

ОСВОЕНИЕ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВЫХ РЕСУРСОВ СЕВЕРА: ВАРИАНТЫ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ

И.Ю. Иванова, Т.Ф. Тугузова, А.К. Ижбулдин

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

А.Н. Симоненко

Красноярская государственная архитектурно-строительная академия

Аннотация

Анализируются состояние и проблемы функционирования систем энерго- и топливоснабжения потребителей азиатской части Севера России. Описан методический подход к обоснованию выбора рациональных вариантов энерго- и топливоснабжения новых предприятий, осваивающих месторождения минерально-сырьевых ресурсов. Даны примеры рационального подключения перспективных потребителей к централизованному электроснабжению. Приведены экономически обоснованные проекты строительства автономных энергоисточников.

Ключевые слова: Север, инновации, электроснабжение, рациональный вариант, эффективность, мини-ТЭЦ, атомные станции малой мощности

Abstract

The paper analyses the state and problems of the power and fuel suppliers operating in the Northern part of the Russian eastern regions. We describe a methodical approach to selecting an efficient variant of power and fuel supply for new enterprises developing mineral fields. We present the examples of how the new consumers could be effectively powered up to a centralized power supply system as well as some examples of projects for construction of independent power-supplier.

Keywords: North, innovations, power supply, efficient variant, efficiency, mini-heat stations, lower-power atomic power stations

Отличительной особенностью хозяйственного освоения Российского Севера является очаговый характер. Установка на интенсивную разработку эффективных месторождений минерально-сырьевых ресурсов с отношением к производственной и социальной инфраструктуре как чему-то второстепенному повлекла за собой столь же очаговый характер ее развития. Промышленные очаги зоны Севера отличаются локализованностью, обычно они отделены друг от друга многими сотнями километров и на первых этапах освоения между собой не связаны. Такие центры индустриализации Севера постепенно обрастают комплексом производств, ориентированных на обслуживание потребности основной отрасли, а также на удовлетворение нужд населения.

Существенные различия в характере освоения отдельных северных территорий обусловили особенности развития энергетической инфраструктуры. В европейских регионах севера России зона влияния централизованного энергоснабжения захватывает значительную часть этих территорий, в азиатских же она проходит практически по границе Севера. В районах Крайнего Севера лишь небольшая часть территории находится в зоне действия локальных энергоузлов. На остальной части энергоснабжение потребителей осуществляется от автономных энергоисточников, особенно большое количество которых расположено в северных регионах Восточной Сибири и Дальнего Востока (рис. 1).

В локальных изолированно работающих энергоузлах северо-восточных регионов эксплуатируется 29 электростанций мощностью 6,4 тыс. МВт. Автономных и резервных энергоисточников в зонах влияния энергоузлов и децентрализованного электроснабжения насчитывается более 5 тыс., их доля в суммарной мощности электростанций этих регионов превышает 27%. В качестве автономных энергоисточников используются в основном дизельные электростанции (ДЭС) и газотурбинные установки (ГТУ). Возобновляемые источники энергии (ВИЭ) практически не используются: здесь эксплуатируется пять ГеоТЭС суммарной мощностью 84 МВт, пять малых ГЭС мощностью 29 МВт и три ветроэнергетические станции суммарной мощностью 3,25 МВт.

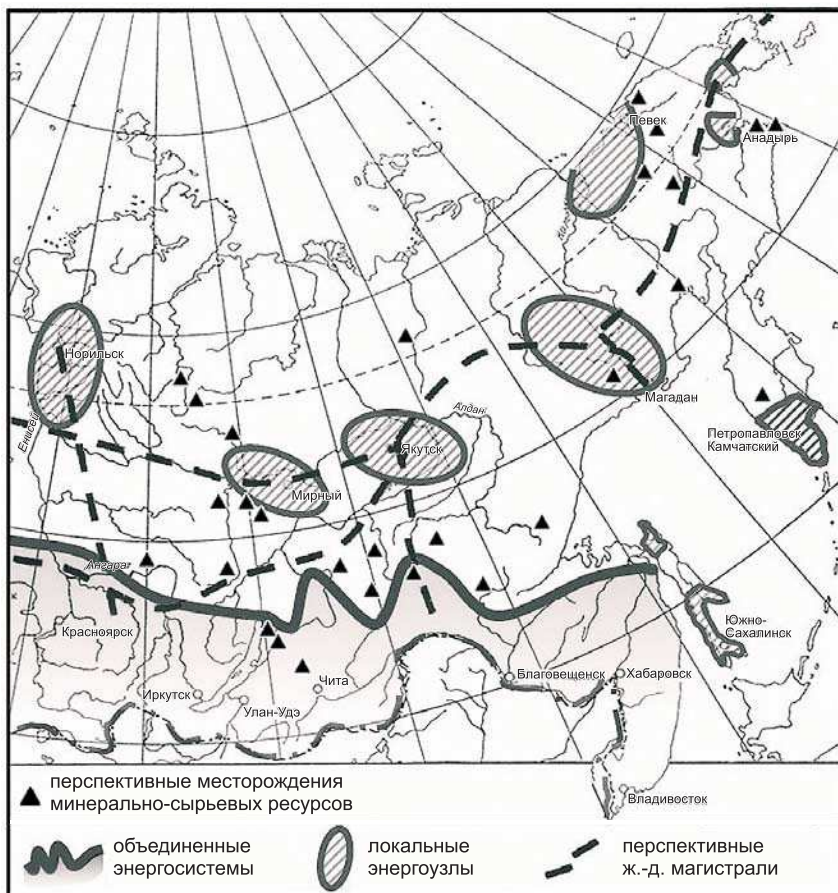


Рис. 1. Зонирование восточных районов России по степени централизации электроснабжения потребителей

Рассредоточенность энергоисточников по территории, слабое развитие транспортной инфраструктуры, многосвязность и сезонность завоза топлива приводят к значительному увеличению его стоимости (дизельного – до 36 тыс. руб./т, котельно-печного – до 6 тыс. руб./тут). Это обуславливает высокую себестоимость производства энергии –

в 5–10 раз выше, чем на электростанциях локальных энергоузлов (до 15–18 руб./кВт·ч и 4–5 тыс. руб./Гкал). Ежегодные субвенции на выравнивание тарифов, предоставляемые из бюджетов различных уровней, оцениваются в 50 млрд руб., что составляет в некоторых регионах 20–30% от расходов бюджетов.

В этой связи в энергоснабжении потребителей северных регионов особую значимость приобретают мероприятия, обеспечивающие повышение качества и надежности электро- и теплоснабжения, улучшение технического состояния и повышение экономической эффективности энергетического хозяйства, диверсификацию производства энергии с целью снижения объемов завозимого топлива.

В настоящее время в государственных документах, посвященных социально-экономическому развитию восточных районов страны [1, 2], в числе приоритетных обозначено множество проектов освоения месторождений, расположенных как в зонах влияния централизованного электроснабжения, так и на необжитой территории северных регионов. Для их эффективного освоения необходимо ориентироваться на применение современного оборудования в северном исполнении, в том числе и для обеспечения топливом и энергией. Несмотря на то что энергетические нагрузки у таких потребителей чаще всего невелики, выбор варианта энерго- и топливоснабжения существенно влияет на эффективность их производственной деятельности.

Рациональный вариант энергоснабжения этих потребителей должен обосновываться при разработке региональных энергетических программ во взаимосвязке с развитием топливодобывающих предприятий, электро- и теплогенерирующих мощностей, электросетевого хозяйства, транспортных магистралей с учетом специфики северных условий. При этом сначала на основе перспектив социально-экономического развития региона выявляются все новые промышленные проекты с их производственными показателями (рис. 2). Далее рассчитывается потребность в электрической и тепловой энергии, в различных видах топлива для предполагаемого производственного процесса, определяются электрические и тепловые нагрузки в зависимости от категории потребителя и требований к надежности и качеству энергоснабжения. Расчетные данные об электро- и теплотреблении, мак-

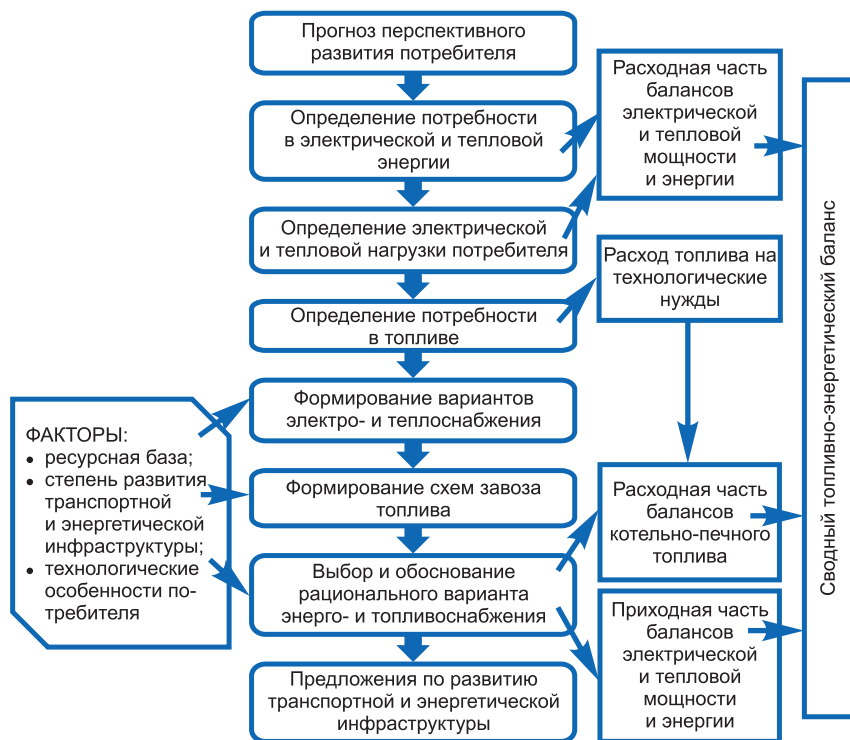


Рис. 2. Схема проведения исследований по выбору рационального варианта энерго- и топливоснабжения потребителя

симулах энергетических нагрузок, расходе топлива на технологические нужды передаются в расходные части соответствующих региональных балансов.

На основе многофакторного анализа обеспеченности территории энергоресурсами, доступности энергосистемы и топливных баз, развитости транспортной и энергетической инфраструктуры, технологических особенностей потребителя формируются варианты электро- и теплоснабжения. На этом этапе используются разработанные авторами данной статьи имитационные модели определения экономической целесообразности вариантов энергоснабжения потребителей в за-

висимости от цен на топливо, тарифов на централизованную электрическую и тепловую энергию [3].

При обосновании варианта энерго- и топливоснабжения прежде всего решается вопрос о выборе между централизованной и автономной схемами электроснабжения (рис. 3). Наиболее значимыми показателями при этом выступают электрическая и тепловая нагрузка потребителя, длина ЛЭП, необходимая для подключения к энергосистеме, и стоимость автономного энергоисточника.

В случае предпочтения автономного энергоисточника может рассматриваться как отдельная схема энергоснабжения, когда электрической энергией потребитель обеспечивается от дизельной или газотурбинной электростанции, а тепловой – от котельной, так и когенерационная – от мини-ТЭЦ или атомной станции малой мощности (АС ММ). Для каждого варианта разрабатывается схема доставки топлива с оценкой его стоимости. Выбор рационального варианта энерго-

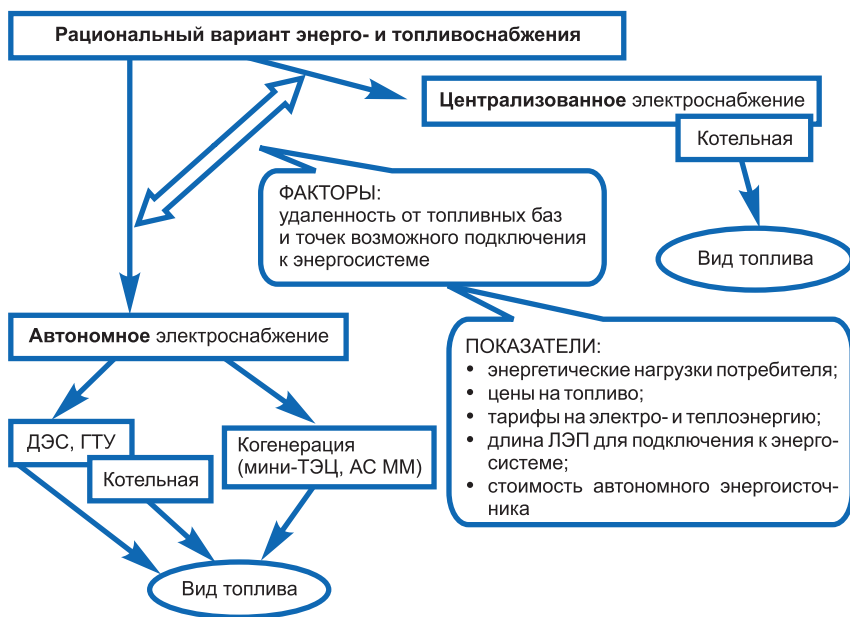


Рис. 3. Возможные варианты энерго- и топливоснабжения потребителя

и топливоснабжения потребителя осуществляется по показателям экономической эффективности с использованием производственно-финансовых моделей [3].

Если в качестве рационального обоснован централизованный вариант электроснабжения, то обеспечение потребности в электрической мощности и энергии предусматривается в балансах мощности и энергии энергосистемы или локального энергоузла. При этом формулируются рекомендации по сооружению необходимых электросетевых объектов и дополнительно осуществляется выбор варианта теплоснабжения и вида топлива для него. В случае выбора автономного варианта электроснабжения тип и электрическая мощность энергоисточника передаются в приходную часть баланса мощности энергосистемы или энергоузла, производство электро- и теплоэнергии – в соответствующие балансы энергии, расход топлива – в расходную часть баланса котельно-печного топлива.

Исследования, проводившиеся при разработке региональных энергопрограмм для субъектов Федерации Восточной Сибири и Дальнего Востока, позволили определить места целесообразного применения централизованного и автономного вариантов электроснабжения при освоении месторождений минерально-сырьевых ресурсов в регионах Севера [4–7].

Вовлечение в разработку крупных месторождений, расположенных в районах Севера, потребует сооружения специальных железнодорожных веток от существующих и планируемых в перспективе железнодорожных магистралей и расширения зоны влияния объединенных энергосистем Дальнего Востока и Восточной Сибири (ОЭС Востока). Не вызывает сомнения целесообразность централизованного электроснабжения от ЛЭП вдоль БАМа.

Вариант централизованного электроснабжения является оправданным при условии сооружения ответвлений от существующих железнодорожных магистралей и ЛЭП вдоль них для освоения

- Капаевского, Нерюндинского, Поливского, Молдаванского месторождений железных руд, Непского месторождения калийных солей в северных районах Иркутской области (железнодорожная ветка Усть-Илимская – Непа);

- Озерного и Назаровского полиметаллических месторождений в Республике Бурятия (железнодорожная ветка Могзон – Озерное);
- Тарыннахского железорудного месторождения на юге Республики Саха (Якутия) (железнодорожная ветка Тарыннах – Хани) [6].

Безусловно, следует ориентироваться на централизованное электроснабжение при разработке месторождений, расположенных в зонах влияния изолированных северо-восточных энергоузлов, например

- Эльконского месторождения урановых руд, Таежного и Десовского железорудных в Южном энергорайоне Якутии [6];
- подземных алмазодобывающих рудников в Западном энергорайоне Якутии [6];
- Наталкинского, Лунного золоторудных месторождений в Центральном энергорайоне Магаданской области;
- Мутновского золото-серебряного, Шанучского медно-никелевого месторождений в Центральном энергорайоне Камчатского края.

Экономически обоснованные значения удаленности потребителей для подключения к северо-восточным энергоузлам значительно меньше, чем для подключения к ОЭС Востока, и составляют 100–120 км от точек возможного подключения. Это объясняется более высокой себестоимостью производства электроэнергии и удорожанием сооружения линий электропередачи в силу специфики природных условий. К Чаун-Билибинскому энергорайону Чукотского АО перспективным будет подключить горно-добывающие предприятия, осваивающие, например, такие месторождения, как золоторудные Купол, Двойное, Майское, оловяное Пыркакайское, к Центральному энергорайону – предприятия, осваивающие Верхне-Менкеченское полиметаллическое, Нежданинское золоторудное месторождения, свинцово-цинковое месторождение Сардана.

Следует отметить, что при разработке всех указанных месторождений, электроснабжение которых ориентировано на централизо-

ванную схему, возникает необходимость расширения существующих или строительства новых генерирующих мощностей как на границе влияния ОЭС Востока, так и в северо-восточных энергоузлах. Например, потребуются расширение Нерюнгринской ГРЭС в Южно-Якутском энергорайоне, Светлинской ГЭС – в Западно-Якутском, строительство Мокской ГЭС на севере Республики Бурятия, Джебарики-Хайской ТЭЦ в Центральном-Якутском энергорайоне, Усть-Среднеканской ГЭС в Центральном энергорайоне Магаданской области, новой атомной станции в Чаун-Билибинском энергорайоне Чукотского АО.

Для новых промышленных потребителей, расположенных на расстоянии более 100–120 км от точек возможного подключения к централизованному электроснабжению, оправданным будет сооружение автономного энергоисточника. При освоении месторождений топливных ресурсов чаще всего целесообразна когенерационная схема энергоснабжения, и здесь не возникает задачи выбора вида топлива для энергоисточника. Для обеспечения энергией при разработке месторождений углеводородов, таких как Верхнечонское, Ярактинское, Дулисминское, Марковское на севере Иркутской области, Талаканское, Средне-Ботуобинское, Чайндинское в Республике Саха (Якутия), Юрубчено-Тохомское, Собинское, Пеляткинское в Красноярском крае, Западно-Озерное и Верхне-Телекайское в Чукотском АО, целесообразно сооружение ТЭЦ с использованием газотурбинного или газопоршневого оборудования, работающего на природном или попутном газе.

В связи с перспективным развитием газотранспортной системы на востоке страны в зоне прохождения магистральных газопроводов могут найти широкое применение газодизельные установки либо ТЭЦ на газе для энергоснабжения населенных пунктов, расположенных в непосредственной близости от месторождений природного газа местного значения, таких, например, как Анивские в Сахалинской области, Вилнойские в Республике Саха (Якутия), Ярактинское, Дулисминское, Марковское на севере Иркутской области [5–7].

Для энергоснабжения предприятий, осваивающих угольные месторождения, расположенные в зонах децентрализованного электро-

снабжения, такие как Беринговское в Чукотском АО, Эльгинское, Эрозионное и Харангское (Зырянский угольный бассейн) в Республике Саха (Якутия), Мареканское в Хабаровском крае, Чайбухинское в Магаданской области, целесообразным является сооружение мини-ТЭЦ, работающих на угле [4, 6]. Этот же вариант энергоснабжения наиболее приемлем в случае расположения угольных месторождений в районе разработки месторождений других полезных ископаемых, например золоторудных месторождений Сопка Кварцевая, Эвенское и Биркачан в Северо-Эвенском районе Магаданской области, снабжаемых от ТЭЦ, работающих на чайбухинских углях.

Мини-ТЭЦ на угле является приоритетным вариантом и для энергоснабжения населенных пунктов, расположенных вблизи разрабатываемых или планируемых к разработке месторождений угля. Это, например, п. Среднеколымск, п. Черский в Республике Саха (Якутия), п. Эвенск в Магаданской области. В сложившихся ценовых условиях себестоимость производства электроэнергии на мини-ТЭЦ в 2 раза ниже по сравнению с дизельными электростанциями.

Для месторождений минерально-сырьевых ресурсов, расположенных вдалеке от топливных месторождений, в качестве основного следует рассматривать вариант энергоснабжения от энергоэффективных дизельных электростанций с отбором тепла уходящих газов.

В наиболее труднодоступных местах со сложной транспортной схемой и значительным перспективным ростом электрических нагрузок можно рекомендовать сооружение атомных станций малой мощности. Однако для обеспечения конкурентоспособности АС ММ по сравнению с традиционной раздельной схемой энергоснабжения (ДЭС плюс котельная) в современных стоимостных условиях удельные капиталовложения в них не должны превышать 9 тыс. руб./кВт [7].

Для регионов Севера могут применяться АС ММ двух мощностных рядов. Это, во-первых, энергоисточники, предназначенные для электро- и теплоснабжения достаточно крупных населенных пунктов с концентрированной нагрузкой или компактным территориальным размещением потребителей. Их установленная мощность может составлять 70–100 МВт. Такие атомные энергоисточники способны

играть системообразующую роль при формировании и развитии локальных северо-восточных энергоузлов. И здесь в качестве основного можно рассматривать проект АС ММ на базе плавучего энергоблока с реакторными установками КЛТ-40 ледокольного типа.

Первоочередным местом размещения атомной станции такого мощностного ряда может быть г. Певек в Чаун-Билибинском энергоузле Чукотского АО. Работающие здесь в настоящее время Билибинская АТЭЦ и Чаунская ТЭЦ исчерпали свой ресурс и в ближайшей перспективе будут выводиться из эксплуатации. При выбытии этих станций строительство плавучей АЭС в г. Певек сможет обеспечить только существующий уровень нагрузок энергоузла. Прирост электрических нагрузок при строительстве комбинатов по разработке перспективных месторождений Купол, Двойное, Майское, Пыркакайское и Эльвенеиское оценивается в 60–65 МВт. Исходя из сложившейся электросетевой инфраструктуры и размещения перспективных нагрузок лучшей площадкой для нового атомного источника, в дополнение к АТЭЦ в г. Певек, по нашему мнению, является г. Билибино.

Кроме того, в Билибинском районе находится перспективное месторождение медных руд Песчаное, нагрузки при разработке которого оцениваются в широком диапазоне – 20–200 МВт. Целесообразным вариантом энергоснабжения комбината является строительство атомной станции в непосредственной близости от него. Мощность АТЭЦ будет определяться перспективными нагрузками предприятия.

АС ММ более низкого мощностного ряда могут применяться для энергоснабжения новых промышленных объектов, разрабатывающих месторождения минерально-сырьевых ресурсов, расположенные в труднодоступных районах. Для этих целей имеются проекты установок с реакторами электрической мощностью 6–12 МВт. Энергоблок на базе такой реакторной установки может быть как наземным, так и плавучим. Положительным свойством подобных энергоблоков является блочное исполнение, что позволяет поставлять их на место эксплуатации и осуществлять монтаж за короткий в северных условиях строительный сезон. Кроме того, для них не требуется перегрузки активной зоны в течение всего срока службы, по окончании эксплуатации предусматриваются демонтаж оборудования и его эвакуация.

Рекомендуемые пункты размещения атомных станций малой мощности

Населенный пункт	Потребитель	Электрическая мощность, МВт
<i>Чукотский АО</i>		
Певек	Существующие и перспективные потребители Чаун-Билибинского энергоузла	70
Билибино		36
Песчаное	Месторождение медных руд Песчаное	30*
<i>Республика Саха (Якутия)</i>		
Юрюнг-Хая	Месторождение ниобий-редкоземельных металлов Томтор	36
Усть-Куйга	Месторождение золота Кючус	30
Тикси	Севморпуть	12

* При нижнем уровне перспективных нагрузок.

По нашему мнению, количество потенциальных площадок для строительства АС ММ с реакторами такой единичной мощности исчисляется десятками в отличие от плавучих атомных станций с реакторами КЛТ-40, количество которых ограничено. Первоочередными местами размещения атомных станций малой мощности на северо-востоке России являются с. Юрюнг-Хая – для энергоснабжения предприятия на месторождении ниобий-редкоземельных металлов Томтор, с. Усть-Куйга – для энергоснабжения предприятия на месторождении рудного золота Кючус на севере Якутии (см. таблицу). Кроме того, можно рекомендовать п. Тикси для возобновления функционирования Северного морского пути.

* * *

Для эффективного освоения минерально-сырьевых ресурсов Севера России необходимо первоочередное развитие транспортной и энергетической инфраструктуры. При выборе рационального варианта энерго- и топливоснабжения потребителей данной зоны невоз-

можно предложить стандартные решения, поскольку этот выбор зависит от множества факторов, основными из которых являются производительность предприятия и, следовательно, требуемые энергетические мощности, удаленность от транспортных и энергетических центров, наличие местных топливных ресурсов и т.д. Но единственно верными в политике освоения северных территорий будут решения, позволяющие обеспечить экономичность, качество и надежность энерго- и топливоснабжения в суровых климатических условиях.

Литература

1. **Стратегия** социально-экономического развития Дальнего Востока и Байкальского региона на период до 2025 года. – URL: <http://www.minregion.ru> (дата обращения 15.01.2010).
2. **Стратегия** социально-экономического развития Сибири до 2020 года. – URL: <http://www.minregion.ru> (дата обращения 15.07.2010).
3. **Иванова И.Ю., Тугузова Т.Ф., Попов С.П., Петров Н.А.** Малая энергетика Севера: проблемы и пути развития / Отв. ред. Б.Г. Санеев. – Новосибирск: Наука, 2002. – 188 с.
4. **Попов С.П., Иванова И.Ю., Тугузова Т.Ф.** Направления энергоснабжения изолированных потребителей // Топливо-энергетический комплекс Хабаровского края: состояние и стратегия развития / Под ред. В.И. Ишаева. – Владивосток; Хабаровск: Изд-во ДВО РАН, 2005. – С. 131–137.
5. **Иванова И.Ю., Тугузова Т.Ф., Халгаева Н.А.** Энергоснабжение децентрализованных потребителей // Топливо-энергетический комплекс Сахалинской области: современное состояние и перспективы развития / Под ред. Б.Г. Санеева, В.Н. Тихоньких. – М.: Энергия, 2010. – С. 155–160.
6. **Иванова И.Ю., Тугузова Т.Ф., Халгаева Н.А.** Малая энергетика и развитие возобновляемых источников энергии // Энергетическая стратегия Республики Саха (Якутия) на период до 2030 года / Отв. ред. Н.А. Петров. – Якутск; Иркутск: Медиа-холдинг «Якутия», 2010. – С. 159–178.
7. **Тугузова Т.Ф., Иванова И.Ю.** Направления повышения эффективности в зоне децентрализованного энергоснабжения // Регион: экономика и социология. – 2010. – Спецвып.: Топливо-энергетический комплекс Востока России: приоритеты и механизмы реализации направлений развития. – С. 184–199.

Рукопись статьи поступила в редколлегию 28.06.2011 г.

© Иванова И.Ю., Тугузова Т.Ф., Ижбулдин А.К., Симоненко А.Н., 2011