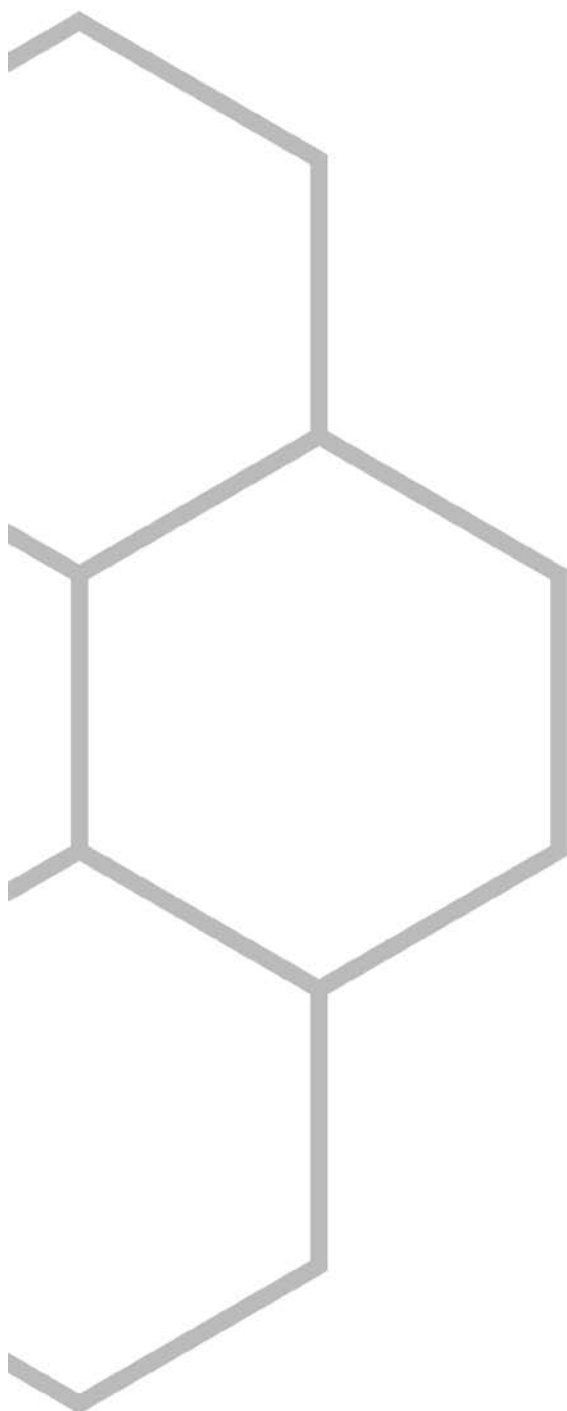
Приложение 2:

- Консультанты по возобновляемой энергии 90

Приложение 3:

- Финансовая поддержка инициатив в области развития возобновляемой энергетики 91

ВВЕДЕНИЕ



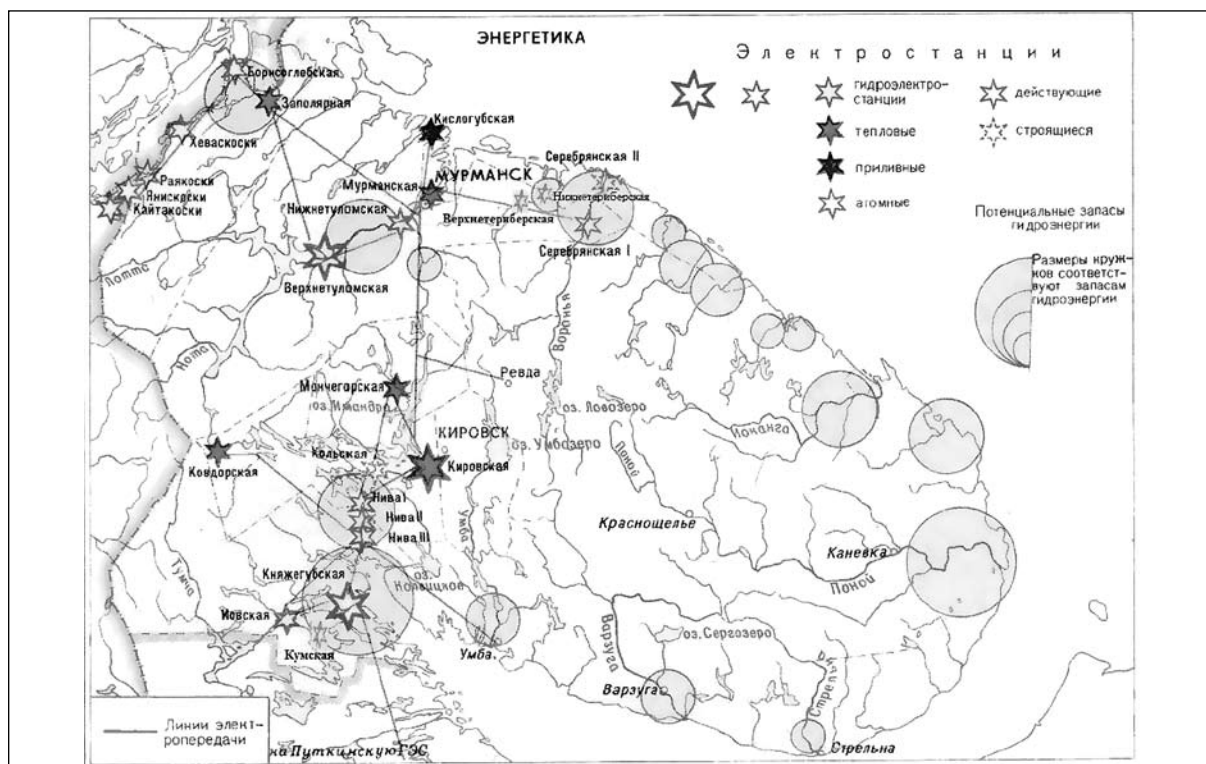
В последние годы во всем мире ведутся исследования, направленные на поиск и вовлечения в топливно-энергетический баланс новых источников энергии. Особый интерес проявляется к нетрадиционным возобновляемым источникам энергии (НВИЭ), таким как энергия солнца, ветра, гидроэнергия малых рек, приливная энергия и др. Потенциальные возможности применения этих источников практически не ограничены. Их экологическая чистота не вызывает сомнений.

В России также не сбрасываются со счетов возможности использования НВИЭ [1,2]. Вовлечение их в хозяйственный оборот – это путь к сокращению объемов использования органического топлива, энергосбережению и улучшению экологической обстановки вблизи потребителей энергии.

Использование нетрадиционных возобновляемых источников энергии наиболее перспективно в районах, располагающих повышенным потенциалом этих источников и испытывающих недостаток в обычных традиционных топливных ресурсах. На европейском Севере России к числу таковых относится Мурманская область (см. рисунок), энергетика которой наряду с использованием гидроресурсов в значительной мере базируется на привозном топливе (ядерном горючем, угле, нефтепродуктах, сжиженном газе).

Область располагает широким набором возобновляемых источников (солнце, ветер, малые реки, приливы, волны). Из всех перечисленных НВИЭ ресурсы солнечной энергии самые большие [3,4]. Однако в условиях Заполярья имеется ряд трудностей, связанных с освоением этого источника энергии. В первую очередь они обусловлены минимумом поступления солнечной энергии или ее полным отсутствием в зимние месяцы, когда потребность в энергии со стороны потребителей максимальна. Кроме того, устройства, преобразующие энергию солнца в тепловую или электрическую энергию, пока еще имеют низкий к.п.д., являются дорогостоящими и поэтому по экономическим показателям уступают традиционным энергетическим установкам на органическом топливе. В то же время солнечная энергетика – это постоянно прогрессирующая отрасль энергетики, у нее большое будущее и поэтому оценка ресурсов солнечной энергии региона заслуживает внимания.

Ресурсы ветровой энергии на Кольском полуострове уступают солнечной, но они также огромны [5,6]. Наибольшим потенциалом ветра располагают прибрежные районы Баренцева и Белого морей, а также горные районы в Хибинах и Мончегорских тундрах. Установлено, что наибольшая интенсивность ветра



имеет место в холодное время года, когда потребность в энергии максимальна. Кроме того, ветровая энергия удачно дополняет другой возобновляемый источник энергии – энергию рек, потенциал которой в зимнее время снижается до минимума.

Гидроэнергетические ресурсы Кольского полуострова используются уже более 70 лет. На шести крупных реках работают 17 гидроэлектростанций, которые вырабатывают более трети электроэнергии, потребляемой регионом. Вместе с тем имеется большое число неосвоенных малых рек, на которых могут быть построены малые, мини- и микроГЭС, способные внести существенный вклад в энергоснабжение удаленных изолированных потребителей.

Кольский полуостров располагает значительными ресурсами приливной энергии. Многолетними исследованиями специалистов проблема использования этого вида энергии проработана достаточно глубоко [7]. Построена опытная Кислогубская приливная электростанция мощностью 400 кВт на побережье Баренцева моря. Оценены створы для сооружения более крупных ПЭС в губе Долгой близ Териберки и в Лумбовском заливе Белого моря.

Разработка проблемы использования энергии морских волн подошла в ряде стран к созданию опытных и опытно-промышленных образцов небольшой мощности [8,9]. Кольский полуостров располагает более чем 1000-километровой береговой линией. Оценка

ресурсов этого вида энергии и перспектив использования волновых энергетических установок в отдельных прибрежных пунктах заслуживает внимания.

До недавнего времени освоение нетрадиционных возобновляемых источников энергии в Мурманской области сдерживалось, с одной стороны, относительно низкими ценами на органическое топливо, а с другой – высокой стоимостью оборудования, необходимого для использования НВИЭ. В настоящее время ситуация существенно изменилась. Значительно выросли цены на топливо, увеличились тарифы на электрическую и тепловую энергию. Технология серийного производства установок для использования энергии солнца, ветра, малых рек, морских приливов и волн настолько продвинулась вперед, что в ряде стран (Германии, Испании, США, Дании и др.), отдельные направления нетрадиционной энергетики (ветроэнергетика, малая гидроэнергетика) стали конкурентоспособными в сравнении с обычной энергетикой, и масштабы их развития стали соизмеримыми с развитием традиционной энергетики.

В свете сказанного выполнение настоящей работы, посвященной оценке потенциала нетрадиционных возобновляемых источников энергии Мурманской области и выявлению возможной их роли в развитии энергетики региона, представляется важным и актуальным.

ПОТЕНЦИАЛ СОЛНЕЧНОЙ ЭНЕРГИИ



1.1. Общие положения

Солнечные лучи, которые достигают поверхности Земли, подразделяют на два вида: прямые и рассеянные. Прямые солнечные лучи – это те, которые берут начало у поверхности Солнца и достигают поверхности Земли. Мощность прямого солнечного излучения зависит от чистоты (ясности) атмосферы, высоты Солнца над линией горизонта (зависит от географической широты и времени дня), а также от положения поверхности по отношению к Солнцу. Рассеянные солнечные лучи поступают из верхних слоев атмосферы и зависят от того, каким образом прямые солнечные лучи отражаются от Земли и окружающей среды. Благодаря повторяющемуся процессу отражения между покрытой снегом поверхностью Земли и нижней стороной облаков мощность рассеянного солнечного излучения может достигать больших значений.

Солнечные лучи несут с собой неиссякаемый поток энергии. Они постоянно доставляют на Землю большее количество энергии, чем нам сегодня необходимо. Плотность солнечных лучей в космосе составляет примерно $1,4 \text{ кВт/м}^2$. Из них около 30% отражается назад в космос, так и не достигнув Земли. На земной поверхности плотность солнечных лучей составляет около 1 кВт/м^2 . Солнечная энергия, достигая поверхности Земли, несет с собой тепло, испаряет воду, образует ветер и движение воды в морях и океанах, дает жизнь растениям.

Та солнечная энергия, которая непосредственно не поглощается на Земле, отражается в космос. Земля находится в постоянном тепловом балансе с окружающей ее средой. Если бы этого не происходило, то Земля нагревалась бы все сильнее и в результате всякая жизнь на ней оказалась бы невозможной.

Ресурсы солнечной энергии велики, если не сказать неограниченны. Проблема заключается в том, что наибольшее количество солнечной энергии поступает летом, то есть в то время, когда потребность в ней минимальна. Зимой же, когда требуется большое количество энергии, Солнце светит только короткое время днем, да и то под низким углом. Выход один: надо накапливать энергию летом и использовать ее зимой.

1.2. Общая характеристика солнечного излучения

Солнечная радиация, поступающая на земную поверхность в виде пучка параллельных лучей, исходящих непосредственно от диска солнца, называется прямой солнечной радиацией S . Количество солнечной радиации, приходящее на горизонтальную поверхность S' зависит от высоты солнца над горизонтом и определяется выражением [10]:

$$S' = S \cdot \sin h, \quad (1.1)$$

где h – высота солнца над горизонтом.

Общий приход солнечной радиации на горизонтальную поверхность, состоящий из прямой радиации S' и рассеянной радиации D , поступающей на земную поверхность после рассеяния в атмосфере, равен:

$$Q = S' + D. \quad (1.2)$$

На земной поверхности происходит перераспределение поступающей солнечной радиации: часть ее отражается от земной поверхности в атмосферу (отраженная коротковолновая радиация R), остальная поглощается земной поверхностью (поглощенная коротковолновая радиация B_k):

$$B_k = Q - R. \quad (1.3)$$

Количество отраженной радиации зависит от свойств земной поверхности (цвета, увлажненности, структуры поверхности и т.п.). Величина, характеризующая отражательную способность поверхности или альбедо поверхности A , определяется отношением отраженной от поверхности радиации к поступающей на данную поверхность суммарной радиации и обычно выражается в процентах:

$$A = R / Q \cdot 100\%. \quad (1.4)$$

Наряду с коротковолновой радиацией к земной поверхности поступает длинноволновое излучение атмосферы (встречное излучение) E_a , и, в свою очередь, земная поверхность излучает длинноволновую радиацию соответственно своей температуре (собственное излучение) E_3 . Разность собственного излучения земной поверхности и атмосферы называется эффективным излучением $E_{эф}$.

Алгебраическая сумма составляющих радиации определяет радиационный баланс B :

$$B = S' + D + E_a - R - E_3 = Q - E_{эф}. \quad (1.5)$$

В зависимости от соотношения приходно-расходных составляющих знак радиационного баланса бывает положительным, если поверхность земли поглощает больше радиации, чем отдает, и отрицательным, если поверхность поглощает радиации меньше, чем отдает.

Величина радиационного баланса может быть либо определена как сумма составляющих, каждая из которых измерена отдельно, либо непосредственно измерена прибором при актинометрических наблюдениях.

1.3. Радиационный баланс Кольского полуострова

Для изучения потенциала солнечной энергии и оценки перспектив ее использования в Мурманской области обратимся к результатам наблюдений на актинометрических станциях. На территории области имеется три таких станции (Дальние Зеленцы, Хибины и Умба), которые характеризуют условия радиационного режима соответственно северной, центральной и южной части Кольского полуострова.

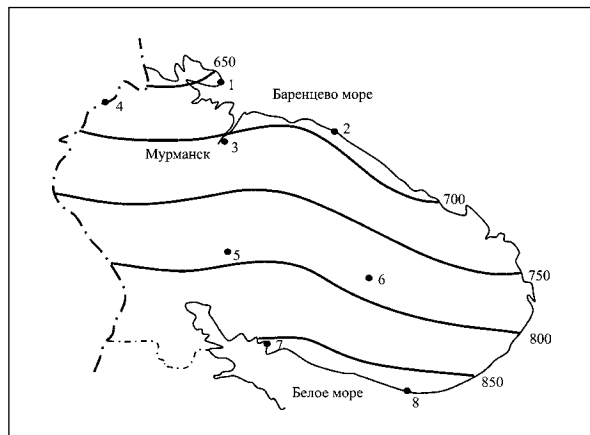
Возможный годовой приход суммарной солнечной радиации в ясные дни на территорию Мурманской области составляет 4600 – 4900 МДж/м². Большая облачность, характерная для этих районов, снижает поступление прямой солнечной радиации на 60 – 75%, но в то же время увеличивает рассеянную радиацию более, чем в полтора раза. В результате при реальных условиях облачности годовой приход суммарной радиации составляет около 60% от возможного, т.е. 2300 – 3100 МДж/м² или 650 – 850 кВт/м².

Чем выше солнце над горизонтом, тем меньшую толщину атмосферы пронизывает солнечный луч и, соответственно тем больше солнечного излучения достигает поверхности земли. Если путь, проходимый солнечным лучом по вертикали (высота солнца 90°), принять за единицу, то при высоте солнца 30°, 5° и 0,5° он соответственно увеличивается в 2, 10 и 35 раз. В табл. 1.1 представлены данные сезонного изменения высоты солнца в Мурманской области (ст. Хибины, 68° с. ш.), в средней полосе (Минск, 54° с. ш.) и в южных районах (Сочи, 44° с. ш.), а на рис. 1.1 данные о суммарной солнечной радиации, поступающей на указанные станции [11].

Таблица 1.1.

Полуденная высота солнца на 15-е число месяца в приполярных, средних и южных широтах (в градусах)

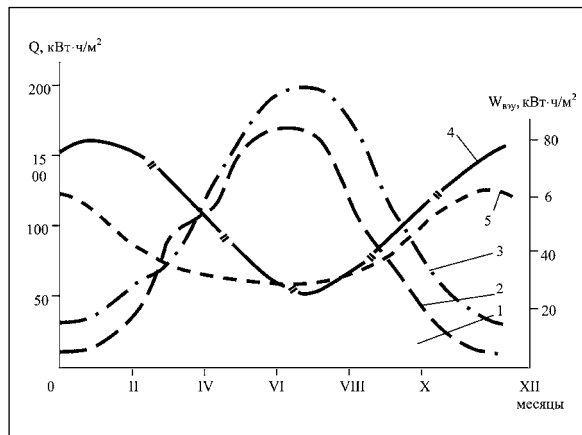
Метео-станция	Месяцы											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Хибины	0.8	8.9	19.7	31.7	40.8	45.3	43.6	36.2	25.1	13.6	3.6	0
Минск	14.8	22.9	33.8	45.7	54.8	59.3	57.6	50.2	39.1	27.6	17.6	12.7
Сочи	24.8	32.9	43.8	55.7	64.8	69.3	67.6	60.2	49.1	37.6	27.6	22.7

**Рис. 1.1.**

Распределение суммарной солнечной радиации по территории Мурманской области (кВт·ч/м²): 1 – Цып-Наволоки, 2 – Дальние Зеленцы, 3 – Мурманск, 4 – Янискоски, 5 – Хибины, 6 – Краснощелье, 7 – Умба, 8 – Чаваньга

Из рисунка видно, что наибольшее различие в приходе солнечной радиации в северных и южных районах наблюдается в зимние месяцы. Летом показатели оказываются соизмеримыми за счет длинного светового дня в северных широтах. В целом за год приполярные районы Кольского полуострова уступают районам средней полосы и юга по суммарной солнечной радиации соответственно в 1,3 и 1,7 раза. На рис. 1.2 представлены также данные о сезонном изменении возможной выработки ветроэнергетических установок. Поступление солнечной и ветровой энергии находится в противофазе, эти два источника могут дополнять друг друга, и это обстоятельство является предпосылкой для их совместного использования.

Суточный ход солнечной радиации определяется, прежде всего, изменением высоты солнца в течение дня. Наибольшая интенсивность солнечной радиации наблюдается в дневные часы в июне-июле и составляет в среднем 0,4 – 0,5 кВт/м² (табл. 1.2). В отдельные дни при определенных условиях облачности, не закры-

**Рис.1.2.**

Годовой ход среднемесячной суммарной солнечной радиации в приполярных (1), средних (2) и южных (3) широтах, а также возможной выработки энергии ВЭУ с 1 м² ветроколеса на северном (4) и южном (5) побережьях Кольского полуострова: 1 – ст. Хибины, 2 – Минск, 3 – Сочи, 4 – Дальние Зеленцы, 5 – Чаваньга

вающей солнечного диска, интенсивность солнечной радиации может достигать 0,9 – 1,0 кВт/м².

Если за валовые (потенциальные) ресурсы солнечной энергии принять все годовое количество энергии, поступающей от солнца на территорию Мурманской области, то они составят огромную величину – около $1,1 \cdot 10^{14}$ кВт·ч. Тогда технические ресурсы солнечной энергии при КПД преобразования ее в электрическую, равном 10%, могут быть оценены примерно в $1 \cdot 10^{13}$ кВт·ч.

1.4. Продолжительность солнечного сияния

При оценке потенциальных ресурсов солнечной энергии и перспектив ее использования важной характеристикой является продолжительность солнечного сияния, которая определяет приток солнечной радиации на земную поверхность и условия эффективной работы гелиотехнических устройств.

Работа гелиоустановок зависит не только от общей продолжительности солнечного сияния, но и от повторяемости периодов с непрерывным солнечным сиянием и периодов без солнца различной продолжительности. На рис. 1.3 в виде гистограмм представлены месячные данные о распределении периодов солнечного сияния по градациям различной длительности на ст. Умба. Площади гистограмм соответствуют суммарному времени солнечного сияния за рассматриваемый месяц (табл.1.3).

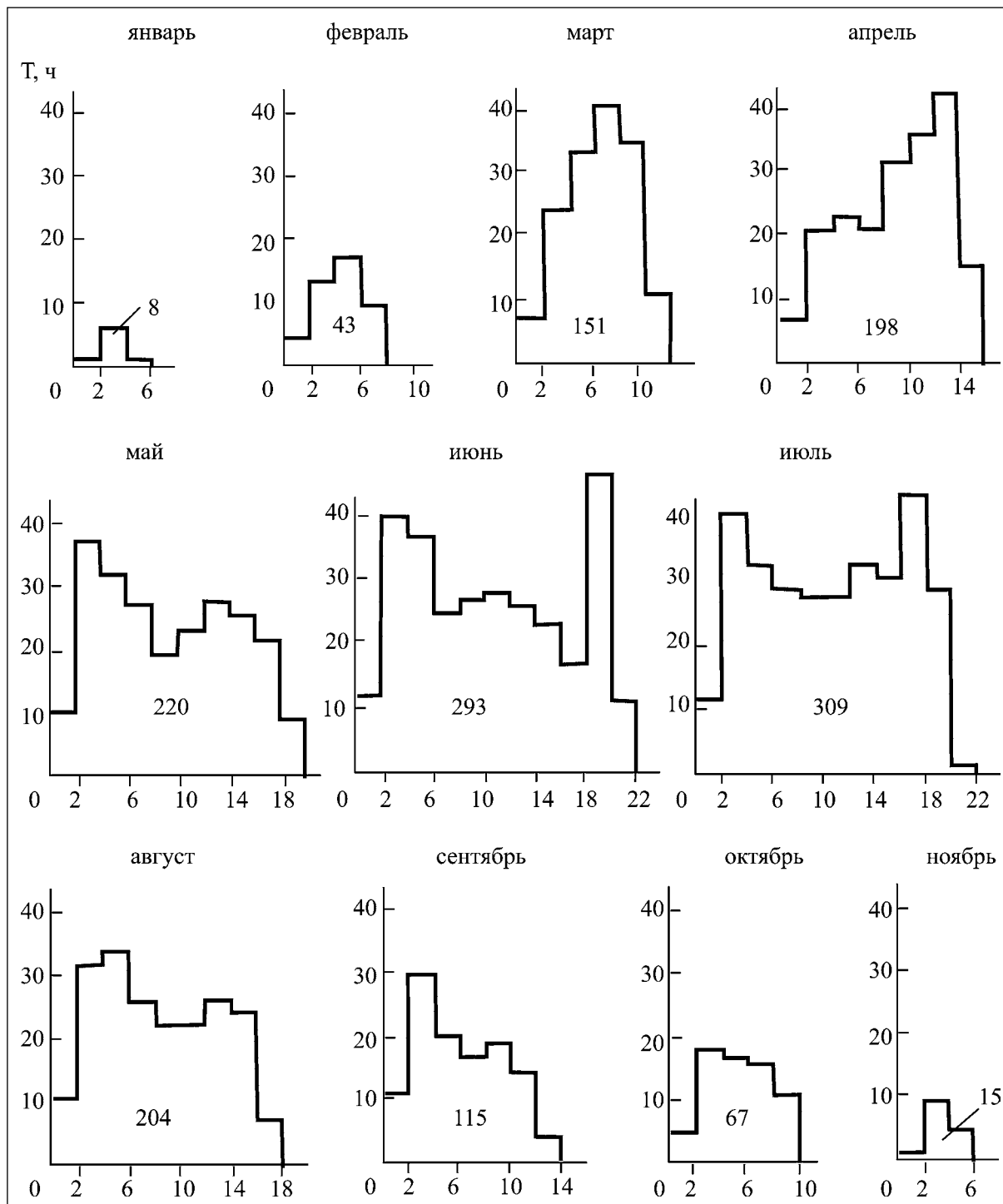
Таблица 1.2

Суточный ход суммарной солнечной радиации на метеостанции Умба по результатам 2-летних наблюдений (Вт·ч/м²)

Месяц	Часы суток												За месяц
	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	
1						12	0						
2					0	12	0						
3					12	23	12	0					
4				0	35	47	35	12					
5				23	82	93	70	35	0				
6			0	70	140	163	128	82	12				
7			23	128	210	221	186	152	47	0			
8		0	70	198	280	291	233	221	93	12			
9		23	128	268	338	350	303	291	140	35	12		
10	0	47	175	314	384	408	350	338	175	58	23		
11	12	82	221	350	419	443	419	373	210	93	23	12	
12	23	105	256	373	431	466	454	408	221	93	35	12	
13	23	117	268	349	431	455	466	420	210	105	35	12	
14	23	105	245	326	385	420	431	420	187	82	23	0	
15	12	70	210	291	361	396	408	385	152	58	12		
16		47	152	233	315	361	350	326	105	23	0		
17		12	82	186	256	303	303	245	70	12			
18			35	105	198	245	221	163	35	0			
19			12	47	128	175	151	93	12				
20				12	70	117	93	35	0				
21				0	23	58	47	12					
22					12	35	23	0					
23					0	23	12						
24						12	0						
За сутки	93	608	1877	3273	4510	5129	4695	4011	1669	571	163	36	
За месяц	2883	17024	58187	98190	139810	153870	145545	124341	50070	17701	4890	1116	813627

Рис. 1.3.

Распределение суммарной продолжительности солнечного сияния по периодам различной длительности (метеостанция Умба)



На территории Мурманской области, почти полностью расположенной за Полярным кругом, месячное число часов солнечного сияния изменяется в течение года в широких пределах – от 0 часов в декабре до 200-300

часов июне и июле (табл. 1.3). Годовая продолжительность солнечного сияния составляет около 1200 часов на севере области и возрастает до 1600 часов в ее южных районах. На рис. 1.4 сопоставлены данные сезонного

Таблица 1.3

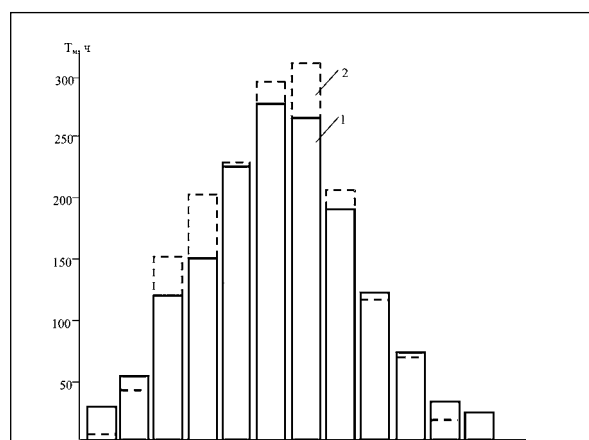
Продолжительность солнечного сияния в отдельных пунктах Мурманской области, ч.

Пункт	Месяц												Год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Цып-Наволоч	0	27	103	173	169	234	209	145	86	44	6	0	1195
Д. Зеленцы	1	37	114	176	177	225	204	141	84	48	6	0	1213
Мурманск	1	32	121	203	197	246	236	146	73	43	3	0	1297
Янискоски	3	41	126	200	195	242	258	162	74	48	4	0	1353
Хибины	3	37	128	166	200	258	243	176	97	54	10	0	1372
Краснощелье	4	38	135	186	180	250	256	157	75	45	9	0	1335
Умба	8	43	151	198	229	293	309	204	115	67	15	0	1632
Чаваньга	10	42	136	200	221	290	302	196	96	63	17	2	1575

изменения продолжительности солнечного сияния в пос. Умба на юге Кольского полуострова и в шведском городе Ингельстад, где сооружена и успешно эксплуатируется достаточно мощная солнечная тепловая станция, отапливающая 52 дома. Представленные данные по Кольскому полуострову весьма близки к шведским, а по суммарной продолжительности солнечного сияния в течение года даже превосходят последние (1632 ч против 1550 ч).

Рис. 1.4.

Продолжительность солнечного сияния в шведском г. Ингельстаде (1) и в п. Умба (2) на южном побережье Кольского полуострова



1.5. Возможные направления использования солнечной энергии в условиях Кольского полуострова

Опыт скандинавских стран показывает, что применение солнечных установок может быть эффективным

для целей теплоснабжения. Однако, как следует из рис. 1.4, для обеспечения круглогодичного отопления потребителей за счет солнечной энергии необходимо накапливать энергию в значительных количествах в летнее время. В качестве аккумулятора теплоты могут быть использованы как подземные резервуары (опыт Швеции), так и наземные емкости, хорошо теплоизолированные от окружающей среды.

На рис. 1.5 представлена простейшая система солнечного теплоснабжения с таким баком-аккумулятором [12]. Основными элементами системы являются коллектор, аккумулятор и резервный источник энергии на случай длительного отсутствия солнца или исчерпания запасенного тепла. Можно выделить четыре возможных режима работы такой системы:

Режим 1. Если солнечная энергия поступает, а потребность в теплоснабжении отсутствует, то вся получаемая от коллектора энергия запасается в аккумуляторе.

Режим 2. Если солнечная энергия поступает и имеется потребность в теплоснабжении, то вся получаемая от коллектора энергия затрачивается на обеспечение тепловой нагрузки потребителя.

Режим 3. Если солнечная энергия не поступает и потребность в теплоснабжении имеется, а в аккумуляторе запасена энергия, то обеспечение тепловой нагрузки потребителя осуществляется за счет этой запасенной энергии.

Режим 4. Если солнечная энергия не поступает, а необходимость в теплоснабжении имеется и запас энергии в аккумуляторе исчерпан, то для обеспечения тепловой нагрузки используется резервный (дополнительный) источник энергии.

Представленная система допускает регулирование в контуре, состоящем из солнечного коллектора и аккумулятора. Независимо от этого регулирование может про-

изводиться и во второй части системы, включающей бак-аккумулятор, резервный источник и нагрузку, поскольку нагретая за счет солнечной энергии вода может поступать в аккумулятор при одновременном отборе из него горячей воды для обеспечения тепловой нагрузки потребителя. В этой системе предусмотрена байпасная линия для бака-аккумулятора, не допускающая нагрева аккумулятора за счет резервного источника энергии. В районах с повышенным потенциалом ветровой энергии рассмотренная система может быть дополнена нагревательными элементами, питающимися от ВЭУ. Нагреватели могут быть установлены непосредственно в баке-аккумуляторе.

Схема более крупной солнечной станции теплоснабжения, работающей в шведском городе Ингельстаде, представлена на рис. 1.6. Солнечная энергия, концентрируемая зеркалами коллектора на поглощающих трубках, превращается в тепло и передается циркулирующему по ним теплоносителю, который отбирает это тепло и переносит в теплообменник А.

Из вторичного контура теплообменника тепло передается или непосредственно потребителю через теплообменник В, или в тепловой аккумулятор большой емкости. Температура воды в баке-аккумуляторе медленно повышается в течение лета и в сентябре достигает своего максимума – около 950°С. Накопленное в течение лета тепло расходуется в последующие месяцы для отопления и горячего водоснабжения потребителей. В какой-то период температура воды в баке-аккумуляторе может снизиться до уровня, при котором необходимо включать резервную теплогенерирующую установку (котельную). Тепло от котельной подается к распределительной сети через теплообменник С. Также как и в рассмотренной выше схеме в районах с повышенным потенциалом энергии ветра могут быть задействованы ветроэнергетические установки. Их энергия может отбираться в теплообменнике А и направляться либо сразу потребителю, либо запасаться в баке-аккумуляторе. С приходом весны и постепенным увеличением числа часов солнечного сияния солнечные коллекторы опять начинают активно работать и обеспечивать свой вклад в обеспечение энергоснабжения потребителей.

Технико-экономические показатели работы систем гелиотеплоснабжения зависят от ряда факторов (географической широты места, режима поступления солнечной энергии, стоимости солнечных коллекторов, затрат в традиционные системы теплоснабжения, стоимости топлива и т.д.). Применение систем солнечного теплоснабжения наиболее перспективно применительно к удаленным изолированным потребителям, где затраты

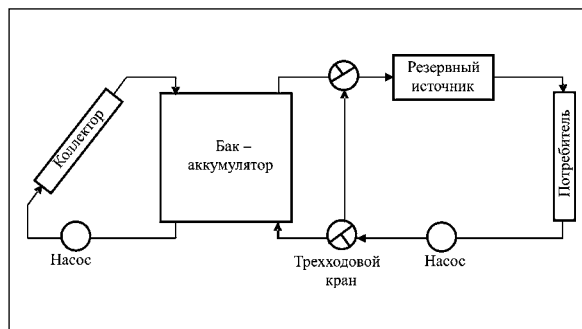
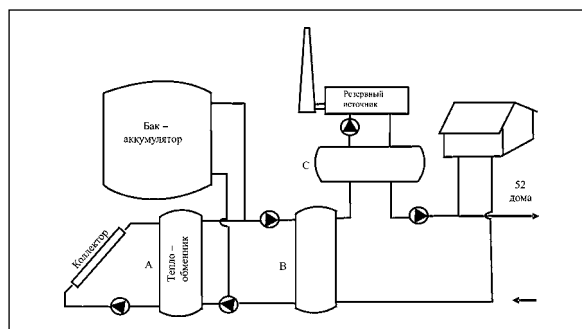


Рис. 1.5.

Система теплоснабжения потребителя с использованием солнечной энергии

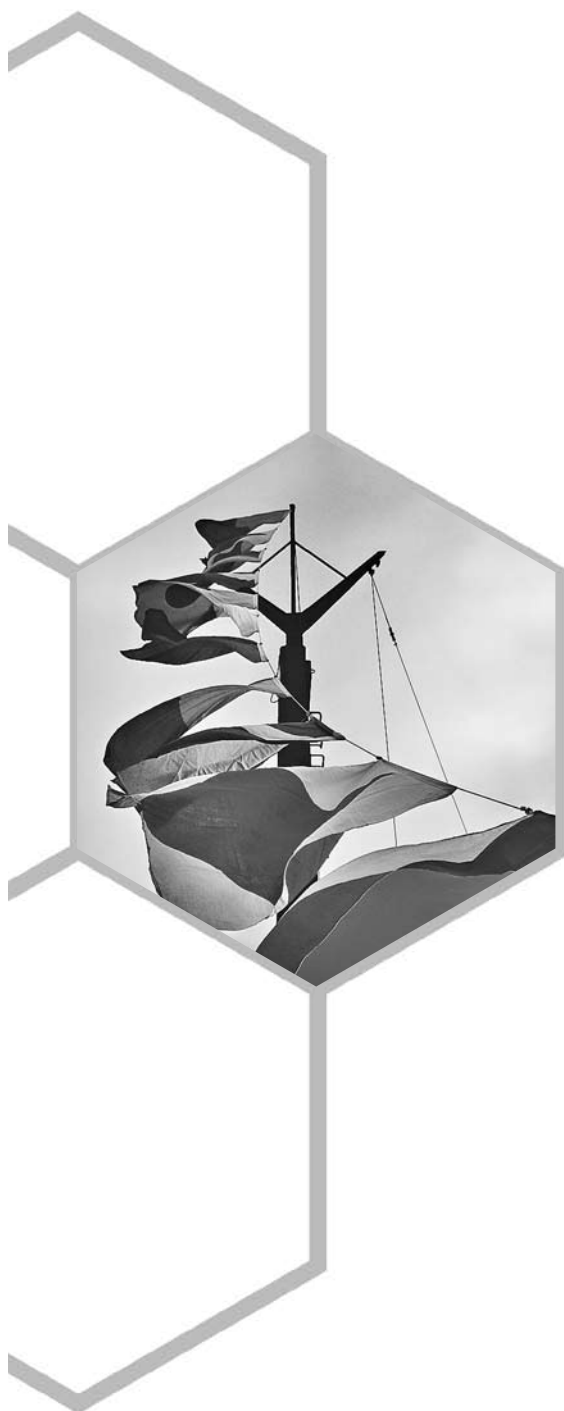
Рис. 1.6.

Система теплоснабжения потребителей (52 дома) в шведском городе Ингельстад



в теплоснабжение на базе органического топлива высоки из-за трудностей доставки топлива. В связи с подорожанием топлива эти затраты в последнее время значительно возросли, что приближает эффективность использования солнечных установок. Но на сегодняшний день [2], удельная стоимость солнечных батарей на мировом рынке составляет 4-5 тыс. долл/кВт, а стоимость фотоэлектрических установок 7-10 тыс. долл/кВт (для сравнения – удельная стоимость ветроэнергетических установок составляет 1-2 тыс. долл/кВт). Стоимость электроэнергии, производимой солнечными установками, колеблется в пределах 20-30 цент/кВт·ч (6-8 руб./кВт·ч), что все еще значительно выше, чем стоимость электроэнергии от традиционных энергетических источников. В перспективе можно рассчитывать, что по мере усовершенствования и удешевления солнечные энергетические установки займут достойное место в энергетическом секторе.

ЭНЕРГИЯ ВЕТРА



Для описания ветра как источника энергии используется совокупность аэрологических и энергетических характеристик ветра, объединяемая понятием ветроэнергетического кадастра. К числу основных кадастровых характеристик ветра относятся [5,13]: среднегодовая скорость ветра; годовой и суточный ход ветра; повторяемость скоростей ветра; повторяемость направлений ветра; максимальная скорость ветра; удельная мощность и удельная энергия ветра; ветроэнергетические ресурсы района.

Основным источником исходных данных для разработки ветроэнергетического кадастра являются наблюдения за скоростью ветра на опорной сети гидрометеослужбы. Эти наблюдения, проводимые несколько раз в сутки, охватывают периоды в десятки лет и представляют собой обширнейший фактический материал. Их достоинством является то, что они проводятся по единой методике, а места (площадки) производства наблюдений классифицированы по степени их открытости на местности.

2.1. Средние скорости ветра

Среднегодовые скорости ветра.

Данные о среднегодовых скоростях ветра служат исходной характеристикой общего уровня интенсивности ветра. По величине среднегодовой скорости ветра в первом приближении можно судить о перспективности применения ветроэнергетических установок в том или ином районе. Однако необходимо иметь в виду, что скорость ветра зависит от рельефа местности, шероховатости поверхности, наличия затеняющих элементов, высоты над поверхностью земли. У разных станций эти условия могут существенно отличаться. Поэтому для сопоставления средних скоростей ветра их необходимо приводить к сравнимым условиям. Представляется целесообразным за сравнимые условия принять условия открытой ровной местности и высоту 10 м от поверхности земли.

Результаты обработки 20-летних рядов наблюдений за скоростью ветра по 37 метеорологическим станциям Кольского полуострова [6], полученные с учетом приведения их к сравнимым условиям, представлены на рис. 2.1. Для наглядности и удобства практического использования данные о средних многолетних скоростях нанесены на карту. Из рисунка следует, что наибольшие скорости ветра наблюдаются в прибрежных районах Баренцева моря. На северном побережье Кольского полуострова они составляют 7-9 м/с. Характерно, что скорости ветра заметно снижаются по мере удаления от береговой линии.

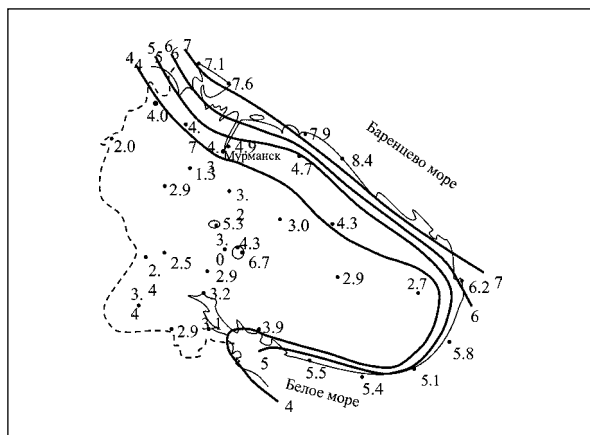


Рис. 2.1.

Средние многолетние скорости ветра (м/с) на высоте 10 м от поверхности земли в условиях открытой ровной местности

С высотой средние многолетние скорости ветра существенно возрастают. На рис. 2.2. представлена зависимость приращения средней многолетней скорости ветра при переходе от высоты 10 м к высотам 20, 30, 50, 70 и 100 м.

Говоря о среднегодовых и среднемноголетних скоростях ветра, уместно отметить и еще одно весьма важное обстоятельство. В прибрежных районах Кольского полуострова изменение среднегодовой скорости ветра от года к году невелико и характеризуется коэффициентом вариации в пределах 5-8%. В то же время коэффициент вариации стока на реках региона составляет около 15-20%. Таким образом, в многолетнем разрезе поступление ветровой энергии подвержено меньшей изменчивости, чем гидроэнергии рек.

Годовой ход ветра (рис. 2.3.) представляет собой сезонное изменение средних скоростей ветра. На Кольском полуострове наиболее ярко оно проявляется на северном побережье, где разница между зимним максимумом и летним минимумом скоростей ветра достигает 5-6 м/с. Полученные кривые свидетельствуют, что повсеместно складываются весьма благоприятные предпосылки для эффективного использования энергии ветра. Максимум скоростей ветра приходится на холодное время года и совпадает с сезонным пиком потребления тепловой и электрической энергии. Весьма существенно, что зимний максимум находится в противофазе с годовым стоком рек (рис. 2.3.), то есть ветровая и гидроэнергия удачно дополняют друг друга. Это создает благоприятные условия для их совместного использования.

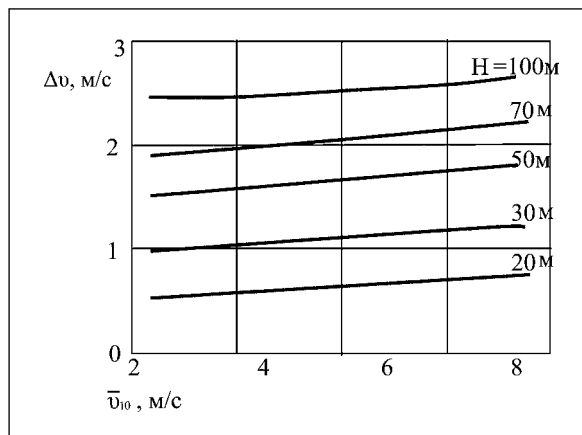


Рис. 2.2.

Приращение среднегодовой скорости ветра Δv при переходе от высоты 10 м к высоте H

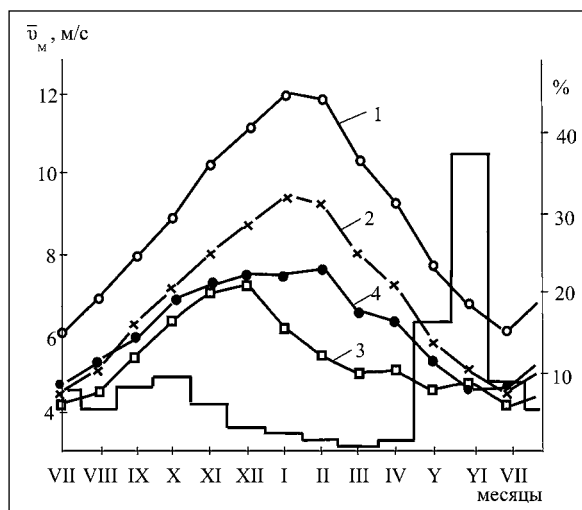


Рис. 2.3.

Годовой ход среднемесячных скоростей ветра на островах (1) и побережье (2) Баренцева моря, на побережье Белого моря (3) и в Хибинах (4): 1 – метеостанция о. Харлов, 2 – Дальние Зеленцы, 3 – Чаванга, 4 – Центральная

Суточный ход ветра представляет собой изменение средних скоростей ветра в течение суток. Наиболее четко он прослеживается в летнее время и мало проявляется зимой. Летом скорости ветра в дневные часы в среднем на 1,5-2,0 м/с выше, чем ночью. В условиях снижения общего уровня интенсивности ветра в летнее время дневной максимум скоростей ветра является благоприятным для эффективного использования энергии ветра, поскольку именно в дневные часы, как правило, наблюдается

повышенная потребность в энергии со стороны потребителя.

2.2. Повторяемость скоростей и направлений ветра

Повторяемость скоростей ветра показывает, какую часть времени в течение рассматриваемого периода дули ветры с той или иной скоростью. С помощью этой характеристики выявляется энергетическая ценность ветра и находятся основные энергетические показатели, определяющие эффективность и целесообразность использования энергии ветра.

В практике выполнения ветроэнергетических расчетов обычно выполняется аппроксимация (выравнивание) эмпирической повторяемости скоростей ветра с помощью различных аналитических зависимостей. Наибольшее распространение в этом плане получило двухпараметрическое уравнение Вейбулла [14]. Годится оно и для описания распределения скоростей ветра в условиях Кольского полуострова. Расчеты показали, что уровень сходимости эмпирических (фактических) и аналитических распределений, полученных по уравнению Вейбулла, достаточно высок. На рис. 2.4. показаны аналитические кривые повторяемости скоростей ветра при различных значениях среднегодовой скорости (от 4 до 12 м/с). Очевидно, что в более ветреных районах спектр наблюдаемых скоростей шире и доля высоких скоростей выше. Площадь под каждой из приведенных кривых одинакова, она равна 100% (или 8760 часов годового времени).

Повторяемость направлений ветра показывает, какую часть времени в течение рассматриваемого периода (месяца, года) дули ветры того или иного направления. Правильный учет направлений ветра играет важную роль в определении оптимального расположения ветроустановок на местности.

Имеющиеся в Справочнике по климату [15] многолетние данные о ветре показывают, что на Кольском полуострове имеются районы с преобладающими направлениями ветра. К числу их относится северное побережье полуострова, где около 50-60% годового времени дуют юго-западные ветры. Более детальное изучение направлений ветра в этом районе (по 16 направлениям и с учетом не только повторяемости направления, а и средней скорости ветра по каждому направлению), позволило существенно уточнить общую картину. Наибольшее внимание было уделено метеостанциям Дальние Зеленцы и Териберка. В районе этих станций имеет место высокий потенциал энергии ветра. Кроме того, они располагаются недалеко

от Серебрянских и Териберских гидроэлектростанций, связанных с Кольской энергосистемой и способных облегчить крупномасштабное использование энергии ветра в этом районе. На рис. 2.5. в качестве примера представлена роза ветров по метеостанции Дальние Зеленцы, построенная по результатам обработки многолетних данных. Видно, что более половины годового времени дуют ветры юго-западной четверти.

При изучении повторяемости направлений ветра необходимо иметь в виду, что с энергетической точки зрения важнее знать не столько преобладающее направление ветра, сколько энергетическую ценность ветра (возможную выработку) по каждому направлению. Для оценки этого были проведены расчеты возможной выработки энергии ВЭУ по каждому направлению и построены соответствующие розы выработки (рис. 2.6.). Из сопоставления рисунков 2.5.-2.6. следует, что по одноименным месяцам роза ветров и роза выработки существенных различий в их конфигурации не имеют. Это означает, что в рассматриваемых районах господствующие направления ветра являются одновременно и наиболее энергонасыщенными.

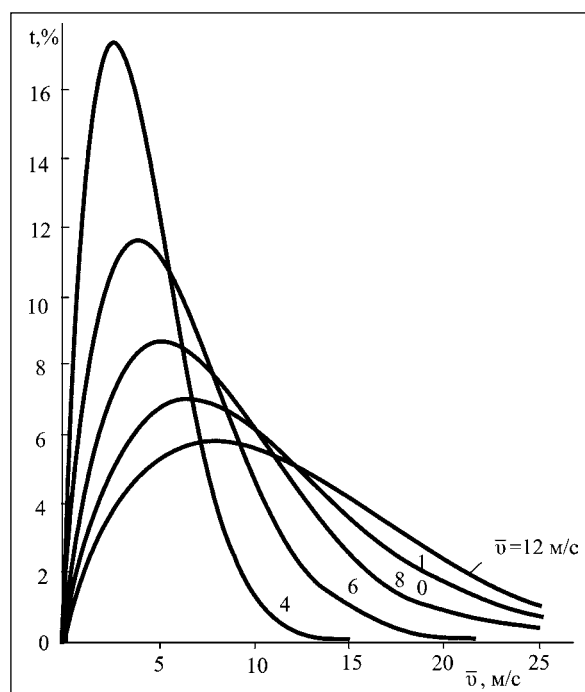


Рис. 2.4.

Кривые повторяемости скоростей ветра при различных среднегодовых скоростях.

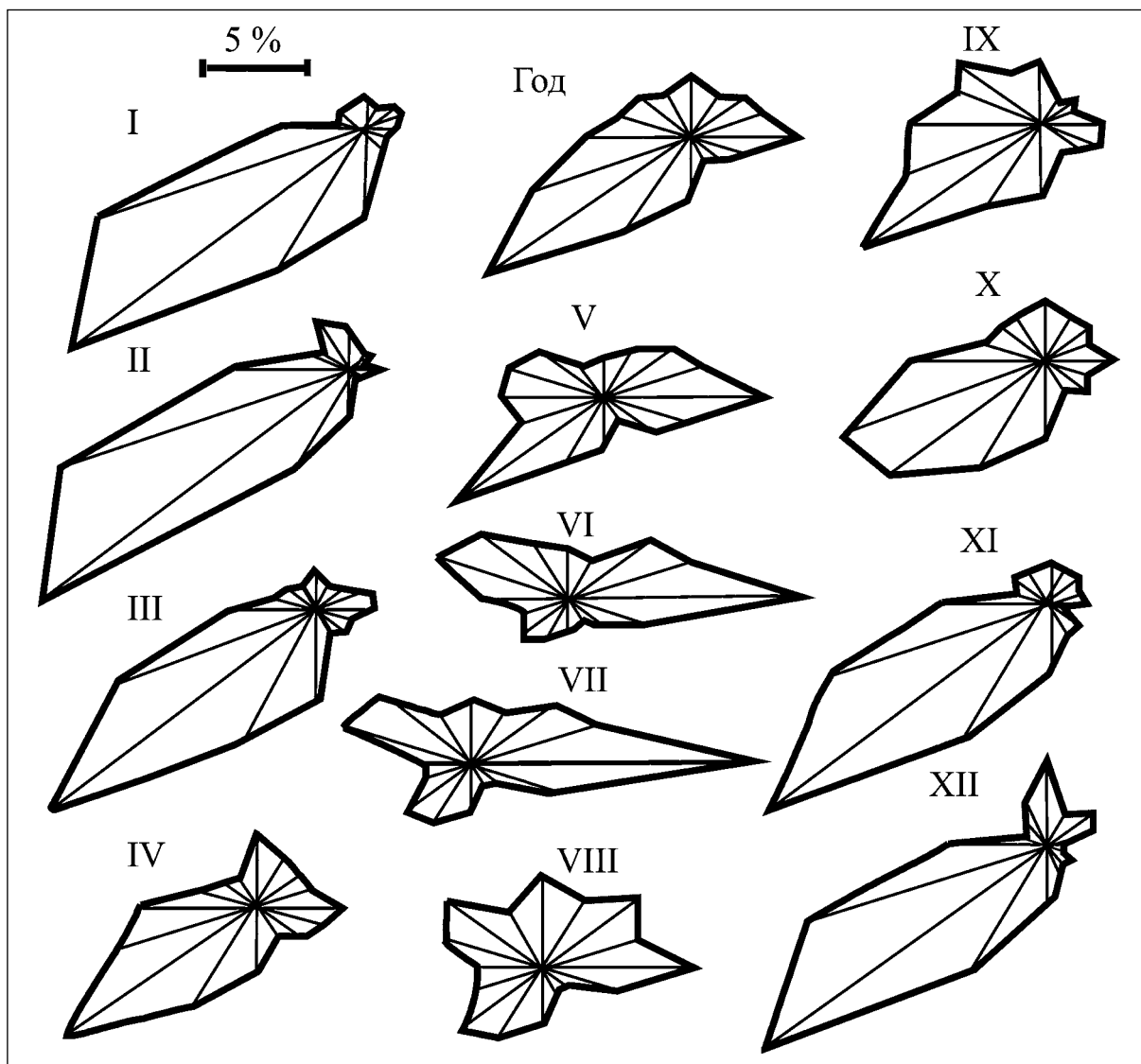
В ходе исследования повторяемости направлений ветра было выявлено, что в зависимости от времени года роза ветров и господствующее направление ветра претерпевают существенные изменения.

В зимние месяцы (октябрь-март) на ветры юго-западной четверти может приходиться до 70-90% времени. Преобладание ветров этих направлений является подавляющим. То же самое можно сказать и о выработке энергии с этих направлений (рис. 2.6). В теплое время года все коренным образом изменяется: неясными или совсем другими становятся преобладающие направления ветра, с уменьшением общей интенсивности ветра снижаются объемы возможной

выработки энергии. Последнее хорошо прослеживается по размерам построенных роз, которые пропорциональны объемам месячной выработки.

Рис. 2.5.

Годовая и месячные розы ветров на метеостанции Дальние Зеленцы (по данным наблюдений за 1975-1984 гг.)



Наличие господствующих направлений ветра позволяет более компактно и с меньшими затратами размещать ВЭУ на местности при создании многоагрегатных ветроэлектрических комплексов и станций. Так, если в районе п. Дальние Зеленцы ветроустановки выстроить в ряды с интервалом всего в один диаметр ветроколеса и ориентировать их своим фронтом на господствующее направление, то в течение 92% годового времени они не

будут затенять и создавать помехи друг другу. В зимние месяцы этот показатель возрастает до 96-97%. Потери выработки энергии от такого плотного размещения ВЭУ минимальны и составляют около 6% в год, снижаясь в отдельные зимние месяцы до 2,5-3,0%, а выгода на сооружении подъездных путей, протяженности кабельных линий очевидна. Указанный район перспективен для сооружения многоагрегатных ветровых парков.

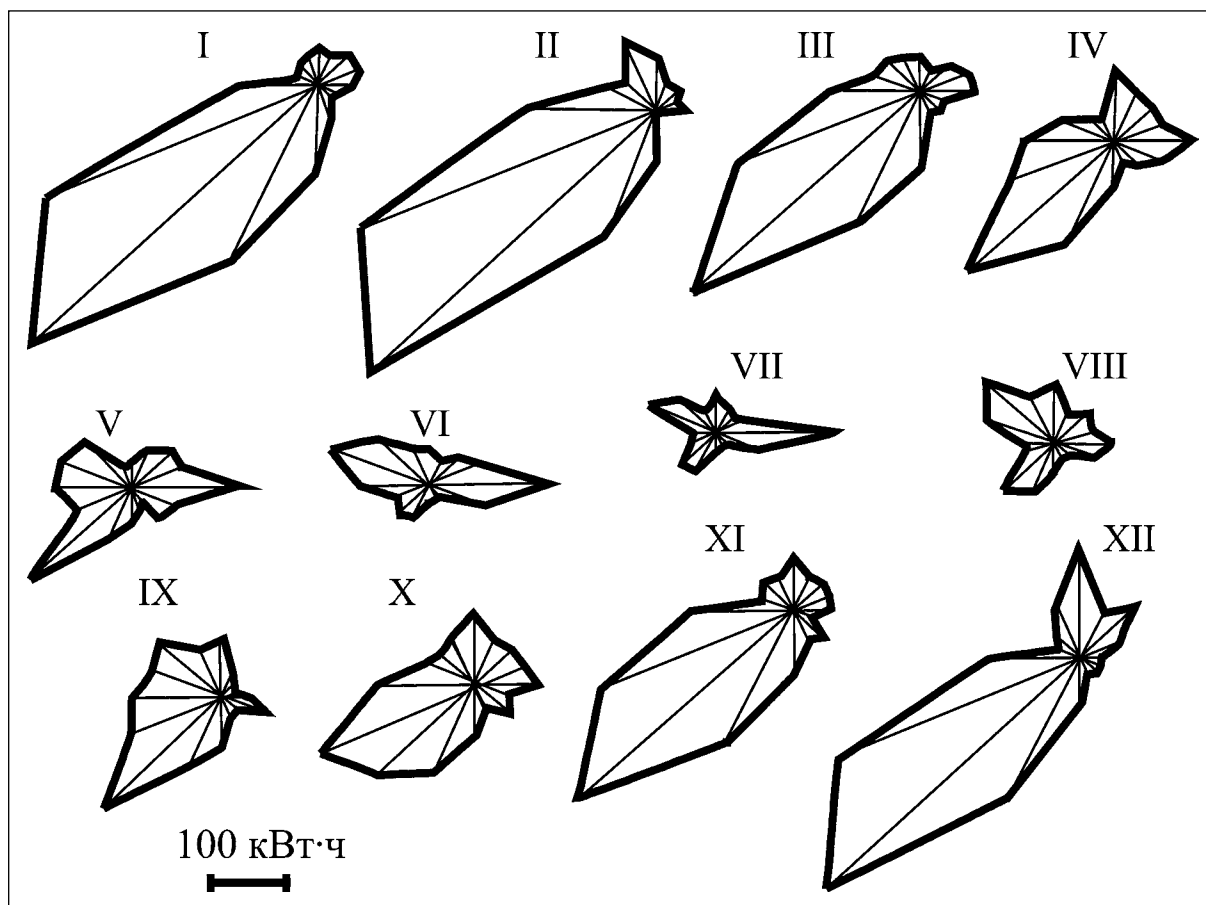


Рис. 2.6.

Месячные розы выработки энергии ветроустановкой мощностью 4 кВт в районе п. Дальние Зеленцы

2.3. Максимальные скорости ветра

Сведения о максимальных скоростях ветра являются важной составной частью ветроэнергетического кадастра. Они необходимы для выполнения расчетов на прочность отдельных узлов и элементов ветроэнергетических установок (башни, лопастей, устройств ориентации на ветер и др.). Ошибка в определении максимальных скоростей может привести либо к излишнему запасу прочности и утяжелению конструкции ВЭУ, либо наоборот, к созданию недостаточно прочных установок, следствием чего могут быть их разрушения.

Определение максимальной скорости базируется на результатах наблюдений за прошлое время и представляет собой по сути прогноз на будущее. В прикладной климатологии о максимальной скорости ветра принято говорить как о скорости, возможной один раз в заданное число лет.

Результаты исследований данного вопроса применительно к Кольскому полуострову показали, что наибольшие скорости ветра наблюдаются на побережье Баренцева моря и в Хибинских горах. Здесь один раз в

10 лет в порыве (интервал осреднения 3 с) максимальные скорости могут достигать соответственно 45 и 48 м/с.

На большей высоте скорости ветра возможны выше. Об этом свидетельствуют результаты зондирования атмосферы на аэрологических станциях. Однако ветер там отличается меньшей порывистостью. На высоте 100 м один раз в 10 лет может наблюдаться скорость ветра в порыве, равная 49-50 м/с. При переходе к повторяемости 1 раз в 20 лет значения максимальных скоростей увеличатся до 50-52 м/с на высоте 10 м и до 52-55 м на высоте 100 м.

2.4. Технические ветроэнергоресурсы региона

Мощность ветрового потока пропорциональна плотности воздуха, площади поперечного сечения потока и скорости ветра в третьей степени. В силу кубической зависимости от скорости мощность ветра является крайне непостоянной величиной, изменяющейся в широких пределах.

Среднегодовая удельная энергия ветра (энергия, протекающая за год через 1 м^2 поперечного сечения) является интегральной (осредняющей) характеристикой. Она зависит еще и от повторяемости скоростей ветра, т.е. от того, какую долю годового времени дует ветер с той или иной скоростью.

На рис. 2.7. в качестве примера показано, как формируется годовая сумма удельной энергии ветра (площадь под кривой $W_{\text{уд}}$) в ветровых условиях побережья Баренцева моря при среднегодовой скорости ветра $v_{\text{ср}} = 8 \text{ м/с}$. Из-за кубической зависимости мощности от скорости ветра наибольший вклад дают не наиболее часто наблюдаемые и даже не средние скорости ветра, а скорости, превышающие последние в 1,7-1,9 раза.

Располагая данными о среднегодовых скоростях ветра (рис. 2.1.), вертикальном профиле ветра (рис. 2.2.), а также о повторяемости скоростей ветра (рис. 2.4.), можно дать энергетическую характеристику ветрового потока в любом пункте Кольского полуострова на любой высоте.

При оценке энергетических ресурсов обычно рассматривают потенциальные, технические и экономические ресурсы. Под потенциальными ветроэнергоресурсами понимается суммарная энергия движения воздушных масс, перемещающихся за год над данной территорией.

Под техническими ветроэнергоресурсами понимается та часть потенциальных ресурсов, которая может быть использована с помощью имеющихся в настоящее время технических средств. Они определяются с учетом неизбежных потерь при использовании ветровой энергии.

Согласно теории идеального ветроколеса в полезную работу может быть преобразована только часть энергии, проходящей через сечение ветроколеса. Максимум полезной энергии оценивается коэффициентом использования энергии ветра $\xi_{\text{max}} = 0,593$. В настоящее время у лучших образцов отечественных и зарубежных ветроколес этот параметр достигает значений 0,45-0,48.

Кроме того, как показывает практика, существующими конструкциями ВЭУ полностью используется не весь диапазон скоростей ветра. При скоростях ветра ниже минимальной рабочей мощности ветроколеса не хватает даже на преодоление сил трения в узлах ВЭУ. В диапазоне скоростей от минимальной рабочей до расчетной, при которой ВЭУ развивает установленную мощность, использование энергии ветра осуществляется наиболее полно. При дальнейшем усилении ветра вплоть до максимальной рабочей скорости мощность ВЭУ поддерживается на постоянном уровне благодаря

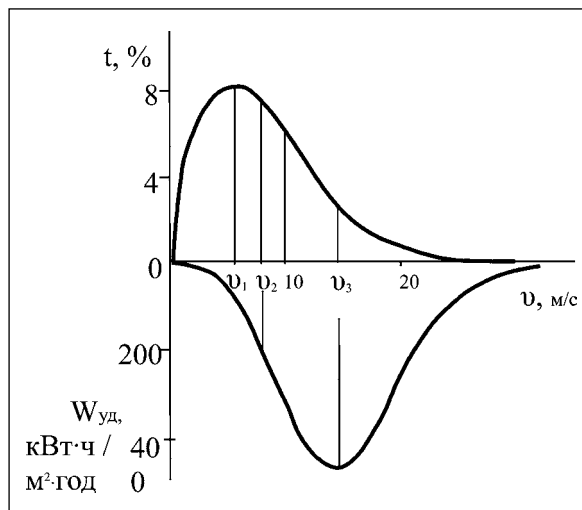


Рис. 2.7.

Повторяемость скоростей ветра t и распределение годовой удельной энергии $W_{\text{уд}}$ на побережье Баренцева моря при $v_{\text{ср}} = 8 \text{ м/с}$: v_1 – наиболее часто наблюдаемая скорость; v_2 – средняя скорость ветра; v_3 – скорость, обеспечивающая наибольший вклад в годовую выработку энергии

работе регулирующих устройств. Наконец, при скоростях ветра выше максимальной рабочей во избежание поломки ВЭУ выводится из работы.

Результаты расчета технических ветроэнергоресурсов Кольского полуострова представлены в табл. 2.1. Расчеты выполнялись по зонам, разбивка на которые производилась в соответствии с уровнем средних многолетних скоростей ветра $v_{\text{ср}10}$ на высоте 10 метров (рис. 2.1.). В первой зоне $v_{\text{ср}10} > 7 \text{ м/с}$, во второй – 6-7 м/с, в третьей – 5-6 м/с, в четвертой – 4-5 м/с. Расчетная скорость ветра (при которой ВЭУ развивает номинальную мощность) повсеместно выбиралась, исходя из обеспечения 3000 часов использования в году установленной мощности ВЭУ. Из табл. 2.1. следует, что если в указанных зонах построить сплошной «лес» ветроустановок, расположенных на расстоянии 10 диаметров ветроколеса друг от друга, то суммарная установленная мощность ВЭУ составит около 120 млн. кВт, а годовая выработка электроэнергии (технические ветроэнергоресурсы) около 360 млрд. кВт·ч.

Представленная оценка свидетельствует об огромных ресурсах ветровой энергии на Кольском полуострове, они на порядок превосходят потребности в электроэнергии региона на сегодняшний день. Постановка задачи об использовании доступной части этих ресурсов и вовлечении их в хозяйственный оборот, безусловно, заслуживает внимания.

Таблица 2.1

Ресурсы ветра Кольского полуострова в приземном слое высотой 100 м

Наименование характеристики	Зоны				Всего
	1	2	3	4	
Среднегодовая скорость ветра в зоне, м/с					
на высоте 10 м	7.5	6.5	5.5	4.5	
на высоте 70 м	9.6	8.6	7.5	6.5	
Удельная энергия ветра, МВт·ч/(м ² /год)					
на высоте 10 м	5.2	3.4	2.4	1.4	
на высоте 70 м	10.7	7.8	5.2	3.4	
Среднегодовая удельная мощность ветра, кВт/м ²					
на высоте 10 м	0.59	0.39	0.27	0.16	
на высоте 70 м	1.22	0.89	0.59	0.39	
Расчетная скорость ветра, м/с					
на высоте 10 м	12.3	10.4	8.5	7.6	
на высоте 70 м	15.7	13.8	11.6	11.0	
Мощность ВЭУ на 1 км ² территории, МВт	7.2	4.9	2.9	1.9	
Годовая выработка ВЭУ на 1 км ² , млн. кВт·ч	21.6	14.7	8.7	5.7	
Число часов использования установленной мощности в год	3000	3000	3000	3000	
Площадь зоны, тыс. км ²	3.5	5.9	9.4	20.7	39.5
Мощность ВЭУ в зоне, тыс. МВт	25	29	27	39	120
Технические ветроэнерго- ресурсы, млрд. кВт·ч	75	87	81	117	360

2.5. Типы ветроэнергетических установок

Исторически первым стационарным агрегатом, использующим энергию ветра, была ветряная мельница, которая вручную ориентировалась на ветер. Основным ее рабочим органом являлось многолопастное колесо с горизонтальной осью вращения, устанавливаемое по направлению ветра. Такие ветродвигатели широко применялись в средние века и в последующем для размолва зерна, подъема и перекачки воды, а также для привода некоторых производств. Крупные ветряные мельницы заводского изготовления при высоких скоростях ветра могли развивать мощность до 60 кВт. В XIX веке число ветряных мельниц на территории России

превышало 200 тысяч, их суммарная мощность составляла примерно 1,3 млн. кВт, а в 1930 г. в СССР их насчитывалось более 800 тыс. штук.

В настоящее время известно много различных типов ветроэнергетических установок (ВЭУ). Широкое распространение имеют ветроустановки с крыльчатыми ветроколесами и горизонтальной осью вращения (рис. 2.8.). Среди них наибольшее развитие получили двух- и трехлопастные ветроколеса. Вращающий момент ветроколеса создается подъемной силой, образующейся при обтекании профиля лопастей воздушным потоком. В результате кинетическая энергия воздушного потока в пределах площади, ометаемой лопастями, преобразуется в механическую энергию вращения ветроколеса.

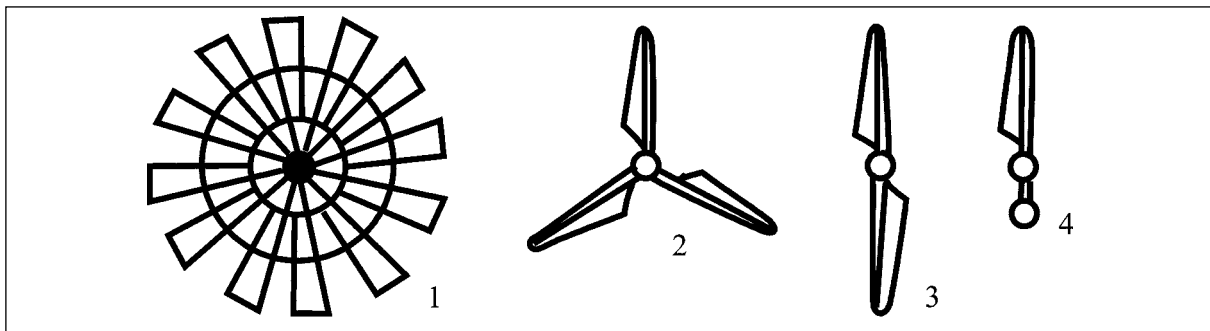


Рис. 2.8.

Ветроколеса крыльчатых ветроустановок: 1 – многолопастное, 2 – трехлопастное, 3 – двухлопастное, 4 – однолопастное с противовесом

Мощность, развиваемая на оси ветроколеса, пропорциональна квадрату его диаметра и кубу скорости ветра. По классической теории Н.Е. Жуковского для идеального ветроколеса коэффициент использования энергии ветра $\xi = 0,593$. То есть идеальное ветроколесо (с бесконечным числом лопастей) может извлечь 59,3% энергии, проходящей через его поперечное сечение. Реально на практике у лучших быстроходных колес максимальное значение коэффициента использования энергии ветра доходит до 0,45–0,48, а у тихоходных – до 0,36–0,38.

Важной характеристикой ветроколеса является его быстроходность Z , представляющая отношение скорости движения конца лопасти к скорости ветрового потока. Конец лопасти обычно движется в плоскости ветроколеса со скоростью, которая в несколько раз выше скорости ветра. Оптимальные значения быстроходности двухлопастного колеса – 5-7, трехлопастного – 4-5, шестилопастного – 2,5–3,5.

Из конструктивных характеристик на мощность ветроколеса основное влияние оказывают его диаметр, а также форма и профиль лопастей. Мощность мало зависит от числа лопастей. Частота вращения ветроколеса пропорциональна быстроходности и скорости ветра и обратно пропорциональна диаметру. На величину мощности влияет также высота расположения центра колеса, так как скорость ветра зависит от высоты.

Мощность ВЭУ, как отмечалось, пропорциональна скорости ветра в третьей степени. При расчетной скорости ветра и выше обеспечивается работа ВЭУ с номинальной мощностью. При скоростях ветра ниже расчетной мощность ветроустановки может составлять 20 – 30% от номинальной и менее. При таких режимах работы происходят большие потери энергии в генераторах вследствие их низких к.п.д. на малых

нагрузках, а в асинхронных генераторах возникают, кроме того, большие реактивные токи, которые необходимо компенсировать. Для исключения этого недостатка в некоторых ВЭУ применяют 2 генератора с номинальными мощностями 100 и 20 – 30% от номинальной мощности ВЭУ. При слабых ветрах первый генератор отключается. В некоторых ВЭУ малый генератор обеспечивает также возможность работы установки при малых скоростях ветра при пониженных оборотах с высоким значением коэффициента использования энергии ветра.

Установка ветроколеса на ветер, т.е. перпендикулярно к направлению ветра, производится в агрегатах очень малой мощности с помощью хвоста (хвостового оперения), в агрегатах небольшой и средней мощности – посредством механизма виндроз, а в современных крупных установках – специальной системой ориентирования, получающей управляющий импульс от датчика направления ветра (флюгера), установленного наверху на гондоле ветроустановки. Механизм виндроз представляет собой одно или два небольших ветроколеса, плоскость вращения которых перпендикулярна к плоскости вращения основного колеса, работающих на привод червяка, поворачивающего платформу головки ветродвигателя до тех пор, пока виндрозы не будут лежать в плоскости, параллельной направлению ветра.

Крыльчатое ветроколесо с горизонтальной осью вращения может располагаться перед башней и за ней. В последнем случае лопасть подвергается постоянному многократному воздействию переменных сил при прохождении в тени башни, что одновременно значительно повышает уровень шума. Для регулирования мощности и ограничения частоты вращения ветроколеса применяется ряд способов, в том числе поворот лопастей или их части вокруг своей продольной оси, а также закрылки, клапаны на лопастях и другие способы.

Основными преимуществами ветроустановок с горизонтальной осью вращения ветроколеса является то, что условия обтекания лопастей воздушным потоком постоянны, не изменяются при повороте вет-

роколеса, а определяются только скоростью ветра. Благодаря этому, а также достаточно высокому значению коэффициента использования энергии ветра, ВЭУ крыльчатого типа в настоящее время получили наибольшее распространение.

Другой разновидностью ветроколеса является ротор Савониуса (рис. 2.9). Вращающий момент возникает при обтекании ротора потоком воздуха за счет разного сопротивления выпуклой и вогнутой частей ротора. Колесо отличается простотой, но имеет очень низкий коэффициент использования энергии ветра – всего 0,1 – 0,15.

В последние годы в ряде зарубежных стран, особенно в Канаде, начали заниматься разработкой ветродвигателя с ротором Дарье, предложенным во Франции в 1920 г. Этот ротор имеет вертикальную ось вращения и состоит из двух-четырех изогнутых лопастей (рис. 2.10.). Лопасти образуют пространственную конструкцию, которая вращается под действием подъемных сил, возникающих на лопастях от ветрового потока. В роторе Дарье коэффициент использования энергии ветра достигает значений 0,30 – 0,35. В последнее время проводятся разработки роторного двигателя Дарье с прямыми лопастями (рис. 2.10. б, в). Главным преимуществом ветроустановок Дарье является то, что они не нуждаются в механизме ориентации на ветер. У них генератор и другие механизмы размещаются на незначительной высоте возле основания. Все это существенно упрощает конструкцию. Однако серьезным органическим недостатком этих ветродвигателей является значительное изменение условий обтекания крыла потоком за один оборот ротора, циклично повторяющееся при работе. Это может вызывать усталостные явления и приводить к разрушению элементов ротора и серьезным авариям, что должно учитываться при конструировании ротора (особенно при больших мощностях ВЭУ). Кроме того, для начала работы их требуется раскрутить.

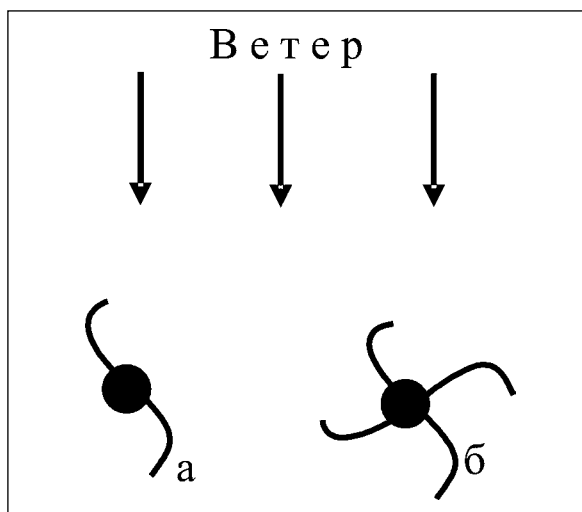
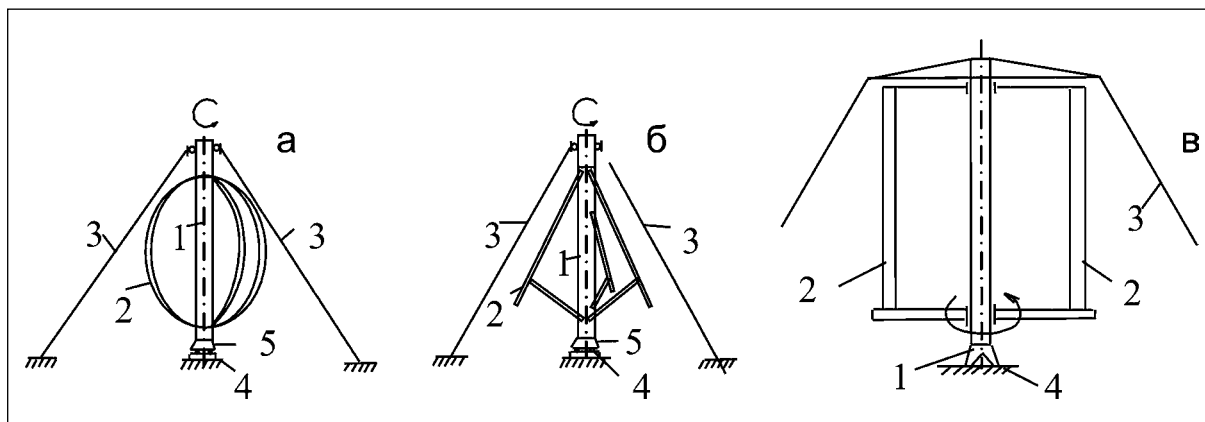


Рис. 2.9. Ротор Савониуса: а) двухлопастный, б) четырехлопастный

Зависимости коэффициента использования энергии ветра ζ , от быстроходности Z для различных типов ветроколес приведены на рис. 2.11. Видно, что наибольшее значение ζ имеют двух- и трехлопастные колеса с горизонтальной осью вращения. Для них высокое ζ сохраняется в широком диапазоне быстроходности Z . Последнее существенно, так как ветроустановкам приходится работать при скоростях ветра, изменяющихся в больших пределах. Именно поэтому установки этого типа получили в последние годы наибольшее распространение.

Рис. 2.10.

Ветроэнергетические установки (Дарье) с вертикальным ротором: а – Ф-образный, б – Δ -образный, в – с прямыми лопастями. 1 – башня (вал), 2 – ротор, 3 – растяжки, 4 – опора, 5 – передача вращающего момента



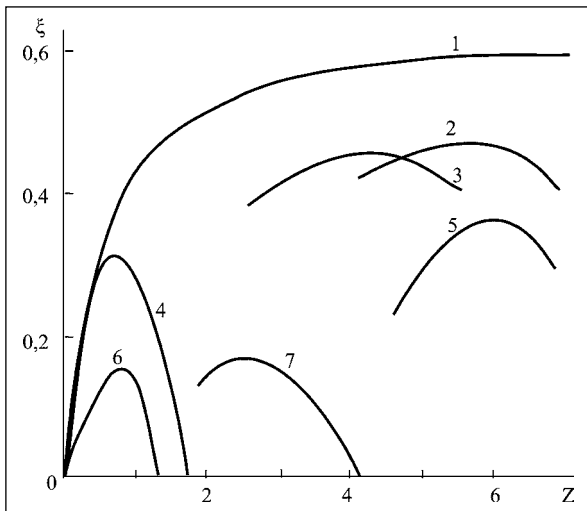


Рис. 2.11.

Типовые зависимости коэффициента использования энергии ветра ξ от быстроходности ветроколеса Z : 1 — идеальное крыльчатое ветроколесо; 2, 3 и 4 — двух-, трех- и многолопастные крыльчатые ветроколеса; 5 — ротор Дарье; 6 — ротор Савониуса; 7 — четырехлопастное ветроколесо датской мельницы

2.6. Направления использования ветровой энергии

Электроснабжение удаленных децентрализованных потребителей.

Основная часть промышленных предприятий, городов и поселков Мурманской области получает электроэнергию от Кольской энергетической системы. Наряду с этим, имеется большое число удаленных изолированных потребителей (отдельных поселков и сел, метеостанций, маяков, пограничных застав, объектов Северного флота и др.), получающих электроэнергию от автономных дизельных электростанций (ДЭС). Мощность последних составляет от 8-16 до 300-500 кВт. Общее число таких электростанций в регионе — несколько десятков.

В виду значительной удаленности и разобщенности, а также сравнительно малых значений потребляемых мощностей присоединение изолированных потребителей к центральным электрическим сетям экономически невыгодно. Поэтому электроснабжение таких потребителей от дизельных электростанций сохранится и в перспективе.

Работа ДЭС связана с потреблением достаточно дорогого дизельного топлива. Его дороговизна определяется не только тем, что это более качественное топливо по сравнению с мазутом, но и значительными транспортными расходами по его доставке.

Например, доставка топлива в прибрежные районы Баренцева и Белого морей осуществляется водным морским транспортом. Нефтеналивные суда, следуя вдоль побережья, производят поочередную отгрузку топлива всем населенным пунктам. При отсутствии причальных сооружений разгрузка судов производится на рейде с использованием маломерного флота. Дальнейшая доставка топлива от побережья в глубинные пункты производится с использованием автомобильного, гусеничного транспорта, санно-тракторных поездов, иногда воздушного транспорта.

Из-за удаленности и плохих транспортных связей затраты на топливо возрастают в прибрежных районах Кольского полуострова на 30-70%, а в труднодоступных районах материковой части — на 150-200% и более.

В этих условиях применение ветроэнергетических установок может способствовать экономии дорогостоящего дизельного топлива. Размер экономии зависит от потенциала ветра и режима работы ДЭС. Как показали расчеты, при благоприятных ветровых условиях ВЭУ может вытеснить до 30-50%, а в наиболее ветреных районах даже до 60-70% дефицитного органического топлива. В конечном счете это способствует снижению суммарных затрат и стоимости вырабатываемой электрической энергии.

Участие ветроэнергетических установок в теплоснабжении потребителей.

Речь идет о применении ветроэнергетических установок для теплоснабжения небольших городов и поселков, расположенных в ветреных районах, охваченных централизованным электроснабжением, но испытывающих трудности с поставками топлива. Благоприятствующими обстоятельствами для такого использования ВЭУ является следующее.

1. Отопительный сезон на Кольском полуострове длится 9 месяцев. При этом в зимнее время скорости ветра заметно выше, чем в летние. Сезонный максимум потребности в тепловой энергии со стороны потребителя совпадает с возможным поступлением энергии от ВЭУ.

2. Ветер, как известно, является вторым после наружной температуры воздуха параметром, определяющим объемы теплотребления. Применение ВЭУ позволит превратить ветер из климатического фактора, определяющего повышенные теплотери, в полноценный источник энергии, обеспечивающий именно в ветреные периоды активное поступление энергии на нужды отопления.

3. У большинства потребителей доля теплотребления в общем объеме энергопотребления весьма

высока и порой достигает 70-90%. Применение ветроустановок в этих условиях будет способствовать экономии дорогостоящего топлива, доставляемого на Кольский полуостров за 1500-2000 км.

4. При использовании энергии ветра на нужды отопления не обязательны высокие требования к качеству энергии, вырабатываемой ВЭУ. Это позволяет максимально упростить конструкцию ВЭУ, сделав ее одновременно и более дешевой и более надежной.

5. При использовании ВЭУ для теплоснабжения представляется возможность успешно бороться с основным недостатком ветровой энергии – непостоянством во времени. Кратковременные секундные и минутные изменения мощности ВЭУ сглаживаются за счет аккумулирующей способности системы теплоснабжения. Более продолжительные колебания (в течение десятков минут и нескольких часов) могут выравниваться за счет аккумулирующей способности отапливаемых зданий. Во время длитель-

ных затиший в работу могут включаться специальные аккумулирующие устройства или дублирующие источники тепла на органическом топливе.

На рис 2.12. приведена зависимость роста теплотеря здания от скорости ветра. Видно, что при очень высоких скоростях ветра теплотери почти удваиваются. С использованием этой зависимости, а также многолетних данных о среднесуточных температурах наружного воздуха и скорости ветра были получены графики сезонного изменения теплотребления в условиях побережья Баренцева моря (рис. 2.13.). Как следует из рисунка, ветер существенно увеличивает теплотребление. В зимние месяцы это увеличение достигает 30%. Вместе с тем, обращает на себя внимание синхронность сезонного изменения среднего уровня ветра (среднемесячной скорости ветра V_m) и потребности в тепловой энергии, это является серьезной предпосылкой для использования ветра в качестве источника тепловой энергии.

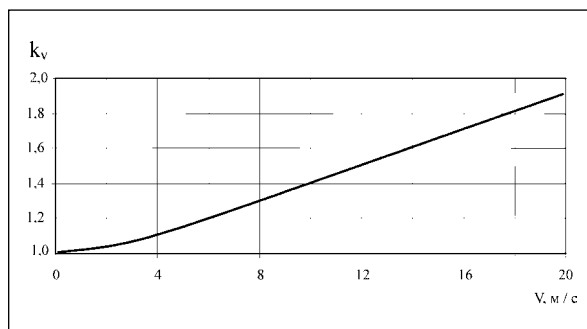


Рис. 2.12.

Относительное увеличение теплотеря здания от скорости ветра

Потребность здания (или группы зданий) в тепловой энергии определяется выражением:

$$Q = qV k_v (t_b - t_n), \quad (2.1)$$

где q – удельная тепловая характеристика здания, кВт/м³·град; V – наружный объем отапливаемого здания, м³; k_v – коэффициент, учитывающий рост теплотеря от ветра (рис. 2.12.); t_b и t_n – внутренняя и наружная температура воздуха, °С.

Объем и тепловая характеристика здания являются величинами постоянными, поэтому потребление тепла зависит главным образом от перепада внутрен-

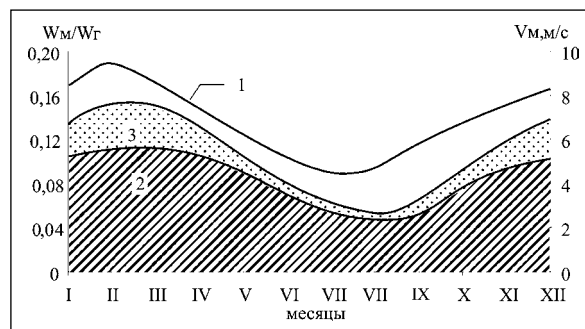


Рис. 2.13.

Сезонное изменение среднемесячной скорости ветра (1) и теплотребления зданий, обусловленного наружной температурой воздуха (2) и ветром (3), на северном побережье Кольского полуострова

ней и наружной температур $\Delta t = t_b - t_n$ и от поправки на ветер, учитываемой коэффициентом k_v .

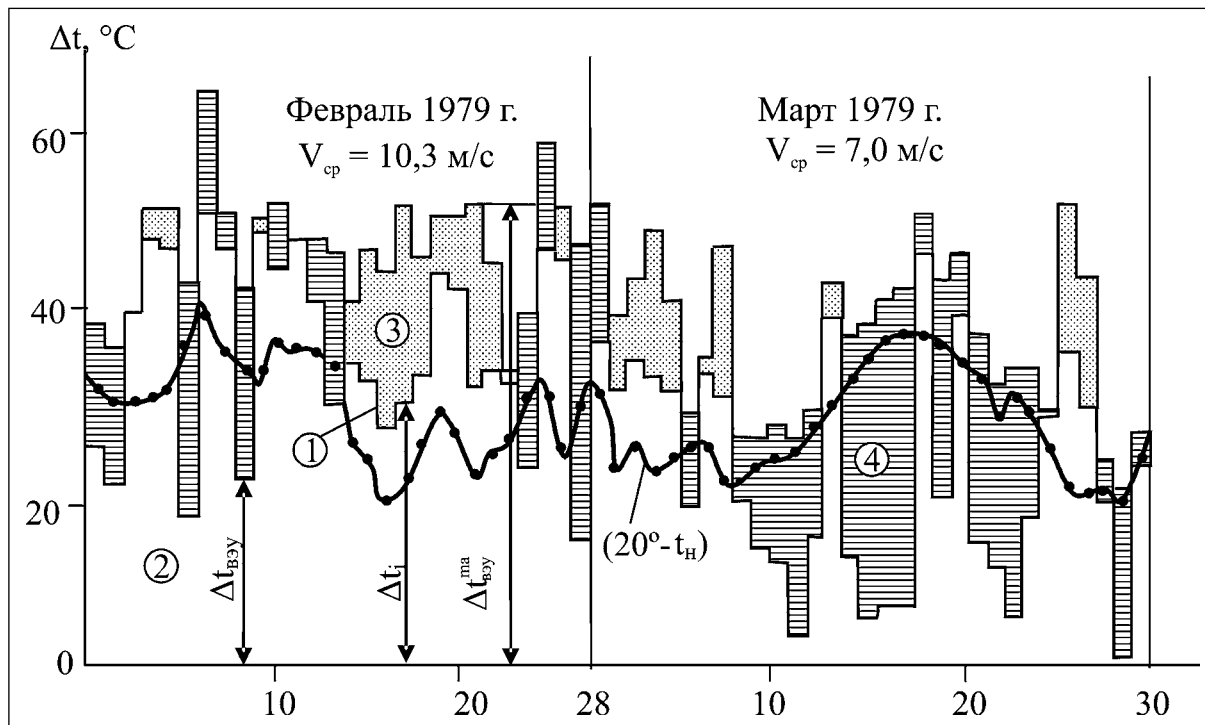
Если наряду с котельной для отопления использовать ветроустановку соизмеримой мощности, то часть графика отопительной нагрузки будет покрываться от ВЭУ, а остальная – от котельной. В периоды с сильным ветром ВЭУ может в значительной мере или полностью обеспечить потребности в тепле, а иногда даже создать избыток энергии. Зато в периоды холодной маловетреной погоды почти вся нагрузка ложится на котельную.

Все сказанное можно проследить по рис. 2.14., на котором представлен фрагмент хронологичес-

кого хода возможного участия ВЭУ в покрытии графика отопительной нагрузки. Расчеты выполнены для случая, когда мощность котельной установкой и ВЭУ равны ($\beta^T = N_{\text{ВЭУ}}/N_k = 1$). Кривая с черными точками представляет собою график потребности в тепловой энергии при температуре $t_b = +20^\circ\text{C}$ и отсутствии ветра.

Рис. 2.14.

Фрагмент хронологического хода участия ВЭУ в покрытии графика отопительной нагрузки. Ветрополигон КНЦ РАН в п. Дальние Зеленцы. 1 – график тепловой нагрузки, 2 – полезно используемая энергия ВЭУ, 3 – избыточная энергия ВЭУ, 4 – энергия, вырабатываемая котельной



Если учесть влияние ветра, то реальный график теплотребления будет выше (чем сильнее ветер, тем выше), на рисунке он обозначен ступенчатой линией 1. На деле редко предложение со стороны ВЭУ будет точно совпадать с потребностью со стороны потребителя. Чаще будет так, что либо выработка ВЭУ, отмеченная на рис. 2.14. позицией 2, будет превышать потребности и создавать избытки энергии (позиция 3), либо ее будет не хватать для полного покрытия потребностей и придется заштрихованную часть графика нагрузки (позиция 4) покрывать за счет котельной.

Доля α^T участия ВЭУ в теплоснабжении потребителя определится как отношение полеиспользованной выработки ВЭУ, вписавшейся в график отопительной нагрузки, ко всему объему теплотребления. Синхронная обработка двухлетних данных о температуре наружного воздуха (а, значит, о потребности в тепле) и о ветре (предложение со стороны ВЭУ) показали, что доля α^T зависит от мощности ВЭУ $N_{\text{ВЭУ}}$, ветровых условий (среднегодовой скорости ветра $V_{\text{ср}}$) технической характеристики ВЭУ (расчетной скорости V_p , при которой ВЭУ развивает номинальную мощ-

ность $N_{\text{ВЭУ}}$), соотношения мощностей ВЭУ и котельной ($\beta^T = N_{\text{ВЭУ}}/N_k$).

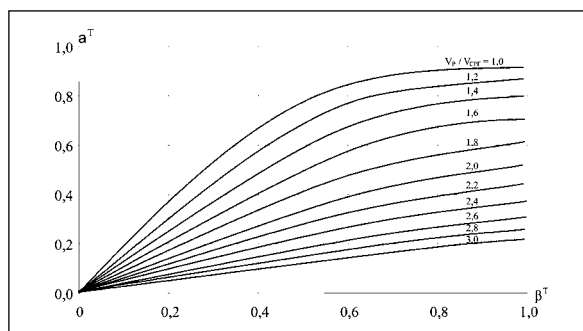
Аналитически зависимость от указанных факторов аппроксимируется выражением:

$$\alpha^T = 1 - \frac{1}{\exp \left[3,2 \left(\frac{V_{\text{ср}}}{V_p} \right)^2 \beta^T \right]} \quad (2.2)$$

Графическая иллюстрация этой зависимости представлена на рис.2.15. Из нее следует, что при прочих равных условиях увеличение мощности ВЭУ (параметра β^T) ведет к увеличению α^T , но этот процесс быстро насыщается, имеет свой предел, после которого дальнейшее наращивание мощности $N_{\text{ВЭУ}}$ будет невыгодно в силу чрезмерных капиталовложений. Расчеты, выполненные применительно к ветровым условиям побережья Баренцева моря показали, что оптимальной является мощность ВЭУ около 0,5–0,7 от мощности котельной. При этом ВЭУ в состоянии вытеснить 50-70% органического топлива, расходо-мого котельной.

Рис. 2.15.

Зависимость доли участия ВЭУ в покрытии графика тепловой нагрузки от соотношения мощностей $\beta^T = N_{\text{ВЭУ}}/N_k$



Эффект от использования энергии ветра на нужды отопления может быть повышен за счет применения теплоаккумулирующих устройств, которые позволяют не сбрасывать вхолостую появляющиеся периодически избытки ветровой энергии, а запасать их и в нужное время полезно использовать. В результате участие ВЭУ в покрытии графика отопительной нагрузки увеличивается зимой на 5-10 %, а во время прохладного северного лета – на 20-25 %. Аккумулирование теплоты позволяет гораздо реже включать в работу котельную. Это способствует упрощению обслуживания системы теплоснабжения и снижению эксплуатационных расходов.

Крупномасштабное использование ВЭУ в составе энергосистемы.

В Европе накоплен значительный опыт работы ветропарков в составе энергосистемы. В Дании, Германии, Испании суммарная мощность ветропарков исчисляется миллионами киловатт. Это при том, что крупномасштабное развитие ветроэнергетики требует обязательного наличия в энергосистеме маневренных мощностей (гидравлических, газотурбинных или гидроаккумулирующих электростанций). Возможности крупномасштабного развития системной ветроэнергетики в Мурманской области столь же велики, как и в названных странах. Имеется ряд предпосылок, благоприятствующих крупномасштабному вовлечению ветроэнергоресурсов в топливно-энергетический баланс региона. Среди них: высокий потенциал ветра, позволяющий ожидать от ВЭУ выработку, гораздо более высокую, чем в Дании и Германии; зимний максимум интенсивности ветра, совпадающий с сезонным максимумом потребления энергии; наличие в Кольской энергосистеме 17 ГЭС суммарной мощностью около 1600 МВт (в т.ч. более 1000 МВт вблизи побережья Баренцева моря) с водохранилищами многолетнего, сезонного и суточного регулирования, позволяющего накапливать воду за счет работы ВЭУ в период активных ветров и сбрасывать ее при ослаблении ветра. Именно наличие

ГЭС создает на Кольском полуострове уникальные условия для крупномасштабного использования энергии ветра.

Системную ветроэнергетику целесообразно развивать в первую очередь там, где высок потенциал ветра, имеются дороги для доставки ВЭУ, есть выход в энергосистему. Предпочтительно, чтобы такой район был вблизи действующих или строящихся гидроэлектростанций. В Мурманской области этим требованиям отвечает, например, район, охватывающий Серебрянские и Териберские ГЭС [6,16]. Это четырехугольник со сторонами примерно 40х40 км, в вершинах которого расположены поселки Териберка и Дальние Зеленцы, Серебрянская ГЭС-1 и 81-й км автодороги Мурманск-Туманный (отворотка на Териберку). Расчеты показывают, что если на 3% охватываемой площади разместить ВЭУ, причем рационально, с учетом местной розы ветров, то их суммарная мощность может составить около 500 МВт.

Выдача мощности и энергии от ветропарков возможна по существующим линиям электропередачи напряжением 150 и 330 кВ. Во избежание перегрузки ЛЭП выдача энергии может осуществляться в компенсационном режиме, то есть со снижением мощности ГЭС при устойчивом сильном ветре. Благодаря этому в водохранилище может накапливаться дополнительный запас воды, линии электропередачи не перегружаются, а система «ветропарки + ГЭС» приобретает более базисные эксплуатационные характеристики. При этом равномерность загрузки ЛЭП возрастает, что ведет к увеличению их экономической эффективности.

2.7. Перспективные площадки для ветропарков

Ветропарки мощностью около 10 МВт в районе пос. Териберка.

При выборе места для размещения ветропарков необходимо, чтобы площадка располагалась в зоне с высоким потенциалом ветра, обеспечивала наименьшие расходы на создание инфраструктуры, обустрой-

тво подъездных путей, мест базирования персонала и монтажной техники. Площадка должна находиться как можно ближе к высоковольтной подстанции, чтобы снизить расходы на подключение ветропарка к сети.

Конечно, наилучшим местом для расположения ВЭУ с точки зрения режима ветра являются вершины холмов. Однако на практике предпочтение зачастую отдают плоским открытым местностям, с несколько худшими ветровыми условиями, но с более благоприятным рельефом, что значительно упрощает и удешевляет строительство подъездных путей и монтаж ВЭУ.

Ветропарк вблизи п. Лодейное. Предлагается площадка, расположенная в непосредственной близости от поселка Лодейное (в 3 км от села Териберка). Она находится в зоне высоких скоростей ветра, связана с Мурманском водным и автомобильным транспортом, располагает начальной инфраструктурой, имеет выход в электрическую сеть «Колэнерго». Среднегодовая скорость ветра здесь на высоте 10 м составляет около 7,0 м/с. На рис.2.16. приведена карта, из которой видно, что к северу от жилых зданий п. Лодейное, вдоль морского берега располагается относительно ровная поверхность, пригодная для сооружения ВЭУ. В настоящее время единственным строением на этой площадке является домик метеостанции.

Площадка представляет из себя четырехугольник с размерами около двух километров с запада на восток и около километра с юга на север. Объемы работ по созданию инфраструктуры представляются здесь минимальными, так как через площадку проходит грунтовая дорога. На площадке можно разместить несколько ветроустановок суммарной мощностью до 10 МВт. Трансформаторная подстанция, пригодная для присоединения ветропарка, расположена в трех километрах от площадки.

Ветропарк в районе п.Лодейное может быть сформирован из современных ВЭУ мощностью 500-600 кВт, например Enercon E-40/6,44 с диаметром ветроколеса 44 м и высотой башни 50 м. Это современная высокоэффективная безредукторная ветроустановка, производимая в Германии. Для монтажа ВЭУ потребуется автокран грузоподъемностью 100 т. С учетом местной розы ветров (рис.2.17), свидетельствующей о преобладании южных направлений, ветроустановки на площадке могут быть размещены на расстоянии 10 диаметров ветроколеса в меридиальном направлении и на расстоянии 3-4 диаметра в широтном направлении. Именно такое размещение 18 ветроустановок суммарной мощностью 10,8 МВт и показано на рис.2.16.

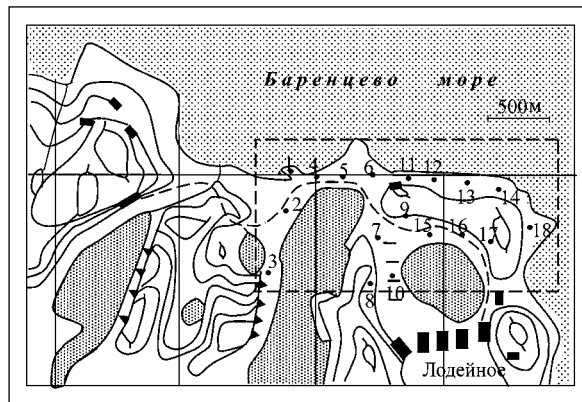
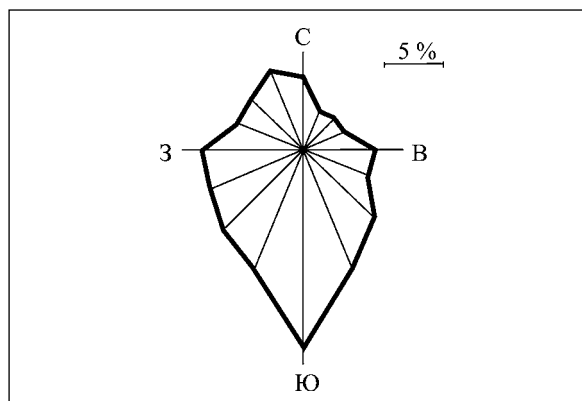


Рис. 2.16.

Карта-схема расположения 18 ветроустановок мощностью 600 кВт на перспективной площадке вблизи п. Лодейное: (---) – площадка ветропарка

Рис. 2.17.

Годовая роза ветров метеостанции Териберка



Площадка для ветропарка на берегу Териберского водохранилища. Эта площадка расположена в 4 км от Верхне-Териберской ГЭС, имеет высотные отметки 140-150 м над уровнем моря, включает в себя часть побережья водохранилища, близлежащий остров и занимает примерно 2x2 км (рис. 2.18.). Она расположена в непосредственной близости от вспомогательных напорных сооружений Верхне-Териберской ГЭС и на небольшом (до 4 км) расстоянии до возможного места присоединения ветропарка к сети. Ее общая площадь чуть меньше площадки вблизи п. Лодейное. К тому же она на 18 км удалена от моря, и режим ветра здесь ожидается несколько ниже, чем на прибрежной площадке. Тем не менее эта площадка заслуживает внимания как расположенная на открытой местности вблизи большого водоема, недалеко от благоустроенной автомобильной дороги и станционных сооружений Верхне-Териберской ГЭС.

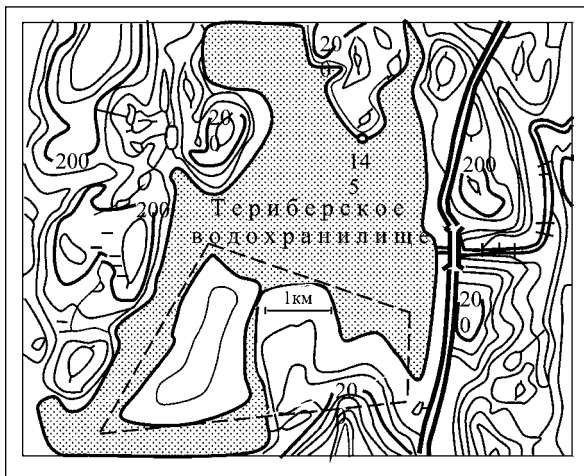
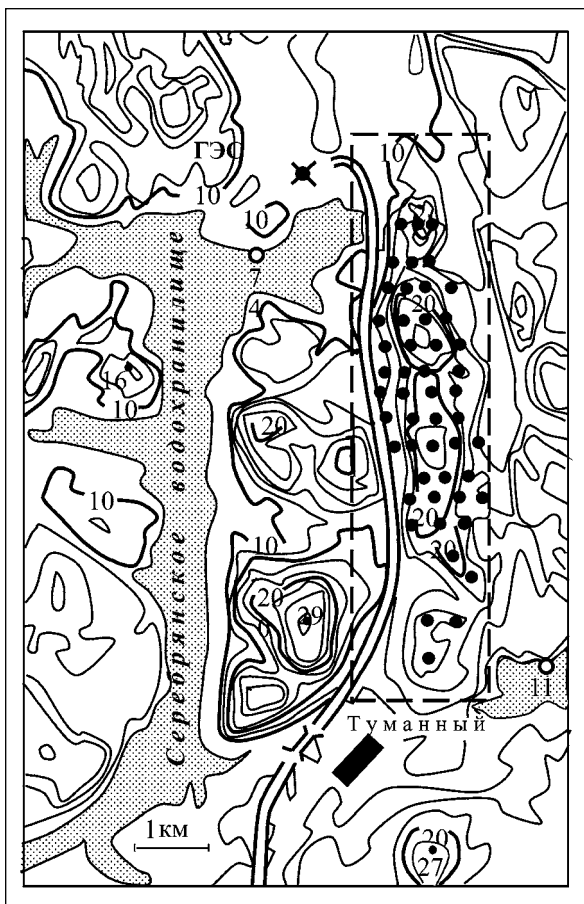


Рис. 2.18.

Площадка для ветропарка на берегу Териберского водохранилища: (====) – автомобильная дорога Мурманск – Териберка

Рис. 2.19.

Площадка ветропарка мощностью 1МВт х 50 вблизи п. Туманный: (---) – площадка ветропарка



Ветропарк мощностью 50 МВт в районе пос. Туманный.

Площадка для этого достаточно крупного ветропарка располагается вдоль дороги п. Туманный –

Нижне-Серебрянская ГЭС (рис. 2.19.). Здесь, на протяжении почти 6 километров справа от дороги тянется гряда плоских холмов шириной 1-2 км. Близкое расположение к подстанции Нижне-Серебрянская ГЭС делает удобной выдачу мощности парка в энергосистему короткой кабельной или воздушной линией. Близость к поселку Туманный, в котором проживает эксплуатационный персонал каскада Серебрянских ГЭС, упрощает размещение рабочей силы и техники на период проведения строительно-монтажных работ.

Крупные ветропарки могут располагаться вдоль существующей автодороги Мурманск – Териберка – Туманный по обе стороны от дороги и на довольно большую глубину. По предварительным расчетам здесь могут располагаться несколько ветропарков мощностью по 100 МВт и более каждый.

2.8. Техничко-экономические показатели применения ВЭУ в составе энергосистемы

Стоимостные показатели строительства ветропарков. Оценивая развитие ветроэнергетики за рубежом, можно констатировать, что в настоящее время она существует уже как самостоятельная доходная отрасль энергетики, вносящая в отдельных районах мира (Дании, Германии, Испании, США и др.) существенный вклад в производство электроэнергии. Единичная мощность серийно производимых ветроустановок возросла до 3–5 МВт. Современные ВЭУ – это крупные технические сооружения, выполненные с использованием новейших достижений аэродинамики, электротехники, электроники и компьютерной техники. Диаметр ветроколеса ветроустановок мегаваттного класса составляет 60–120 м, высота башни – 60–100 м и более (табл. 2.2.). Благодаря последовательному совершенствованию технологии производства ветроустановки стали намного дешевле. К настоящему времени стоимость установленного киловатта ВЭУ опустилась до 800–1000 долл. Ожидается дальнейшее снижение этого показателя до 600-700 долл./кВт в ближайшие 10 лет.

В России развитие системной ветроэнергетики находится пока на начальном этапе. Вместе с тем, страна располагает необходимым научным и производственным потенциалом [18], уже появились первые опытные ВЭУ, выполненные на современном научно-техническом уровне. На севере страны в районе Воркуты работает Заполярная ВЭС мощностью 1500 кВт (6 ВЭУ по 250 кВт). На юге, в Калмыкии, введена в эксплуатацию установка мощностью 1000 кВт. На западе, в Калининградской области, работают несколько опытных

ветроустановок датского производства, и создан ветропарк мощностью более 5 МВт. На крайнем Северо-востоке страны в районе Анадыря в 2002 г. построен ветропарк из 10 ВЭУ типа АВЭ-250С. Удельные затраты на строительство ветропарка составили 1800 долл. США/кВт, с учетом транспортных расходов, налогов, пошлин и т.п. Все перечисленные опытные установки работают совместно с электрической сетью.

На Кольском полуострове в рамках сотрудничества с норвежской стороной ведется опытная эксплуатация сетевой ветроустановки мощностью 200 кВт вблизи Мурманска. Вырабатываемая энергия используется для энергоснабжения гостиницы «Огни Мурманска». Эта установка, бывшая в употреблении, до этого 10 лет проработала в одном из фермерских хозяйств в Дании. В 2000 году она была приобретена норвежской компанией «VetroEnergo AS» и установлена в Мурманске.

Таблица 2.2

Основные технические и стоимостные показатели ветроэнергетических установок различной мощности, производимых в странах Европейского Сообщества [16]

Тип ВЭУ	Мощность, кВт	Диаметр ВК, м	Высота оси ВК, м	Уд. стоимость, евро/кВт
NM 110	4200	110	124	
GE Wind Energy 3,6s	3600	104	75	
Vestas V-90-3,0MW	3000	90	80	
Fuhrlander FL 2700	2700	96	80	
Nordex N-80	2500	80	60	736
AN BONUS 2,3 MW/82	2300	82	80	
LW 72	2000	72	65	866
E-66 Enercon	1800	70	64	886
NM 64C/1500	1500	64	68	800
ECOTECNIA 1250	1250	62	60	840
Fuhrlander FL 1000	1000	54	70	767
NM 52/900	900	52	61	772
Nordex n-50	800	50	46	780
NM 48/750	750	48	60	771
AN BONUS 600 kW/44-3	600	44	42	792
LW 30	250	30	40	860
VERGNET GEV 26/220	220	26	50	818
Fuhrlander FL 1000	100	21	35	1260
LW 18	80	18	40	1212
VERGNET GEV 15/60	60	15	30	1317
VERGNET GEV 10/20	20	10	18	1500
INCLIN 6000 neo	6	4	9	1367
INCLIN 3000 neo	3	4	9	1600
INCLIN 1500 neo	1.5	2.8	7	1980

Стоимость ВЭУ с учетом её капитального ремонта в Дании, перевозки автотранспортом в Мурманск, строительства фундамента и выполнения монтажных работ составила около 4,2 млн. рублей. Это соответствует удельным капиталовложениям 750 долл./кВт. Среднегодовая выработка ветроустановки составляет

350–380 кВт·ч, а годовые эксплуатационные расходы – около 300 тыс. рублей. Таким образом, себестоимость электроэнергии, при амортизации ВЭУ, равной 7%, составляет 0,80–0,85 руб./кВт·ч, что ниже тарифа (около 1,5 руб./кВт·ч), по которому гостиница может купить электроэнергию из сети.

Ожидаемая стоимость энергии от ВЭУ в условиях Кольского полуострова. При технико-экономической оценке перспектив сооружения ветропарков перво-степенным является вопрос об окупаемости вкладываемых в их сооружение средств. При выполнении такой оценки следует учитывать, что в случае отсутствия собственных средств их придется заимствовать в банке под определенный процент. Необходимо принять во внимание также и существующий уровень инфляции. Если исходить из возможности получения кредита по заемной ставке $\eta_r = 18-20\%$ годовых и показателя инфляции $b = 11-12\%$ (уровень 2005 года), то так называемая реальная процентная ставка r , определяемая выражением:

$$r = (\eta_r - b) / (1 + b) , \quad (2.3)$$

составит около 7%.

В качестве критерия для оценки прибыльности мероприятия, связанного с внедрением ВЭУ, можно использовать чистый дисконтированный доход (ЧДД) (net present value, NPV – чистая приведенная стоимость). Этот показатель определяется как сумма текущих эффектов за весь расчетный период, приведенная к начальному шагу:

$$\text{ЧДД} = [V_1/(1+r) + V_2/(1+r)^2 + \dots + V_n/(1+r)^n] - I_0 , \quad (2.4)$$

где V_1, V_2, \dots, V_n – текущий эффект (доход) от работы ветропарка за соответствующий год (с года 1 до года n) в течение всего срока службы n ; r – реальная процентная ставка; I_0 – инвестиции в сооружение объекта.

Согласно (2.4) чистый дисконтированный доход выражает суммарный положительный или отрицательный экономический эффект, получаемый от реализации объекта в течение всего срока его службы, приведенный к начальному моменту. Этот показатель позволяет учесть изменение стоимости финансовых средств с течением времени и сопоставить капиталовложения, сделанные сегодня, с доходами, которые будут поступать позже, в едином масштабе цен. Положительный результат расчёта по выражению (2.3) свидетельствует об эффективности предлагаемого объекта или, другими словами, о том, что в результате его реализации инвестор в течение срока эксплуатации ветропарка получит прибыль. Чем большее значение прибыли будет получено, тем выгоднее объект. Если результат расчёта отрицательный, инвестор потерпит убытки.

Расчеты, выполненные применительно к рассмотренному выше ветропарку вблизи п. Лодейное показали следующее. Среднегодовая скорость

ветра на высоте 10 м в этом районе составляет около 7,0 м/с. Если исходить из условия формирования ветропарка 600-киловаттными установками (например, Enercon E-40/6.44), то скорость ветра на высоте оси ветроколеса (50 м) составит 8,7 м/с. С использованием рабочей характеристики ВЭУ (заимствованной из каталога) и данных повторяемости скоростей ветра (по уравнению Вейбулла) может быть определена годовая выработка W , которая для указанной ВЭУ составит 2,35 млн. кВт·ч.

Годовой эффект (доход) B от работы ВЭУ зависит не только от годовой выработки, но еще и от тарифа f , по которому эту энергию можно продать в сеть, то есть:

$$B = W f . \quad (2.5)$$

Федеральной службой по тарифам для Мурманской области на 2006 г. установлены предельные тарифы на электроэнергию, составляющие 58,7-60,0 коп/кВт·ч. Таким образом максимальный тариф на электроэнергию от ВЭУ, по которому она может быть принята в энергосистему, составляет 0,60 руб/кВт·ч. В этом случае годовой экономический эффект от применения ВЭУ Enercon E-40/6.44 составит 1,41 млн. руб.

Инвестиционные затраты в сооружение ВЭУ определяются удельными капиталовложениями ВЭУ и ее мощностью $N_{\text{ВЭУ}}$:

$$I_0 = k_{\text{ВЭУ}} N_{\text{ВЭУ}} \quad (2.6)$$

Выше было показано, что стоимость новых ВЭУ составляет около 800-1000 долл./кВт. С учетом транспортных и таможенных расходов, а также затрат, связанных с сооружением фундамента, монтажом и присоединением к сети, стоимость установленного киловатта достигнет 1000-1400 долл./кВт. На рис. 2.20. показано, как формируется чистый дисконтированный доход в ходе многолетней эксплуатации ВЭУ. После сооружения ВЭУ (нулевой год эксплуатации) имеют место только инвестиции I_0 . Они-то и отложены вниз по оси ординат. По мере эксплуатации установки формируется доход, определяемый стоимостью выработанной энергии. За счет получаемого дохода постепенно, год за годом, окупаются инвестиции, кривая ЧДД идет вверх. Пунктирные кривые на рис. 2.20. соответствуют неизменному тарифу на отпускаемую энергию, равному 0,6 руб. / кВт·ч. Ни одна из трех кривых не пересекает ось абсцисс, что свидетельствует об убыточности мероприятия.

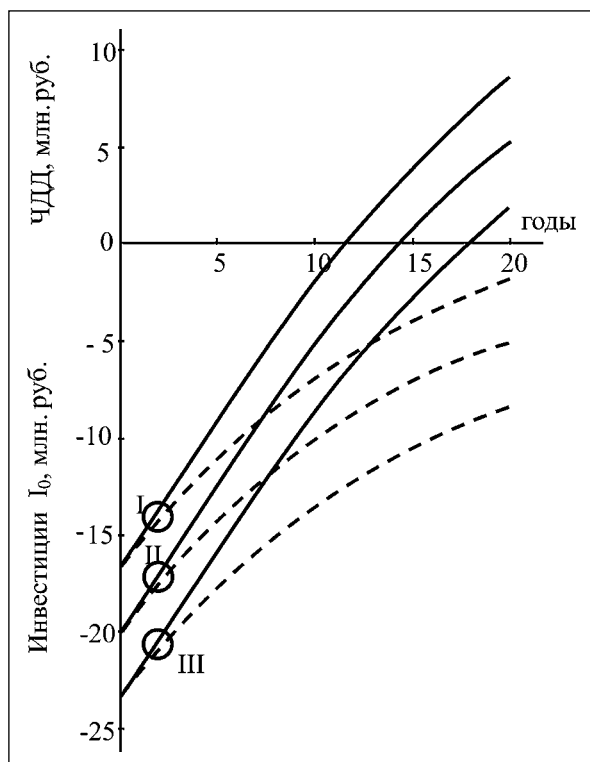
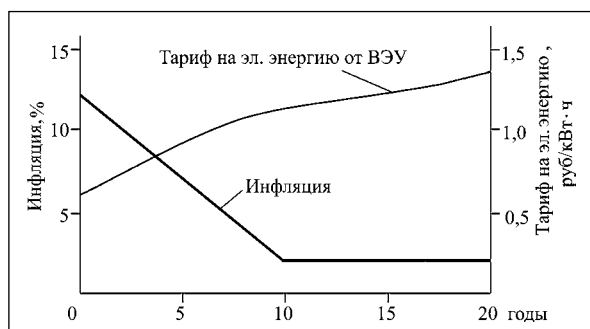


Рис. 2.20.

Формирование чистого дисконтированного дохода (ЧДД) за годы работы ВЭУ: I – при удельных капиталовложениях ВЭУ 1000 долл./кВт, II – 1200 долл./кВт, III – 1400 долл./кВт, при постоянном тарифе на электроэнергию от ВЭУ, равном 0,8 руб./кВт·ч и при тарифе, изменяющемся в соответствии с предполагаемым уровнем инфляции (рис.2.21)

Рис. 2.21.

Рост тарифа на электроэнергию в соответствии с предполагаемым изменением инфляции



Однако, на деле представляется маловероятным, чтобы тарифы на электроэнергию сохранились постоянными в течение ближайших 20 лет. Можно с большой уверенностью предполагать, что они будут изменяться

в большую сторону, хотя бы отслеживая существующий уровень инфляции. В последние годы в стране предпринимаются большие усилия по снижению инфляции до европейского уровня (1-2%). Это трудный процесс. Но если предположить, что за 10 лет удастся снизить инфляцию с теперешних 12 % до 2% и далее сохранить ее на достигнутом уровне, то тариф на электроэнергию, отпускаемую от ВЭУ, за 20 лет возрастет с 0,60 до 1,37 руб./кВт·ч (4,9 цент /кВт·ч) согласно кривой, представленной на рис. 7.2.. При такой динамике тарифов рост ЧДД будет происходить быстрее (рис. 2.20. сплошные линии), и срок окупаемости ВЭУ окажется в пределах 12-18 лет, что является вполне приемлемым, так как минимальный уровень рентабельности оказывается на уровне 7-25 %.

Что касается себестоимости электроэнергии, вырабатываемой ВЭУ, то можно сказать следующее. Инвестиции в 600-киловаттную ВЭУ при $K_{вэу} = 1000, 1200, 1400$ долл. / кВт и курсе доллара 28 руб./долл. составят соответственно 16,8; 20,1; 23,5 млн. руб. Годовые расходы на обслуживание ВЭУ согласно Каталогу [17] составляют 4 тыс. евро в год или 0,135 млн. руб. При годовой выработке ВЭУ 2,35 млн. кВт·ч, сроке службы 20 лет и указанных удельных капиталовложениях себестоимость вырабатываемой энергии составит соответственно 0,41; 0,49 и 0,56 руб./кВт·ч. К такому же выводу можно прийти, если обратиться к рис. 2.20. и, взяв за основу верхние сплошные линии, задаться вопросом, при каком тарифе эти кривые деформируются настолько, что к концу 20-летнего периода ЧДД окажется равным нулю (бесприбыльный вариант). Мы приходим к тому же результату – от 0,41 до 0,56 руб. / кВт·ч (1,5–2,0 цент/кВт·ч). По европейским меркам это хорошие показатели.



ЭНЕРГИЯ МАЛЫХ РЕК



3.1. Общая оценка гидроэнергоресурсов региона

Энергия речного стока.

Как и другие виды возобновляемой энергии, энергия речного стока или гидроэнергия является производной солнечной энергии. Из полной мощности излучения, получаемой Землей от Солнца (173 000 ТВт) почти четверть – 40 000 ТВт приходится на ту её часть, которая затрачивается на испарение [19]. И только очень малая часть (около 1/10 процента) этой мощности может быть полезно использована человечеством – это та часть, которая выпадает в виде осадков на высоких отметках земной поверхности. В естественных условиях, без вмешательства человека, эта энергия воды расходуется на размыв грунта, сглаживание рельефа суши, перенос продуктов размыва, а также на преодоление сил сопротивления движению воды в реке.

В отличие от большинства других видов возобновляемых источников энергии гидроэнергетика, использующая энергию речного стока, является высокоразвитой энергетической технологией, широко распространенной в настоящее время. Гидроэнергетика поставляет на энергетический рынок гарантированную мощность и энергию по конкурентным ценам, и иногда – на порядок дешевле, как например сибирские ГЭС в России и крупнейшие китайские и бразильские гидроэлектростанции. Гидроэнергетика обеспечивает около 20% мирового электропотребления и является основным источником энергии в более чем 30 странах мира. Энергетическая эффективность гидроэнергетики за почти двухтысячелетнюю историю её развития сделала значительный прогресс, пройдя путь от деревянного наливного колеса с к.п.д. менее 10% до высокооборотной гидротурбины с к.п.д., достигающим 95%.

Общие понятия о гидроэнергетических ресурсах.

Силой, осуществляющей работу водяного потока, является вес воды. Работа потока определяется падением водотока, т.е. разностью уровней воды в начале и конце рассматриваемого участка и величиной веса протекающей воды. Если падение участка реки длиной L метров составляет H метров, то при расходе воды Q , м³/с, равном его среднему значению в начале и конце участка, работа текущей воды в 1 секунду, т.е. мощность водотока N , Вт или Дж/с, на рассматриваемом участке составит:

$$N = \rho g Q H = 9810 Q H , \quad (3.1)$$

где ρ – плотность воды, кг/м³; g – ускорение свободного падения, м/с².

Энергия водотока E в киловаттчасах определяется произведением мощности N на время t в секундах и составляет:

$$E = 9,81Qnt/3600 = WN/367, \quad (3.2)$$

где $W = Qt$ – объём используемого стока, m^3 .

Приведенная выше зависимость определяет потенциальные или теоретические полные гидроэнергоресурсы. При их определении не учитываются потери стока, напора и энергии при её преобразовании из механической в электрическую.

Определению потенциальных ресурсов каждой реки предшествует составление её водноэнергетического кадастра, в который включаются общее описание реки, её бассейна, имеющиеся данные по её гидрометрии, гидрологии, топографии, инженерной геологии и т.п. Все это сводится в кадастровый график, содержащий продольный профиль реки, график нарастания водосборной площади от истока к устью, график среднесуточного расхода, удельные мощности каждого участка реки (кВт/км). Затем мощности по участкам реки суммируются и определяется её общая мощность и годовая выработка энергии при заданных значениях обеспеченности стока. Так определяются потенциальные гидроэнергоресурсы рек, бассейнов рек, регионов и страны в целом.

Та величина гидроэнергоресурсов, которая может быть использована для получения электроэнергии на гидроэлектростанциях, называется техническими гидроэнергоресурсами. Технический потенциал всегда меньше полного теоретического, так как по разным причинам не все участки реки могут быть использованы для строительства ГЭС. Из многих рек, особенно в обжитых регионах, значительные объёмы воды забираются на неэнергетические цели, из созданных при ГЭС водохранилищ вода испаряется, фильтрует, что приводит к потере объёма воды. Кроме того, на гидроэлектростанциях происходят некоторые потери напора от сопротивления потоку в водоподводящих сооружениях или от подпора ниже расположенных плотин ГЭС.

В СССР при длительной устойчивой финансовой ситуации и стабильности российского рубля имелось ещё одно понятие – экономические гидроэнергоресурсы. Под ними понимались такие ресурсы, использование которых было экономически эффективно. Существовавшая тогда в экономике энергетики методика сравнительной экономической эффективности была основана на сравнении проектируемых гидроэлектростанций с обычными тепловыми электростанциями при одинаковом энергетическом эффекте. Существовала также методика абсолютной энерге-

тической эффективности, при которой срок окупаемости ГЭС не должен был превышать 8,12 лет.

В настоящее время оценки экономических гидроэнергоресурсов в России не проводится в связи с быстрыми и значительными изменениями цен на строительные материалы, топливо и т.п. В случае необходимости сооружения какого-либо объекта энергетики, в том числе и ГЭС, решение об экономической выгодности проекта принимается на основании расчёта экономической эффективности, где во главу принимается обеспечение прибыли от реализации рассматриваемого проекта, превышающей величину прибыли, получаемой от хранения соответствующих денежных сумм в банке.

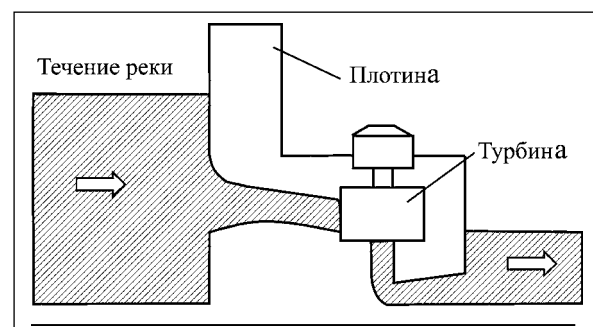
Типы гидроэлектростанций.

Мощность, а следовательно, выработка и размер сооружений современных гидроэлектростанций различаются в сотни тысяч раз – от 12 000 МВт до нескольких сотен ватт. Эти ГЭС могут быть подразделены по различным признакам и отнесены к разным типам, например по величине напора, мощности, типу установленных турбин, расположению плотины и схеме сооружений ГЭС. Эти классификации, конечно, не являются совершенно независимыми, что можно видеть из формул (3.1) и (3.2). Таким образом, характеристика по одному из принципов, в конечном счете, характеризует ГЭС в целом. Так, с увеличением напора мощность ГЭС при неизменном расходе линейно растёт, выработка также линейно увеличивается, но она ограничена величиной стока реки.

При увеличении напора с 2-5 метров до 10-15 метров гидроэлектростанция переходит из категории русловых ГЭС (рис. 3.1 а,б) в категорию приплотинных (рис. 3.2).

Рис. 3.1а.

Русловая ГЭС с вертикальным агрегатом



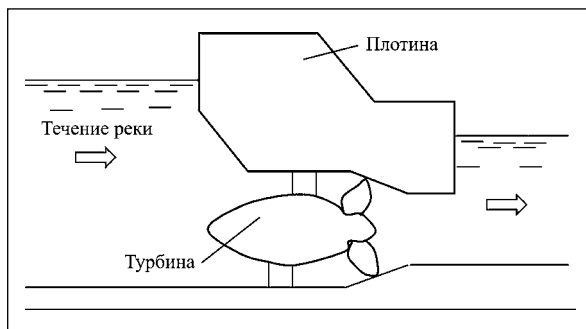
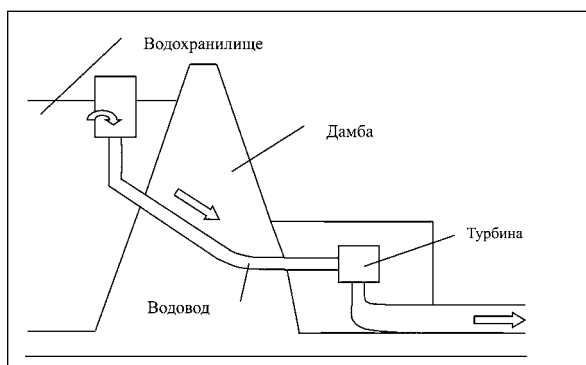
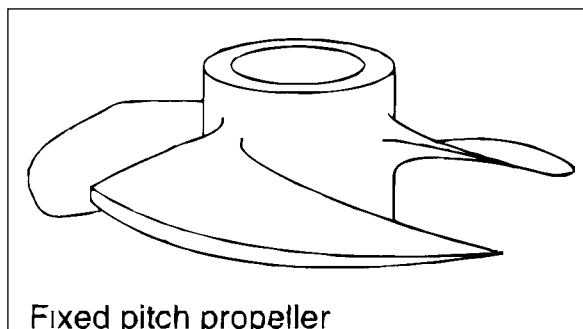


Рис. 3.16.
Русловая ГЭС с капсульным агрегатом

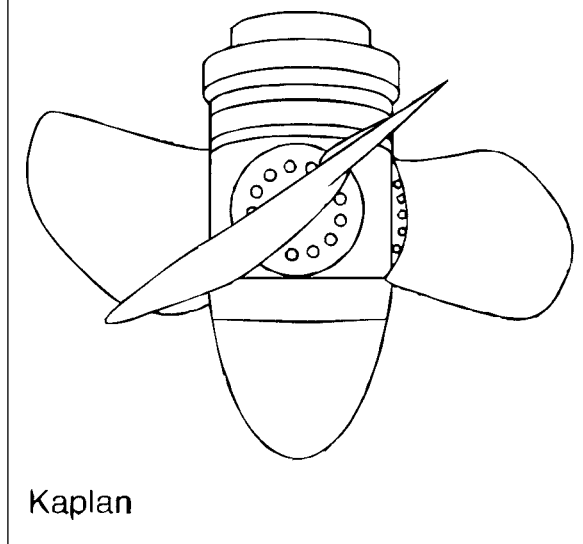
Рис. 3.2.
Принципиальная схема приплотинной ГЭС



Одновременно тип гидравлической турбины меняется с горизонтальной прямоточной на вертикальные пропеллерную или поворотно-лопастную (рис. 3.3). С ростом напора выше 15-20 метров тип турбины меняется на радиально-осевой (турбина Френсиса) (рис. 3.4). Дальнейший рост напора приводит к изменению типа ГЭС на деривационный (рис. 3.5). При этом при достижении напора выше 100 м возможно изменение типа турбины на активную ковшовую (турбина Пельтона) (рис. 3.6). На рис. 3.7 приведена диаграмма, позволяющая продемонстрировать области применения различных типов гидравлических турбин в зависимости от напора, расхода через турбину и её мощности. Но при этом необходимо отметить, что соображения стоимости, простоты обслуживания и производства могут заставить проектировщиков выбрать турбину и не в соответствии с представленной на рис. 3.7 диаграммой. Общий принцип изменения размеров основных энергетических сооружений ГЭС следующий: чем больше расход воды через ГЭС, тем более масштабны гидротехнические сооружения, включая размеры самих турбин, и чем выше напор ГЭС, тем меньше при том же расходе размеры основных сооружений ГЭС, включая размеры самих турбин.



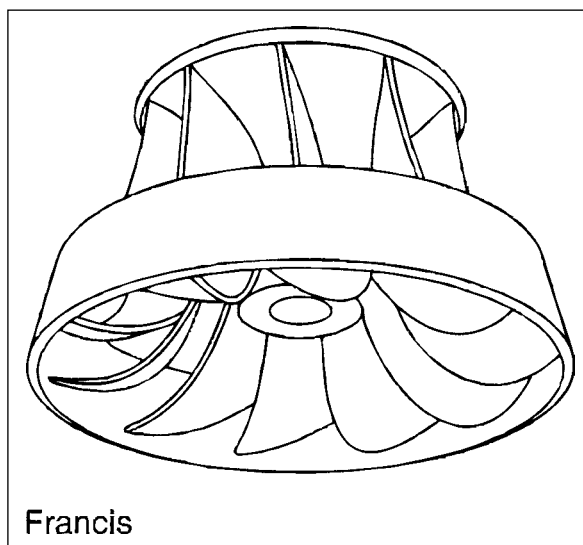
Fixed pitch propeller



Kaplan

Рис. 3.3.
Пропеллерная и поворотно-лопастная гидротурбины

Рис. 3.4.
Радиально-осевая турбина



Francis

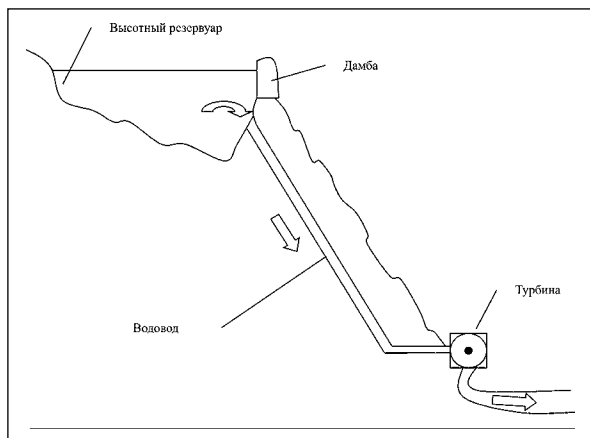
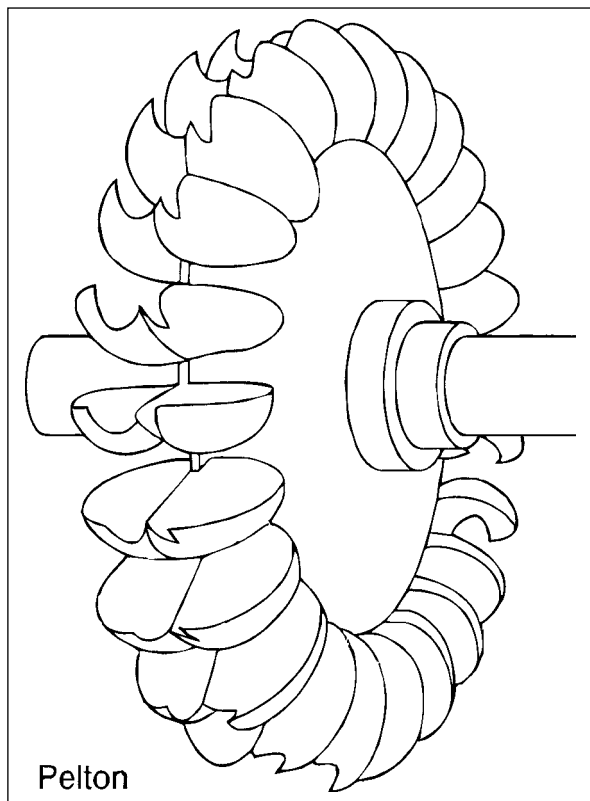


Рис. 3.5.
Общая схема деривационной ГЭС

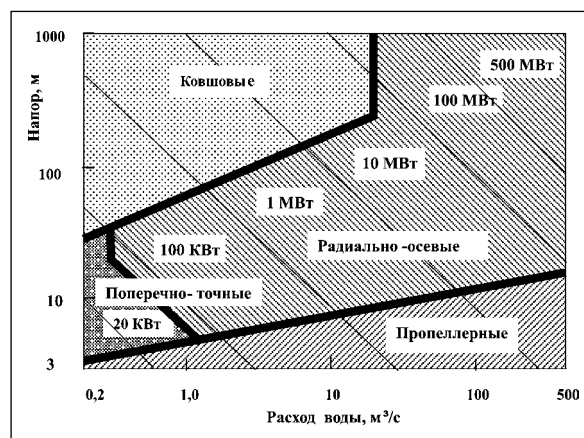
Рис. 3.6.
Ковшовая турбина (турбина Пельтона)



Гидравлические турбины кроме различия по вышеприведенным типам отличаются и принципом действия. Так, первые из перечисленных выше гидравлических турбин являются реактивными турбинами, а ковшовая турбина – активной турбиной. Не вдаваясь в длинные математические подробности, можно сказать, что реактивные турбины используют как прямое давление потока приходящей на их

лопасти воды, так и реактивный импульс воды, сходящей уже в обратную сторону с лопастей турбины. Активные турбины используют только прямое давление воды на лопатки.

Рис.3.7
Диаграмма определения параметров работы гидравлических турбин разных типов



Гидроэнергоресурсы Мурманской области.

Полные потенциальные гидроэнергетические ресурсы рек Мурманской области по среднемноголетней выработке оцениваются в 19,3 млрд. кВт·ч [20]. По экономическим соображениям практически могло быть использовано лишь около одной трети этих ресурсов. Примерно такой уровень освоенности гидроресурсов и достигнут в настоящее время. Действующие в составе Кольской энергосистемы 17 гидроэлектростанций в среднем по водности году вырабатывают около 6 млрд. кВт·ч.

Краткая история энергетики Кольского полуострова.

Кольская энергосистема была основана в 1934 году после соединения высоковольтной линией двух первых гидроэлектростанций – ГЭС Нивы-2 и Нижне-Тулумской ГЭС. В отсутствие на территории полуострова залежей органических топливных ресурсов энергетика области длительное время развивалась преимущественно за счет строительства гидроэлектростанций, расположенных в наиболее доступных и эффективных створах крупных и средних рек области. Темпы годового прироста установленной мощности за это время, исключая военные 1941-1945 гг., составляли около 50 МВт (в основном за счет ГЭС). Доля тепловых электростанций не превышала в то время 10%.

В период 1959-1973 гг. увеличение спроса на энергию и невозможность его удовлетворения только за

счет строительства ГЭС привели к принятию решения о строительстве Кировской ГРЭС (ныне – Апатитская ТЭЦ). С выходом этой станции на установленную мощность 500 МВт доля тепловых станций в энергосистеме возросла до 36%. Параллельно с этим продолжалось строительство нескольких гидроэлектростанций. Темпы роста установленной мощности энергосистемы составляли в этот период около 100 МВт в год (практически пополам – за счёт ГЭС и ГРЭС).

В 1973 г. был пущен в эксплуатацию первый блок Кольской АЭС мощностью 440 МВт, а через несколько лет станция вышла на полную проектную мощность 1760 МВт. Доля тепловых электростанций в балансе мощности энергосистемы возросла до 59%, а по выработке достигла 70%. В эти же годы происходило строительство и освоение каскада Терiberских ГЭС. Это был последний каскад ГЭС, построенный на территории области в 20 веке. Темпы роста установленной мощности за период 1973-1984 гг. составили около 200 МВт в год (в основном за счет АЭС). В 1990 году был отмечен максимум годового электропотребления

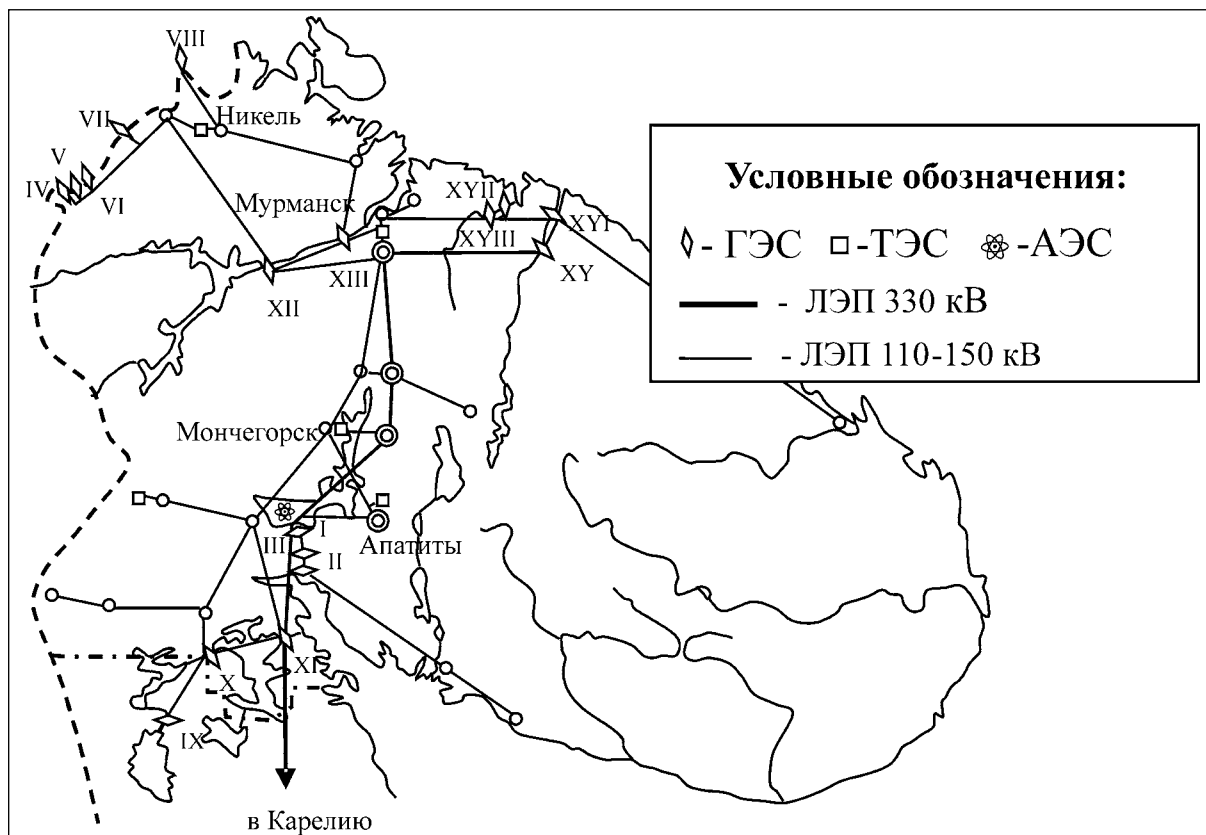
Мурманской области – 16,6 млрд. Вт·ч (при годовом производстве электроэнергии 19,6 млрд. кВт·ч, передаче в Карелию 2,9 млрд.кВт·ч). С 1984 года мощность энергосистемы остается практически неизменной.

3.2. Действующие гидроэлектростанции Кольского полуострова

На территории Мурманской области работают 17 гидроэлектростанций, объединенных в 6 каскадах на реках Нива, Паз, Ковда (Кума, Иова), Тулома, Воронья, Териберка (рис. 3.8). Суммарная установленная мощность ГЭС составляет 1588,8 МВт или около 42% от суммарной установленной мощности всех электростанций области.

Рис. 3.8.

Общая схема расположения гидроэлектростанций Мурманской области



Удельный вес гидроэлектростанций в годовой выработке не постоянен и зависит от водности года, диапазон его изменения от 35 до 49%. В настоящее время в связи с реформированием энергетики в административной смысле число каскадов сокращено до

четырёх. К Нивскому каскаду, состоящему изначально из трех ГЭС, административно добавлены ещё 3 гидроэлектростанции Ковдинского каскада. Пазский каскад из 5 ГЭС сохранен в прежнем виде, К Туломскому каскаду, состоящему из двух ГЭС, добавлена Кислогубская

приливная электростанция. В Серебрянский каскад кроме двух Серебрянских ГЭС включены ещё и две Териберские гидростанции.

В настоящее время в связи с реформированием российской энергетики все ГЭС перешли в подчинение и владение Территориальной генерирующей компании (ТГК-1), управление которой размещается в Санкт-Петербурге. При этом вопросами перспективного развития генерирующих источников и электрических сетей области занимается Кольское региональное диспетчерское управление (региональный системный оператор). Не ясно, какая из структур принимает решение о строительстве тех или иных электростанций и кто осуществляет дальнейшее финансирование проектирования и строительства гидравлических и тепловых электростанций.

Большинство ГЭС области являются станциями деривационно-плотинного типа. Семь гидростанций построены с безнапорной деривацией каналами разной длины. Это станции Нива-1, Нива-2, Князегубская, Иовская, Кумская, Серебрянская-1 и Серебрянская-2. Три ГЭС с подземным расположением машинного зала имеют тоннельную напорную деривацию: Нива-3, Верхне-Тулумская и Борисоглебская. Шесть ГЭС являются низконапорными станциями приплотинного типа: Кайтакоски, Янискоски, Хевоскоски, Нижне-Тулумская и Нижне-Териберская. Одна станция плотинно-деривационного типа с напорной деривацией

трубопроводом – Верхне-Териберская ГЭС. Основные энергетические показатели перечисленных ГЭС приведены в табл. 3.1.

Гидроэлектростанции области в основном являются низко- и средненапорными и оборудованы, как правило, турбинами поворотно-лопастного типа (рис. 3.3). Только три ГЭС имеют напор выше семидесяти метров – это гидроэлектростанции Нива-3, Серебрянская ГЭС-1 и Верхне-Териберская.

Всего на гидроэлектростанциях установлено 45 гидроагрегатов мощностью от 5,6 до 130 МВт. Подавляющее большинство ГЭС спроектированы Ленинградским отделением ВГПИ и НИИ «Гидропроект» и построены отечественными строительными организациями с установкой отечественного оборудования. Некоторые гидроэлектростанции сооружены финскими и норвежскими фирмами, на них часть гидросилового оборудования изготовлена финской фирмой «Тампелла» и шведской «КМ» (табл. 3.1.).

Все гидроэлектростанции области находятся в работоспособном состоянии. Однако старение оборудования в условиях отсутствия достаточных объемов финансирования для модернизации и реконструкции приводит к возрастанию объемов, частоты и сроков ремонтных работ, что снижает реальные возможности ГЭС по регулированию нагрузки.

Таблица 3.1

Основные энергетические показатели действующих гидроэлектростанций энергосистемы «Колэнерго»

Название гидроэлектростанции	Река	Год пуска	Установ. мощность, МВт	Тип турбины	Кол-во турбин	Расчет. напор, м	Расчет. расход, м ³ /с	Вид регулирования	Тип гидроузла	Выработка эл. энергии, млн. кВт·ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Нивский каскад ГЭС										
Нива -I	Нива	1953	26,0	ПЛ Швеция	2	11,5	276	многолетн.	деривац.	129
Нива-II	-"	1937	60,0	РО-123-ВБ-250	4	36,0	200	многолетн.	деривац.	407
Нива-III	-"	1950	155,5	РО-32-ВМ-295	4	74,0	250	многолетн.	подземн. деривац.	850
Кумская	Кума	1963	80,0	ПЛ-577-ВБ-450	2	32,0	290	многолетн.	деривац.	346
Иовская	Иова	1963	96,0	ПЛ-577-ВБ-450	2	32,0	295	сезонное	деривац.	536
Князегубская	Ковда	1956	152,0	РО-21-ВМ-410	4	37,0	460	сезонное	деривац.	706

Пазский каскад ГЭС										
Кайтакоски	Паз	1951	11,2	ПЛ Финляндия	2	7,5	180	многолетн.	руслловая	72
Янискоски	-"	1951	30,5	ПЛ Швеция	2	21,5	166	суточн.	при-плотин.	216
Раякоски	-"	1956	43,2	ПЛ Финляндия	3	20,5	255	суточн.	руслловая	226
Хевоскоски	-"	1970	47,0	ПЛ-661-ВБ-500	2	18,7	325	суточн.	деривац.	227
Борисоглебская	-"	1963	56,0	ПЛ-661-ВБ-500	2	19,3	348	суточн.	деривац.	275
Тулумский каскад ГЭС										
Верхне-Тулумская	Тулома	1965	268,0	ПЛ-646-ВМ-410	4	55,0	480	многолетн.	подземн. деривац.	801
Нижне-Тулумская	-"	1949	50,0	ПЛ-245-ВБ-360	4	17,5	342	суточн.	руслловая	280
Кислогубская приливная	губа Кислая									
Серебрянский каскад ГЭС										
Серебрянская-I	Воронья	1970	204,9	ПЛ-2-80	3	75,7	303	многолетн.	деривац.	558
Серебрянская-II	-"	1972	150,0	ПЛ-2-80	3	62,5	276	многолетн.	плотин. деривац.	524
Верхне-Териберская	Териберка	1984	130,0	РО-170/803-В-400	2	109,0	236	сезонное	деривац.	236
Нижне-Териберская	-"	1987	26,5	ПЛ-40-В-430	2	23,0	117	сезонное	при-плотин.	54

Перспективы и проблемы развития традиционной гидроэнергетики области.

В связи с экономическим и политическим кризисами в СССР и России на территории области произошло значительное снижение промышленного потребления электроэнергии. Это привело к возникновению избытков мощности и выработки в энергосистеме, имеющих место и в настоящее время. По этим же причинам значительно сократилось финансирование нового энергетического строительства. Кроме того, на оставшихся неосвоенными крупных реках Кольского полуострова введены экологические ограничения. Это привело к приостановлению дальнейшего развития гидроэнергетики на Кольском полуострове.

В списке первоочередных объектов строительства имеются крупные гидроэлектростанции и каскады, такие как каскад Иокангских ГЭС установленной мощностью 360 МВт, Восточно-Лицкие ГЭС суммарной мощностью 380 МВт, Понойские ГЭС суммарной мощностью до 1800 МВт [20,21]. Эти ГЭС проектировались как пиковые и полупиковые источники энергии с учетом, что реализовываться они будут после строительства КАЭС-2. Вместе с тем, судя по проектным показателям, ничто не мешает их использованию совместно с крупными ветроэлектрическими станциями соизмеримой мощности.

Проектирование и строительство Понойских и Иокангских ГЭС было остановлено в связи с возмож-

ным невозполнимым ущербом стадам семги, обитающим в реках Иоканга и Поной. Восточно-Лицкие ГЭС не попали под этот экологический запрет, но их створы находятся на большом удалении от потребителей и строительных баз, а, следовательно, строительство будет дорогим. При этом выработка ГЭС невелика, и себестоимость киловаттчаса энергии обещает быть очень высокой. В связи с этим в последнее время в проектных организациях рассматриваются различные варианты реализации этой гидравлической схемы по частям – рассматривается вопрос строительства Рындинских ГЭС, в принципе, входящих в общую схему Восточно-Лицких ГЭС.

В акционерном обществе «Колэнерго» проводилась и проводится работа по улучшению использования действующих мощностей ГЭС. По предложению «Колэнерго» Ленгидропроектом подготовлена проектная документация по расширению ГЭС Нива-2 на один агрегат с увеличением пропускной способности станции на 30%. Выполнен в эскизных проработках проект расширения Нижне-Тулумской ГЭС с увеличением пропускной способности на 30-40%. Существует предложение «Колэнерго» о расширении Иовской ГЭС с установкой в отдельном здании гидроагрегата мощностью до 50 МВт и увеличением пропускной способности станции на 50%. В настоящее время ТГК-1 активно прорабатывает вопрос расширения ГЭС Янискоски и других ГЭС на реке Паз.

В целом технически и экономически обоснованным можно считать увеличение мощности Кольской энергосистемы за счет реконструкции существующих ГЭС на 145 МВт.

Представители ТГК-1 считают первоочередными новые гидроэлектростанции на реках Иоканга и Рында суммарной установленной мощностью в 595 МВт. Экономические показатели перспективных ГЭС относятся теперь к категории коммерческих секретов, и поэтому их не удалось получить.

3.3. Гидроэнергетический потенциал малых рек

Малые ГЭС.

Под малыми ГЭС обычно понимают гидроэлектростанции относительно небольшой мощности, сооружаемые преимущественно для изолированных потребителей или групп потребителей за их средства и с использованием их рабочей силы. К таким потребителям относятся сельскохозяйственные кооперативы, небольшие производственные предприятия, фермерские хозяйства, иногда крупные предприятия с небольшим электропотребле-

нием и т.п. Принято считать [19-21], что к малым ГЭС относятся электростанции с установленной мощностью менее 20-30 МВт. Для районов российского Севера в связи с малой плотностью населения (менее 3 чел/км²) и малой плотностью электрической нагрузки наибольшая мощность малых ГЭС не превышает 3-5 МВт. Кроме того, рельеф российского Севера не позволяет строить высоконапорные ГЭС, а при этих условиях для достижения мощности 20-30 МВт требуется сооружение крупных гидротехнических сооружений (плотин, дамб, водотоков, здания ГЭС) для обеспечения регулирования значительного расхода воды, что не дает возможности отнесения их к категории малых. Гидроэлектростанции установленной мощностью до 100 кВт относятся к категории микро-ГЭС.

Малые ГЭС – это далеко не новая идея использования энергии водного потока. Ещё на заре эры электричества на реках и ручьях начали появляться гидроэнергетические установки мощностью от одного киловатта до нескольких сотен киловатт. Часто они сооружались в створах старых водяных мельниц. Большая часть из них во всем мире, а особенно в Европе и Северной Америке, продолжала поставлять энергию местным потребителям и в централизованные электрические сети вплоть до 40-х годов прошлого века. Затем постепенно с развитием электрических сетей, ростом единичной мощности электростанций и снижением стоимости электроэнергии и дизельного топлива малые ГЭС как и ветроэнергетические установки были забыты.

Возобновление интереса к малой гидроэнергетике обусловлено совпадением нескольких факторов:

1. Стратегическими подходами к энергетическим источникам в связи с обостряющимися периодическими топливными кризисами.
2. Ограничением возможностей для строительства крупных гидроэнергетических комплексов во многих странах мира, в основном в развитых странах, связанных с тем, что при их строительстве и эксплуатации возникали значительные негативные экологические последствия.
3. Быстрый прогресс в области создания миниатюрных автономных электронных устройств по контролю и регулированию технологических процессов, в том числе и по дистанционному управлению малыми гидрогенераторами, работающими в сети или автономно.

В настоящее время в развитых странах наблюдаются два основных направления в развитии малой гидроэнергетики.

Первое – это энергетическое использование плотин и водохранилищ, созданных для водоснабжения. И хотя многие из них уже используются для выработки электроэнергии, всё ещё велик потенциал подобных неиспользованных схем.

Второе направление – использование малых водотоков с помощью бесплотинных ГЭС или строительство малых ГЭС традиционной компоновки в новых створах.

Лидером в строительстве малых и микро-ГЭС является Китай, где за последнее десятилетие построено более 100 000 малых и микро-ГЭС суммарной мощностью около 10 000 МВт [19, 21]. Причем в Китае успешно производятся малые гидроагрегаты, техническая документация и «ноу-хау» для которых была закуплена в СССР 30-40 лет назад. В России ни первое, ни второе направление до настоящего времени практически не реализуются.

Гидроэнергетический потенциал малых рек.

Для условий Европейского Севера России более перспективным представляется второе направление, так как вопросы водоснабжения решаются здесь не за счет создания специальных водохранилищ, и поэтому подобные схемы полностью отсутствуют. Кроме того, территория Европейского Севера характеризуется отсутствием высоких гор и горных озер и водохранилищ, что не позволяет осуществить дополнительный водозабор из них для использования воды на малой ГЭС.

Институтом физико-технических проблем энергетики Севера Кольского научного центра РАН с точки зрения возможного использования стока были рассмотрены 35 малых и средних рек Мурманской области. Их потенциальные гидроэнергоресурсы составляют около 790 МВт среднегодовой мощности и 6,9 млрд. кВт·ч среднегодовой энергии, а технические – соответственно 516 МВт и 4,4 млрд. кВт·ч/год [20]. В число рассмотренных рек не вошли мелкие реки и ручьи, которых в области насчитываются многие сотни и которые могут найти применение лишь для микро-ГЭС. Использование этих рек может обеспечить значительную дополнительную выработку электроэнергии.

В настоящее время работниками «Колэнерго» рассматривается проблема возникновения дефицита электроэнергии в пиковой и полупиковой зонах графика нагрузки. Одним из путей преодоления назревающей ситуации может быть строительство новых малых ГЭС с подключением их к сетям «Колэнерго», а также реконструкция существующих гидроэлектростанций. Именно этими соображениями объясня-

ется интерес исследователей и проектировщиков к использованию достаточно крупных малых ГЭС установленной мощностью более 1 МВт.

Вторым моментом, пробуждающим интерес к использованию дешевой гидроэнергии даже у потребителей, охваченных централизованным электроснабжением, является последовательное значительное повышение тарифов на электроэнергию.

В зонах децентрализованного электроснабжения стоимость электроэнергии главным образом зависит от стоимости дизельного топлива. Последняя с учетом транспортных расходов поднялась к июню 2006 г. до 25–28 тыс. руб. за тонну натурального топлива, (около 700 долл. США/т у.т.). Тарифы на тепловую энергию также очень высоки и составляют около 600 рублей за 1 Гкал – для потребителей от крупной ТЭЦ, работающей на угле, и до 880–1800 руб. за 1 Гкал для потребителей, получающих тепло от котельной, работающей на мазуте.

Надежда получить дешевый и независимый источник электрической и тепловой энергии подталкивает потребителя к изучению возможностей использования местных возобновляемых источников энергии, в том числе гидроэнергии малых рек.

3.4. Первоочередные перспективные створы для сооружения малых системных ГЭС

В ходе исследований [20,22,23], выполненных АО «Ленгидропроект» при сотрудничестве с Институтом физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН, был рассмотрен 21 гидроузел на 10 реках Мурманской области (табл.3.2, рис. 3.9). В результате была определена экономическая эффективность 11 гидроузлов на 7 реках (рис. 3.9). По ходу исследований из рассмотрения были исключены реки Нота, Варзина и Умба как имеющие большое рыбохозяйственное значение. После корректировки на последнем этапе для подробного обоснования оставлено 12 гидроузлов, материалы по каждому из которых приводятся ниже.

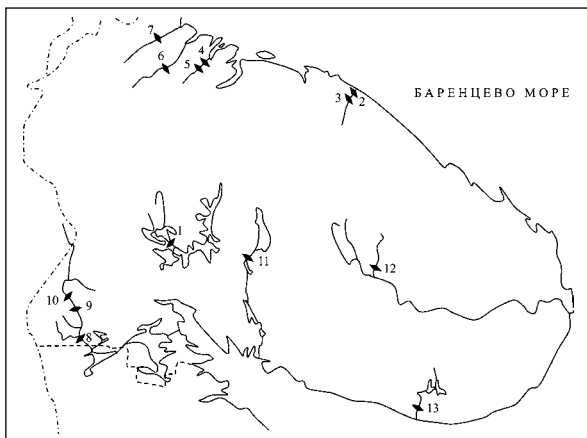
Малая ГЭС на реке Пиренга (поз.1 на рис.3.9).

Река Пиренга впадает в озеро Имандра. Она имеет длину около 160 км и протекает с севера-запада на юго-восток. В своем нижнем течении (после регулирующего водопропускного сооружения, расположенного в 3 км от устья), река представляет собой короткий проток, соединяющий систему Пиренгских озер с озером Имандра. Существующая с 1938 г. водоподпорная плотина на р. Пиренга замыкает водную поверхность озер общей площадью 300 км², а площадь водосбора составляет около 4030 км².

Таблица 3.2

Малые и средние реки, перспективные для создания на них системных малых ГЭС

Река	Количество возможных гидроузлов	Рекомендовано к использованию	Установленная мощность, МВт	Выработка энергии, млн. кВт·ч
Пиренга	1	1	6,0	29,5
Тумча	3	3	37,0	170,8
Б.Оленка	2	2	9,8	49,1
Ура	2	2	4,6	24,0
Западная Лица	1	1		
Титовка	1	1	3,4	15,8
Лотта с притоком Колланийоки)	2	1	2,6	12,4
Умба (в т.ч. переброской)	5	1	4,0	19,7
Варзина	3	-		
Нота	1	-		
Всего	21	12	67,4	321,3

**Рис. 3.9.**

Створы перспективных малых ГЭС на Кольском полуострове.

Системные малые ГЭС: 1 – на р. Пиренга; 2,3 – на р. Б. Оленка; 4,5 – на р. Ура; 6 – на р. Западная Лица; 7 – на р. Титовка; 8-10 – на р. Тумча; 11 – на р. Умба. Автономные малые ГЭС: 12 – на р. Ельрека; 13 – на р. Чаваньга

Река Пиренга – преимущественно снегового питания. Половодье начинается в начале мая. Геология основания предлагаемой малой ГЭС удовлетворительная. Коренные породы слабо проницаемы, коэффициент фильтрации от 0,02 до 1,0 м/сутки. Площадка ГЭС относится к району с сейсмичностью менее 5 баллов. Сезонное промерзание грунта составляет 0,5-1,5 м. Строительство обеспечивается в достаточном количестве строительным камнем и песчано-гравелистыми грунтами в радиусе 5 км от створа гидроузла.

Верхний бьеф и русло могут использоваться для нужд энергетики, водоснабжения и рыбного хозяйства. До 1987 г. сток также использовался в целях лесосплава. Максимальная пропускная способность створа составляет 170 м³/с. В интересах рыбного хозяйства интенсивность сброски уровня водохранилища ограничивается величиной 5 см в сутки. В период нереста рыбы (май-июнь) снижение горизонтов запрещается.

Для обеспечения навигации уровень оз. Пиренга должен быть не ниже 136,7 м, при котором сохраняется судоходство на р. Толва и Чалмозере. В настоящее время нормальный подпорный уровень (НПУ) Пиренгского водохранилища составляет 138 м, падение реки от плотины до уровня оз.Имандра достигает почти 10 м.

Для увеличения выработки электроэнергии и мощности ГЭС первоначально предлагалось поднять НПУ до 138,58 м, т.е. на 0,58 м. Но такое превышение уровня значительно воздействовало бы на территорию Лапландского заповедника. Руководство заповедника потребовало для принятия повышенной отметки повторной расширенной экспертизы и обоснования. В результате согласования данного вопроса НПУ Пиренгского водохранилища при малой ГЭС был принят окончательно в 138,0 м.

При его реализации необходимо очистить около трех километров русла реки ниже ГЭС от большого

количества топлива, переустроить водозабор рыбо-разводного завода и углубить дно на 2-2,5 м. Работы предусматривается вести по сухому руслу только в зимнее время в течение двух лет.

Выбор между вертикальным и горизонтальным расположением гидроагрегата был решен в пользу вертикальной гидротурбины типа ПЛ15-В-355. Уточнение схемы привело к замене вышеупомянутого вертикального рабочего колеса на колесо ПЛ20-В-400, что позволило избежать его большего заглубления.

Окончательно основные показатели малой Пиренгской ГЭС оказались следующими [22,23]:

Класс гидроузла	II
Нормальный подпорный уровень ВБ	138,00 м
Уровень мертвого объема ВБ	135,58 м
Расход	75,20 м ³ /с
Расчетный напор	9,90 м
Установленная мощность	6,00 МВт
Гарантированная мощность	1,96 МВт
Среднегодовая выработка электроэнергии	29,5 млн. кВт·ч
Количество агрегатов	1
Тип рабочего колеса	ПЛ20-В-400
Полный объем водохранилища	3,12 км ³
Полезный объем водохранилища	0,48 км ³

В состав гидроузла входят: здание ГЭС, подводящий и отводящий каналы. Здание ГЭС руслового типа расположено на левом берегу р. Пиренга на оси существующего лесосплавного лотка. Со стороны нижнего бьефа ГЭС на отметке 135,92 м предусмотрен мост для проезда вдоль здания ГЭС. Монтажная площадка находится в правобережном торце машинного зала на уровне подъездных путей. К левому торцу машзала примыкает открытое распределительное устройство 150 кВ и главный повышающий трансформатор ТДН-16000/150 VI.

Выдача мощности ГЭС в энергосистему будет выполняться через ответвление от воздушной линии 150 кВ, проходящей в 600 м от места строительства. Главная электрическая схема Пиренгской ГЭС на напряжении 150 кВ – схема «трансформатор – линия с выключателем»; на генераторном напряжении – одиночный блок «генератор-трансформатор» без выключателя. Административно и оперативно

ГЭС может быть подчинена Нивскому каскаду. На ГЭС предусматривается один дежурный.

Общий срок строительства ГЭС составит три года, включая подготовительный период один год.

Каскад малых ГЭС на р. Б. Оленка (поз.2 и 3 на рис.3.9).

Река Большая Оленка впадает в губу Порчниха Баренцева моря в 12 км к востоку от поселка Дальние Зеленцы. Институтом «Ленгидропроект» на реке Б. Оленка определено два створа для строительства ГЭС. в 13,7 км и 4 км от устья. В верхнем створе, расположенном в 13,7 км от устья, подпорная отметка гидроузла составляет 125 м, глубина сработки – 10 м. При среднемноголетнем расходе 8,63 м³/с, объеме притока 272 млн. м³ создаваемая полезная емкость водохранилища 27,8 млн. м³ может осуществить сезонное регулирование, что позволит создать здесь ГЭС-1 установленной мощностью 5 МВт с годовой выработкой 24,9 млн. кВт·ч.

В нижнем створе, в 4 км от устья, выбрана отметка НПУ 55 м, и принят вариант синхронной работы второй станции с ГЭС-1 на зарегулированном верхним водохранилищем стоке. Мощность ГЭС-2 составляет 4,8 МВт при среднегодовой выработке 24,2 млн. кВт·ч.

В состав сооружений ГЭС-1 входят: земляная плотина высотой 35 м, дамба высотой 13 м, строительная труба, водосброс с быстротоком, станционный узел с напорным трубопроводом диаметром 2,2 м длиной 2,5 км.

В состав ГЭС-2 входят: земляная плотина высотой 35 м, строительная труба, водосброс с водотоком, станционный узел с подводным каналом длиной 1185 м и напорным водоводом диаметром 2,2 м длиной 660 м.

На каждой ГЭС устанавливается по одному агрегату с рабочими колесами Р045 и Р075 диаметром 1,2 м на расчетные напоры 44,5 м и 50,8 м, соответственно. Класс гидроузла – III. Мощность каскада предполагается выдавать на напряжении 35 кВ по двухцепной воздушной линии до Серебрянской ГЭС-2 на расстояние около 30 км. Между собой ГЭС соединены ВЛ-35 кВ длиной 10 км. На каждой ГЭС предусматривается наличие одного суточного дежурного. Каскад административно и оперативно будет подчинен Серебрянскому каскаду ГЭС. Срок строительства ГЭС принят в 4 года

Каскад малых ГЭС на реке Ура (поз.4 и 5. на рис.3.9).

Река Ура берет начало из озера Ур и впадает в залив Ура-губа Баренцева моря. Русло реки распо-

ложено параллельно руслу реки Зап. Лица в среднем удалении на 20 км к востоку.

На реке Ура предлагается 2 створа для малых ГЭС – на протоке у озера Нельявр и створ на протоке р. Ура, вытекающем из озера Кядельявр и впадающем в реку на 19 км от ее устья. Верхним бьефом ГЭС-1 является оз. Нельявр. В качестве нормального подпорного уровня (НПУ) выбрана естественная отметка максимального горизонта озера – 143 м, а в качестве минимального – его минимальный естественный уровень – 141,4 м. При этом ГЭС-1 со среднемноголетним расходом 3,8 м³/с и напором 33 м будет иметь установленную мощность 1,62 МВт и среднегодовую выработку 8,77 млн. кВт·ч.

Нижняя ГЭС-2 будет работать на расходах, поступающих от ГЭС-1 с добавлением стока из озера Кядельявр. Небольшое водохранилище, создаваемое этим гидроузлом, будет иметь НПУ 95 м, уровень мертвого объема (УМО) 83 м, средний напор – 43,6 м. При этом установленная мощность ГЭС-2 может составить 3,02 МВт, а среднегодовая выработка – 15,27 млн. кВт·ч.

В состав сооружений верхней ГЭС каскада входят: земляная плотина высотой 25 м, дамба высотой 9,0 м, водосброс, прорезь с железнодорожным мостом, станционный узел с напорным трубопроводом длиной 445 м и диаметром 1,2 м.

В состав сооружений нижней ГЭС-2 входят: земляная плотина высотой 20 м, водосброс, станционный узел с подводящим каналом длиной 1500 м и напорным водоводом длиной 300 м и диаметром 1,7 м.

Каждая ГЭС оборудуется одним гидроагрегатом с турбиной РО45. Диаметры рабочих колес – 0,84 м и 1,0 м, соответственно, что обеспечивает разную пропускную способность.

Выдачу мощности каскада ГЭС предлагается осуществить на напряжении 35 кВ до ПС № 98 Первомайская, длина воздушной линии составляет около 12 км. Оперативное управление каскада ГЭС может осуществляться диспетчером Туломской ГЭС по телемеханике без дежурного персонала. Срок строительства каскада – 3 года, класс сооружений – III.

Малая ГЭС на реке Западная Лица (поз.6 на рис 3.9).

Река Западная Лица относится к категории средних рек. Она протекает с юга на север в 50-55 км западнее Мурманска.

Створ малой ГЭС на реке Западная Лица расположен в 30,3 км от устья. При оптимальном для этого створа НПУ 95 м и УМО 93 м установленная мощность ГЭС может составить 1,6 МВт при расчетном расходе 15,1 м³/с и напоре 12,6 м. Среднегодовая выработка может при

этом достигать около 8 млн. кВт·ч. По результатам расчетов стоимости строительства этой ГЭС от нее пришлось отказаться, и она выведена из списка станций, рекомендованных к строительству [22].

Малая ГЭС на реке Титовка (поз.7 на рис.3.9).

Река Титовка берет начало из озера Чепт-явр и впадает в Титовую губу Мотовского залива Баренцева моря. Русло реки расположено параллельно руслу реки Западная Лица – в 2,5 км западнее от нее. Створ малой ГЭС на реке Титовка расположен в 19,75 км от устья реки. По результатам оптимизационных расчетов нормальный подпорный уровень был принят 100 м, а УМО – 90 м, что обеспечивает среднемноголетний расход в 13,4 м³/с и средний напор 20 м. Установленная мощность ГЭС составит 3,38 МВт, а среднегодовая выработка 15,8 млн. кВт·ч. При этом полезный объем водохранилища достигнет величины 63,3 млн. м³. В состав сооружений гидроузла входят: земляная плотина высотой 31 м, водосброс, станционный узел с напорным трубопроводом длиной 162 м и диаметром 3,0 м. На ГЭС устанавливается один агрегат, оборудованный поворотно-лопастной турбиной ПЛЗ0 с диаметром рабочего колеса 1,8 м.

Электроэнергия с малой ГЭС на реке Титовка может выдаваться на напряжении 35 кВ через ПС № 21 по воздушной линии длиной 28 км. ГЭС административно и оперативно может быть подчинена Туломскому каскаду для работы без дежурного персонала. Управление станцией возможно с помощью телемеханики диспетчером каскада Туломских ГЭС. Планируемая продолжительность строительства ГЭС составляет 4 года. Класс сооружений ГЭС – III.

Каскад малых ГЭС на реке Тумча (поз.8 и 9 на рис. 3.9).

Река Тумча берет начало в Финляндии, где называется Тунтсайоки, а затем впадает в водохранилище Иовской ГЭС, созданное на реке Ковда в 1960 году. На реке предлагается три возможных створа строительства малых ГЭС – в 89 км, 74 км и 18,4 км от устья реки. По результатам энерго-экономических расчетов были выбраны подпорные отметки гидроузлов (в деривационном варианте).

Для ГЭС-1, расположенной в 89 км от устья реки, НПУ составляет 230 м, УМО – 216 м. Средний напор, образованный плотиной и деривацией, достигает 30 м. При среднемноголетнем расходе 23,3 м³/с и напоре 37,2 м возможно достижение установленной мощности 12,2 МВт и среднегодовой выработки 55,9 млн. кВт·ч. Создаваемое при ГЭС водохранилище

имеет полезный объем 148 млн. м³, что позволяет повысить средний расход на ГЭС до 38 м³/с.

Для ГЭС-2, расположенной в 74 км от устья реки, отметка НПУ составляет 190 м, отметка УМО – 180 м, средний напор – 24 м. Средний расход возрастает до 40,1 м³/с, что позволяет установить на станции один агрегат (как и на верхней ГЭС каскада) мощностью 8,4 МВт и получить среднегодовую выработку 40,4 млн. кВт·ч.

Нижняя ГЭС каскада, расположенная в 18 км от устья реки, имеет отметку НПУ 100 м, УМО – 98 м. Средний напор на ГЭС составляет 25 м (плотина плюс деривация), что при среднем расходе на ГЭС 78,2 м³/с позволяет установить два агрегата суммарной мощностью 16,9 МВт и получить среднегодовую выработку 74,6 млн. кВт·ч.

В состав сооружений ГЭС-1 входят: земляная плотина высотой 45 м, дамба высотой 120 м, строительная труба, водосброс с быстротоком, станционный узел с турбинным водоводом длиной 300 м и диаметром 3,8 м. Состав сооружений ГЭС-2 отличается меньшей высотой земляной плотины – 35 м. Здесь нет дамбы, а длина водовода – 268 м. Все остальное как на ГЭС-1.

Нижняя ГЭС каскада имеет такой же набор сооружений как ГЭС-2 и отличается высотой земляной плотины – 20 м, двумя дамбами по 12 м высотой. Станционный узел имеет подводный канал длиной 5,1 км, два водовода диаметром 3,8 м и два гидроагрегата в здании ГЭС вместо одного в отличие от верхних станций каскада.

Гидроагрегат верхней ГЭС оборудован радиально-осевым рабочим колесом РО45 диаметром 2,12 м, а агрегаты нижних станций – тремя поворотно-лопастными рабочими колесами марки ПЛ30 с одинаковым диаметром 2,65 м. Гидрогенераторы всех ГЭС каскада имеют разъемный статор, что облегчает их транспортировку к месту установки.

Суммарная мощность каскада системных малых ГЭС на р. Тумча составляет 38 МВт, что позволяет выдавать его мощность на напряжении 150 кВ на ПС № 95 в район г. Ковдор, где расположены достаточно крупные потребители электроэнергии. Общая длина воздушных линий 150 кВ, необходимых для присоединения ГЭС каскада к системе, равна 130 км. Стоимость этого мероприятия составляет 12,6 млн. руб. (в ценах 1991г.).

Управление каскадом планируется возложить на диспетчера каскада Нивских ГЭС с использованием телемеханики. Полная продолжительность строительства двух верхних ГЭС каскада ожидается 7 лет. Продолжительность строительства третьей ГЭС – 4 года, класс сооружений – III.

Каскад ГЭС на реке Тумча относится к наиболее экономически-эффективным сооружениям из числа предлагаемых малых ГЭС, особенно это относится к двум верхним станциям каскада.

Малая ГЭС на реке Умба (поз.11 на рис.3.9).

Бассейн реки Умба, впадающей в Кандалакшский залив Белого моря, расположен в юго-западной части Кольского полуострова и на западе граничит с бассейном р. Нива. Длина реки 125 км, падение – 151,6 м. Возможность энергетического использования реки Умба сильно осложняется ее рыбохозяйственным значением и, соответственно, требованиями к режиму уровня Умбозера и расходу реки. На первых этапах разработки схемы гидроэнергетического использования р. Умба рассматривался вариант переброски части стока реки в озеро Ловозеро, питающее каскад Серебрянских ГЭС. В настоящее время эти варианты не рассматриваются.

Для малой ГЭС, расположенной в 10 км от истока, оптимальной выбрана отметка НПУ 135 м, позволяющая создать напор 10 м. При среднемноголетнем расходе 42 м³/с установленная мощность ГЭС составит 3,02 МВт, а среднегодовая выработка – 15,27 млн. кВт·ч. В состав сооружений гидроузла входят: земляная плотина высотой 15,0 м, две дамбы высотой 5 м, водосброс и русловое здание ГЭС с одним агрегатом, оборудованным поворотно-лопастной турбиной ПЛ15 диаметром 3,35 м. Класс сооружений гидроузла – III.

Мощность ГЭС предполагается выдавать на напряжении 35 кВ до ПС № 76, расположенной в 35 км от створа ГЭС. Стоимость схемы выдачи мощности составляет 2,9 млн. руб. ГЭС может работать без дежурного персонала и управляться с использованием телемеханики диспетчером каскада Нивских ГЭС. Продолжительность строительства ГЭС – три года, объем капиталовложений – 22,6 млн. руб., в т.ч. СМР – 17,3 млн. руб. Экономическая эффективность ГЭС на уровне цен и тарифов середины 90-х годов прошлого века показана в [22]. По требованиям рыбохозяйственных инспекций дальнейшая работа по упомянутой выше ГЭС была остановлена.

Из числа малых ГЭС, приведенных в таблице 3.2, нерассмотренной осталась ГЭС на р. Лотта. От этой станции предполагается питать поселок Светлый, не имеющий централизованного электроснабжения в настоящее время. Данная ГЭС будет рассмотрена ниже в разделе, посвященном малым ГЭС, предназначенным для энергоснабжения удаленных изолированных потребителей.

Основные энергетические показатели рассмотренных выше малых системных ГЭС сведены в табл.3.2.

В настоящее время именно первые шесть приведенных в таблице рек планируется использовать для строительства по программе развития Колэнерго и ТГК-1 в официальном порядке. Общая установленная мощность этих малых ГЭС составляет 61 МВт, выработка – 300 млн. кВт·ч. Наиболее эффективными и подготовленными представляются схемы ГЭС на рр. Пиренга и Тумча. В целом же объемы средств, требующихся для строительства каждой из малых ГЭС, хоть и малы по сравнению с любым объектом «большой» энергетики, но слишком велики, чтобы их могли обеспечить мелкие населенные пункты или предприятия, подобные совхозам, кооперативам и т.п.

3.5. Малые ГЭС для изолированных удаленных потребителей

На территории Мурманской области в 50-е годы существовало около 10 малых ГЭС, обеспечивавших электроснабжение удаленных поселков и сел области [20]. Но информация о них большей частью утрачена, удалось установить створы только трех малых ГЭС – на рр. Чаваньга, Колвица и на реке без названия в Ковдорском районе. Все ГЭС за прошедшее время полностью разрушены, а река Колвица закрыта для энергетического освоения из-за ее рыбохозяйственного значения.

В настоящее время в регионе не охвачено централизованным электроснабжением около 80-100 населенных пунктов и отдельных объектов. Их потребляемая мощность колеблется от 5-10 до 500-800 кВт. При выборе первоочередных створов для сооружения малых ГЭС необходимо исходить из технического потенциала малых рек, удаленности от них потребителя и потребностей последнего в энергии.

В этом плане в Мурманской области весьма характерным является село Краснощелье в центре Кольского полуострова, удаленное более чем на 150 км от ближайшего источника централизованного электроснабжения. Кроме воздушного сообщения и санной дороги по зимнику село не связано никакими другими видами транспорта. Обеспечение села централизованным электроснабжением даже в отдаленном будущем не планируется. В настоящее время основным источником электроэнергии здесь служит дизельная электростанция (ДЭС) мощностью 800 кВт со среднегодовой выработкой 1,25 млн. кВт·ч. Максимальная нагрузка декабрьских суток составляет около 320 кВт, возможен рост на перспективу до 500 кВт [20].

Другими характерными децентрализованными потребителями являются села Чаваньга и Чапома на побережье юго-восточной части Кольского полу-

острова, расположенные в приустьевой части одноименных рек. Топливоснабжение этих сел из-за отсутствия автомобильной дороги крайне затруднено и возможно лишь в период летней навигации по морю. Электропотребление села Чаваньга в настоящее время составляет около 1 млн. кВт·ч. Максимум нагрузки достигает 235 кВт. Электропотребление села Чапома соизмеримо по объему с селом Чаваньга, и характер нагрузки у них близкий [20].

Характерными изолированными потребителями являются удаленные поселки военных и пограничников. Так, пос. Светлый находится вблизи русла реки Лотта и не имеет централизованного электроснабжения. В работе [22] предлагается создание на р. Лотта малой ГЭС для энергообеспечения этого поселка и близлежащих потребителей.

При выборе створа малой ГЭС в районе с. Краснощелье были рассмотрены четыре притока реки Поной. По своим энергетическим показателям они близки, поэтому основным критерием при выборе водотока и створа малой ГЭС явилась их удаленность от потребителя. Створ на Ельреке находится всего в 6 километрах по прямой от с. Краснощелье, что и предопределило его выбор для малой ГЭС.

Створы для малых ГЭС на юго-востоке побережья Кольского полуострова были определены в работе [20]. Оценке подвергались пять рек: Варзуга, Чаваньга, Стрельна, Чапома, Пялица. Варианты использования рек Варзуга и Стрельна отклонены из-за большого рыбохозяйственного значения (на них приходится около 52% общеобластного вылова семги). Река Пялица при значительно меньшем, чем у рек Чаваньга и Чапома гидроэнергетическом потенциале (11,6 МВт против 17,6 и 20,3 МВт) находится к тому же на значительном удалении от потребителей электроэнергии и характеризуется менее благоприятными топографическими и гидрологическими данными. Поэтому выбор был остановлен на реках Чаваньга и Чапома. Учитывая гидрогеологические условия и сохранность уникальных водопадов на этих реках, в качестве первоочередного был выбран створ в 8,5 км от устья на р. Чаваньга.

На западе Мурманской области недалеко от государственной границы заслуживает внимания сооружение малой ГЭС на р. Лотта. Эта река после пересечения российско-финской границы на большом протяжении протекает с юго-запада на северо-восток вдоль автодороги Рая-Йосеппи-Верхне-Тулумский. Створ малой ГЭС определен на 38 километре от устья реки. Энерго-экономические расчеты выявили, что оптимальная подпорная отметка водохранилища ГЭС может составить 93 м [22].

Ниже освещены три перспективные малые ГЭС, предназначенные для энергоснабжения удаленных, изолированных потребителей.

Малая ГЭС на Ельреке (поз.12 на рис. 3.9).

Компоновка основных сооружений малой ГЭС на Ельреке, а также расчет ее основных параметров выполнены применительно к предпроектной стадии обосновывающих материалов [20,24].

При выборе состава и вида сооружений гидроузла учитывалась значительная удаленность района строительства, наличие местных строительных материалов, максимально возможная унификация элементов сооружений из железобетона и металла.

Створ малой ГЭС принят в 12 км от устья Ельреки. Оптимальная отметка – 164 м, площадь водохранилища – 12,3 млн. м³, полезный объем водохранилища – 37 млн. м³. Выбор и расчет унифицированных типов зданий малой ГЭС на Ельреке (Ельйок) производился по рекомендациям [24], в основу которых положено требование минимума строительных объемов при заданном диаметре рабочего колеса турбины и максимальном напоре. Было также принято решение о двухагрегатной ГЭС вместо несколько меньшей (по объему строительных работ здания ГЭС) одноагрегатной станции. Это решение базируется на соображениях повышения надежности работы малой ГЭС и упрощения ее эксплуатации во время планово-ремонтных кампаний в летнее время.

Для всех оценивавшихся вариантов установленной мощности ГЭС принималась одинаковая компоновка основных гидротехнических сооружений. Величина возможного максимального напора 9 метров определила тип здания ГЭС. Принято русловое здание ГЭС с напорными турбинными камерами и вертикальными поворотно-лопастными турбинами. В зданиях русловых ГЭС такие камеры выполняются в бетонном массиве подводной части. Принята типичная компоновка подводной части здания ГЭС с прямоосной конической отсасывающей трубой. Все варианты подпорных плотин принимались каменно-земляного типа с противофильтрационным ядром из морены. Ширина плотин по гребню 8 м, заложение откосов 1:1,3. Ширина створа составила 1100 м при НПУ=164 м. В качестве водослива рассматривалась бетонная водосливная плотина с широким порогом.

Для определения оптимальной установленной мощности малой ГЭС были рассчитаны основные энерго-экономические показатели по пяти вариантам: 300, 500, 600, 800 и 1000 кВт. Определены приведенные затраты в вариантах совместной работы малой ГЭС и ДЭС. В результате оптимальное значе-

ние установленной мощности малой ГЭС на Ельреке составило 500 кВт при параллельно работающей ДЭС установленной мощностью 300 кВт. Работа дизельной электростанция предусматривается, главным образом, на покрытие части нагрузки в маловодные периоды года, а также на выполнение функции нагрузочного и аварийного резерва.

Таким образом, для обеспечения потребности в электроэнергии села Краснощелья может быть рекомендована русловая малая ГЭС установленной мощностью 500 кВт (два агрегата с диаметром рабочего колеса 1 м и расчетным напором 6 м).

Малая ГЭС на р. Чаваньга (поз.13 на рис.3.9).

Створ ГЭС находится в 8,5 км от устья реки, в 7,5 км от поселка, отметка НПУ составляет 54,5 метра. Полезный объем водохранилища равен 8,3 млн.м³. Такой объем в сочетании со значительной водностью реки (средний расход 15 м³/с) позволяет вести неограниченное суточное и частично сезонное регулирование. Диапазон напоров на ГЭС составляет от 15 до 9 метров [24].

Для определения оптимальной величины установленной мощности малой ГЭС были проведены расчеты совместной работы ГЭС и ДЭС с изменением установленной мощности ГЭС от 300 до 1500 кВт. В результате оптимальная установленная мощность ГЭС составила 1250 кВт. Такая мощность ГЭС позволит обеспечить электроэнергией также и соседние села – Чапому, Тетрино, Стрельну и Пялицу и служить надежной основой развития этих сел.

Принятый вариант приплотинной малой ГЭС установленной мощностью 1250 кВт имеет два агрегата с диаметром рабочего колеса 1,0 м и типовое здание ГЭС с короткими напорными турбинными водоводами и изогнутыми отсасывающими трубами. Водоприемник ГЭС оборудуется подвесными электрическими кранами, плоскими скользящими затворами и сороудерживающими решетками. Длина здания ГЭС составляет 12 м, ширина 7 м. В качестве водослива используется быстроток, сопряженный с рыбоходом. Для сохранения поголовья семги в состав основных сооружений малой ГЭС включен лестничный рыбоход, состоящий из 16 бассейнов размером 3х5 м и двух бассейнов для отдыха размером 3х10 м. Лестничный рыбоход рассчитан на напор 10 м. Общая длина рыбохода 190 м.

Каменно-земляная плотина с грунтовым противофильтрационным ядром из мореной глины имеет длину 903 м, ширина по гребню 8 м, заложение откосов 1:1,3. Основные параметры сооружений указаны в табл. 3.3.

Таблица 3.3.

Основные характеристики створа малой ГЭС на реке Чаваньга

№ п/п	Наименование характеристики	Численное значение
1	Ширина русла, м	37
2	Ширина долины по низу, м	150
3	Высота правого берега, м	15
4	Высота левого берега, м	15
5	Уклон правого берега, %	4,41
6	Уклон левого берега, %	2,79
7	Ширина долины поверху, м	709
8	Вид основания	Гнейсы
9	Сложение правого берега	Супесь с валунами
10	Сложение левого берега	Ледниковое происхождение

Малая ГЭС на р. Лотта.

Средний напор на ГЭС определен в 8,7 м, а средний расход – 34 м³/с. При этих параметрах установленная мощность ГЭС в одном агрегате составит 2,68 МВт, а среднегодовая выработка – 12,4 млн. кВт·ч. Рабочее колесо турбины типа ПЛ15 имеет диаметр 2,65 м, частоту вращения 166,7 об/мин [22]. В состав основных гидротехнических сооружений электростанции входят: земляная плотина высотой 11 м, водосброс, станционный узел с русловым зданием ГЭС. Класс гидроузла – III.

Из-за значительной удаленности станции от потребителей предполагается электроэнергию передавать по воздушной линии 35 кВ длиной около 28 км до поселка Светлый, где нужно будет построить понижающую подстанцию 35/10 кВ. ГЭС на р. Лотта оперативно и административно может быть подчинена Туломскому каскаду. Продолжительность строительства ГЭС планируется три года.

Таким образом, в качестве первоочередных малых ГЭС в зонах децентрализованного электроснабжения Мурманской области предлагаются четыре гидроэлектростанции, основные данные по которым приведены в табл.3.4. Все ГЭС ориентированы на полупиковый – полубазисный режим нагрузки и рассматриваются в качестве

основного источника электроэнергии для изолированных потребителей. Это ведет к некоторому снижению установленной мощности ГЭС и формально к ухудшению экономических показателей по сравнению с системными малыми ГЭС. Однако это не означает, что они значительно хуже системных. Необходимость в них как в источниках энергии может быть на местах значительно острее, чем потребность в дополнительной выработке и мощности для энергосистемы. Для приведенных в табл. 3.4 малых ГЭС нет необходимости определять однозначно очередность их строительства. Каждая из них важна для своего местного потребителя, только этот потребитель и местные условия могут определить срок начала строительства. Для всех малых ГЭС крайне важно выполнить строительство за 1 год, не допуская «замораживания» капиталовложений. Финансирование строительства этих ГЭС, на наш взгляд, должно осуществляться из нескольких источников: будущими потребителями энергии, администрациями района и области, энергосистемой, другими государственными организациями и предприятиями, а также, если возможно, частным бизнесом и даже зарубежным капиталом.

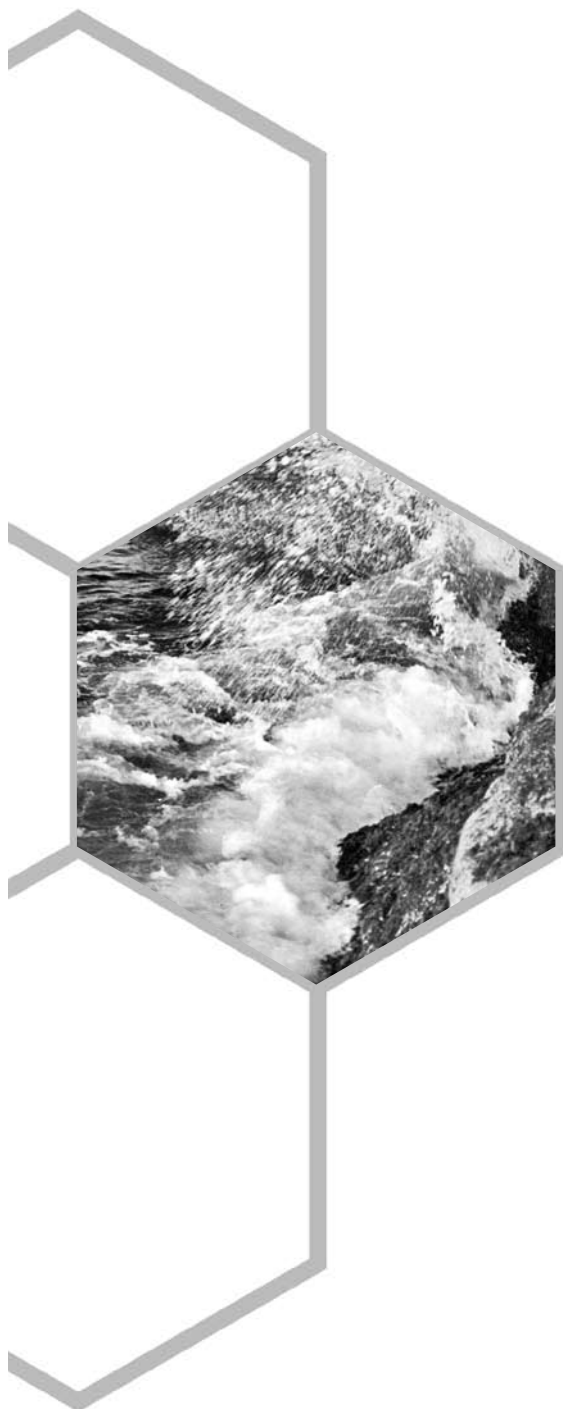
Кроме перечисленных выше малых ГЭС для Мурманской области были изучены реки Печа (Лебяжья), Средняя (Щучья), Большая и Малая Тюва, Урица, Сейдъяврйок, Сергивань и Невга. На перечисленных реках определены возможные для строительства малых ГЭС створы. Их технические характеристики будут разработаны позже. Некоторые из них относятся к системным ГЭС, а другие, со створами, удаленными от подстанций и ЛЭП, но близкие к малым изолированным потребителям – к отдельно стоящим ГЭС.

Таблица 3.4

Основные технико-экономические показатели малых ГЭС, предлагаемых для энергоснабжения изолированных потребителей Мурманской области

Наименование реки	Установл. мощность, кВт	Средне- годовая выработка, кВт·ч	Напор, м	Средний расход, м ³ /с	Удельные кап. затраты, долл./кВт	Срок строительства, годы
Ель-река	500	2,7	6	10	870	1-2
Чаваньга	1250	6,3	10	15	352	1
Лотта	2680	12,4	8,7	34	287	3

ЭНЕРГИЯ МОРСКИХ ПРИЛИВОВ



4.1. Особенности приливной энергии

На возможность использования приливной энергии на побережьях России впервые обратил внимание проф. Ляхницкий В.Я. в своей работе «Синий уголь», опубликованной в 1926 г. [25]. В дальнейшем, начиная с 1938 г. исследование проблемы в России велось Л.Б. Бернштейном, который провел рекогносцировку побережья Баренцева и Белого морей для выявления створов возможного строительства приливных электростанций (ПЭС). Он же разработал модель эффективного использования приливной энергии – наплавную конструкцию здания ПЭС [7], обеспечивающую удешевление строительства, и в дальнейшем руководил сооружением опытной Кислогубской ПЭС, где была осуществлена эта конструкция, а также руководил проектированием мощных ПЭС в институте Гидропроект.

Сущность новой модели заключается в реализации такой важной особенности приливной энергии как неизменность ее среднемесячного значения, не зависящего от водности в годовом и многолетнем разрезе. Благодаря этому качеству приливная энергия, несмотря на прерывистость в суточном цикле и неравномерность в течение лунного месяца, представляет собой довольно мощный энергетический источник, который может быть использован при объединении его с речными гидроэлектростанциями, имеющими водохранилища.

При таком объединении пульсирующие прерывистые, но неизменно гарантированные потоки приливной энергии, зарегулированные энергией речных ГЭС, способны обеспечить ощутимый вклад в покрытие переменной части графика нагрузки энергосистемы, облагораживая тем самым работу действующих ТЭС и АЭС и вытесняя строительство новых электростанций на органическом топливе, загрязняющих окружающую среду.

4.2. Возможные створы приливных электростанций, их энергопотенциал

Определение потенциала приливной энергии и его порайонная характеристика в отличие от оценки валового теоретического потенциала гидроэнергии рек имеет свои особенности. Для речного водотока валовый теоретический потенциал определяется как взятое с определенным коэффициентом произведение среднеарифметического бытового расхода за многолетний период на валовый напор на всем падении реки. Но если для речного водотока в его естественном состоянии энергия растрчивается на трение, турбулентное перемешивание и эрозионную переработку русла, то для приливного бассейна его

энергопотенциал выражается в работе, проводимой приливом в течение года при подъеме и опускании уровня в течение каждого приливного цикла. При этом основными аргументами для выражения мощности установки являются не расход и напор (которые могут быть получены в дальнейшем расчете после регулирования энергии прилива), а площадь бассейна и величина прилива.

Вес поднятой и опущенной приливом воды равен:

$$G = AS\gamma, \quad (4.1)$$

где A – величина прилива, м; S – площадь бассейна, м²; γ – удельный вес морской воды, кН/м³.

Работа, совершаемая приливом за приливо-отливный цикл в предположении отсутствия поверхностных уклонов, то есть при мгновенном заполнении бассейна, определится умножением веса G поднятой и опущенной приливом воды на высоту $A/2$ поднятия его центра тяжести [7]:

$$P = A/2 \cdot A \cdot S \cdot \gamma. \quad (4.2)$$

Работа, совершенная за сутки, равна $3,87 \cdot P$ ($3,87$ – число полуциклов колебания приливной волны в сутки). Деля суточную работу прилива на число секунд в сутках и принимая во внимание удельный вес морской воды $\gamma = 10,05$ кН/м³, получим средне-суточную потенциальную мощность прилива:

$$N_{\pi} = (3,87 \cdot A^2 \cdot S \cdot 10,05) / (2 \cdot 24 \cdot 3600) = 2,25 \cdot 10^{-4} \cdot A^2 \cdot S, \text{ кВт} \quad (4.3)$$

Эта мощность не может приниматься для определения установленной мощности ПЭС, так как она берется здесь осредненной. В то же время она может использоваться для определения годового запаса потенциальной энергии приливного бассейна:

$$\Theta_{\pi} = 8760 \cdot 2,25 \cdot 10^{-4} \cdot A_{\text{cp}}^2 \cdot S = 1,97 \cdot A_{\text{cp}}^2 \cdot S, \text{ кВт} \cdot \text{ч} \quad (4.4)$$

Рекогносцировка побережья Баренцева и Белого морей с целью выявления створов для возможного строительства приливных электростанций была выполнена Л.Б.Бернштейном еще в 1938-1941 гг. Уже тогда были намечены створы возможного размещения ПЭС на побережье Кольского полуострова (рис. 4.1).

Ввиду относительно небольшой величины прилива на побережье Кольского полуострова ($A_{\text{cp}} = 2-3$ м) и ограниченности акваторий, которые можно отсечь плотиной, сооружение ряда возможных ПЭС оказывается заведомо экономически неэффективным. Исключение составляет Лумбовский залив, где средняя величина прилива составляет 4,2 м, а возможная для отсечения акватория залива достигает 70-90 км². Различные варианты использования залива (рис. 4.2) позволяют получить здесь ПЭС мощностью от 320 МВт с выработкой 750 МВт·ч до 670 МВт с выработкой около 2000 МВт·ч в год.



Рис. 4.1.
Возможное расположение ПЭС на Кольском полуострове

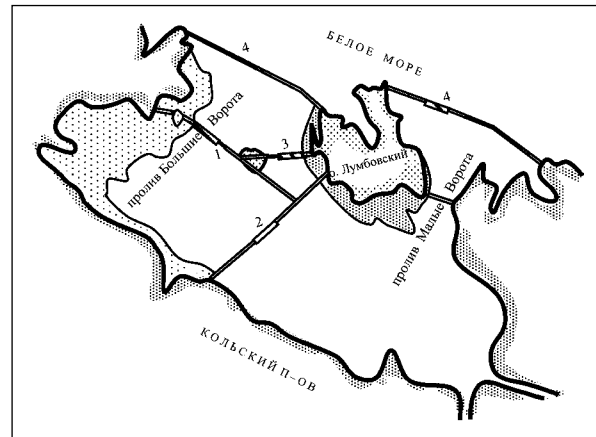


Рис. 4.2.
Варианты сооружения Лумбовской ПЭС [7]: 1 – однобассейновая ПЭС одностороннего действия, $N = 200$ МВт, 20 вертикальных агрегатов, $D1 = 9$ м; 2 – малая однобассейновая ПЭС, 13 агрегатов, $N = 143$ МВт, $\Theta = 415$ ГВт·ч; 1–2 – двухбассейновая ПЭС, цикл Декера, 22 агрегата, $N = 95$ МВт; $\Theta = 460$ ГВт·ч; 1–2–3 – то же, цикл Бернштейна, 45 агрегатов, $N = 190$ МВт; $\Theta = 640$ ГВт·ч; 4 – однобассейновая ПЭС, схема 1977–1983 гг., 64 агрегата, $N = 670$ МВт; $\Theta = 2$ ТВт·ч.

Однако удаленность строительства Лумбовской ПЭС предопределила необходимость первоочередного рассмотрения комплекса Мезенской ПЭС, где прилив достигает 10 м ($A_{cp} = 5,6$ м). Отсечение залива в створе мысов Абрамов-Михайловский (рис. 4.3) потребует сооружения плотины длиной 90 км. Столь протяженная плотина оправдывается тем, что отсекаемая акватория (2300 км²) при указанной величине прилива позволяет получить здесь 15 млн. кВт мощности и 50 млрд. кВт·ч электроэнергии в год.

Ввиду непостоянства приливной энергии сооружение мощной Мезенской ПЭС рассматривалось специалистами института Гидропроект в увязке со строительством гидроаккумулирующей электростанции (ГАЭС) на Кольском полуострове в районе полуострова Рыбачий, где для этого имеются исключительно подходящие условия. Эта ГАЭС, будучи расположена на экономически приемлемых расстояниях от энергосистемы и ПЭС (до Мурманска – 100 км, до Санкт-Петербурга – 1200 км, до Мезенской ПЭС – 680 км), обеспечивает использование полезной емкости 150 млн. м³ на базе озер Тшерскали-Ярви, расположенных на полуострове Рыбачий на высоте около 200 м над уровнем моря (рис. 4.4). При наличии мощных высоковольтных связей ГАЭС позволит осуществить работу Мезенской ПЭС в пиковой зоне графика нагрузки и обеспечить в энергосистеме Центра – Северо-Запада дополнительно свыше 3 млн. кВт электрической мощности при экономически приемлемых потерях энергии менее 10%.

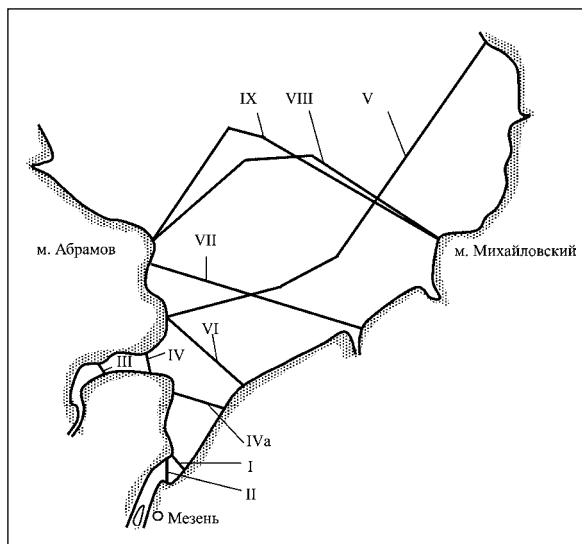


Рис. 4.3 Варианты сооружения Мезенской ПЭС [7]

I – 1935 г., $L_{пл} = 2,8$ км, 45 агрегатов по 2,5 МВт и 40 отверстий, двусторонняя работа, $N = 112$ МВт, $\Theta = 0,48$ ТВт·ч; II – 1940 г., $L_{пл} = 3,5$ км, односторонняя работа, $N = 350$ МВт, $\Theta = 1,0$ ТВт·ч; III – 1940 г., $N = 250$ МВт, $\Theta = 0,67$ ТВт·ч; IV – 1960–1962 гг., $L_{пл} = 4$ км, $N = 500$ МВт, $\Theta = 1,35$ ТВт·ч; IVa – 1960–1962 гг., $L_{пл} = 9$ км, $N = 1000$ МВт, $\Theta = 3$ ТВт·ч; V – $N = 500$ МВт, $\Theta = 1,35$ ТВт·ч; VI и VII – 1976 г., $L_{пл} = 50$ км, $S = 860$ км², $N = 6$ ГВт, $\Theta = 10$ ТВт·ч; VIII – 1976 г., $L_{пл} = 87$ км, $S = 2215$ км², 400 агрегатов, $A_{cp} = 8,5$ м, $N = 8,8$ ГВт, $\Theta = 25–30$ ТВт·ч; IX – 1983 г., $L_{пл} = 74,5$ км, $S = 2330$ км², $N = 15,2$ ГВт, $\Theta = 50$ ТВт·ч, 800 агрегатов, $A_{cp} = 10$ м, двусторонняя работа

Рис. 4.4.

Схема энергосистемы Мезенская ПЭС – ГАЭС – Центр: 1 – линия электропередачи ГАЭС – Мезенская ПЭС 680 км; 2 – ЛЭП Москва – Мезенская ПЭС 1237 км; 3 – ЛЭП ГАЭС – Москва 1620 км; 4 – ЛЭП С.-Петербург – Мезенская ПЭС 1030 км; 5 – ЛЭП С.-Петербург – ГАЭС 1115 км.

Оценка технических ресурсов приливной энергии в отдельных створах на побережье Баренцева и Белого морей сведена в табл. 4.1. Расчеты показывают, что при мощности Мезенской ПЭС около 15 млн. кВт годовая выработка может составить 50 млрд. кВт·ч.

Электрическая схема использования приливной энергии на Мезенской ПЭС, разработанная институтом Гидропроект, представлена на рис. 4.4.

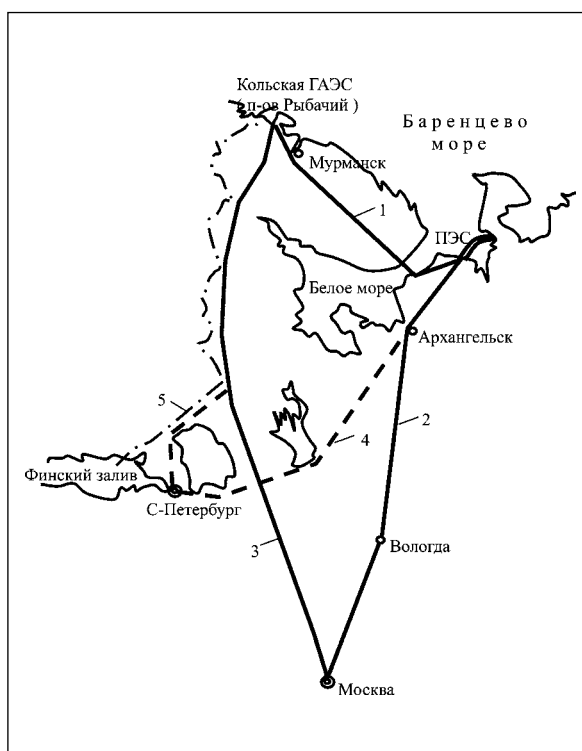


Таблица 4.1

Технические ресурсы приливной энергии Баренцева и Белого морей

Название ПЭС	Величина прилива A_{cp} , м	Площадь бассейна S , км ²	Установл. мощность N , МВт	Год. выработка энергии E , млн. кВт·ч
Кислогубская	2,3	1,1	0,4	1,0
Кольская	2,36	4,9	40	28
Лумбовская	4,2	92	670	2000
Мезенская	5,66	2330	15200	50000

4.3. Степень подготовленности технического использования приливной энергии

Кислогубская опытная ПЭС. Сооружение такой мощной ПЭС как Мезенская, требует предварительного выполнения обширной комплексной программы научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, направленных на изучение энергетики прилива, разработку гидротехнического оборудования, новых конструкций и методов производства работ. Из этих соображений и было принято решение о строительстве опытной приливной электростанции в губе Кислой на северном побережье Кольского полуострова.

Выбранное место обосновывалось благоприятными природными условиями, удобным рельефом, близостью к промышленно развитым центрам и высоковольтной линии электропередачи. Небольшая акватория губы (1км²) соединялась с морем узким (50 м) и неглубоким проливом (рис. 4.5).

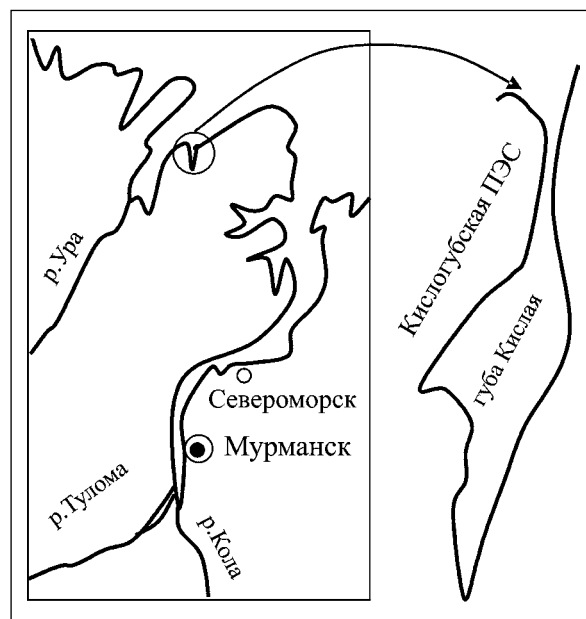
Основной задачей сооружения ПЭС являлась апробация тонкостенной блочной конструкции станции, обеспечивающей ее доставку (буксировку) по морю из Мурманска в створ и установку на заранее подготовленном подводном основании, а также дальнейшее исследование работоспособности конструкции и оборудования ПЭС.

Наплавной корпус здания Кислогубской ПЭС был возведен в 1964-1968 гг. в г. Мурманске в стройдоке на берегу Кольского залива. Его размеры 36х18х15 метров. Корпус выполнен из железобетонных элементов толщиной 15 см, имеет водоизмещение 5000 тонн, осадка на плаву 8,34 м. Пока наплавной корпус находился в стройдоке, в нем был смонтирован капсульный агрегат мощностью 400 кВт

с диаметром рабочего колеса 3,3 м, изготовленный французской фирмой Нейрпик (Neurpic). Такой агрегат после строительства ПЭС Ранс (Франция) стал классическим для приливных электростанций. После буксировки наплавного здания ПЭС из Мурманска в губу Кислую (расстояние около 65 миль вначале по Кольскому заливу, а затем по Баренцеву морю) оно было погружено на заранее подготовленное основание.

Рис. 4.5.

Расположение Кислогубской ПЭС



Длительные испытания и исследования Кислогубской ПЭС показали надежность тонкостенной конструкции и наплавного способа возведения здания ПЭС как по прочности, устойчивости, так и по фильтрации. Эти результаты оказали решающее влияние на дальнейший ход проектирования приливных электростанций в России и других странах.

В настоящее время Кислогубская приливная электростанция административно входит в состав Туломского каскада ГЭС. Ее опытно-промышленная эксплуатация была прекращена в 1994 г. в связи с выполнением всех поставленных научных задач. Статистика эксплуатации Кислогубской ПЭС показала, что максимальная годовая выработка станции за время ее работы составила 1 ГВт·ч. При установленной мощности ПЭС 400 кВт это соответствует числу часов использования в году установленной мощности, равному 2500. Фактически среднегодовая выработка ПЭС была ниже указан-

ного максимума в связи с проведением экспериментальных работ на агрегате.

После остановки Кислогубской ПЭС водопропускные проемы были перекрыты в течение года, что привело к «замору» верховой части губы Кислой, замыкаемой зданием ПЭС. Водохранилище начало опресняться за счет стока небольших рек, впадающих в верхнюю часть губы, что приводило к гибели местной ихтиофауны и подводных растений. В связи с этим с 1995 года был открыт холостой водовод здания ПЭС для восстановления водной циркуляции.

В настоящее время бывший в эксплуатации французский капсульный гидроагрегат Нейрпик выведен из работы и демонтирован. В марте 2005 года в холостой водовод здания ПЭС была установлена новая гидротурбина так называемого ортогонального типа. Рабочее колесо представляет собой своего рода барабан на радиальных стойках которого находятся непосредственно элементы движителя – аэродинамические профили, которые и создают тяговый момент, приводящий колесо во вращение (рис. 4.6). Диаметр ортогонального рабочего колеса приливной гидротурбины для Кислогубской ПЭС составляет 2,5 метра. Максимально достигнутый КПД при испытаниях по данным представителей «Колэнерго» составил 63%. Мощность асинхронного генератора, присоединенного к турбине, составляет 200 кВт. Максимальная рабочая мощность, достигнутая новым рабочим колесом, составила 143 кВт. Скорость вращения турбины составляет 72 об/мин, агрегат оборудован редуктором с передаточным числом 16-20. Рабочее колесо произведено на судостроительном заводе в г. Северодвинске Архангельской области.

На том же предприятии в настоящее время изготавливается прототип рабочего колеса для проектируемой Мезенской приливной электростанции. Это 12-метровое рабочее колесо с регулированием проточной части имеет диаметр 5 м. Первый образец рабочего колеса для экспериментальной работы будет пристыкован к старому блоку Кислогубской ПЭС и испытан там в течение длительного времени. Проектировщиками и строителями принято решение последующие агрегаты устанавливать не в железобетонные блоки, как это сделано на Кислогубской ПЭС, а в стальные блоки с габаритными размерами: длина 30 м, ширина 11 м, высота 15 м.

Основное достоинство ортогональных турбин заключается в простоте изготовления и меньшей стоимости по сравнению с традиционными поворотно-лопастными и капсульными агрегатами с горизонтальной осью, установленными на приливных электростанциях во Франции и Канаде.

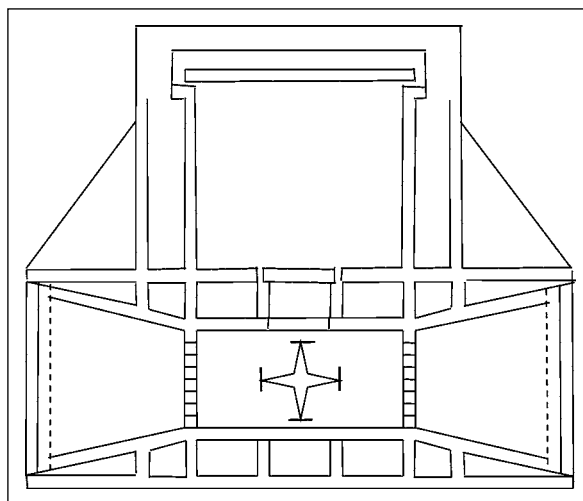


Рис. 4.6.
Ортогональная гидротурбина для ПЭС.

Опытно-промышленная Кольская ПЭС.

В качестве следующего шага в разработке практического использования приливной энергии институтом Гидропроект было предложено сооружение опытно-промышленной Кольской ПЭС. Сооружение опытно-промышленной Кольской ПЭС на Кольском полуострове обосновано тем, что здесь это может быть осуществлено при значительно меньших затратах, чем на неосвоенном побережье Тугурского залива в Охотском море, где удаленность от энергосистемы вообще исключает возможность эксплуатации опытно-промышленной ПЭС. При выборе места для сооружения такой ПЭС на побережье Кольского полуострова было рассмотрено на освоенных участках побережья. Прежде всего это были нижние (морские) бьефы существующих Нижне-Тулумской и Териберской ГЭС. Однако эти варианты были отклонены, так как расчеты показали, что при эксплуатации ПЭС уровни ее бассейна могут снижать выработку вышерасположенных ГЭС. Был рассмотрен и отклонен створ в губе Дроздовка ввиду выявленных неблагоприятных геологических условий.

Для опытно-промышленной Кольской ПЭС был принят створ в губе Долгой, расположенной в 6 км от поселка Териберка и в 11 км от Нижне-Териберской ГЭС (рис. 4.7). На ПЭС предусматривается установка двух капсульных агрегатов с диаметром рабочего колеса 10 м мощностью по 20 МВт. Предусматривалось, что такой агрегат станет прототипом для Тугурской и Мезенской ПЭС.

Ввиду того, что площадь отсекаемого бассейна и величина прилива ($A_{\max} = 4$ м, $A_{\text{cp}} = 2,3$ м в губе Долгой недостаточны для реализации всех возможностей турбин гидроагрегатов, ориентированных на их серийное применение на указанных крупных ПЭС,

годовая выработка Кольской ПЭС составит всего 30 млн. кВт·ч при установленной мощности станции 40 МВт. Сооружение этой ПЭС, строго говоря, экономически невыгодно в силу указанных факторов. Но оно вполне оправдывается той экономией и тем энергетическим эффектом, которые могут быть достигнуты от применения таких капсульных агрегатов на Тугурской и Мезенской ПЭС. Это подтверждается зарубежным опытом проектирования мощной ПЭС в заливе Фанди, где для испытания гидроагрегата новой конструкции была построена опытно-промышленная ПЭС Аннаполис.

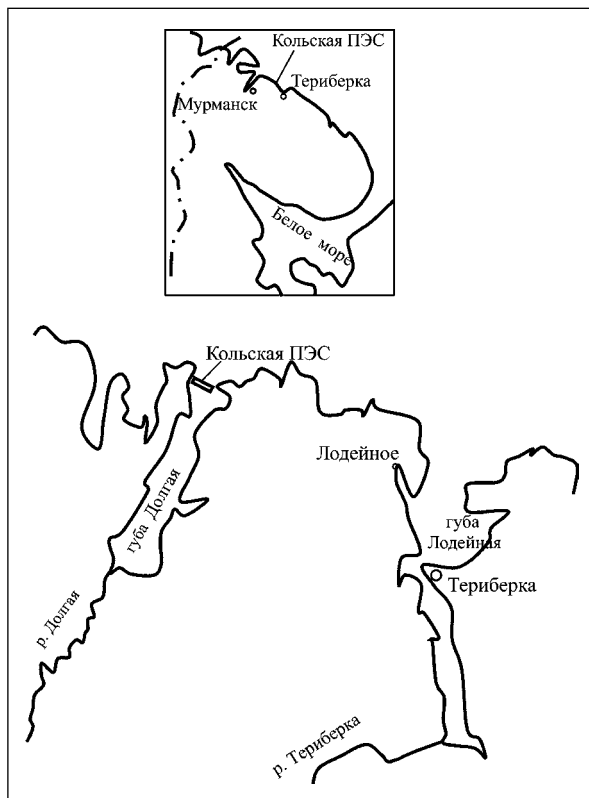


Рис. 4.7.
Расположение опытно-промышленной Кольской ПЭС

Тугурская ПЭС.

Успешное применение крупных наплавных конструкций (водопускной плотины для защиты С.-Петербурга от наводнений, переходов воздушных линий электропередачи напряжением 250 и 750 кВ через Днепр) позволили перейти к подготовке проектов мощных приливных электростанций. В качестве первой из них была рассмотрена Тугурская ПЭС. Эта станция может быть создана перекрытием одноименного залива в юго-западной части Охотского моря.

Тугурская ПЭС в комплексе с ГЭС на реках Бурья и Учур может избавить Дальневосточный регион от сооружения тепловой электростанции на низкосортном канско-ачинском угле и избежать ежегодных выбросов в атмосферу 40 млн. т углекислого газа и других вредных веществ. Эта ПЭС мощностью 6,8 млн. кВт может вырабатывать 16,2 млрд. кВт·ч электроэнергии в год. Дальнейшая разработка ее проекта требует натурной проверки и исследования новых гидроагрегатов с уникальным диаметром рабочего колеса.

4.4. Экологические аспекты использования приливов

Приливные электростанции являются источником экологически чистой энергии. Это принципиальное суждение основано на том факт, что ПЭС работает по односторонней схеме двухстороннего действия и не меняет ритм природных приливных колебаний. Она исключает загрязнение среды обитания вредными выбросами, неизбежными при эксплуатации тепловых электростанций. ПЭС не требует каких-либо затоплений, неизбежных при строительстве крупных ГЭС на равнинных реках.

Как показал опыт почти 40-летней эксплуатации промышленной ПЭС Ранс (Франция), плотина ПЭС защищает реки от штормовых волн, нагонов воды, ведущих к разрушению берегов, способствует улучшению природных условий (уменьшению мутности, развитию биоценоза планктона, развитию мариккультуры). Регламентированный режим работы этой ПЭС улучшил условия судоходства, а плотина явилась удобной транспортной магистралью, сокращающей расстояние между прибрежными городами.

Опыт работы Кислогубской ПЭС позволит выявить масштабы возможного воздействия станции на губу Кислую и выработать рекомендации для проектировщиков и строителей, позволяющие свести негативные последствия от сооружения ПЭС к минимуму.

4.5. Общая оценка перспектив использования приливной энергии

За последнее десятилетие потребление электроэнергии во многих регионах России после имевшего место спада вновь начало расти. Холодная морозная погода января 2006 года выявила явную нехватку электрических мощностей в Центральном, Северо-Западном и других районах страны. Очевидно, что в связи с оживлением промышленного производства рост энергопотребления сохранится, а, значит,

дефицит электроэнергии будет нарастать. Решение этой проблемы возможно путем строительства новых энергетических объектов на органическом топливе (ТЭС, ТЭЦ, ПГУ и др.). Однако нельзя сбрасывать со счетов и возможности вовлечения в энергобаланс такого возобновляемого источника энергии, как энергия приливов.

Серия энергетических и энерго-экономических расчетов показала, что экономически наиболее перспективно использование средних и крупных приливных электростанций, поскольку при этом меньше удельные постоянные затраты, связанные со строительной базой, обустройством поселка строителей, организацией его энергоснабжения. Значительно меньше в этом случае и удельные затраты на регулирование колебаний энергоотдачи ПЭС.

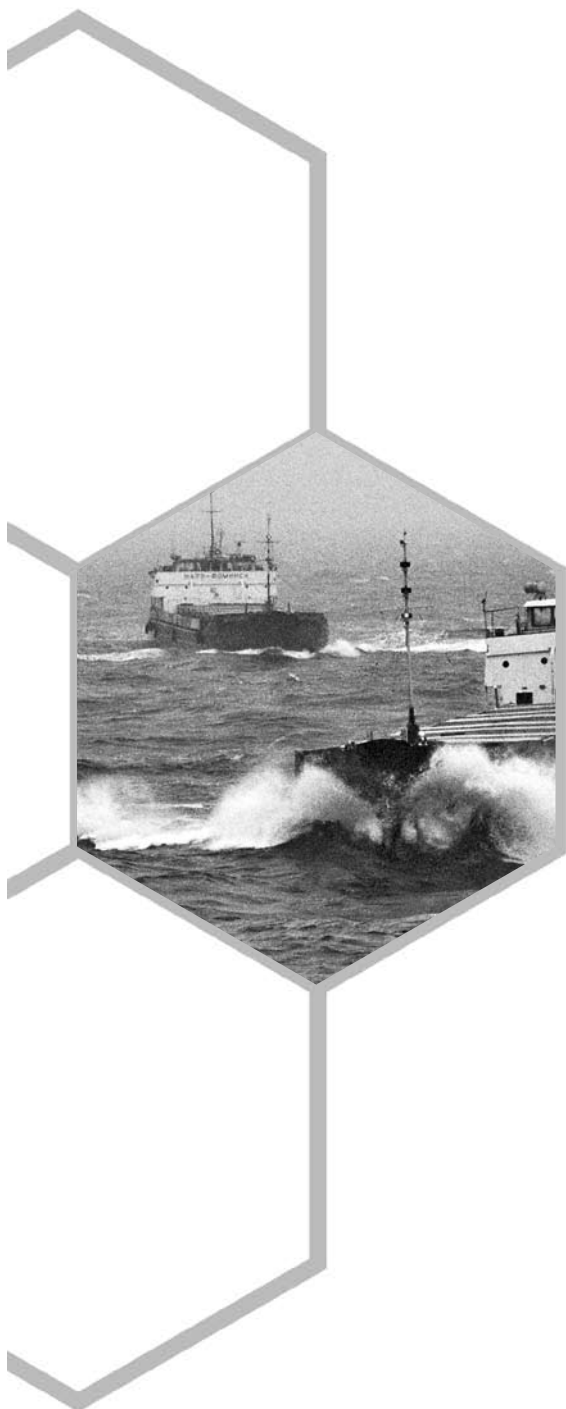
Техническое проектирование и технико-экономические расчеты, проведенные по Кольской и Лумбовской ПЭС, а также по Мезенской и Тугурской ПЭС выявили, что экономический эффект существенно возрастает, если с помощью водохранилищ

гидроэлектростанций (ГЭС) или гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС) преобразовать неравномерную в суточном и внутримесячном цикле энергию в обеспеченную, гарантированную. Дополнительные затраты в сооружение регулирующих водохранилищ и в линии электропередачи, связывающие гидроэнергетические объекты с ПЭС, окупаются благодаря возможности полноценно заменить с помощью энергии ПЭС часть установленной мощности ТЭС (до 20% из расчета на 1 кВт установленной мощности ПЭС).

Проектные исследования по российским и зарубежным приливным электростанциям показали, что для сооружения уникальных по мощности ПЭС (Мезенской, Тугурской в России, Фанди – в Канаде) необходимо предварительное возведение небольших опытных ПЭС для испытания на них гидротурбинного оборудования. Именно в этом плане было оправдано строительство в Канаде ПЭС Аннаполис (78 МВт), а в России – вначале Кислогубской ПЭС с капсульным агрегатом 0,4 МВт и в дальнейшем проектируемой Кольской ПЭС с двумя агрегатами по 16,2 МВт.



ЭНЕРГИЯ МОРСКИХ ВОЛН



5.1. Общие сведения об использовании энергии ветровых волн

Энергетический потенциал энергии ветровых волн достаточно велик. Суммарная потенциальная мощность ветрового волнения мирового океана оценивается исследователями в пределах от 30 млн. МВт до 1 млрд. МВт [8]. Однако мощность волн, которая может быть полезно использована человеком, значительно меньше и оценивается в пределах 2,7-5,0 млн. МВт [26].

Волновая энергия обладает более высокой по сравнению с ветром и солнцем плотностью энергии. Морские волны накапливают в себе энергию ветра на значительном пространстве разгона. Они являются, таким образом, природным концентратом энергии. Еще одно достоинство волнения – его повсеместность, благодаря чему оно доступно широкому кругу прибрежных потребителей. Недостаток волновой энергии заключается в ее нестабильности во времени, зависимости от ледовой обстановки, сложности преобразования и передачи потребителю.

Работы, направленные на изучение возможностей использования волновой энергии, были начаты более 200 лет назад и заметно интенсифицировались, начиная с 70-х годов XX века. К настоящему времени в ряде стран мира зарегистрировано более 1000 предложений по способам преобразования энергии волн, устройствам для их осуществления и отдельным узлам волновых энергетических установок. Проблема практического использования энергии ветровых волн отличается большой сложностью. При ее решении необходима разработка устройств приема и преобразования энергии, мощных систем крепления, способных выдерживать большие нагрузки, особенно в экстремальных условиях. Требуется оценка параметров ветрового волнения и закономерностей их изменения, а также изучение вопросов влияния волновых установок на окружающую среду (эрозия и формирование берегов, взаимодействие с судоходством и др.) [26].

В ряде стран разрабатываются программы создания волновых энергоустановок, создаются и испытываются модельные образцы. В настоящее время в мире эксплуатируется более 300 автономных навигационных буев, использующих энергию волн, изготовленных фирмами Японии и Индии. Состоялся пуск первой волновой электростанции в Великобритании на острове Айслей. На участке береговой линии западного побережья Великобритании длиной 10 км можно получить мощность 250 МВт. На Гебридских островах будет построена демонстрационная волновая электростанция мощностью 6 МВт [27].

Прототип волновой энергетической установки выдал электроэнергию в энергосистему Шотландии. В период шторма турбина может развивать мощность до 875 кВт, а при нормальных условиях ее мощность около 35 кВт. Конструктивно установка представляет собой бетонную камеру шириной 5, длиной 10 и высотой 9 м [28].

Сообщается о натуральных испытаниях опытной установки (Япония) длиной 24,5 м, высотой 27 м, заглубленной под уровень моря на 18 м. Ее воздушная турбина диаметром 1,33 м начинает отдавать энергию при высоте волны 0,7 м, а при высоте волны 3 м ее мощность около 60 кВт [29].

Доклады и сообщения по использованию энергии волн были сделаны более, чем на 30 международных конгрессах и симпозиумах по энергетике, физике океана, судостроению, защите берегов, инженерной технологии и т.п. Несколько международных совещаний было посвящено только проблеме использования энергии морских волн.

Определение потенциала энергии морских волн имеет важное значение для решения вопроса о перспективности их использования в качестве источника энергии. Имеются проверенные теоретические зависимости для вычисления потенциальной и возможной для практического использования энергии ветрового волнения моря. Оценка ресурсов волновой энергии применительно к морским побережьям Мурманской области выполнена в настоящей главе.

5.2. Энергия поверхностных волн

Ветровое волнение обычно разделяют на три типа [30]: ветровые волны, которые находятся под непосредственным воздействием ветра, волны зыби, которые наблюдаются после прекращения ветра или после выхода волн из зоны действия ветра, и смешанное волнение, когда ветровые волны накладываются на волны зыби.

Поскольку ветры над морем изменчивы по скорости и направлению, ветровое волнение пространственно неоднородно и существенно изменчиво во времени. При этом волновые поля еще более неоднородны, чем ветровые, так как волны могут прийти в тот или иной район одновременно из различных зон зарождения.

В последние годы наука существенно продвинулась в познании ветрового волнения и разработан ряд методов (статистический, спектральный и др.) количественного описания вероятностной структуры изменчивости и неоднородности волнового поля. При этом широко использованы достижения теории вероятностей, гидромеханики, математической статистики.

Согласно гидродинамической теории, энергия волны складывается из кинетической энергии частиц жидкости, участвующих в волновом движении, и потенциальной энергии, определяемой положением массы жидкости, поднятой над уровнем спокойной поверхности. В волнах малой амплитуды энергия, приходящаяся на площадь, имеющую длину волны и единичную ширину, равна [8]:

$$E_k = E_n = \rho g h^2 \lambda / 16, \quad (5.1)$$

где ρ – плотность воды, g – ускорение свободного падения, h – высота волны, λ – длина волны.

Полная механическая энергия жидкости, приходящаяся на единицу длины:

$$E = E_k + E_n = \rho g h^2 / 8. \quad (5.2)$$

Поток энергии через полосу вертикальной плоскости единичной ширины и бесконечной глубины, перпендикулярную направлению распространения волны, определяется как работа сил давления по выбранному направлению в единицу времени в среднем за период волны или как скорость переноса волновой энергии:

$$\Phi = E c / 2 = \rho g h^2 T / 320, \quad (5.3)$$

где T – период волны, $c = gT/4\pi$ – групповая скорость распространения волн.

Получаем, что мощность, переносимая волнами на глубокой воде, пропорциональна квадрату их амплитуды и периоду. Поэтому наибольший интерес представляют длиннопериодные ($T=10$ с) волны большой амплитуды (2 м и более), позволяющие снимать с единицы длины гребня от 50 до 70 кВт/м и более.

Выражения (5.1-5.3) пригодны для описания энергетических характеристик регулярных волн в волновых бассейнах или мертвой зыби. В природе ветровое волнение представляет собой стохастический процесс с большим разбросом амплитуд и составляющих его гармоник. Для его описания классическую теорию модифицируют, используя статистический и спектральный подходы.

В первом подходе, предложенном Н.П. Паникером [31,32], в качестве оценочных значений в нерегулярном волнении приняты параметры H_s и T_s значительного волнения. Под значительным волнением понимается среднее из 1/3 наиболее крупных волн, т.е. волнение с обеспеченностью 12,5%.

Этот метод был использован для оценки волновых энергозапасов в прибрежных зонах Мирового океана. Основу их составили визуальные наблюдения за волнением, скорректированные путем расчета

волновой обстановки по метеорологическим данным. Практически во всех районах значение мощности превышает 15 кВт/м. Наибольшие значения мощности волнения Мирового океана отмечаются в высоких широтах северного и южного полушарий Земли – до 70-90 кВт/м.

Основным недостатком описанного метода является то, что расчет делается на фиксированный момент времени. Кроме того, параметры значительных волн не отражают всей статистики волнения. Для устранения этого недостатка Г.В. Матушевским [33] был предложен метод, использующий средние многолетние значения характеристик волнения, наблюдавшегося в пределах данной ячейки за много лет. Была введена режимная климатическая функция $y(h, T)$, описывающая разнообразие индивидуальных высот волн в длительной нестационарной выборке [34,35]. Поток энергии волнения с учетом этой двумерной функции плотности распределения высот и периодов может быть представлен в виде:

$$\Phi = \frac{\rho g^2}{32\pi} \int_0^\infty \int_0^\infty \psi(h, T) h^2 T dh dT \cdot \quad (5.4)$$

Значения потока волновой энергии в морях России, вычисленные по методу Матушевского [34], приведены в табл. 5.1.

Таблица 5.1

Потоки волновой энергии в морях России

Море	Φ , кВт/м	Море	Φ , кВт/м
Азовское	3	Охотское	12-20
Черное	6-8	Берингово	15-44
Балтийское	7-8	Японское	21-31
Каспийское	7-11	Баренцево	20-25

В спектральном подходе к изучению мощности волнения элементарная мощность волны $d\Phi$, частота которой лежит в диапазоне $d\omega$, а направление распространения в диапазоне $d\theta$, представляется в виде:

$$d\Phi = (\rho g^2/2) \cdot (1/\omega) \cdot S(\omega, \theta) d\omega d\theta \cdot \quad (5.5)$$

Общий поток энергии волн по всем частотам и направлениям равен:

$$\Phi_0 = \frac{\rho g^2}{2} \int_0^\infty \int_0^{2\pi} S(\omega, \theta) d\omega d\theta \cdot \quad (5.6)$$

Здесь $S(\omega, \theta)$ – двумерный энергетический спектр ветрового волнения. Часто вместо двумерного энергетического спектра используется частотный спектр:

$$S(\omega) = \int_0^{2\pi} S(\omega, \theta) d\theta \cdot \quad (5.7)$$

Это позволяет записать поток энергии в виде:

$$\Phi = \frac{\rho g^2}{2} \int_0^\infty \frac{1}{\omega} S(\omega) d\omega \cdot \quad (5.8)$$

При использовании спектрального подхода оценка энергозапасов ветрового волнения полностью зависит от энергетического спектра и от адекватности его всем стадиям развития волнения. В настоящее время описание частотного спектра реального волнения представляется трудноразрешимой задачей. Имеющиеся выражения спектров обычно получают в предположении стационарности случайного волнового процесса. Предложено множество выражений частотных спектров, соответствующих определенным стадиям и условиям развития волнения (спектры Крылова, Неймана, Давидана) [8]. Это затрудняет выбор конкретного вида спектра, соответствующего некоторым средним для данной акватории условиям развития волнения за большой промежуток времени (сезон, год).

В [36] И.Н. Давиданом, Л.И. Лопатухиным, В.А. Рожковым и др. выполнено обобщение представлений о развитии волнения, и дано выражение однопараметрического энергетического спектра, результаты расчета потока энергии по которому со средними параметрами h и T представлены в графическом виде на рис. 5.1. Для удобства на график нанесены статистические кривые, определяющие границы ветрового волнения и зыби, а также кривые соответствующих ветровому волнению скоростей ветра.

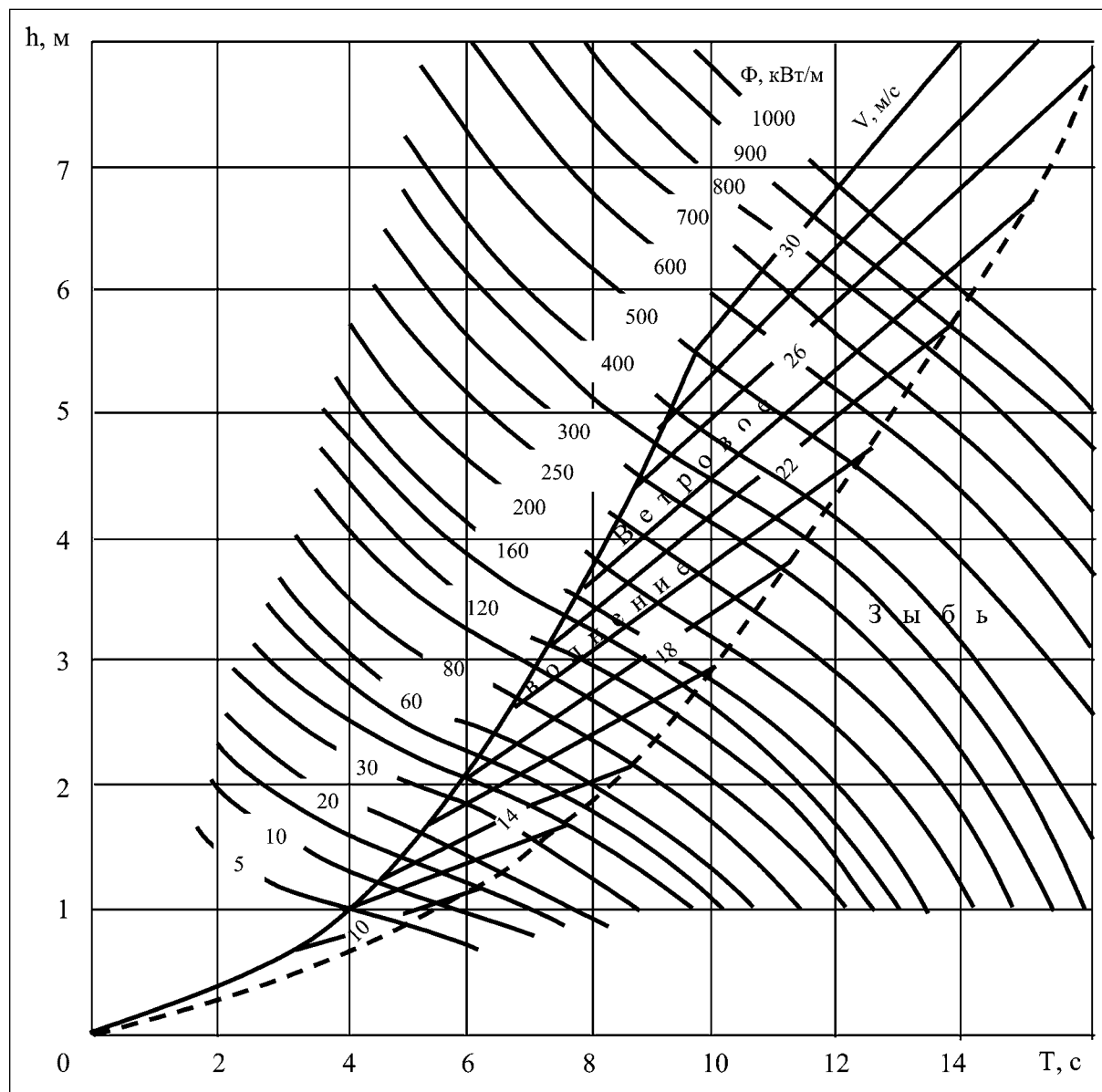
Для определения режимных энергетических характеристик акваторий морей и океанов используются справочные сведения по режимно-климатическим параметрам волн, основу которых составляют попутные визуальные судовые наблюдения. Эти сведения обычно приводят в виде повторяемости P_{ij} волн с параметрами h_i, ω_j по различным сезонам для каждого района. В этом случае режимный поток энергии волнения с учетом повторяемости можно представить в виде:

$$\Phi = \sum_{ij} P_{ij} \Phi_0(h_i, \omega_j) \cdot \quad (5.9)$$

Важным вопросом практического использования справочных данных является идентификация визуально наблюдаемых параметров волн с параметрами волн определенной статистической обеспеченности. Как следует из анализа, приведенного в [8], в Справочнике Регистра СССР представлены режимно-климатические сведения о высотах волн 10% ной обеспеченности, что примерно соответствует понятию «значительных» волн.

Рис. 5.1.

Поток энергии волн по спектру И.Н. Давидана со статистическими характеристиками ветрового волнения в зависимости от скорости ветра



Вычисления режимного потока волновой энергии для Северной зоны Атлантического океана представлены в табл. 5.2 (по данным [8]). Из этой таблицы вытекает важная особенность морского волнения, заключающаяся в его неравномерности по сезонам года. В зимние месяцы оно примерно в два раза выше, чем в летние.

Переходя от анализа методов оценки потенциала волновой энергии к оценке ее запасов по конкретному району – прибрежной зоне Мурманской области, можно констатировать следующее. По данным Сичкарева В.И. [8] поток волновой энергии в Северной Атлантике составляет в среднем за год 71-76 кВт на 1 м фронта волны. Эта оценка перекликается с данными, приве-

Таблица 5.2

Поток волновой энергии по Северной зоне Атлантического океана, кВт/м

Широты	Месяцы				Средний за год
	XII-II	III-V	VI-VIII	IX-XI	
Полярные	92	67	46	79	71
Умеренные	85	81	49	89	76

денными в [26], где по материалам зарубежных авторов в условиях побережья Великобритании среднегодовая удельная мощность волн достигает 70 кВт/м, а на западном побережье Канады – 60 кВт/м.

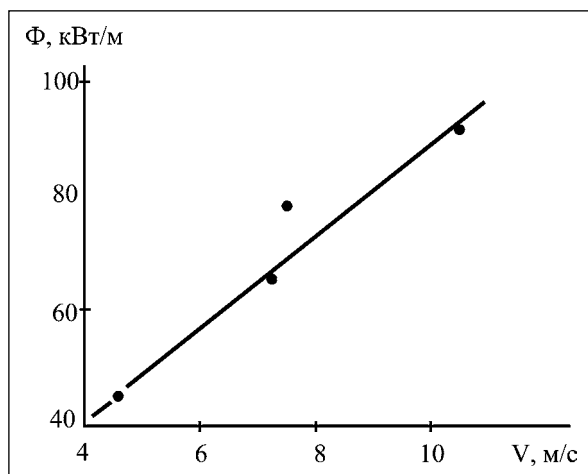
Баренцево море, омывающее побережье Кольского полуострова, Архангельской области и Новой Земли, прилегает к крайней северо-восточной части Атлантического океана. Согласно оценке Матушевского Т.В. [33] потенциал волновой энергии здесь составляет 22-29 кВт/м. Эти цифры близки к данным, приведенным в [37] и характеризующим потенциал энергии волн в соседнем регионе у берегов Норвегии – 25-30 кВт/м.

Обобщая представленные данные, можно заключить, что в Баренцевом море удельная среднегодовая мощность волн может составить около 20-25 кВт/м.

Если учесть, что волны формируются под воздействием ветра и что имеется тесная корреляционная связь (рис.5.2) сезонного изменения скорости ветра на северном побережье Кольского полуострова с волнением моря в Северной Атлантике (кривые 1 и 2 на рис. 5.3), то можно сезонное изменение потока волновой энергии Баренцева моря представить кривой 3 (на том же рис. 5.3). То есть можно ожидать, что в зимние месяцы средний потенциал волновой энергии составит 30-32 кВт/м, а в летние – 15-20 кВт/м.

Рис. 5.2.

Корреляционная связь потока волновой энергии Φ со среднемесячной скоростью ветра



Согласно [30] большое открытое водное пространство Баренцева моря и частые сильные ветры зимой (ноябрь-март) благоприятствуют развитию сильного волнения. В этот период волны высотой 6 м имеют повторяемость 5-8%, а более 8 м – около 2%. В летние месяцы повторяемость сильного волнения уменьшается, и даже в западной и центральной частях моря для волн более 6 м она составляет 1,0-1,5%.

Что касается Белого моря, то его среднегодовой потенциал волновой энергии значительно ниже – 9-10 кВт/м, это связано со сравнительно небольшими размерами моря и наличием зимой ледяного покрова.

5.3. Возобновляемая мощность волнения

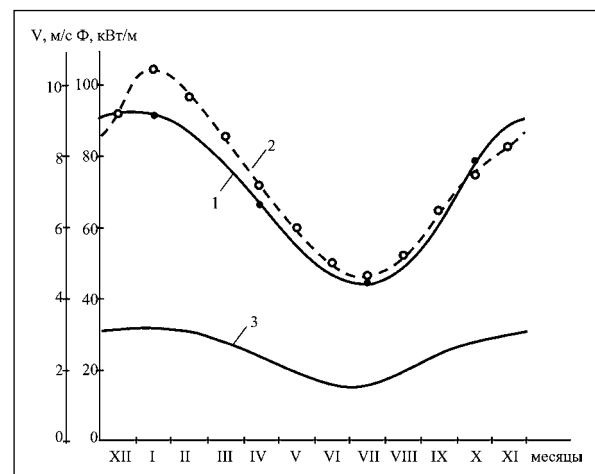
Для оценки волн как источника возобновляемой энергии необходимо оценить суммарную мощность волнения и его энергетический потенциал на заданной акватории. В рассмотренном выше подходе Н.П. Паникера [31,32] акватория делится на ячейки со сторонами l_1 и l_2 . По периоду волны T находится характерная ее длина $\lambda = gT^2/2\pi$ и число волн в ячейке $n = l_1/l_2$. После этого суммарная мощность всех волн в пределах ячейки определится выражением:

$$N = \Phi n l_2 = \Phi l_1 l_2 / \lambda, \quad (5.10)$$

где Φ – поток энергии каждой волны.

Рис. 5.3

Сезонные изменения потока волновой энергии в северных широтах Атлантики (1), среднемесячной скорости ветра на северном побережье Кольского полуострова (2) и там же – возможного потока волновой энергии (3)



Такой же подход использует и Г.В. Матушевский [33,34] с тем отличием, что поток энергии одной условной волны вычисляется с учетом плотности вероятности распределения высот и периодов волн $\psi(h,T)$ по (5.4).

Указанными способами на заданной акватории учитывается мощность всех волн, одновременно там располагающихся. Данную мощность волн обычно называют полной. И если бы от волнения удалось

получать такую мощность, то она поддерживалась бы в течение одного периода волны, после чего море оказалось бы спокойным, и потребовалось бы длительное время (см. рис. 5.4-5.6) для восстановления волнения под воздействием ветра. Для практических целей интерес представляет та часть полной мощности, которая постоянно передается волнению извне и поддерживает его на известном режимно-климатическом уровне. Сичкарев В.И. [8] ввел для нее термин – возобновляемая мощность волнения. Такая или близкая к ней мощность может извлекаться длительное время. Возобновляемая мощность волнения тесно связана с волнообразующими факторами, такими как путь разгона волны x , время разгона t и скорость ветра V . Подробная информация об этом содержится в [30].

Рис. 5.4

Зависимость средней высоты волны полностью развитого волнения от скорости ветра

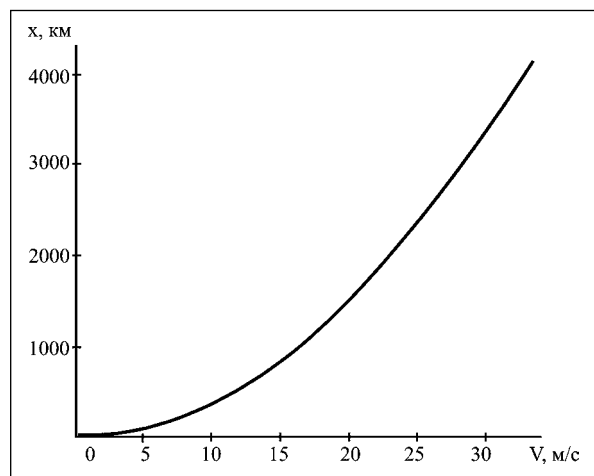
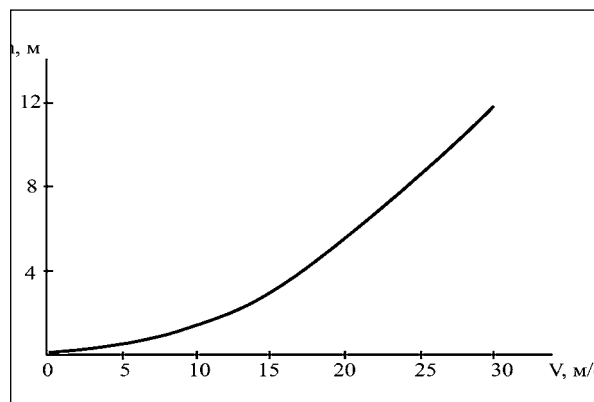


Рис. 5.5

Зависимость пути разгона, необходимого для образования развитого волнения, от скорости ветра

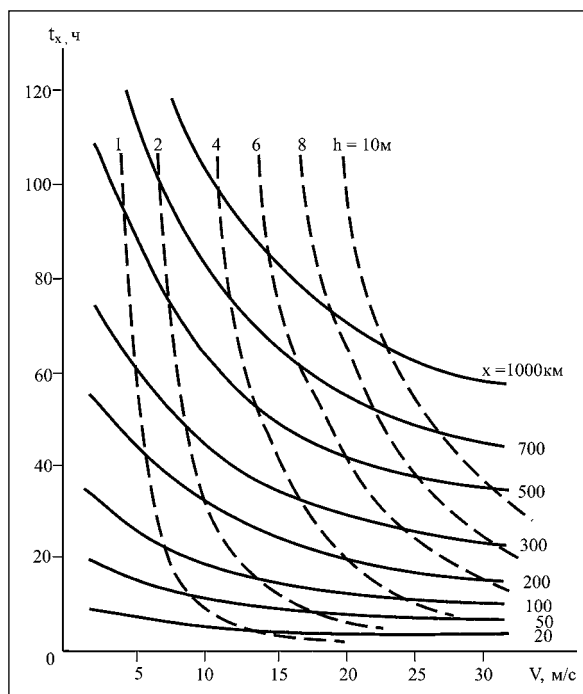


Рис. 5.6

Зависимость времени развития волнения t_x от скорости ветра V при различных путях разгона x . Пунктирные линии – высота волн

Оценка возобновляемой части мощности волнения может быть выполнена следующим образом. Акватория площадью S делится на перпендикулярные ветру полосы, ширина которых равна разгону волны x . Общая длина всех полос составит $L=S/x$. Суммарную возобновляемую мощность волнения на такой акватории можно определить в виде произведения потока энергии Φ на суммарную длину волновых фронтов L :

$$N_B = \Phi L = \Phi S/x . \quad (5.11)$$

Если для определенности предположить, что разгон волны выбирается таким, чтобы волнение в конце полосы было развитым, то в этом случае связь между x и Φ определяется выражением:

$$x = 7482 \cdot \Phi^{0.4} . \quad (5.12)$$

Тогда суммарная возобновляемая мощность волнения:

$$N_B = 1,34 \cdot 10^{-4} \Phi^{0.6} S , \quad (5.13)$$

а годовая возобновляемая энергия волн на этой акватории:

$$\Theta_B = N_B T_{\text{год}} = 4215 \Phi^{0.6} S . \quad (5.14)$$

В этих выражениях поток энергии волнения Φ выражается в Вт/м, N – в Вт, годовое время $T_{\text{год}}$ – в с, \mathcal{E} – в Дж.

Возобновляемая мощность и энергия Баренцева и Белого морей приведена в табл. 5.3. Там же для сравнения представлены данные по Берингову и Охотскому морям [8].

Таблица 5.3.

Возобновляемая мощность и годовая энергия акваторий некоторых морей России

Море	Φ , кВт/м	S , м ²	$N_{\text{в}}$, Вт	$\mathcal{E}_{\text{в}}$, Дж
Белое	10	$0,09 \cdot 10^{12}$	$3,03 \cdot 10^9$	$9,55 \cdot 10^{16}$
Баренцево	25	$1,42 \cdot 10^{12}$	$0,83 \cdot 10^{11}$	$2,61 \cdot 10^{18}$
Охотское	29	$1,59 \cdot 10^{12}$	$1,01 \cdot 10^{11}$	$3,19 \cdot 10^{18}$
Берингово	45	$2,30 \cdot 10^{12}$	$1,90 \cdot 10^{11}$	$6,00 \cdot 10^{18}$

Представляет интерес сравнение возобновляемой мощности волнения с его полной мощностью. По данным Г.В. Матушевского возобновляемая мощность составляет всего 0,026–0,040% полной мощности волнения. С одной стороны, это говорит о том, что даже полный отбор возобновляемой мощности приводит к незначительному изменению полной мощности волнения и соответственно к малому экологическому влиянию отбора. Но с другой – это указывает на малую плотность возобновляемой мощности волнения. Расчеты показывают, что для Баренцева моря она составляет лишь 58,5 кВт на 1 км² акватории.

5.4. Краткая характеристика основных типов волновых энергетических установок

В основе работы различных волновых установок лежит использование или скорости жидкости, или изменений угла наклона волновой поверхности, или изменений гидростатического и полного гидродинамического давления волн.

Независимо от типа все волновые установки состоят из трех основных частей: рабочего тела, силового преобразователя, системы крепления. Функциональное назначение каждой из частей состоит в следующем [26].

Рабочее тело находится в непосредственном контакте с водой, совершает под действием волн те или иные движения или изменяет тем или иным образом условия движения волны. В качестве рабочего тела выступают поплавки, водяные колеса или турбины, волноотбойные устройства, набережные стенки и другие сооружения. Рабочее тело преобразует энергию воды в какой-либо другой вид энергии, более удобный для дальнейшего преобразования.

Силовой преобразователь предназначен для преобразования энергии, запасенной рабочим телом (механической энергии движения рабочего тела, перепада уровней в бассейнах, давления воздуха или масла), в энергию, пригодную для передачи на расстояние или для непосредственного использования. В качестве силовых преобразователей выступают многочисленные гидравлические, как правило, поршневые насосы, зубчатые, цепные, тросовые передачи, гидравлические турбины и водяные колеса, воздушные турбины, другие известные или специально усовершенствованные устройства.

Система крепления удерживает на месте волновую установку. Если установка располагается на берегу, то в качестве системы крепления выступает сама конструкция установки. Волновые установки, размещаемые в акваториях, крепятся с помощью монолитных, столбчатых или рамных опор, цепей или тросов, прикрепляемых ко дну с помощью жестких конструкций или якорей. Гибкими связями установка может быть соединена и с транспортирующим ее судном. Имеются предложения, в соответствии с которыми плавучая волновая установка не имеет креплений и находится в дрейфе, а запасенная аккумулярованная энергия снимается с установки через достаточно длительные промежутки времени.

Используя данные работы [8], можно выделить следующие типы волновых энергетических установок.

Наиболее распространенными волновыми установками являются поплавковые. Рабочее тело таких установок – поплавок – находится на поверхности моря и совершает вертикальные колебания в соответствии с изменениями уровня воды при ветровом волнении. Вертикальные перемещения поплавка используются для попеременного сжатия газа или жидкости в какой-либо емкости, или они преобразуются во вращательное движение электрического генератора и т.п. Например, буй диаметром 16 м, разработанный в Норвегии, при амплитуде вертикальных перемещений 8 м способен при КПД 80% вырабатывать до 4 млн. кВт·ч в год [26].

Амплитуда колебаний поплавка может быть существенно (в 10-12 раз) увеличена за счет усовершенствования его конструкции. Для увеличения амплитуды (резонанса) вертикальный цилиндрический поплавок частично (в зависимости от параметров волны и поплавка) заполняется водой или к поплавку подвешивается груз соответствующей массы. Крупномасштабная модель резонансного поплавка (рис. 5.7), исследованная в Японии, имела диаметр 2,2 м, высоту 22 м, массу 13,5 т, пропеллерную турбину диаметром 0,8 м. Амплитуда колебаний поплавка достигала 8 м при волнах высотой от 0,5 до 1,5 м.

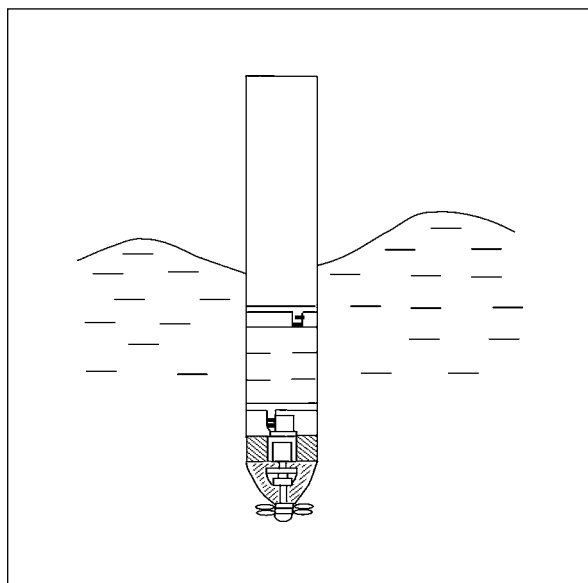


Рис. 5.7
Резонансный поплавок

Установка, получившая название «осциллирующий (колеблющийся) водяной столб», представляет собой камеру, нижняя открытая часть которой погружена под наинизший уровень воды (впадины волны). При поднятии и опускании уровня в камере происходят циклическое сжатие и расширение воздуха, движение которого через систему клапанов приводит во вращение воздушную турбину, расположенную в отверстии на вершине камеры. Характеристика эффективности осциллирующего водяного столба представлена на рис. 5.8 [8].

Наиболее известная установка этого типа, получившая название «буй Масуды» была предложена И. Масудой (Япония) в 1961 г. Волновая энергетическая установка, состоящая из нескольких соединенных между собой «осциллирующих водяных столбов» была выполнена в виде судна, получившего название «Каймей», водоизмещением 500 т. Энергетическое оборудование установки составляет 3 воздушные турбины с рабочими колесами диаметром 1,4 м и генераторами переменного тока мощностью по 125 кВт. Во время испытаний максимальная мощность наблюдалась при равенстве длины волны и установки (судна).

Поплавки, находящиеся на поверхности моря, могут совершать не только вертикальные колебания, но и угловые перемещения в соответствии с профилем волны. Рабочее тело таких установок состоит из двух или многих поплавков, соединенных между собой шарнирами в виде поршневых насосов или гофрированных «мехов». Установки используют изменение формы поверхности моря при ветровом волнении (путем изменения углового положения между поплавками) для привода в действие насосов или «мехов».

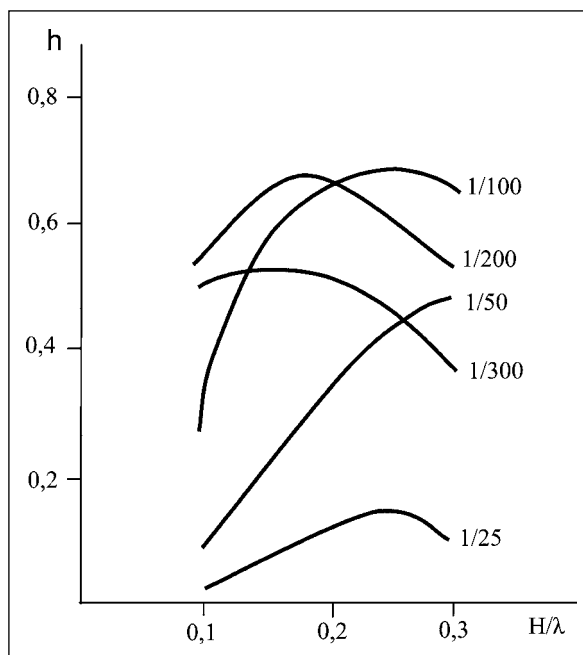


Рис. 5.8.
КПД осциллирующего водяного столба: H и λ – соответственно, высота и длина волны

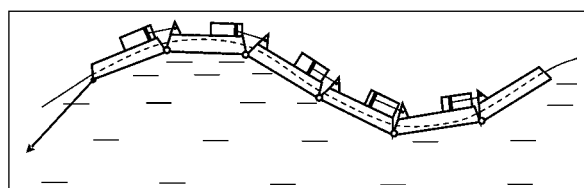
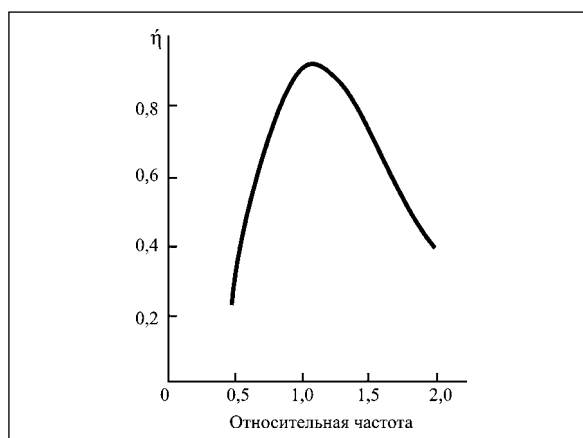


Рис. 5.9.
Контурный (шарнирный) плот Кокерелля

Рис. 5.10.
Эффективность двузвенного контура плота Кокерелля при жесткой стабилизации заднего звена



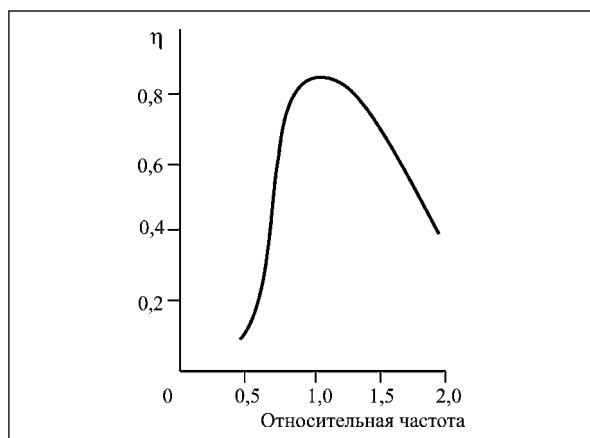
Наиболее известной установкой этого типа является «контурный» (шарнирный) плот Кокерелля (рис. 5.9), предложенный в 1972 г. Характеристика эффективности плота представлена на рис. 5.10 [8].

Эффективность поплавковых установок возрастает, если применить эксцентрические поплавки, которые не только раскачиваются на волнах, но и воспринимают давление набегающей волны. Широко известной установкой этого типа является «утка» Солтера. Поплавок имеет форму цилиндрического асимметричного поплавка, сидящего на горизонтальной оси, с тыловой частью в форме кругового цилиндра. Ось располагается вдоль фронта волны. Под воздействием волн на выступ эксцентрика он совершает угловые колебания вокруг оси. Горизонтальная ось должна быть стабилизирована от линейных и вращательных перемещений. С этой целью Солтер предложил использовать фронтальную фазовую стабилизацию – делать ось достаточно длинной и размещать на ней несколько кулачков, с тем, чтобы гребни волн, подходящие в разных фазах, взаимно компенсировали усилия на ось.

Эффективность данного устройства исследовалась многими авторами, которые подтвердили результаты, полученные С. Солтером (рис. 5.11). Было показано также, что система, состоящая из трех-четырех тел, способна поглотить почти всю энергию случайной волны в широком диапазоне частот. Даже ограничение системы двумя телами сохраняет способность отбора более 95% энергии случайной волны в широком спектре частот. При этом эффективность каждого из тел максимальна в своем диапазоне частот (рис. 5.12).

Рис. 5.11

КПД «утки» Солтера с одной степенью свободы

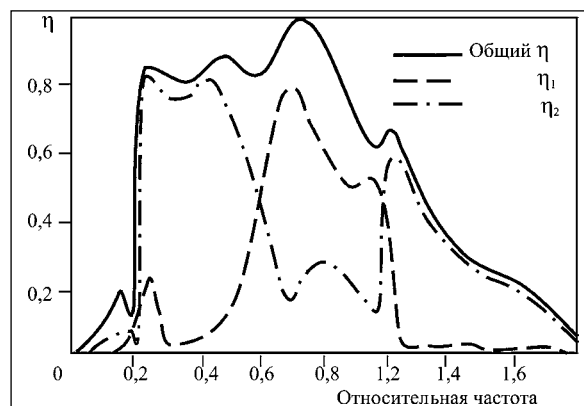


Некоторые типы волновых энергетических установок используют разность отметок гребня и впадины волны. За счет перелива гребней волны, например,

через дамбу, или за счет попеременного открытия клапанов или задвижек происходит заполнение емкостей – бассейнов. Образовавшийся перепад уровней в емкости и в море используется водяным колесом, низконапорной гидравлической турбиной и т.п. для выработки электроэнергии или привода других механизмов. Наиболее известной установкой этого типа является «шлюз Рассела».

Рис. 5.12

Эффективность системы из двух «уток» Солтера



С целью увеличения действующего перепада уровней (напора) используется эффект набегающей волны на отлогую поверхность. Для этого рабочая поверхность устраивается в виде наклонного, сужающегося кверху лотка. Морская волна высотой 1,1 м, собранная по волновому фронту длиной 350 м, при концентрации в 12-метровом канале может привести к возникновению стоячей волны с амплитудой 17 м. Установка, включающая наклонную плоскость с углом наклона 30°, обеспечивает поднятие уровня на 2,5 м при средней высоте волны 1,5 м. В США разрабатывается установка этого типа под названием Дэм Атолл. Основным элементом установки является часть сферы диаметром 100 м и высотой до 30 м, выпуклой частью, выступающей над уровнем моря. На поверхности этого искусственного острова расположены волнонаправляющие ребра, а в середине – водоприемное отверстие и водовод диаметром до 18 м с гидротурбиной.

Горизонтальное давление набегающих волн может восприниматься и непосредственно различными упругими или подвижными стенками, перемещение которых преобразуется во вращение вала генератора или давление рабочей среды в поршневом насосе.

К конструкциям этого типа относится установка «триплет», предложенная в 1977 г. Ф. Фарлеем. Испытания установки в Великобритании в лабора-

торных условиях при волнах длиной от 1,5 до 7 м, а также в натуральных условиях на крупномасштабной модели при волнах длиной 150 м показали, что расчетный КПД может достигать 80-90% и более.

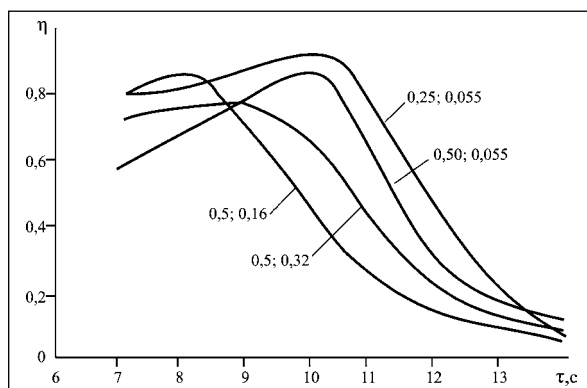
Перечисленные выше типы волновых энергетических установок включают элементы, находящиеся на поверхности моря и поэтому подверженные воздействию не только расчетных, но и экстремальных штормовых волн. Для предотвращения такого воздействия можно располагать рабочее тело полностью под уровнем моря. В таких установках «бегущая волна» давления, обусловленная разностью давлений под гребнем и впадиной волны, используется для сжатия эластичных оболочек, уложенных на дно моря в направлении движения волны, или воздействия на горизонтальную площадку, укрепленную на опорах на дне моря. Толчки давления в оболочках или над горизонтальной площадкой используются для повышения давления и перемещения рабочей жидкости или газа.

В Великобритании предложена установка «упругая труба», способная воспринимать не только вертикальную, но и горизонтальную составляющую гидростатического давления. Исследования на модели показали высокую скорость реакции «трубы» на изменение волнового давления.

В Бристольском университете Великобритании в 1976 г. была предложена установка под названием «бристольский цилиндр». Установка представляет собой круговой цилиндр, полностью погруженный в поверхностный слой воды параллельно фронту волны. Цилиндр обладает положительной плавучестью и удерживается в затопленном состоянии якорной системой, в связи которой устанавливаются нагрузочные устройства, например, гидроцилиндры. Характеристики эффективности данной установки, полученные экспериментальным путем, представлены на рис. 5.13 [26].

Рис. 5.13

Эффективность преобразователя «бристольский цилиндр» при оптимальном вязком демпфировании. Диаметр цилиндра $D = 12$ м. Цифры у кривых – соотношения d/D и h/D ; d – глубина погружения



5.5. Технические ресурсы волновой энергии Баренцева и Белого морей

Для оценки технических ресурсов волновой энергии необходима информация о коэффициенте полезного действия волновых энергетических установок. Согласно представленным выше данным различные типы волновых установок имеют разные значения КПД. На лучших установках в оптимальном режиме КПД отбора волновой энергии довольно высок и составляет 70-90%. У волновых электрических станций с учетом потерь на преобразование энергии в электрическую форму итоговый КПД находится в пределах 30-80%. Это один из самых высоких КПД в нетрадиционной энергетике.

Если принять за основу КПД, равный 60%, то мощность волновых электростанций на акваториях Баренцева и Белого морей может составить соответственно 50 и 1,8 млн. кВт, а суммарные технические ресурсы волновой энергии могут быть оценены примерно в 450 млрд. кВт·ч в год.

Технические ресурсы волновой энергии Мурманской области в прибрежной зоне Кольского полуострова (полосе шириной 10 км) могут составить 1,2 млрд. кВт·ч на побережье Баренцева моря и около 0,4 млрд. кВт·ч на побережье Белого моря. Соответственно, мощности волновых электростанций в указанных зонах могут составить 230 и 100 МВт.

Обращаясь к экономической стороне проблемы использования волновой энергии, можно отметить, что стоимость электроэнергии, вырабатываемой волновыми энергетическими установками, пока еще высока. По данным [8] для разных конструкций она колеблется в пределах 10-20 цент/кВт·ч, что существенно выше, чем стоимость электроэнергии, вырабатываемой традиционными энергетическими установками. В перспективе с ростом цен на органическое топливо и совершенствованием волновых энергетических установок эта разница будет сокращаться.



БИОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ



6.1. Использование отходов животноводства и птицеводства

Интенсификация сельского хозяйства привела к значительной концентрации животных и птицы на фермах и комплексах. Как правило, традиционные способы содержания животных с использованием подстилки применяются не везде из-за трудностей с заготовкой такого большого количества подстилочного материала. Поэтому в последние 20 лет большое распространение получило бесподстилочное содержание животных, и очень часто для уборки навоза из животноводческих помещений используют не только механические средства, но и воду. Все это приводит к образованию и накоплению вблизи ферм большого количества жидкого навоза и помета – так называемых органических отходов.

Получаемые отходы представляют собой ценное органическое удобрение, в котором содержатся все необходимые для растений питательные вещества: азот, фосфор и калий, а также большое количество микроэлементов. Но в навозе и помете содержится также в значительных количествах микроорганизмы (в том числе патогенные для человека), яйца гельминтов, способные длительное время сохранять свою жизнеспособность, а также семена сорных трав. Поэтому использование переработанного навоза крайне нежелательно, оно может привести к значительному ухудшению экологической обстановки.

В настоящее время существуют и нашли широкое применение следующие направления по переработке навоза и помета:

1. Подготовка и использование этих отходов на сельскохозяйственных угодьях с максимальным сохранением питательных веществ. Это направлением предусматривает механическое разделение отходов на твердую и жидкую фракции и их раздельное внесение.
2. Подготовка навозных стоков для орошения сельскохозяйственных угодий или очистка жидкой фракции до норм сброса в открытые водоемы. Это направление применяется на крупных свиноводческих комплексах, где для удаления навоза из помещений используется вода (гидросмывная система).
3. Переработка отходов в органические удобрения и биогаз в метантенках (биогазовых установках) без доступа воздуха (анаэробная переработка).

Третье направление переработки органических отходов получило широкое распространение в странах Европы и Америки в начале 70-х годов XX века в связи с экономическим кризисом и ростом цен на

нефть и нефтепродукты. В странах Юго-Восточной Азии этот способ также известен давно и нашел широкое распространение. Так, в одном только Китае насчитывалось около 5 млн. биогазовых установок, в основном «домашнего» типа, т.е. с небольшим объемом реактора. В этих установках обрабатываются не только животноводческие отходы, но и отходы растениеводства и овощеводства. В них отсутствует система подогрева и перемешивания.

В России технология метанового сбраживания органических отходов животноводства и птицеводства долгое время не получила широкого распространения. Но уже с начала 80-х годов прошлого века начали проводиться исследования по оптимизации процесса метанового сбраживания, и были построены экспериментальные опытно-промышленные установки. Опыт эксплуатации различных установок позволил определить оптимальные параметры процесса, качественный и количественный состав исходного материала и т.д.

Процесс метанового сбраживания протекает в герметичных емкостях при температуре от 300 до 570°C (30-370°C – мезофильный режим, 50-570°C – термофильный режим). Оптимальная влажность загружаемого материала должна быть 90-92%. Периодически должно производиться перемешивание сбраживаемого материала, откачивание получаемого биогаза, порционная выгрузка сброженного и загрузка исходного материала.

Эта технология позволяет в течение небольшого промежутка времени (7-20 дней, в зависимости от температуры процесса) получить биогаз и высококачественное органическое удобрение. За время пребывания в метантенке навоз и помет обеззараживается от патогенной микрофлоры и гельминтов. Все семена сорных трав теряют всхожесть. При этом потери основных питательных элементов фосфора и калия незначительны. Часть белкового азота переходит в более доступную для растений аммонийную форму. Часть органического вещества переходит в газовую фазу, частично минерализуется, порог неприятного запаха резко уменьшается. Предотвращается загрязнение водной и воздушной среды.

Использование обработанных отходов животноводства на сельскохозяйственных угодьях позволяет не только сохранить экологическую обстановку вблизи ферм, но и значительно улучшить почвы, т.к. основным источником пополнения гумуса являются органические удобрения.

Применение органических удобрений позволяет увеличить урожайность сельскохозяйственных культур на 10-20%.

6.2. Исходные данные для оценки биоэнергетических ресурсов

В табл. 6.1 представлена информация о поголовье скота и птицы в Мурманской области. Согласно полученным исходным данным были приведены укрупненные расчеты по выходу экскрементов и помета с ферм и комплексов области.

Таблица 6.1

Поголовье скота и птицы в Мурманской области на 01.01.2004 г., тыс. голов [38]

Крупный рогатый скот	8,8
в т. ч. молочное стадо (коровы)	4,1
Свины	27,2
Птицы	740,8

Выход органических отходов зависит от вида и возраста животных, способа содержания, вида кормов и других факторов. Все расчеты по определению выхода навоза и помета для ферм проводились согласно «Общероссийским нормам технологического проектирования систем удаления, обработки, обеззараживания, хранения, подготовки и использования навоза и помета».

Фермы крупного рогатого скота (КРС)

На территории области распространены только молочные фермы. Поголовье животных на каждой ферме составляет около 400 голов. За сутки от одной коровы выход экскрементов составляет 0,04-0,05 м³ с влажностью 88%. За год – 15-18 м³. В одной тонне навоза КРС такой влажности содержится 120 кг сухого вещества (СВ) или 100,8 кг сухого органического вещества (СОВ), т.к. зольность сухого вещества экскрементов КРС составляет в среднем 16%.

За год от всего поголовья крупного рогатого скота Мурманской области можно получить:

1. экскрементов – 113-114 тыс. т;
2. сухого вещества – 13-17 тыс. т;
3. сухого органического вещества – 11-14 тыс. т.

Свиноводческие фермы

На свиноводческих фермах с законченным циклом средний выход экскрементов на одно животное составляет 4,5 кг в сутки. Суточный выход экскрементов со всех свиноводческих ферм Мурманской области составит 122 т.

За год на свиноводческих фермах можно получить:

1. экскрементов – 45 тыс. т;
2. сухого вещества – 5,4 тыс. т;
3. СОВ (при зольности 15%) – 4,6 тыс. т.

Птицеводческие фермы

Большинство птицефабрик, находящихся на территории Мурманской области, имеют яичное направление. Выход помета у взрослой птицы за сутки составляет 180–300 г. в зависимости от веса, возраста, корма и т.д. На птицефабриках кроме взрослого поголовья содержится и молодняк, поэтому средний выход помета на 1 птицу будет составлять 150 г. За год со всех птицеферм области можно получить:

1. помета – 111 тыс. т;
2. сухого вещества (при влажности 75 %) – 28 тыс. т;
3. СОВ (при зольности 17%) – 23 тыс. т.

6.3. Энергетические возможности получения топлива при анаэробной переработке отходов животноводства и птицеводства

Анаэробная переработка органических отходов представляет собой многоступенчатый процесс разложения органических веществ в специальных емкостях без доступа воздуха (кислорода) под действием анаэробных микроорганизмов с образованием метана и углекислого газа в виде конечных продуктов. Как уже говорилось выше, температура, при которой идет этот процесс, может быть различной. Чем выше температура, тем быстрее идет процесс разложения органики, но температура не влияет на качественный состав получаемого биогаза. На процесс анаэробного сбраживания большое влияние кроме температуры оказывают: качественный состав поступающего сырья, в том числе содержание сухого вещества, доза загрузки, интенсивность перемешивания и другие факторы.

Получаемый в процессе сбраживания биогаз на 60–80% состоит из метана, 20–25% – углекислого газа, а также некоторого количества сероводорода, аммиака, окислов азота. Посредством относительно простых операций из биогаза можно удалить двуокись углерода и следы присутствующего сероводорода и таким образом его очистить до качества природного газа. В такой очищенной форме его можно компримировать в баллоны для газа и применять для привода автомобилей, тракторов, или сжигать для получения тепловой энергии.

Теплотворная способность биогаза составляет 5000–6000 ккал/м³ и зависит от процентного содержания в нем двуокиси углерода. После очистки теплотворная способность биогаза увеличивается до 1000 ккал. Один м³ биогаза может обеспечить работу дви-

гателя мощностью 2 л.с. в течение 1 часа или выработку 1,25 кВт·ч электроэнергии.

Как показали исследования, проведенные в нашей стране и за рубежом, из одной тонны сухого органического вещества можно получить при анаэробной переработке:

1. из свиного навоза – 500 м³ биогаза или 0,36 т условного топлива (т у.т.);
2. из навоза КРС – 450 м³ биогаза или 0,321 т у.т.;
3. из птичьего помета – 660 м³ биогаза или 0,428 т у.т.

Для хозяйств Мурманской области за год можно получить, соответственно:

1. из свиного навоза – 2,3 млн. м³ биогаза или 1,7 тыс. т у.т.;
2. из навоза КРС – 5,6 млн. м³ биогаза или 4,0 тыс. т у.т.;
3. из птичьего помета – 15,1 млн. м³ биогаза или 9,8 тыс. т у.т.

Учитывая, что 25–50 % получаемого биогаза в зависимости от температуры процесса будет расходоваться на компенсацию теплотерь и на подогрев подаваемого в метантенк исходного материала, можно определить выход товарного биогаза. Он составит 12–17 млн. м³ биогаза или 7–11 тыс. т у.т..

6.4. Эффект от использования продуктов анаэробной переработки

Применение технологии анаэробного сбраживания позволяет решить три важные задачи:

1. Экологическая – обеззараживание животноводческих отходов. По результатам исследований, проведенных ВНИИ ветеринарной санитарии и ВНИИ гельминтологии, при сбраживании навоза при термофильном процессе обеззараживание его от яиц гельминтов и возбудителей многих заразных заболеваний достигается через 3 дня, семена сорных трав теряют свою всхожесть, уничтожаются дурнопахнущие соединения, порог неприятного запаха снижается.

2. Продовольственная – получение высококачественных удобрений и их использование на сельскохозяйственных угодьях.

По данным института ВНИПТИУОУ (г. Владимир) применение сброженного навоза дает прибавку урожая на 10 % по сравнению с несброженным.

3. Энергетическая – частичное замещение биогазом жидкого и газообразного топлива. Один кубический метр биогаза по своей теплотворной способности равен 0,6 л мазута.

6. 5. Перспективы использования отходов лесозаготовительной и лесопильной промышленности

На территории Северо-Запада России преобладают леса из хвойных пород деревьев (сосновые и еловые), которые и составляют основу для работы лесной и деревообрабатывающей промышленности региона. Древесина используется при производстве бумаги, картона, пульпы, целлюлозы и других материалов.

В Мурманской области значительная часть лесов была использована в 30–80 годы прошлого века. В настоящее время древесина для производства бумаги и целлюлозы здесь не используется. Частично лес в круглом виде идет на экспорт, а основная часть используется для производства пиломатериалов. Отходы лесной и деревообрабатывающей промышленности в качестве топлива для выработки электрической и тепловой энергии пока используются в незначительных объемах. До сих пор существует много барьеров на пути полного использования древесных отходов. Лесозаготовки часто находятся далеко от промышленных центров и населенных пунктов, а инфраструктура для эффективного сбора, доставки и переработки лесных отходов не развита.

В последнее время к использованию отходов древесины стали проявлять растущий интерес. Это объясняется не только возросшими ценами на традиционные виды органического топлива (уголь, нефтепродукты и газ), но и ужесточением требований к охране окружающей среды.

Потенциал биоэнергетических ресурсов, базирующихся на древесных отходах, в Мурманской

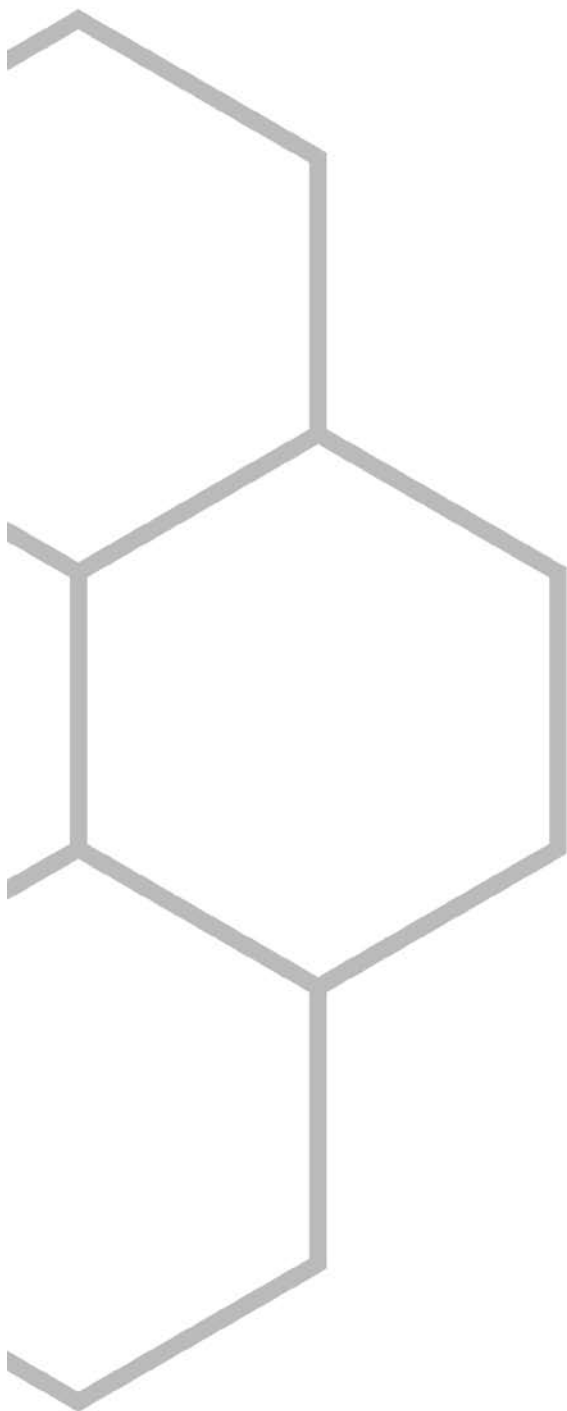
области сравнительно невелик. Общий годовой объем отходов древесины составляет 0,75 млн. м³ (в том числе 0,3 – при лесозаготовках и 0,45 – при деревообработке). Область обладает наименьшим из всех регионов Северо-Запада России потенциалом древесных отходов. По этому показателю она уступает Республике Карелии почти в 5 раз, а Республике Коми и Архангельской области почти в 20 раз [39,40].

Если перейти к энергетическим показателям, то оказывается, что отходы древесины в Мурманской области по величине заключенной в них энергии эквивалентны 1,5 млрд. кВт·ч. Потенциальным сектором для их использования в Мурманской области являются мелкие населенные пункты, получающие электроэнергию от местных дизельных электростанций, а тепло – от коммунальных котельных. Всего в области в настоящее время насчитывается около 150 ДЭС суммарной мощностью около 9 МВт и около 355 мелких котельных установок суммарной установленной тепловой мощностью около 5320 МВт [41, 42].

Планируемое развитие добычи нефти и газа на шельфе Баренцева моря делает планы использования древесных отходов в качестве топлива довольно проблематичными. Поэтому даже в проекте, выполнявшемся в рамках норвежской программы BIPiR, не определено ни одного пилотного проекта по применению отходов лесной и деревообрабатывающей промышленности для теплоснабжения населенных пунктов Мурманской области. В долгосрочной перспективе за счет внедрения новых технологий, основанных на сжигании брикетов и пеллетов из опилок, горючих фракций промышленных и бытовых отходов [43], это направление нетрадиционной энергетики, возможно, получит свое развитие.



ЗАКЛЮЧЕНИЕ



Развитие энергетики Мурманской области долгие годы происходило за счет последовательного освоения гидроэнергетических ресурсов, использования привозного топлива на ТЭЦ и котельных, а также ядерного горючего на Кольской АЭС. Дальнейшая перспектива развития энергетики увязывается с сооружением Кольской АЭС-2 и с подачей в область природного газа. Вместе с тем Мурманская область располагает широким набором нетрадиционных и возобновляемых источников энергии (энергии солнца, ветра, малых рек, морских приливов и волн и др.), которые в определенных условиях могут составить конкуренцию традиционным источникам энергии или выгодно дополнить последние, принося ощутимый экономический эффект.

В таблице 7.1 представлены результаты оценки потенциальных и технических ресурсов перечисленных источников. Видно, что ресурсы солнечной энергии самые большие. Однако в условиях Севера имеется ряд трудностей, связанных с освоением этого источника энергии. В первую очередь, они обусловлены минимумом поступления солнечной энергии или ее полным отсутствием в зимние месяцы, когда потребность в энергии со стороны потребителей максимальна. Во-вторых, в наших северных широтах из-за активной циклонической деятельности число дней с ясной солнечной погодой сравнительно невелико. Поэтому в настоящее время практическое использование солнечной энергии имеет место лишь на небольших объектах (маяках, бакенах и т.п.) где традиционные схемы энергообеспечения слишком дороги.

Таблица 7.1

Ресурсы нетрадиционных и возобновляемых источников энергии Мурманской области, млрд. кВт·ч

Источники	Потенциальные ресурсы	Технические ресурсы
Солнце	110000	11000
Ветер	21000	360
Малые реки	7	4,4
Приливы	11	2,0
Волны	3	1,6
Древесные отходы	1,5	0,9
Отходы животноводства и птицеводства	0,13	0,09

Кольский полуостров обладает значительными ресурсами приливной энергии. Имеется богатый опыт

эксплуатации Кислогубской приливной электростанции мощностью 400 кВт. Однако ввиду сравнительно небольшой величины прилива на побережье полуострова (в среднем 2-3 м) и ограниченного числа акваторий, которые можно отсечь плотиной, сооружение приливных электростанций (ПЭС) возможно далеко не повсеместно. Заслуживает внимания Лумбовский залив Белого моря, где средняя величина прилива составляет 4,2 м, а возможная для использования площадь акватории залива достигает 70-90 км². Установлено, что Лумбовская ПЭС может иметь мощность от 320 до 670 МВт с годовой выработкой энергии до 2,0 млрд. кВт·ч. Удаленность объекта строительства, необходимость больших капиталовложений и ряд других факторов пока отодвигают решение данной проблемы на дальнюю перспективу. К тому же, по мнению специалистов, целесообразно вначале построить опытно-промышленную Кольскую ПЭС мощностью 40 МВт в губе Долгой близ Териберки, которая явится промежуточным этапом на пути сооружения Лумбовской ПЭС.

Кольский полуостров имеет более чем 1000-километровую береговую линию. Выполненная оценка энергии морских волн вдоль побережья Баренцева и Белого морей показала значительные запасы волновой энергии. Однако преобразование волновой энергии, ее концентрация и передача представляют большие трудности ввиду суровых климатических условий. Очевидных предпосылок использования этого вида энергии на сегодняшний день не имеется.

Закрывают список нетрадиционных и возобновляемых источников энергии биоэнергетические ресурсы, представленные древесными отходами и отходами животноводства и птицеводства. Технический потенциал этих ресурсов Мурманской области сравнительно невелик – менее 1 млрд. кВт·ч в год. Биоэнергоресурсы рассредоточены по большому числу небольших хозяйств. Но очевидно, что применительно к мелким населенным пунктам и объектам, где они накапливаются, их использование представляет интерес. Древесина и древесные отходы издавна используются человеком. Отходы животноводства и птицеводства являются более «молодым» энергетическим ресурсом, но разработанные в последние десятилетия технологии переработки этого энергетического сырья дошли и до заполярных районов. В частности, они нашли применение в Ковдорском районе Мурманской области, где с помощью биоэнергетических установок получают биогаз – ценное и удобное для практического применения энергетическое топливо. Распространение полученного опыта может только приветствоваться.

Из всех перечисленных выше нетрадиционных возобновляемых источников энергии для Мурманской области наибольшие перспективы имеет освоение гидроэнергии малых рек и энергии ветра. Технические гидроэнергоресурсы малых рек области оцениваются в 4,4 млрд. кВт·ч при 516 МВт среднегодовой мощности. В эту оценку включены 35 малых и средних рек региона.

Проблема использования гидроэнергии малых рек не нова. В послевоенные годы в Мурманской области было построено несколько сельских малых ГЭС мощностью от 10 до 100 кВт, работавших на напорах от 2 до 6 м. В 60-е годы они были вытеснены более дешевыми по тем временам дизельными установками. В настоящее время в связи со значительным ростом цен на органическое топливо интерес к использованию энергии малых рек существенно возрос. Серьезным препятствием на пути сооружения ГЭС является рыбохозяйственное значение большинства рек. Требуется компромиссные решения, предусматривающие наряду с ГЭС сооружение рыбопропускных сооружений или строительство рыбоводных заводов, компенсирующих наносимый ущерб.

Для того, чтобы сдвинуть с мертвой точки проблему освоения энергии малых рек, необходимо строительство нескольких демонстрационных (пионерных) малых ГЭС, которые бы на деле показали выгодность и эффективность использования малых водотоков. Первоочередными объектами в этом плане могут быть ГЭС мощностью 6 МВт на р. Пиренга, впадающей в оз. Имандра, вблизи существующего рыбоводного завода, малая ГЭС мощностью 1250 кВт на реке Чаваньга на юго-востоке Кольского полуострова (в 7 км от одноименного села), а также малая ГЭС в центре полуострова на Ельреке, притоке Поноя, мощностью 500 кВт (в 12 км от с. Краснощелье). Возможная выработка этих ГЭС на 30-50% выше выработки дизельных электростанций, действующих в указанных селах.

Мурманская область располагает высоким потенциалом ветровой энергии, сосредоточенным, главным образом, в прибрежных районах. Технические ветроэнергоресурсы оцениваются в 360 млрд. кВт·ч при суммарной установленной мощности ВЭУ около 120 млн. кВт. Наиболее сильные и устойчивые ветры наблюдаются на северном побережье Кольского полуострова. Это самое ветреное место на всем европейском Севере России. Использование здесь хотя бы 1-2% указанных ресурсов, самых доступных и выгодных (а это 3-7 млрд. кВт·ч выработки и около 1-2 млн. кВт мощности), может иметь большое значение.

Благоприятными предпосылками для использования энергии ветра на Кольском полуострове являются:

1. высокий потенциал ветра на значительных территориях;
2. наличие господствующих ветров (южных и юго-западных), позволяющих более компактно, с меньшими затратами размещать ветроустановки (ВЭУ) на местности;
3. совпадение зимнего максимума интенсивности ветра с максимумом потребности в электрической и тепловой энергии со стороны потребителей;
4. взаимодополняющий характер сезонного поступления ветровой энергии и гидроэнергии рек;
5. наличие в Кольской энергосистеме 17 гидроэлектростанций суммарной мощностью более 1,5 млн. кВт, располагающих водохранилищами суточного, сезонного и многолетнего регулирования и позволяющих компенсировать неравномерность поступления энергии от ВЭУ.

Можно назвать три основных направления развития ветроэнергетики:

1. автономная ветроэнергетика, подразумевающая изолированную работу ВЭУ на отдельного потребителя или их группу;
2. системная ветроэнергетика, означающая работу групп ветроэнергоустановок (парков ВЭУ) в составе энергосистемы;
3. применение ВЭУ для теплоснабжения потребителей.

Автономные ветроэнергетические установки могут улучшить состояние энергообеспечения децентрализованных потребителей (отдельных поселков и сел, метеорологических станций, маяков, пограничных застав, объектов Северного флота, пунктов по добыче рыбы, зверя и т.д.), сталкивающихся с трудностями топливоснабжения и получающих энергию от автономных источников – дизельных электростанций, бензиновых агрегатов мелких котельных, простых огневых печей. Ветроэнергоустановки, работая совместно с указанными традиционными источниками энергии, способны вытеснить до 30-50%, а в наиболее ветреных районах до 70% дефицитного органического топлива.

Системную ветроэнергетику (работу ВЭУ в составе энергосистемы) целесообразно развивать в первую очередь там, где высок потенциал ветра, имеются дороги для доставки крупных ВЭУ, есть выход в энергосистему. Предпочтительно, чтобы такой район был вблизи действующих или строящихся гидроэлектростанций. Этим требованиям отвечает, например, район, охватывающий Серебрянские и Териберские ГЭС. Это четырехугольник со сторонами примерно 40х40 км, в

вершинах которого расположены поселки Териберка и Дальние Зеленцы, Серебрянская ГЭС-1 и 81-й км автодороги Мурманск-Туманный (отворотка на Териберку). Перспективы крупномасштабного использования ветроэнергоресурсов в этом районе значительны.

За рубежом системная ветроэнергетика в настоящее время существует уже как самостоятельная доходная отрасль энергетики, вносящая в отдельных районах мира (Германии, Дании, Испании и др.) существенный вклад в производство электроэнергии. В России в силу финансово-экономических трудностей, переживаемых страной в последние 15 лет, развитие системной ветроэнергетики находится на начальном этапе. Вместе с тем, страна располагает необходимым научным и производственным потенциалом, уже появились первые опытные ВЭУ, выполненные на современном научно-техническом уровне. Ветроэлектрические станции работают в районе Воркуты, в Калмыкии, в Калининградской области и других районах.

На Кольском полуострове в рамках сотрудничества с Норвегией сооружена опытная демонстрационная ветроустановка мощностью 250 кВт вблизи Мурманска. Вырабатываемая энергия используется для энергоснабжения гостиницы «Огни Мурманска». Следующим шагом в развитии ветроэнергетики региона может стать строительство ветропарка мощностью 6–20 тыс. кВт в районе пос. Териберка на побережье Баренцева моря. Предпринимаемые усилия являются первыми шагами в развитии системной ветроэнергетики на Кольском полуострове.

Применение ВЭУ для теплоснабжения потребителей подразумевает участие ветроэнергетических установок в теплоснабжении небольших городов и поселков, расположенных в ветренных районах, охваченных централизованным электроснабжением, но испытывающих трудности в теплоснабжении из-за постоянного роста цен на поставляемое топливо (мазут). Благоприятными предпосылками для такого использования ВЭУ является то, что:

1. отопительный сезон на Кольском полуострове длится 9 месяцев, при этом в зимнее время скорости ветра заметно выше, чем в летнее и, таким образом, сезонный максимум потребности в тепловой энергии со стороны потребителя совпадает с возможным поступлением энергии от ВЭУ;
2. применение ВЭУ позволит превратить ветер из климатического фактора, определяющего повышенные теплотери, в полноценный источник энергии, обеспечивающий именно в ветреные периоды активное поступление энергии на нужды отопления;

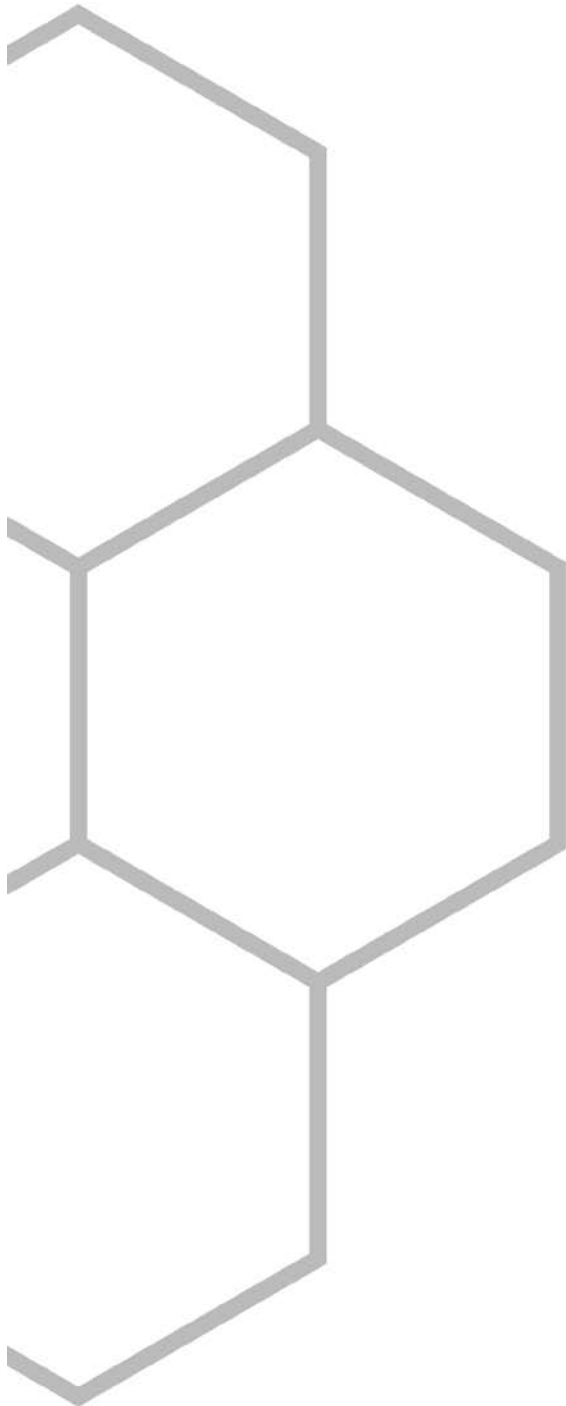
3. применение ветроэнергетических установок будет способствовать значительной экономии дорогостоящего топлива, доставляемого на Кольский полуостров за 1500-2000 км;
4. при таком использовании энергии ветра не обязательны высокие требования к качеству энергии, вырабатываемой ветроустановками, это позволяет максимально упростить конструкцию ВЭУ, сделав ее одновременно и более дешевой и более надежной;
5. при использовании ВЭУ для теплоснабжения представляется возможность успешно бороться с основным недостатком ветровой энергии – непостоянством во времени, так как кратковременные секундные и минутные изменения мощности ВЭУ могут сглаживаться за счет

аккумулирующей способности системы теплоснабжения, более продолжительные колебания (в течение десятков минут и нескольких часов) могут выравняться за счет аккумуляющей способности отапливаемых зданий, а во время длительных затиший в работу могут включаться специальные аккумуляющие устройства или источники тепла на органическом топливе, выступающие в роли резерва.

В целом потенциал нетрадиционных и возобновляемых источников энергии Кольского полуострова велик. Вовлечение их в хозяйственный оборот представляет собой большую научно-техническую задачу. Решение ее может облегчить энергоснабжение целого ряда потребителей и существенно поднять энергетическую независимость региона.



ЛИТЕРАТУРА



1. Энергетическая стратегия России на период до 2020 года. – М.: ГУ ИЭСМинэнерго России. 2001. – 544с.
2. Ресурсы и эффективность использования возобновляемых источников энергии в России / Безруких П.П., Борисов Г.А., Виссарионов В.И. и др. – С.Пб.: Наука, 2002. – 314с.
3. Минин В.А., Дмитриев Г.С. Перспективы развития нетрадиционной энергетики Мурманской области / Природопользование в Евро-Арктическом регионе: опыт XX века и перспективы. – Апатиты: Изд-во Кольского научного центра РАН. 2002.-С.134-139.
4. Минин В.А., Якунина Т.И., Коробко И.Л. Перспективы использования солнечной энергии в Мурманской области / Проблемы энергообеспечения Мурманской области. – Апатиты: Изд-во Кольского научного центра РАН. 1992.-С.73-81.
5. Зубарев В.В., Минин В.А. Степанов И.Р. Использование энергии ветра в районах Севера. Л.: Наука, 1989. – 208с.
6. Минин В.А., Дмитриев Г.С. Перспективы развития ветроэнергетики на Кольском полуострове. – Апатиты, 1998. – 97с.
7. Приливные электростанции. Под ред. Бернштейна Л.Б. –М.: Энергиздат,1987.-296с.
8. Сичкарев В.И., Акуличев В.А. Волновые энергетические станции в океане. -М.: Наука, 1989.-132с.
9. Дьяков А.Ф., Морозкина М.В. Проблемы использования энергии волн. –М.: Энергоатомиздат, 1993.-176с.
10. Справочник по климату СССР. Вып. 2. Ч.1. Солнечная радиация, радиационный баланс и солнечное сияние. – Л.: Гидрометеиздат, 1966. – 62с.
11. Тепловой баланс // Труды ГГО, вып. 179. – Л.: Гидрометеиздат. 1965. – 200с.
12. Даффи Д.А., Бекман У.А. Тепловые процессы с использованием солнечной энергии / Пер. с англ. д.т.н. Ю.Н. Малевского.-М.: Мир,1977.-420с.
13. Минин В.А., Степанов И.Р. Ветроэнергетический кадастр европейского Севера СССР. // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, №1, 1983. – С.106-114.
14. Рекомендации по определению климатических характеристик ветро-энергетических ресурсов. – Л.: Гидрометеиздат, 1989. – 80с.
15. Справочник по климату СССР. Ветер. Мурманская область. Вып.2, часть 3. –Л.: Гидрометеиздат, 1966. – 120с.
16. Первоочередные площадки для ветропарков на Кольском полуострове. Минин В.А., Дмитриев Г.С., Никифорова Г.В. и др. – Апатиты: Изд-во Кольского научного центра РАН, 2004. – 24с.

17. Windenergie 2002. – Osnabrueck, Deutschland Bundesverband WindEnergie Service GmbH. 2002. – 264p.
18. Концепция использования ветровой энергии в России. Под ред. Безруких П.П. – М.: Книга – Пента, 2005. – 128с.
19. Renewable Energy. Power for Sustainable Future. Edited by Godfrey Boyle. Oxford University Press – The Open University, 1996. – 479 p.
20. Оценка запасов и эффективности использования энергии ветра и малых рек в районах Европейского Севера России: Отчет о НИР / Институт физико-технических проблем энергетики Севера (ИФТПЭС); Руководитель В.А. Минин, отв. исполнитель Г.С. Дмитриев, 2-91-2309, №ГР 01920015356, Инв. № 02960003984. – Апатиты, 1995. – 213 с.
21. Малая гидроэнергетика. Под ред. Л.П. Михайлова. М.: Энергоатомиздат, 1989. – 180 с.
22. Схема гидроэнергетического использования малых и средних рек Кольского полуострова. Этап II, часть II, общая пояснительная записка, АО «Ленгидропроект», Санкт-Петербург, 1994. – 342 с.
23. Схема гидротехнического использования малых и средних рек Кольского полуострова. Этап 1, Пиренгская ГЭС на р. Пиренга, АО «Ленгидропроект». – Санкт-Петербург, 1993. – 107с.
24. Перспективы энергоснабжения изолированных потребителей Севера с использованием энергии ветра и малых рек. Отчет о НИР (промежуточный) / Институт физико-технических проблем энергетики Севера (ИФТПЭС), Руководитель В.А. Минин, отв. исполнитель И.Р.Степанов, 2-91-2309, №ГР 01920015356, Апатиты, 1993. – 107 с.
25. Ляхницкий В.Е. Синий уголь. – М.: Изд-во АН СССР, 1926. –107с.
26. Волшаник В.В., Зубарев В.В., Франкфурт М.О. Использование энергии ветра, океанских волн и течений. – М.:ВИНИТИ, 1983. – 100с. (Итоги науки и техники. Сер. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии; т.1).
27. Indian wave plant is commissioned // Int/ Water Power and Dam Construction. 1991. 43, №12. p.20.
28. Wave power becomes a reality // S. Atr. Mech. Eng., 1991. 41, №4, p.122-123.
29. Proof test for wave power generation //Techno Jap.- 1990. 23, №6. p.6.
30. Давидан Л., Лопатухин Л.И. На встречу со штормами. –Л.: Гидрометеиздат, 1982. –136с.
31. Panicer N.N. Energy from ocean surface waves: Ocean energy resource // Energy tech. Conf., Houston (Tex.). 1977. N.Y.: 1977.-P.43-67.
32. Panicer N.N. Power resource estimate of surface waves // Ocean Energ. 1976. Vol.3, №6. –p.429-439.
33. Матушевский Г.В. Оценка энергозапасов ветрового волнения в морях СССР. – М.: 1982. – 9с. Деп. в ИЦ ВНИИГМИ – МЦд. 1982. N 145 ГМ-д 82.
34. Волшаник В.В., Матушевский Г.В. Энергия морских ветровых волн и принципы ее преобразования // Гидротехническое строительство, 1985, №4. –С.41-45.
35. Матушевский Г.В. Новый тип режимной функции распределения параметров волн // Метрология и гидрология, 1977, №3. –С.66-72.
36. Ветер и волны в океанах и морях: Справочные данные. Под ред. И.Н. Давидана. –Л.: Транспорт, 1974.-360с.
37. Васильев Ю.С., Хрисанов Н.И. Экология использования возобновляющихся энергоисточников. –Л.: Изд-во Ленингр. ун-та. 1991.-343с.
38. Мурманская область в 2004 г. Статистический ежегодник. – Мурманск: Мурманскстат, 2005.-205с .
39. Твайдел Дж., Уэйр А. Возобновляемые источники энергии. М.: Энергоатом-издат, 1990.
40. Борисов Г.А., Сидоренко Г.И. Энергетика Карелии. Современное состояние, ресурсы и перспективы развития. С.-Пб.: Наука, 1999.- 303с.
41. The bio-fuel potential from forest and wood industry in the regions of the North West Russia/ Volume1, Oslo, 1999, BIPIR Program . -24 p.
42. Market analysis of the bio fuel conversion potential for Northern West Russia. Ole Veiby, Inger-Anne Blindheim, IET, Norway,1999.-44 p.
43. Энергия биомассы // Энергия будущего. Научно-аналитический журнал, июнь 2006. – М.: С.65-66.

ПОЗИЦИЯ «БЕЛЛОНЫ»



Возобновляемая энергетика на Кольском полуострове

В данной позиции представлены аргументы в пользу развития нетрадиционных возобновляемых источников энергии (НВИЭ) на Кольском полуострове, основанные на исследованиях Кольского научного центра потенциала альтернативной энергетики региона, и даны рекомендации по практическому внедрению НВИЭ на территории Мурманской области.

Введение

В течение многих лет нетрадиционные возобновляемые источники энергии (НВИЭ), включая солнечную, ветровую, приливную, волновую, гидро- и биоэнергию, не рассматривались в качестве серьезной энергетической альтернативы. Сегодня большая часть потребностей в энергии в мире покрывается за счет использования нефти (38%), угля (26%), газа (23%), возобновляемых источников энергии (7%) и атомной энергии (6%) (International Energy Outlook 2007, EIA). Изменение климата, сокращение запасов ископаемого топлива, а также негативные последствия и риски, связанные с использованием ядерной энергии, делают развитие всех видов возобновляемой энергетики настоятельной необходимостью XXI века. Недавние доклады Межправительственной комиссии по изменению климата ООН подтверждают связь негативных экологических последствий изменения климата с увеличением выбросов CO₂ при сжигании угля, нефти и газа. Кроме того, доклад Штерна «Экономика изменения климата» (Review on the Economics of Climate Change) доказывает, что катастрофы, вызванные глобальным потеплением, обойдутся государствам в 5-20% их ВВП и превысят последствия каждой из двух мировых войн.

Резюме

Одним из регионов России, где переход на «чистые» источники энергии представляется наиболее важным в настоящее время, является Мурманская область, где Кольская атомная электростанция (КАЭС) представляет собой угрозу окружающей среде как по эту, так и по другую стороны государственной границы. С целью определения перспектив развития «чистой» энергии в 2006 году по заказу «Беллоны» Кольским научным центром РАН было проведено исследование потенциала нетрадиционных возобновляемых источников энергии на Кольском полуострове. Доклад В.А. Минина и Г.С. Дмитриева «Перспективы освоения нетрадиционных и возобновляемых источников энергии на Кольском полуострове» свидетельствует, что регион обладает огромным потенциалом в области НВИЭ. В частности, регион распола-

гает одним из самых высоких на Европейской территории России потенциалом ветровой энергии, оценивающимся в 360 миллиардов кВт·ч в год. Комплексное использование всех доступных на Кольском полуострове возобновляемых источников энергии будет более чем достаточно для удовлетворения нынешнего уровня потребности региона в электричестве или для замены наиболее старых ядерных реакторов КАЭС.

В Мурманской области потребляется около 16 млрд. кВт·ч энергии в год. Согласно данным Мурманского центра энергоэффективности, 37% приходится на долю атомной энергии, 57% вырабатывается гидроэлектростанциями и 6% – теплоэлектростанциями. Однако, официальные данные по энергобалансу Мурманской области значительно отличаются: 50-60% приходится на долю атомной энергии, 42% – гидроэнергия, 19% – ТЭЦ. Возобновляемая энергетика в регионе абсолютно не развита, несмотря на наличие огромного ресурсного потенциала. В последние годы в регионе наблюдался избыток вырабатываемой энергии, однако вывод из строя КАЭС приведет к энергетическому дефициту в том случае, если не будет найдена энергетическая альтернатива. Обсуждавшийся ранее проект строительства второй КАЭС был отклонен как нерентабельный, однако он по-прежнему имеет место быть. Кроме того, нынешняя реорганизация ядерной отрасли в России, включающая планы по ее приватизации и передаче ядерных объектов и материалов в частные руки, определенно увеличивает риски, связанные с ядерной безопасностью. «Беллона» рекомендует развитие возобновляемых источников энергии как лучшей альтернативы атомной энергии на Кольском полуострове и настоятельно призывает к их внедрению на благо окружающей среды и экономики Северо-запада России.

Препятствия для развития ВИЭ

В России существует ряд препятствий для развития НВИЭ. Это, во-первых, традиционная зависимость от ископаемого топлива и атомной энергетики и лоббирование этих источников энергии. Около 63% энергии в России производится за счет ископаемого топлива, 21% – гидроэнергетики, 16% – атомной энергии. (Energy Information Administration, www.eia.doe.gov) Развитие НВИЭ также затрудняется фиксированными ценами на сырье и зависимостью экономического и политического статуса России от экспорта этого сырья. Около 78% российского экспорта составляют нефть и газ. Во-вторых, не существует специальной законодательной базы, которая регулировала бы развитие возобновляемой энергетике. «Энергетическая стратегия России на период до 2020 года», принятая 28 августа 2003 года, сосредоточена на ископаемом топливе и ядерной энер-

гии; лишь 3 из ее 118 страниц посвящены возобновляемым источникам энергии. Проект закона «О возобновляемых источниках энергии» уже несколько лет находится на рассмотрении, но на январь 2007 года так и не был одобрен Государственной Думой РФ. В-третьих, отсутствуют экономические меры, такие как система налогообложения, субсидий, квот, которые бы стимулировали развитие НВИЭ и способствовали созданию рынка НВИЭ. В-четвертых, до недавних пор низкие цены на топливо и высокая стоимость объектов возобновляемой энергетики делали их развитие экономически нецелесообразным. Однако рост цен на ископаемое топливо в России и сокращение стоимости использования НВИЭ в результате технологического прогресса в области альтернативной энергетики в течение последнего десятилетия свидетельствуют, что пришло время обратить на возобновляемую энергетику то внимание, которого она заслуживает. И, наконец, человеческое восприятие и ограниченный доступ к информации. Представление об атомной энергии как о хорошей возобновляемой альтернативе нефти и газу, а также недостаток знаний о преимуществах использования нетрадиционных источников энергии препятствуют должному их восприятию. Большинству людей неизвестно, что нагревание воды с помощью солнечного коллектора обойдется не дороже, чем при использовании электронагревателя («Чистая энергия», 2 /2005).

Преимущества НВИЭ

Существует множество причин для использования нетрадиционных возобновляемых источников энергии на Кольском полуострове: их доступность, устойчивость, надежность, рентабельность и экологическая чистота.

В отличие от органического ископаемого топлива, запасы которого ограничены, нетрадиционные возобновляемые источники энергии неисчерпаемы и легкодоступны, а их использование не истощает природных ресурсов. Несмотря на огромные запасы нефти, газа и угля, российские поставки органического топлива ограничены. При сохранении нынешних темпов производства запасы нефти и газа могут быть исчерпаны в этом столетии («Чистая энергия» 1/2005). Северо-запад России располагает огромным потенциалом нетрадиционных возобновляемых источников энергии, особенно таких, как ветроэнергетика и малая гидроэнергетика. Использование НВИЭ поможет сохранить запасы органического топлива для будущих поколений и удовлетворить рост спроса на энергию, вызванный активным промышленным развитием региона.

Нетрадиционная возобновляемая энергетика может обеспечить региональную энергетическую безопасность, стабильное, надежное энергообеспе-

чение удаленных районов и защиту потребителей от отключений. На Северо-западе России энергообеспечение в значительной степени зависит от импортируемого топлива. Развитие НВИЭ на местном уровне будет способствовать диверсификации энергоснабжения. В настоящее время цены на топливо повышаются, так же как и тарифы на электричество и отопление. К счастью, именно те районы, которые испытывают наибольшие сложности с поставками топлива, обладают наибольшим потенциалом нетрадиционных возобновляемых энергетических ресурсов. Использование НВИЭ обеспечит устойчивое электро- и теплоснабжение удаленных поселений, освободив их от сырьевой зависимости, нестабильных цен на топливо и высоких затрат, связанных с транспортировкой топлива на большие расстояния. Также возобновляемая энергетика может быть выгодна и для потребителей, подключенных к центральной энергосистеме. Зимой 2006 года Северо-запад и другие регионы России испытали энергетический дефицит и нехватку электроэнергии. НВИЭ могут защитить потребителей, зависящих от централизованного энергообеспечения, от возможных отключений энергии, обеспечив их минимально необходимой энергией в периоды наибольшей нагрузки.

Возобновляемая энергетика – рентабельный сектор, способный создавать рабочие места и приносить прибыль. Развитие НВИЭ на Северо-западе России может стать средством создания новых рабочих мест и привлечения доходов, в том числе от сбора налогов. Расширение промышленной базы, или использование существующей, для производства оборудования и деталей, например, конвертеров ветровой энергии, может способствовать росту местной экономики с помощью создания новых рабочих мест. Кроме того, производство установок на месте будет снижать их первоначальную стоимость, сокращая расходы, связанные с транспортировкой и импортом. За рубежом уже существуют рынки зеленого энергетического оборудования и зеленых технологий. В Дании, например, ветровые турбины являются одной из наиболее важных статей экспорта.

В сравнении с атомной энергетикой нетрадиционные возобновляемые виды энергии не опасны для здоровья человека, экологически чисты, не создают отходов, не требуют переработки и не загрязняют окружающую среду. Безопасность для окружающей среды и здоровья также является важной причиной для приоритетного развития на Северо-западе России нетрадиционной возобновляемой энергетике, нежели ядерной. В 2006 году доклад Института Блэксмита (Blacksmith Institute) «Самые загрязненные места мира» назвал Кольский полуостров в числе 25 наиболее загрязненных мест на

планете. Наиболее важной проблемой Кольского полуострова, требующей принятия неотложных мер для ее решения, является состояние двух наиболее старых реакторов Кольской атомной электростанции. Сроки службы реакторов истекли в 2003 и 2004-м соответственно. Возраст этих реакторов превышает 30 лет, они имеют более низкие стандарты безопасности, чем западные реакторы, и должны быть демонтированы и заменены возобновляемыми источниками. Согласно анализу безопасности, произведенному МАГАТЭ в 1991 году, вероятность расплавления активной зоны реактора составляет 25% на протяжении 23 лет (The Arctic Nuclear Challenge, 2001). Ядерная энергия связана со значительным риском – опасность ядерных инцидентов, утечки с хранилищ отработавшего ядерного топлива и радиоактивных отходов, транспортировка, переработка, распространение ядерного оружия и проблемы безопасности, – и ни один из этих рисков не связан с использованием возобновляемой энергетике.

В сравнении с ископаемым топливом, использование которого сопровождается выбросами в атмосферу и гидросферу, способствует изменению климата и хроническому загрязнению морских экосистем, нетрадиционные возобновляемые источники энергии не связаны с выбросами CO₂ и их использование не сопровождается вышеперечисленными рисками. Российское федеральное агентство по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды в прошлом году опубликовало доклад, свидетельствующий, что рост средней температуры в России за последние сто лет был выше, чем в целом в мире, и демонстрирующий учащение экстремальных природных явлений («Доклад об особенностях климата на территории Российской Федерации за 2006 год»). Многие негативные последствия климатических изменений особенно опасны для северных регионов. Для северных широт возможными последствиями глобального потепления являются затопление островов, сокращение биологического разнообразия и вымирание некоторых полярных видов, упадок инфраструктуры, повреждение газопроводов, а также более экстремальная, непредсказуемая погода. В течение зимы 2006 года снегопады, бури и штормовые ветры нанесли ущерб воздушному, железнодорожному и автомобильному транспорту, обеспечению электричеством бытовых и промышленных потребителей во многих регионах, включая Мурманск. Несмотря на распространенное в России мнение о положительных последствиях климатических изменений (облегчения доступа к запасам нефти, увеличение урожая, освобождение северных морских путей ото льда), в действительности же долгосрочные негативные последствия перевесят краткосрочные преимущества. Таяние вечной мерзлоты, сократившейся на 7% за последние сто лет, приводит к выбросу огром-

ного количества заключенного в ней CO₂. Существует также потенциальная угроза выброса метана и вирусов. Развитие НВИЭ является механизмом сокращения выбросов парниковых газов (в том числе CO₂), что, в свою очередь, позволит прекратить глобальное потепление и предотвратить нежелательные последствия. Замена станции, работающей на ископаемом топливе, мощностью 1 МВт ветровой станцией аналогичной мощности приводит к сокращению выбросов CO₂ на 2000 тонн в год («Ветроэнергетика в России», Г. Дмитриев, 2001).

Развитие нетрадиционных возобновляемых источников энергии будет поддержано как на местном, так и на региональном уровне. Еще одна причина развивать нетрадиционную возобновляемую энергетику – ее политическая легитимность. Ни местное население Кольского полуострова, ни жители соседних северных стран (за исключением Финляндии) не хотят рисков, связанных со строительством еще одной атомной электростанции. Результаты общественных слушаний по вопросу региональной энергетической политики, проведенные экологическими организациями в четырех городах Мурманской области в декабре 2006 года, показали, что более 89% жителей области выступают против строительства новой КАЭС-2, а 93% отдали предпочтение развитию ветроэнергетики. Проведенный в октябре того же года национальный опрос продемонстрировал, что всего 19% россиян поддерживают атомную энергетику, этот показатель сравним с аналогичным по Евросоюзу. По данным Еврокомиссии, 80% граждан ЕС поддерживают солнечную энергетику, в то время как 20% выступают за развитие атомной энергетики. Ряд индустриальных стран планируют крупномасштабное внедрение возобновляемой энергетики. В январе 2007 года Комиссия ЕС представила пакет предложений, предусматривающий увеличение доли возобновляемой энергетики в производстве энергии до 20% к 2020 году, в то время как Россия планирует довести долю возобновляемых источников в энергобалансе страны до 1% к 2010 году.

Потенциал возобновляемой энергии на Кольском полуострове

В 2006 году специалисты Кольского научного центра РАН исследовали потенциал солнечных, ветровых, гидро-, приливных, волновых и био- ресурсов на Кольском полуострове как альтернативу (и дополнение) угольной, нефтяной, газовой и атомной энергетики. В докладе КНЦ РАН определены географические регионы, наиболее привлекательные с точки зрения развития НВИЭ, и представлены имеющиеся в России опыт, технологии и мощности, необходимые для создания базы для крупномасштабного развития НВИЭ.

Солнечная энергия

Ресурсы солнечной энергии являются наиболее значительными на Кольском полуострове. Однако прямое солнечное излучение сокращено до 60-70%, что связано с характерной для региона облачностью. Данные по солнечной активности на Кольском полуострове сопоставимы с аналогичными показателями в Швеции. Наибольшим препятствием для развития солнечной энергетики на Кольском полуострове является отсутствие солнечной активности зимой, когда потребность в энергии наиболее велика. Колебания в силе солнечной активности в течение года очень значительны: от нулевой в декабре до 200-300 часов в июне и июле. К счастью, пик ветровых и солнечных ресурсов приходится на разные сезоны, что делает возможным замену одного ресурса другим при их совместном использовании. Скандинавский опыт показывает, что солнечная энергия может эффективно использоваться для отопления. Трудность заключается в накоплении и хранении солнечной энергии в больших количествах в течение летних месяцев. Тепловые аккумуляторы могут располагаться как на поверхности, так и под землей, как в Швеции. Основные элементы простой системы включают: солнечный коллектор, аккумулятор, резервный источник энергии для использования в тот период, когда солнце отсутствует длительное время.

Наиболее перспективным направлением использования солнечной энергии является энергообеспечение удаленных населенных пунктов, снабжение которых топливом дорого и затруднительно, а также южных районов с высоким техническим потенциалом. В последние годы был успешно реализован Российско-Норвежский проект по замене радиоактивных стронциевых батарей на маяках, расположенных на северном побережье Кольского полуострова, солнечными панелями. Согласно данным КНЦ РАН, солнечная активность в окрестностях поселка Умба (население 6500 человек) сравнима с показателями в городке Ингельстад в Швеции, где солнечная теплостанция успешно снабжает теплом 52 дома. Это делает Умбу весьма перспективным местом для использования солнечной энергии. В северных широтах потенциал использования солнечной энергии невелик и может рассматриваться только в качестве дополнительного источника. С точки зрения экономической целесообразности высокая стоимость солнечных панелей являлась серьезным препятствием широкого распространения использования солнечной энергии в течение последнего десятилетия (примерно 4-5 тысяч долларов на международном рынке, для сравнения – стоимость ветроэнергоустановки составляет 1-2 тысяч долларов). Однако в ближайшем будущем развитие солнечной энергии, в частности в Норвегии, должно привести к увеличению эффективности

и падению тарифов ниже нынешних 20-30 центов за кВт·ч. Таким образом, проекты по солнечной энергетике в скором будущем станут экономически целесообразными.

Энергия ветра

Возможности для крупномасштабного развития ветровой энергетике в Мурманской области также велики, как в Дании, Германии, Испании или США, где энергия ветра уже превратилась в источник доходов. Россия располагает необходимым научным и промышленным потенциалом для развития ветровой энергии, так же как и опытом эксплуатации опытно-демонстрационных ветровых электростанций в Воркуте, Калмыкии и Калининграде. Ветровые ресурсы на Кольском полуострове огромны и оцениваются в 360 млрд. кВт·ч. Наибольшая скорость ветра наблюдается в прибрежных районах Баренцева моря. Скорость ветра на северном побережье Кольского полуострова, составляет 7-9 метров в секунду. Такая средняя годовая скорость ветра выше, чем в прибрежных районах Дании, Германии и Голландии, где ветроэнергетика экономически выгодна и преобладает над другими способами получения энергии. В прибрежных районах Кольского полуострова изменение среднегодовой скорости ветра от года к году невелико и характеризуется коэффициентом вариации в пределах 5-8%. В то же время коэффициент вариации стока на реках региона составляет около 15-20%. Максимум скоростей ветра приходится на холодное время года и совпадает с сезонным пиком потребления тепловой и электрической энергии. Зимний максимум находится в противофазе с годовым стоком рек, то есть ветровая и гидроэнергия удачно дополняют друг друга. Это создает благоприятные условия для их совместного использования. В условиях снижения общего уровня интенсивности ветра в летнее время дневной максимум скоростей ветра является благоприятным для эффективного использования энергии ветра, поскольку именно в дневные часы, как правило, наблюдается повышенная потребность в энергии со стороны потребителя.

Высокий ветровой потенциал на Кольском полуострове, соответствие между максимальной интенсивностью ветра и максимальным спросом на энергию в зимний период, а также наличие 17 гидроэлектростанций с водохранилищами, которые дают возможность накопления воды в период активных ветров и опустошения их в период ветрового затишья, создают уникальные условия широкомасштабного, или системного, использования ветровой энергии. Кольский полуостров особенно подходит для возведения ветропарков, поскольку наличие господствующих ветров, обладающих наивысшей концентрацией энергии, позволяет рас-

полагать ветровые установки компактно, при минимальном воздействии и меньших потерях энергии. На северном побережье преобладают юго-западные ветра (50-60%). Наиболее подходящие районы для создания ветропарков находится в окрестностях поселков Дальние Зеленцы и Териберка, возле Серебрянских и Териберских гидроэлектростанций, связанных с Кольской энергетической системой и пригодных для обеспечения крупномасштабного использования ветровой энергии в регионе. Система, в которой ветропарки связаны с гидроэлектростанциями, обладают наибольшей экономической эффективностью.

Существует также ряд благоприятных условий для использования энергии ветра с целью обеспечения электричеством и теплом удаленных децентрализованных населенных пунктов, метеорологических станции, маяков, пограничных постов, объектов Северного морского флота, получающих электричество от автономных дизельных установок. Из-за удаленности и плохих транспортных связей затраты на топливо возрастают в прибрежных районах Кольского полуострова на 30-70%, а в труднодоступных районах материковой части – на 150-200% и более. В этих условиях применение ветроэнергетических установок может способствовать экономии дорогостоящего дизельного топлива. При благоприятных ветровых условиях ВЭУ может вытеснить до 30-50%, а в наиболее ветреных районах даже до 60-70% дефицитного органического топлива. В периоды длительного затишья могут быть использованы специальные аккумуляторы ветровой энергии или вспомогательные тепловые системы.

Рентабельность ветроэнергетики – это важный вопрос. Опыт европейских стран, в частности Дании, показывает, что ветровая энергетика вполне конкурентоспособна. Сейчас стоимость строительства новой ветроэнергоустановки составляет 800-1000 долларов за киловатт, и ожидается, что в течение ближайших 10 лет она сократится до 600-700 долларов. Стоимость опытно-демонстрационного ветроэнергоустановки около гостиницы «Огни Мурманска» (г. Мурманск) с учетом её капитального ремонта в Дании, перевозки автотранспортом в Мурманск, строительства фундамента и выполнения монтажных работ составила около 4,2 млн. рублей. Это соответствует удельным капиталовложениям 750 долл./кВт. С учетом амортизации оборудования в 7% эксплуатационные расходы составляют 3 цента за кВт·ч, и это меньше, чем гостиница платила бы за энергию из центральной сети.

Энергия малых рек

На Кольском полуострове пригодные с экономической точки зрения гидроэнергетические ресурсы уже используются на крупных и средних реках, где

возведены 17 гидроэлектростанций, вырабатывающих 6 млрд. кВт·ч (6ТВт) электроэнергии и обеспечивающих 42% производимой в Мурманской области энергии. Экологические и финансовые ограничения делают строительство ГЭС на оставшихся неразработанными крупных реках Кольского полуострова проблематичным. В ОАО «Колэнерго» проводилась и проводится работа по улучшению использования действующих мощностей ГЭС, но ресурс малых рек так и остается не освоенным.

Малая ГЭС – это гидроэлектростанция с установленной мощностью не более 20-30 мегаватт. На севере России мощность большинства малых ГЭС не превышает 3-5 мегаватт. В Китае, мировом лидере по количеству малых и микро- ГЭС, действует более 100 тысяч станций, и по российской технологии производятся турбины для таких ГЭС. В настоящее время в развитых странах наблюдаются два основных направления в развитии малой гидроэнергетики: энергетическое использование плотин и водохранилищ, созданных для водоснабжения, и использование малых водотоков с помощью бесплотинных ГЭС или строительство малых ГЭС традиционной компоновки в новых створах. В России ни первое, ни второе направление до настоящего времени практически не реализуются

Технический потенциал ресурсов малой гидроэнергетики на Кольском полуострове составляет 4,4 млрд кВт·ч в год, из которых экономически целесообразным представляется использование одной трети. Ряд факторов делает использование малой гидроэнергии в Мурманской области выгодным: периодическая нехватка топлива, рост тарифов на электроэнергию, ограничения по строительству крупных ГЭС в связи с их негативным воздействием на окружающую среду, а также прогресс в автоматизации и удаленном контроле работы гидроэлектростанции.

Даже если не принимать во внимание реки, имеющие большое значение для рыболовного хозяйства Кольского полуострова – реки Нота, Варзина, большая часть Умбы, Варзуга и Стрельна, – остается немало рек, перспективных с точки зрения развития малой гидроэнергетики. Участки, подходящие для размещения малых гидроэлектростанций, находятся на следующих реках: Пиренга (1 участок), Большая Оленка (2), Ура (2), Западная Лица (1 – вероятно, слишком дорого), Титовка (1), Тумча (3), Умба (1). ОАО «Колэнерго» и ТГК-1 планируют использовать эти реки в рамках своего развития. Возведение малых гидроэлектростанций на реках Пиренга и Тумча представляется наиболее экономически целесообразным и эффективным.

Энергия малых рек может обеспечить недорогой и независимый источник энергии для удаленных районов. На территории Мурманской области в 50-е годы существовало около 10 малых ГЭС, обеспечивавших электроснабжение удаленных поселков и сел области. В настоящее время в регионе не охвачено централизованным электроснабжением около 80-100 населенных пунктов и отдельных объектов. Их потребляемая мощность колеблется от 5-10 до 500-800 кВт. Три обособленных поселка являются первыми кандидатами на использование малой гидроэнергии: Краснощелье, Чаваньга и Чапома, а также военный городок пограничников Светлый. Обеспечение этих районов топливом чрезвычайно затруднено из-за отсутствия дорог. Гидроэнергия могла бы использоваться в качестве дополнительного источника к дизельным станциям в засушливый период и в качестве резерва для экстренных случаев. Приток Поноя, Ельрека, реки Чаваньга и Лотта больше всего подходят для строительства опытных малых гидроэлектростанций, которые смогут продемонстрировать преимущества и эффективность энергии малых рек для децентрализованного потребителя.

Энергия приливов

Приливные электростанции также являются источником экологически чистой энергии. Они не загрязняют окружающую среду опасными отходами, что неизбежно при работе обычных теплоэлектростанций, и не требуют затопления территорий, что неизбежно при строительстве крупных гидроэлектростанций.

Особыми характеристиками приливной энергии являются ее неизменность в течение месяца и независимость от уровня воды в течение года, несмотря на интервалы в 24-часовом цикле и нерегулярность лунного месяца. Эти качества делают приливы очень мощным источником энергии, который может использоваться в сочетании с речными гидроэлектростанциями, оборудованными водохранилищами. Наиболее важными индикаторами энергетического потенциала является территория приливного бассейна и высота прилива. Что касается побережья Кольского полуострова, то относительно небольшая высота прилива (2-3 метра) и ограниченная площадь акваторий, пригодных для возведения дамбы, делают строительство нескольких потенциально возможных приливных электростанций экономически невыгодным.

Можно выделить несколько мест, наиболее пригодных для использования энергии приливов. Первое – это Лумбовский залив, где средняя величина прилива составляет 4,2 м, а возможная для отсечения акватория залива достигает 70-90 км². Различные варианты

использования залива позволяют получить здесь ПЭС мощностью от 320 МВт с выработкой 750 МВт·ч до 670 МВт с выработкой около 2000 МВт·ч в год.

Второе – район мыса Абрамова-Михайловского, где высота прилива достигает 10 метров. Проект Мезенской ПЭС потребует строительства гидроаккумулирующей электростанции на Кольском полуострове в районе полуострова Рыбачий, где для этого имеются исключительно подходящие условия. Это сможет обеспечить дополнительные 3 миллиона киловатт электроэнергии при наличии высоковольтной линии передачи, связывающей ее с Мезенской ПЭС. Запланированная общая производительность Мезенской ПЭС – 50 млрд кВт·ч в год.

Третье место – губа Долгая, представляет собой опытный проект Кольской ПЭС.

Наконец, существует Кислогубская ПЭС, построенная в губе Кислой в 60-е годы в качестве экспериментального проекта для получения научного и технического опыта, необходимого для сооружения более крупных станций, таких как Мезенская ПЭС. Сейчас ее работа прекращена. На предприятии «Севмаш» в Северодвинске Архангельской области в настоящее время разрабатывается опытный образец рабочего колеса для Мезенской ПЭС, который будет тестироваться в губе Кислой.

Экономические и технические расчеты показывают, что наиболее выгодно использовать средние и крупные ПЭС, особенно в сочетании с водохранилищами и насосными станциями для хранения энергии или гидроэлектростанциями, которые преобразуют циклическое колебание в надежную энергию. Дополнительные затраты в сооружение регулирующих водохранилищ и в линии электропередачи, связывающие гидроэнергетические объекты с ПЭС, окупаются благодаря возможности полноценно заменить с помощью энергии ПЭС часть установленной мощности ТЭС. Российские и зарубежные исследования подчеркивают важность предварительного строительства малой экспериментальной станции для тестирования гидравлического турбинного оборудования при возведении ПЭС уникальной мощности, таких как Мезенская.

Энергия волн

Волновая энергия обладает более высокой по сравнению с ветром и солнцем плотностью энергии. Морские волны накапливают в себе энергию ветра на значительном пространстве разгона. Они являются, таким образом, природным концентратом энергии. Еще одно достоинство волнения – его повсеместность, благодаря чему оно доступно широкому кругу прибрежных потребителей. Недостаток волновой энергии заключается в ее нестабильности во времени, зависимости от ледовой обстановки, сложности преобразования и передачи потребителю.

Возможности использования энергии волн изучаются в течение 200 лет. Однако практическое использование волновой энергии это чрезвычайно сложный процесс, требующий решения следующих задач: разработка устройств приема и преобразования энергии, мощных систем крепления, способных выдерживать большие нагрузки, особенно в экстремальных условиях, оценка параметров ветрового волнения и закономерностей их изменения, а также изучение вопросов влияния волновых установок на окружающую среду (эрозия и формирование берегов, взаимодействие с судоходством и др.). Великобритания, Шотландия и Япония разрабатывают и тестируют модели волновых станций.

Важной особенностью океанических волн в северной части Атлантического океана является их сезонная нерегулярность. В зимние месяцы волны приблизительно вдвое выше, чем летом. Среднегодовой потенциал волновой энергии в Баренцевом море оценивается в 22-29 кВт/м, что близко к данным соседнего норвежского побережья – 25-30 кВт/м. Что касается Белого моря, то средний годовой потенциал волновой энергии здесь значительно ниже, 9-10 кВт/м, в силу сравнительно небольшой площади моря и наличия ледового покрытия в зимний период.

Энергия волн имеет один из самых высоких показателей по практическому коэффициенту полезного действия среди нетрадиционных источников энергии. Общий практический КПД волновой станции при преобразовании энергии в электричество составляет 30-80%. Если принять КПД за 60%, волновая энергия Баренцева и Белого морей хранит в себе технический потенциал, составляющий около 450 млрд. кВт·ч (450 ТВт) в год. Технический потенциал волновой энергии прибрежной зоны Кольского полуострова шириной 10 км может составить 1,2 млрд. кВт·ч для Баренцева моря и 0,4 млрд. кВт·ч для Белого моря. Проектные мощности волновых станций для этих областей составляют 230 МВт и 100 МВт. Сегодня стоимость волновой энергии составляет приблизительно 10-20 центов за кВт·ч, что существенно выше, чем стоимость электроэнергии, вырабатываемой традиционными энергетическими установками.

Биоэнергетические ресурсы

По сравнению с другими видами возобновляемой энергетики на Кольском полуострове биоэнергетические ресурсы относительно невелики. В Мурманской области потенциал биоресурсов, включая отходы сельского хозяйства и животноводства, составляет примерно 1 млрд. кВт·ч в год. Переработка сельскохозяйственных отходов с помощью анаэробного сбраживания решает три проблемы: экологии – дезинфекция отходов живот-

новодства и удаление болезнетворных субстанций, продовольственного обеспечения – производство высококачественного органического удобрения, повышающее урожайность на 10%, и энергетики – частичная замена жидкого и газового топлива биогазом. В России экспериментальные демонстрационно-промышленные установки строились в 80-е годы в ходе исследований в области оптимизации технологии извлечения метана из отходов животноводства.

Биогаз производится в результате анаэробной обработки органических отходов. В своей очищенной форме биогаз сжимается, помещается в цилиндры и используется для моторов автомобилей и тракторов или сжигается для отопления. Один кубический метр биогаза эквивалентен 0,6 литрам мазута и достаточен для приведения в действие мотора мощностью в две лошадиных силы на 1 час или для выработки 1,25 кВт·ч электричества. Ежегодно из отходов сельскохозяйственного сектора Мурманской области может производиться: 2,3 млн. м³ биогаза или 1,7 тонн топлива, эквивалентного нефти, – из свиного навоза; 5,6 млн. м³ биогаза или 4000 тыс. тонн эквивалента нефти – из навоза крупного рогатого скота; и 15,1 млн. м³ биогаза или 9800 тонн эквивалента нефти – из птичьего навоза. Товарный выход биогаза оценивается в 12-17 млн. м³ биогаза или 7000-11000 тонн эквивалента нефти.

В Мурманской области отходы лесной и деревообрабатывающей промышленности в качестве топлива для производства электричества и тепла используются в незначительных объемах. Главное препятствие для использования отходов древесины – неразвитая инфраструктура. В Мурманской области лесов осталось меньше, чем во всех остальных областях Северо-запада России. Потенциал биоресурсов из отходов древесины в Мурманской области оценивается всего в 1,5 млрд. кВт. Поэтому маленькие населенные пункты, которые снабжаются электричеством от местных дизельных установок и теплом от бойлеров, представляют собой потенциальный сектор использования отходов деревообработки. В Мурманской области 150 дизельных электростанций и 355 малых бойлерных котельных, но ни одного опытного проекта по использованию отходов древесины. Введение технологии изготовления брикетов и пеллетов из опилок и горючего дистиллята из промышленных и бытовых отходов могло бы внести свой вклад в развитие биоэнергетики.

Внедрение возобновляемой энергетики

Исследование, проведенное Кольским научным центром, выявило огромный потенциал природных ресурсов на Кольском полуострове, использова-

ние которых может быть выгодно как централизованному, так и децентрализованному потребителю. Технический потенциал только ветровых ресурсов оценивается в 360 ТВт, что приблизительно в 20 раз превышает нынешний уровень потребления энергии – 16 ТВт. Более того, в докладе заключается, что использование энергии ветра и гидроэнергии, как компенсирующей, позволит заменить энергии, производимой двумя старейшими реакторами КАЭС. Эти два реактора производят примерно 20-30% всей энергии региона. С точки зрения экономической эффективности было бы справедливо принять во внимание сумму в 5,5 миллиардов долларов, в которую обойдется строительство КАЭС-2, и представить, что можно было бы сделать на 134 миллиарда рублей для развития НВИЭ на Кольском полуострове.

«Беллона» выступает за развитие всех видов нетрадиционных возобновляемых источников энергии, повышение энергоэффективности и обеспечение экологически чистых способов производства. Все это позволит сократить риски, связанные с использованием атомной энергии, и минимизировать негативное воздействие на окружающую среду, связанное использованием ископаемого топлива. Однако для настоящего прогресса в развитии НВИЭ в России необходимо создание плана или «дорожной карты» их развития. В настоящее время законодательная, экономическая и социально-политическая база для развития НВИЭ на Кольском полуострове практически отсутствует.

Законодательство

Для успешного развития НВИЭ необходимо государственное регулирование. Европейские страны, например, успешно используют стратегию установки конкретных целей по использованию возобновляемой энергии. ЕС принял решение увеличить долю НВИЭ в энергобалансе до 20% к 2020 году, а Швеция за это же время намерена достичь полной независимости от ископаемого топлива. В странах, где доля НВИЭ в энергобалансе наиболее высока – Швеции (46%), Финляндии (30%) и Дании (25%) (данные Еврокомиссии за 2004 год) – работают государственные программы поддержки возобновляемой энергетики. В России недостаток определенной политики государства, в том числе в вопросах инвестирования, в области развития альтернативных энергетических ресурсов является основным препятствием для развития возобновляемой энергетики. В министерстве энергетики в течение многих лет обсуждается проект закона «О возобновляемых источниках энергии», но никаких действий по его принятию не

предпринимается. Специалисты энергетической компании «ВетроЭнерго» подготовили законопроект по регулированию малого бизнеса в области производства «чистой» энергии. Были определены главные препятствия для развития чистых энергетических альтернатив в России: ограниченный капитал на этапе создания компании, система налогообложения и сложность включения в общую энергосистему («Экология и право», 1(22)/2006). Технологический центр Россия-ЕС (The EU-Russian Technology Centre) также назвал специфические организационные и экономические барьеры и предложил конкретные средства по их преодолению. («Потенциал возобновляемых источников энергии в Российской Федерации и доступные технологии», 2004). Обзор российского законодательства, имеющего отношение к возобновляемой энергетике, предоставлен в Приложении 1.

«Беллона» рекомендует разработать региональную программу развития НВИЭ на Кольском полуострове, устанавливающую пути и способы развития возобновляемой энергетики в регионе.

Экономические механизмы

Успешное развитие НВИЭ нуждается в экономических мерах и рыночных механизмах, которые воздействовали бы на ситуацию на рынке и обеспечивали конкурентоспособность сектора НВИЭ. Как показывает опыт, при росте масштабов производства сокращается стоимость использования НВИЭ, что повышает их рентабельность. Использование НВИЭ уже сейчас экономически выгодно в Дании, Германии, Испании и США. Существует ряд механизмов экономического стимулирования: введение экологического компонента налога на ископаемое топливо, субсидирование и льготное налогообложение объектов НВИЭ, выделение квот для энергетических компаний и т.д. Так в Дании введен дополнительный налог на электричество, выработанное экологически опасным способом. Германия приняла решение о выводе из строя своих АЭС. В результате программы субсидирования солнечной энергетики в Германии начался бум спроса на солнечные панели, и появились тысячи новых рабочих мест. Германия превратилась в мирового лидера по количеству солнечных установок, несмотря на тот факт, что эта страна не обладает наиболее оптимальными природными условиями для этого. Швеция в 1990-е годы смогла сделать биоэнергетику экономически выгодной сферой за счет введения дополнительного налога на нефть. Также в Швеции для финансирования ветровых энергетических проектов была введена система сертификатов на «зеленое электричество». Существует множество

европейских моделей, которые можно использовать как руководство при разработке экономических механизмов, направленных на создание экономически жизнеспособной индустрии НВИЭ в России.

«Беллона» выступает, в частности, за развитие рынка зеленых сертификатов как одного из лучших средств стимуляции развития возобновляемых источников энергии.

Участие промышленного сектора и гражданского общества

Вовлечение и сотрудничество промышленного сектора, научного сообщества, общественных организаций и властей не менее важно, чем государственное регулирование НВИЭ. Создание стратегических альянсов и рабочих сетей будет способствовать лучшему обмену информацией и технологиями, внедрению механизмов проектного консалтинга и др. Неправительственные организации (НПО) могут выполнять функцию связующего звена между местным населением, ученым сообществом, промышленным сектором и властями. НПО могут играть определяющую роль в росте общественного осознания и участия. В частности, НПО могут распространять информацию о возобновляемой энергетике и ее преимуществах, организовывать обсуждения и держать общественность в курсе развития отрасли. Для того, чтобы НПО могли оказать такую поддержку, необходимо обеспечить им доступ к подобной информации. Промышленность играет главную роль в развитии технологий, превращении экологических инициатив в источник прибыли и конкурентоспособный бизнес. Для развития наиболее экономичных и рентабельных технологий и способов производства необходимо обеспечить условия для конкуренции в секторе НВИЭ. Отказ от дискриминационной практики ограничения справедливого доступа к общей энергосети не менее важен. В Скандинавии существует ряд консалтинговых фирм, имеющих опыт работы на российском рынке и способных стать партнерами или инвесторами ряда проектов возобновляемой энергетики на Северо-западе России: Energy Saving International AS, Kap Energi AS, Norsk Energi и Varanger Kraft AS. Помощь в доставке и установке систем в России может предоставить Центр возобновляемой энергетики (www.energy-center.ru). Также существуют сетевые организации, действующие в области промышленного развития возобновляемой энергетики: Российская ассоциация ветроиндустрии и Европейская ассоциация ветроэнергетики. За информацией по проектам в сфере возобновляемой энергии и потенциальным партнерам в Европе следует обратиться к энерге-

тическому разделу Интернет-сайта Европейской Комиссии www.ec.europa.eu/energy/res/index_en.htm и выбрать FP6 Demonstration projects.

Проекты по возобновляемой энергетике

В перспективных районах, располагающих высоким потенциалом солнечной, ветровой, приливной и малой гидроэнергии, должны быть инициированы опытно-демонстрационные проекты. Это позволит апробировать имеющиеся технологии, выявить проблемы и найти их решения, оценить экономическую выгодность и повысить осведомленность общественности. Когда решены эти вопросы, наступает время крупномасштабных проектов. Использование всех энергетических ресурсов оказывает воздействие на окружающую среду, поэтому начало любого строительства обязательно должна предварять оценка воздействия на окружающую среду с целью минимизации негативных последствий. Всемирным энергетическим советом (The World Energy Council) разработано «Руководство по проектам в области возобновляемой энергии», в котором на примере конкретных проектов представлены рекомендации по критериям оценки. И, наконец, опыт, полученный на Кольском полуострове, может быть впоследствии использован в других регионах России.

Кроме того, могут быть также определены перспективные районы использования ресурсов волновой и био-энергии в будущем. Волновая энергия имеет самый высокий показатель по КПД среди НВИЭ, и при наличии береговой линии в 1000 километров несомненно существовать подходящее место для волновой станции. Не следует недооценивать и биоэнергию, несмотря на ее небольшой технический потенциал по сравнению с другими НВИЭ на Кольском полуострове. Отходы сельского хозяйства могут использоваться для обеспечения энергией обособленных потребителей, а бытовые отходы могут использоваться в городском теплоснабжении. Препятствия и возможности для развития биоэнергии на Северо-Западе России изучены специальной комиссией по биоэнергии рабочей группы по энергетике региона Баренцева моря (Barents Energy Working Group Task Force on Bioenergy, Окончательный отчет 04/30, 2004).

Финансирование

Соответствующее финансирование и инвестирование являются предпосылками успешного развития и внедрения НВИЭ. В тех странах, где НВИЭ нашли успешное крупномасштабное промышленное применение, это произошло благодаря активному участию государства и интенсивному субсидированию. Существует также возможность привлечения средства из-за рубежа. Существует ряд международных организаций, пред-

ставляющих финансовую помощь при реализации проектов в области чистой энергии и энергосбережения в России. Среди наиболее заметных: Технологический центр ЕС-Россия (EU-Russia Technology Centre), Глобальный экологический фонд (the Global Environmental Facility), Международная финансовая корпорация (the International Finance Corporation), Северная экологическая финансовая корпорация (The Nordic Environment Finance Corporation), Норвежский Баренц-секретариат (Norwegian Barents Secretariat) и Партнерство по возобновляемой энергии и энергоэффективности (The Renewable Energy and Energy Partnership). (Более подробная информация в Приложении 3.) Прежде чем приниматься за реализацию демонстрационного проекта на Кольском полуострове, следует обратиться в одну из этих организаций. Компании, заинтересованные в инвестировании, могут обратиться в Агентство многостороннего инвестиционного страхования (Multilateral Investment Guarantee Agency), которое оказывает поддержку прямым иностранным инвестициям с помощью страхования политических и некоммерческих рисков инвестора.

Еще одним финансовым инструментом является механизм совместного осуществления (CO, Joint Implementation, JI), предусмотренный Киотским протоколом, ратифицированным Россией в 2005 году. Под определение «проектов CO» подпадают проекты по переходу с одного вида топлива на другой, например, с угля на биомассу, а также проекты развития возобновляемой энергетики в районах с дефицитом энергоснабжения. В соответствии с механизмом «CO» страна-инвестор покупает кредиты на выброс углекислого газа для достижения предписанного Киотским протоколом уровня сокращения выбросов через вложение капитала в проекты, направленные на сокращение выбросов, в стране, являющейся принимающей стороной и получающей экономическую и экологическую выгоду в результате осуществления проекта. Россия обладает огромным потенциалом осуществления проектов «CO», направленных на сокращение выбросов парниковых газов, большим потенциалом энергоэффективности, а также недостатком инициатив по возобновляемой энергетике и механизмов их поддержки. На январь 2007 года для реализации в России был предложен 31 проект по сокращению выбросов, из них только один – на Кольском полуострове (www.cdmpipeline.org/ji-project.htm). Ряд заинтересованных компаний, в том числе Core Carbon Group, Norsk Energi и ECON, изучают проекты на предмет их соответствия критериям механизма «CO». Консалтинговые компании Norsk Energi and ECON занимаются также обучением местных экспертов по разработке документации проектов в рамках программы, финансируемой Советом министров северных стран и Баренц-секретариатом. Объем кредитов, которые Россия может продавать в рамках механизма «CO», не ограничен. Однако российское

правительство настаивает, чтобы со странами-инвесторами предварительно заключался меморандум о взаимопонимании. До недавнего времени Российское Правительство препятствовало приходу иностранных инвестиций, так как не была четко определена схема реализации проектов, но 28 мая 2007 г. Премьер Министр России М.Фрадков подписал «Постановление Правительства РФ, содержащее порядок утверждения и проверки хода реализации проектов совместного осуществления».

Обмен информацией

Необходимо обеспечить доступ к информации для общественности, экологических организаций и промышленного сектора. Информация необходима для осуществления поддержки, привлечения потенциальных инвесторов, поиска внешних партнеров. Полномочия таких региональных офисов, как Мурманский областной центр энергоэффективности, должны быть расширены, а в сферу их деятельности может быть включена и возобновляемая энергетика. Развитие возобновляемой энергетике повлечет за собой необходимость распространения информации о законах, нормативных актах, стандартах, субсидиях, налогах, стимулирующих механизмах, льготах и новых инициативах в области НВИЭ. Также может быть создан Интернет-сайт для продвижения идей НВИЭ и информирования общественности, промышленного сектора и государственных органов. В настоящее время компании, занимающиеся НВИЭ, могут получать новости по своей отрасли и рекламировать свои услуги, зарегистрировавшись на сайте www.renewableenergyaccess.com, где представлены компании со всего мира.

Возобновляемая энергетика как инициатива регионов

При отсутствии внятной федеральной политики брать на себя инициативу и способствовать развитию НВИЭ должны региональные власти, ученые, промышленность, экологи и общественность. Пример тому подают региональные власти штатов Вашингтон и Калифорния, инициировавшие собственные экологические программы по сокращению выбросов на местном и глобальном уровне. Например, мэр Сиэтла, штат Вашингтон, возложил на свой штат обязательство по Киотскому протоколу и убедил еще 401 мэра сделать также, несмотря на отказ федерального правительства подписать соглашение (Dagens Næringsliv 17/18 februar 2007). В Калифорнии действует самая строгая в США государственная экологическая программа, целью которой является сокращение выбросов CO₂ на 25% к 2020 и 80% к 2050 году, а также достижения 20% доли НВИЭ в общем

энергобалансе к 2010 году. С помощью калифорнийской программы развития солнечной энергетике, по которой предприятиям по установке солнечных панелей предоставляются субсидии, к зеленому движению удалось привлечь крупную промышленность. (Dagens Næringsliv 11/04/07) Компания «Вольво» в Швеции приняла решение стать «CO₂-нейтральной» компанией и приобрела собственные ветровые установки для обеспечения энергией своего предприятия. (Aftenposten 02/02/2007) В декабре 2006 года губернатор Мурманска поддержал выдвинутое экологическими организациями требование о достижении к 2020 году 20% доли ветровой энергии в общем энергобалансе области. В марте 2007 года при областном Комитете по природным ресурсам и охране окружающей среды была создана рабочая группа по возобновляемой энергетике в Мурманской области.

«Беллона» приветствует эти инициативы как первые и многообещающие шаги развития НВИЭ на Кольском полуострове и поддерживает разработку программы использования потенциала НВИЭ региона в полной мере.

Заключение

НВИЭ делают возможным производство электричества и тепла без производства опасных выбросов. Для развития НВИЭ на Кольском полуострове существует множество предпосылок: огромный ресурсный потенциал, научно-технологическая база, совокупность преимуществ – устойчивость, доступность, надежность, рентабельность и экологическая чистота. Возобновляемая энергетика может быть полезна как централизованному, так и децентрализованному потребителю, и ее достаточно для удовлетворения как нынешнего, так и будущего уровня потребления. На самом деле, нет никаких причин, мешающих добиться широкомасштабного использования НВИЭ. Выбор в пользу развития нетрадиционной возобновляемой энергетике или традиционное использование ископаемого топлива и атомной энергии в настоящее время является вопросом политической воли.

«Беллона» рекомендует развитие возобновляемой энергетике для вывода из строя старых и опасных реакторов КАЭС, а главное, надежного и безопасного обеспечения чистой энергией, способствующего экономическому росту региона. Необходимы срочные действия со стороны государства, направленные на удаление законодательных, экономических и социально-политических барьеров на пути развития возобновляемой энергетике.

Резюмируя вышесказанное, «Беллона» выступает в поддержку следующих мер, направленных на разви-

тие возобновляемых источников энергии на Кольском полуострове:

1. Разработка федеральной и региональной законодательной базы, устанавливающей конкретные целевые показатели по использованию НВИЭ;
2. Внедрение механизмов экономического стимулирования развития НВИЭ;
3. Вовлечение промышленности, научного сообщества и общественных организаций в стратегические альянсы с целью сотрудничества;
4. Создание опытно-демонстрационных проектов в районах с высоким техническим потенциалом возобновляемых энергоресурсов, определенных КНЦ РАН;
5. Обеспечение надежного финансирования государственными и финансовыми структурами, привлечение частных инвесторов;
6. Учреждение органа по поддержке и распространению информации в области развития НВИЭ, соответствующих нормативных актов и стандартов.

Соседние скандинавские страны также могут способствовать развитию НВИЭ и экономическому росту на Северо-западе России с помощью инструмента экологически ответственного инвестирования во взаимовыгодные проекты, с помощью создания рынка зеленых сертификатов в поддержку развития чистой энергии, а также отказа от импорта энергии, выработанной на атомных реакторах.

Анализ, проведенный Кольским научным центром, представляет научную обоснованность перехода к возобновляемой энергетике. Кроме того, представленные данные открывают перспективы для многих заинтересованных сторон. Для Кольского полуострова развитие НВИЭ означает региональный экономический рост, энергетическую безопасность и улучшение экологической ситуации. Для промышленности по обе стороны границы НВИЭ могут стать новым сектором развития бизнеса, передачи технологий, сотрудничества и конкуренции. Правительство Норвегии должно рассматривать развитие НВИЭ на Кольском полуострове как поле для более тесного двустороннего сотрудничества, направленного на сокращение ядерной угрозы и решения проблем безопасности на Крайнем Севере.

И, наконец, «Беллона» надеется, что увеличение прибылей от торговли нефтью и газом по обе стороны границы, не даст российским и норвежским властям игнорировать такую ценность, как возобновляемая энергетика – механизм борьбы со стоящей перед всеми глобальной проблемой – изменением климата.

Приложение 1: Российское законодательство в сфере использования возобновляемой энергетики.

Ольга Кривонос

ЭПЦ «Беллона»

Декларация ООН по окружающей среде и развитию 1992 г. провозгласила принцип адекватного удовлетворения потребностей нынешних и будущих поколений в области развития и окружающей среды. Это означает, что энергетика будущего не может обойтись без энергосбережения и увеличения использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ).

За прошедшее десятилетие в России коренного изменения в комплексном подходе к ВИЭ не произошло. В 1995 г. были изданы законодательные акты на уровне Президента и Правительства РФ, которые предусматривали некоторые меры по энергосбережению в России. Принятый годом позже Федеральный закон «Об энергосбережении» ввел понятие ВИЭ и вовлечения их в хозяйственный оборот, но реальные предпосылки их использования так и не были закреплены на уровне закона. Дискуссии по поводу принятия нового закона о возобновляемой энергетике продолжались в 1998 г., когда в Государственную Думу был внесен проект ФЗ «О государственной политике в сфере использования нетрадиционных возобновляемых источников энергии». Одно из положений проекта устанавливает, что не менее трех процентов государственных инвестиций в топливно-энергетический комплекс РФ направляется на финансирование ВИЭ. К 2003 г. проект прошел все три чтения в Государственной Думе, и после отклонения его Президентом был снят с рассмотрения.

В том же году Правительство РФ утвердило Энергетическую стратегию на период до 2020 г. в которой в общем виде закреплена необходимость использования возобновляемых источников энергии для решения проблем обеспечения энергоснабжения населения и снижения вредных выбросов от энергетических установок в городах со сложной экологической обстановкой. В стратегии нашло место и положение о необходимости принятия нового закона о ВИЭ.

В настоящее время по заданию РАО «ЕЭС России» разработан законопроект о государственной поддержке использования ВИЭ. Предлагается ввести систему «зеленых» сертификатов по международному образцу Renewable Energy Certificate System (RECS). На рассмотрение в Государственную Думу проект пока не поступил.

Разработан и Проект Концепции Энергетической стратегии России на период до 2030 г., положения

которой об использовании ВИЭ практически копируют Энергетическую стратегию до 2020 г. Член Комитета Государственной Думы по энергетике В.Б. Иванов считает, что новая Энергетическая стратегия России должна содержать конкретные задачи и стратегии, а не пожелания реэнергетики.

Представители научных кругов также не обходят вниманием проблемы ВИЭ. Так, ученые Кольского Научного Центра РАН Н. Н. Дмитриева и Г. С. Дмитриев предлагают свое видение будущего закона о ВИЭ с учетом опыта зарубежных стран – налоговые льготы, гарантия налоговой стабильности, право свободного доступа к сети централизованного энергоснабжения субъектам малого предпринимательства, развивающих и использующих энергетику на ВИЭ.

Перспективы развития ВИЭ в России тесно связаны с появлением нового федерального закона, который мог бы стать показателем перехода страны на новый уровень отношения к энергоресурсам – с позиции охраны окружающей среды. Мог бы, потому что будущее ВИЭ в России по-прежнему непредсказуемо.

Приложение 2: Консультанты по возобновляемой энергии

ECON – скандинавская консалтинговая компания с 20-летним международным опытом, предоставляющая услуги по экономическому анализу, стратегическому консультированию, технической помощи и проектному развитию в области возобновляемой энергетики и энергоэффективности. Деловой опыт ECON распространяется на проведение экономической и экологической оценки проектов, углеродный рынок, реформы и развитие энергетического сектора. ECON сотрудничает как с государственными заказчиками, так и с частным бизнесом. В настоящее время ECON работает над определением потенциальных российских проектов, соответствующих критериям механизма совместного осуществления (CO).

Energy Saving International AS (ENSI) – расположенная в Норвегии международная консалтинговая компания с опытом работы в России и СНГ, специализирующаяся на идентификации и развитии коммерческих проектов в области энергетики, энергоэффективности и возобновляемой энергетики. ENSI осуществляет анализ экономической целесообразности проектов, разрабатывает проекты, оказывает финансовые консультации, внедряет и управляет демонстрационными проектами. ENSI сотрудничает в региональными партнерами, правительствами и международными организациями, такими как ЕС, ООН,

UNDP, GEF, Международное энергетическое агентство, Европейский банк реконструкции и развития, Всемирный банк, по проектам, направленным на повышение энергетической эффективности и доходности.

Kan Energy имеет всемирный опыт работы с частной индустрией, научно-исследовательскими организациями, государственными органами и муниципалитетами и специализируется на вопросах, касающихся энергетики, в частности возобновляемой, экологии и устойчивого развития. Kan Energi AS в Норвегии и Швеции консультирует заинтересованных во вхождении в рынок возобновляемой энергетики, обеспечивая разработку и развитие проектов, стратегический анализ, контроль рынка и развитие бизнеса. Компанией создано руководство для новаторов в энергетическом рынке.

Norsk Energi – лидирующая консалтинговая компания в области централизованного теплоснабжения с 15-летним международным опытом работы в сфере возобновляемой энергетики и энергоэффективности с географическим фокусом на Восточной Европе, России и СНГ. Norsk Energi предоставляет услуги по анализу, консультированию, идентификации проектов, их разработке, развитию и повышению соответствия критериям совместного осуществления (CO). В 2006 году в соответствии с указанием Совета министров Северных стран в отношении проектов по биоэнергетике и проектов по переходу на другой вид топлива Norsk Energi организовала серию семинаров по CO на Северо-Западе России. Norsk Energi ведет документацию проекта, направленного на сокращение выбросов и повышение энергоэффективности центрального теплоснабжения Мурманска и финансируемого Testing Ground Facility.

Rambøll Group – ведущая скандинавская компания, предоставляющая услуги консалтинга, инжиниринга и менеджмента в различных секторах, включая инфраструктуру, строительство, промышленность, энергетику и экологию. Rambøll является одним из ведущих консультантов по проектированию в области ветроэнергетики и обеспечивает полное обслуживание для ветровых проектов от дизайна и сдачи в эксплуатацию.

Российская ассоциация ветроиндустрии (РАВИ) действует в целях расширения рынка ветроэнергетики в России с помощью организации семинаров, ведения информационной работы, лоббирования интересов отрасли в законодательной сфере, привлечение местных и зарубежных инвесторов, занимается рекламной и PR-поддержкой своих членов.

Varanger Kraft AS – энергетическая компания, руководствующаяся принципами устойчивого развития. Компания имеет 40-летний опыт сотрудничества в области энергетики с Россией и стремится к развитию трансграничного энергопроизводства на основе возоб-

новляемых источников энергии. Обладают опытом конструктивного сотрудничества с российскими партнерами в области использования гидроэнергии на реке Пасвик, развития энергосетей и ветроэнергетике. Varanger Kraft в настоящее время планирует возведение линии электропередачи в предлагаемой зоне экономического и промышленного сотрудничества (Поморье) для энергетического обмена между Норвегией и Россией. Varanger Kraft может внести вклад в развитие энергетической альтернативы Кольской атомной станции.

Приложение 3: Финансовая поддержка инициатив в области развития возобновляемой энергетики

Технологический центр ЕС-Россия (The EU-Russia Technology Centre), финансирующийся совместно Еврокомиссией и российским правительством, создан с целью поддержки индустриального сотрудничества в энергетическом секторе. Центр поддерживает новые энергетические технологии и передачу технологий, содействует подготовке проектов в соответствии с международными финансовыми стандартами, а также помогает в поиске инвесторов для реализации этих проектов. Центр также предлагает информационные услуги по российским производителям оборудования и современным российским технологиям в области НВИЭ, пригодных для коммерческого применения.

Глобальный экологический фонд (The Global Environmental Facility, GEF) – независимая финансовая организация, предоставляющая гранты развивающимся странам и странам переходного периода для реализации проектов, направленных на охрану окружающей среды и обеспечение средств к существованию местным сообществам. GEF предоставляет финансовую, методологическую, информационную и институциональную поддержки. К рассмотрению принимаются проекты, направленные на развитие возобновляемой энергетики. Один из таких российских проектов, уже получивший одобрение фонда, – «Развитие законодательной и регулирующей базы ветроэнергетики в России». Международный банк реконструкции и развития (МБРР) и Международная финансовая корпорация выступают в качестве исполнительных органов.

Международная финансовая корпорация (International Financial Corporation, IFC) – мировой инвестор, поддерживающий инвестиции частного сектора, имеющие экологический эффект. IFC совместно с GEF создает инвестиционный фонд для предоставления кредитов российским финансовым институтам.

Те, в свою очередь, предоставляют займы на проекты в области развития возобновляемой энергетики и энергоэффективности. Главная цель состоит в стимулировании процесса финансирования частными инвесторами проектов повышения энергоэффективности в трех регионах, в том числе на Северо-Западе России.

Северная экологическая финансовая корпорация (The Nordic Environment Finance Corporation, NEFCO) предоставляет займы для финансирования проектов, имеющих экологический эффект для стран Северного региона. Корпорация также предоставляет гранты на локальные проекты с «желательным демонстрационным эффектом». NEFCO требует, чтобы одним из партнеров по проекту выступала компания или организация из Северных стран. NEFCO администрирует Testing Ground Facility (TGF), фонд девяти стран-доноров, делающий инвестиции в экономически эффективные проекты, направленные на сокращение выбросов в России и Прибалтике. Приоритетными являются проекты в области энергетики, в частности, проекты по возобновляемой энергетике, переходу на другой вид топлива и энергоэффективности.

Партнерство по возобновляемой энергии и энергоэффективности (The Renewable Energy and Energy Efficiency Partnership, REEEP) – мировая партнерская организация, направленная на ускорение интеграции НВИЭ в энергетический сектор и поддержку энергоэффективных технологий как способа укрепления энергетической безопасности и сокращения выбросов углекислого газа. Цель REEEP – предоставление грантов, направленных на преодоление препятствий для развития рынка «чистой» энергии, чтобы в дальнейшем помочь развивающемуся миру и странам с переходной экономикой извлечь социально-экономические преимущества. Проекты могут включать создание новых бизнес-моделей, выработку стратегических рекомендаций, разработку инструментов сокращения рисков, подготовку справочников и баз данных.

Механизм совместного осуществления (Joint Implementation, JI) – один из механизмов Киотского протокола, направленных на сокращение выбросов CO₂. Начиная с 2008 года Россия, которая располагает квотой на выбросы, может продавать ее странам-инвесторам в виде так называемых кредитов на выбросы. На январь 2007 года для реализации в России был предложен 31 проект по сокращению выбросов, в которых партнерами – покупателями квот выступают правительства и компании Финляндии, Японии, Швеции, Швейцарии и Великобритании. Один из этих проектов, «Проект реабилитации и перевода с нефти на биотопливо системы центрального отопления», предложен для реализации в Мурманске.

www.bellona.org

BELLONA