
УДК 620.311

ББК 31

Регион: экономика и социология, 2014, № 3 (83), с. 203–218

НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРО- И ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

В.А. Стенников, И.В. Постников, Т.В. Добровольская

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

*Статья подготовлена при финансовой поддержке Российского фонда
фундаментальных исследований (проект 14-08-31304)*

Аннотация

На базе системного подхода проанализированы потребление и производство электрической и тепловой энергии в Иркутской области. Показаны взаимосвязи экономики и энергетики. Сформированы перспективные топливно-энергетические балансы региона в сценариях-контрастах. Выбрана модель предпочтительного функционирования энергетики региона и проведены количественные оценки на среднесрочную перспективу уровней развития электро- и теплопотребления, структуры покрытия энергетических нагрузок. Выявлен дефицит электрической мощности и предложены направления его нивелирования. Дана оценка целесообразности перевода угольных электростанций на парогазовый цикл. Выполнена экономическая оценка мероприятий по развитию систем электро- и теплоснабжения Иркутской области. Обоснованы тенденции развития энергетики региона на долгосрочную перспективу.

Ключевые слова: регион, электрическая и тепловая энергия, потребление и производство, топливно-энергетический баланс, методы среднесрочного прогнозирования

Abstract

Basing on a systematic approach, the paper analyzes consumption and production of electric and thermal energy in Irkutsk Oblast and shows relations between economy and energy development. Contrast scenarios form prospective fuel and energy balances of the region. We have chosen the model describing how the regional energy development sector should preferably function and have made medium-term quantitative estimation for development levels of energy and heat consumption and the coating structure of electric charge. The article identifies deficit of electric power and proposes ways to reduce it. We consider whether it is reasonable to shift coal-fired stations to a combined (gas and vapor) cycle. The paper also present economic assessment of activities which aim to develop energy and heat supply systems in Irkutsk Oblast. We substantiate long-term development trends in the energy sector.

Keywords: region, electric and thermal energy, consumption and production, fuel and energy balance, methods of medium-term forecasting

Сегодня в числе приоритетных задач развития экономики регионов стоит задача снижения энергоемкости производства валового регионального продукта за счет реализации энергосберегающих мероприятий [1, 2]. В связи с этим в прогнозе потребления электрической и тепловой энергии Иркутской области учитывался энергосберегающий эффект, получаемый в результате осуществления мероприятий по энергосбережению как для существующих, так и для новых объектов энергопотребления. Реализация даже части потенциала энергосбережения позволит сократить ввод новых энергетических мощностей, а также снизить финансовую нагрузку на консолидированный бюджет региона.

Перспективы развития промышленности в Иркутской области, динамика численности населения, объемы нового промышленного и гражданского строительства, ожидаемый эффект от проведения энергосберегающих мероприятий, учет комплекса мер по модернизации и реконструкции объектов энергетики и другие факторы послужили основой для оценки прогнозных уровней потребности в электрической и тепловой энергии и производства ее в области. На основе анализа ряда гипотез с учетом существующей ситуации и вышеназ-

ванных факторов предложена модель предпочтительного развития энергетики в регионе, на основе которой даны количественные оценки энергетических и экономических показателей функционирования и развития энергетической отрасли.

ПРОГНОЗ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

Прогноз потребления электрической и тепловой энергии в Иркутской области базировался на анализе уровней потребления этих видов энергоресурсов по данным федеральных статистических наблюдений [3] в увязке с показателями перспективного развития экономики и социальной сферы области [4], а также на анализе программ развития энергетических компаний региона¹.

Потребление электроэнергии к 2018 г. должно вырасти в основном за счет ввода в эксплуатацию крупных промышленных предприятий: Тайшетского алюминиевого завода² и Братского карборундного завода³. В то же время выработка электроэнергии на действующих электростанциях к 2018 г. снизится по сравнению с уровнем 2012 г. на 1,7%. На угольных теплоэлектростанциях производство электроэнергии снизится на 39% к концу 2014 г. В маловодный период ТЭС компенсировали снижение производства электроэнергии ГЭС региона.

¹ Результаты проведенных исследований легли в основу разработки схемы и программы развития электроэнергетики Иркутской области на период 2014–2018 гг. [5], выполненной совместно с ОАО «Иркутскэнерго» и ЗАО «Электросетьпроект» по заказу правительства Иркутской области.

² Алюминиевый завод мощностью 750 тыс. т алюминия в год «РУСАЛ» строит в г. Тайшете Иркутской области. Будет создано 3 тыс. новых рабочих мест, построено около 150 тыс. кв. м жилья. Кроме того, запланировано строительство объектов коммунальной, социальной, культурной и бытовой инфраструктуры.

³ Впервые в России предусмотрено создание промышленного производства микропорошков карбида кремния. В рамках проекта будет создано вертикально-интегрированное комплексное производство: в г. Братске Иркутской области разместится завод по выпуску кристаллического карбида кремния (карборунда). Срок реализации первой очереди проекта – III кв. 2014 г., второй очереди – I кв. 2016 г. В рамках проекта планируется создание до 600 новых рабочих мест.

Ввод в эксплуатацию крупных промышленных объектов приведет к возникновению дефицита электроэнергии. Величина дефицита может составить в 2018 г. 1,9 млрд кВт ч (табл. 1), или 3% от общего уровня производства электроэнергии. Ввод в эксплуатацию Ленской газовой электростанции (ГТЭС в г. Усть-Куте), суммарная мощность которой к 2018 г. составит 400 МВт, может покрыть возрастающее энергопотребление.

Объемы потребления тепловой энергии определялись на основе долгосрочного прогноза численности населения области и предполагаемого развития жилищного фонда с учетом удельных норм расхода тепла на отопление зданий и горячее водоснабжение. На фоне незначительного роста населения потребление тепловой энергии в этом

Таблица 1

Потребление и производство электроэнергии в Иркутской области до 2018 г., млрд кВт ч

Показатель	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Потребление	54,7	54,9	55,7	57,0	59,7	62,6	63,5
Производство, всего	62,1	59,8	60,6	60,2	60,6	61,2	61,6
В том числе:							
ГЭС ОАО «Иркутскэнерго»	44,7	46,0	46,0	46,0	46,0	46,0	46,0
Мамаканская ГЭС	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
ТЭС ОАО «Иркутскэнерго» блок-станции	16,2	12,6	13,4	13,0	13,4	14,0	14,3
Избыток (+) / дефицит (-)	7,4	4,9	4,9	3,2	0,9	-1,4	-1,9

При вводе ГТЭС в Усть-Куте

Производство, всего	62,1	59,8	60,6	61,0	62,2	63,7	65,3
В том числе:							
ТЭС ОАО «Иркутскэнерго»	16,2	12,6	13,4	13,8	15,0	16,4	17,5
Из них ГТЭС в Усть-Куте	–	–	–	0,8	1,6	2,4	3,2
Избыток (+) / дефицит (-)	7,4	4,9	4,9	4,0	2,5	1,1	1,8

секторе будет увеличиваться в основном за счет строительства нового жилья с увеличением обеспеченности жилой площадью с 21,7 кв. м на человека в 2011 г. до 24 кв. м в 2018 г. Рост теплопотребления в промышленном секторе в этот период составит в зависимости от сроков ввода новых мощностей промышленных объектов 17–19,5% от общего объема производства теплоэнергии.

Увеличение потребления тепловой энергии ожидается в ключевых отраслях промышленности с высокой теплоемкостью производства: нефтехимическом секторе, лесопереработке и др. Прогноз потребности в тепловой энергии в промышленности осуществлялся отдельно для сложившейся на современном уровне производственной деятельности и для вновь создаваемых производств. Предполагается, что большая часть промышленных предприятий Иркутской области будет развиваться за счет реализации крупных инвестиционных проектов, из которых наиболее теплоемкими являются проекты строительства новых и расширения существующих деревообрабатывающих предприятий. Кроме достаточно крупных производств в прогнозе теплопотребления учитывались менее теплоемкие и меньшие по объемам производимой продукции промышленные объекты, среди которых намеченные к строительству и строящиеся лесопильный завод в п. Магистральный, предприятие по производству обрезных сухих пиломатериалов в г. Братске, цементный завод в г. Ангарске, золотодобывающее предприятие на севере региона и др. Их суммарное годовое теплопотребление к 2018 г. составит около 700 тыс. Гкал.

Всего по генерирующим компаниям прирост отпуска тепловой энергии будет несколько выше (16,7%) теплопотребления (табл. 2) за счет ввода новых мощностей и проведения энергосберегающих мероприятий. При этом предусмотрено снижение производства тепла коммунальными котельными, а с 2013 г. снижение выработки тепловой энергии на ТЭЦ-10 в связи с ее модернизацией. Нагрузки, отключенные от ТЭЦ-10 в период 2013–2015 гг., будут покрывать ТЭЦ-9 и другие теплоисточники г. Ангарска. На ТЭЦ ГК «Илим» в г. Усть-Илимске планируются ввод нового оборудования и значительное увеличение выработки тепловой энергии.

Таблица 2

**Потребление и производство тепловой энергии в Иркутской области
до 2018 г., млн Гкал**

Показатель	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Потребление	43,3	44,8	46,0	47,1	48,0	49,9	50,8
Производство, всего	49,1	50,5	51,3	52,0	53,8	55,6	56,3
В том числе:							
ОАО «Иркутскэнерго»	23,8	23,6	23,7	24,0	24,5	25,2	25,4
Из них:							
с коллекторов ТЭС	22,9	22,8	22,9	23,1	23,7	24,4	24,6
от котельных	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
от электробойлерных	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Ведомственные ТЭЦ	7,7	8,9	9,1	9,1	10,3	11,1	11,3
Котельные муниципальные	11,4	11,7	12,1	12,4	12,5	12,7	12,9
Электробойлерные муниципальные	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
ТУУ и пр.	6,0	6,0	6,0	6,1	6,1	6,2	6,3

НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРО- И ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

В настоящее время электроэнергетический комплекс Иркутской области характеризуется высокой степенью износа основного оборудования электростанций и котельных, недостаточной развитостью электросетевой инфраструктуры, неудовлетворительным состоянием теплосетевого хозяйства и значительным потенциалом энергосбережения. Вместе с тем существующие электрические и тепловые мощности обеспечивают баланс производства и потребления электрической и тепловой энергии. Однако после 2016 г. ожидается дефицит электрической мощности в регионе, а в г. Иркутске – и тепловой мощности. Ликвидация этого дефицита, так же как и инновационные преобразования, – целеполагающая установка перспективного развития энергетики области.

Основными направлениями развития электроэнергетического комплекса Иркутской области в ближайшей перспективе являются модернизация и техническое перевооружение существующих источников электрической и тепловой энергии, электрических и тепловых сетей, проведение мероприятий по энергосбережению, а также развитие существующих и строительство новых источников электрической и тепловой энергии в соответствии с прогнозируемыми уровнями электро- и теплопотребления. Это позволит повысить эффективность энергетического комплекса и предотвратить нарастание дефицита энергии.

Рассматриваемые направления развития электроэнергетического комплекса области носят вариантный характер, и это связано прежде всего с неопределенностью относительно вовлечения в топливный баланс природного газа. В соответствии со скорректированной Генеральной схемой газификации и газоснабжения Иркутской области на территории области предусматривается формирование четырех центров газодобычи: Южного, Братского, Усть-Кутско-Киренского и Северного. На их базе наряду с мощным развитием газохимии возможно развитие газовой энергетики. Наличие природного газа на территории Усть-Кутского и Киренского районов Иркутской области делает целесообразным строительство крупного энергетического объекта, снижающего риск развития энергодефицитной ситуации в регионе, – Ленской газовой теплоэлектростанции в районе г. Усть-Кута. Электроэнергия ГТЭС будет поставляться на Удоканское месторождение меди (нагрузка 450 МВт), Чинейское железорудное месторождение (нагрузка 150–200 МВт), Холоднинский ГОК (нагрузка 30 МВт), нефтепровод «Восточная Сибирь – Тихий океан» после расширения его пропускной способности до 80 млн т в год и на БАМ.

С вводом в эксплуатацию Ленской ГТЭС центральная и восточная части г. Усть-Кута будут снабжаться тепловой энергией этой теплоэлектростанции, что позволит закрыть 12 неэффективных котельных, большая часть из которых мазутные, с высокой себестоимостью производства тепла.

Основной целью создания в г. Братске мини-ТЭЦ на газе суммарной мощностью 18 МВт является замещение электродкотельных. Это даст возможность снизить затраты на производство тепловой энергии,

текущая себестоимость которой в электростанциях выше действующего тарифа в 2,5 раза. В программе газификации г. Братска эффективным представляется проект перевода оборудования действующей ТЭЦ-6 на использование газа, предполагающий модернизацию котлов ТЭЦ и строительство внутристанционной инфраструктуры для частичного перевода на сжигание газа с целью вытеснения из баланса бординского и жеронского углей. Это позволит сократить инвестиции в развитие и поддержку угольных разрезов и отодвинуть сроки дорогостоящего расширения золоотвала ТЭЦ-6.

В условиях неопределенности с газификацией г. Иркутска предусматривалось развитие систему теплоснабжения города от ТЭЦ-10, расположенной в г. Ангарске, до котельной Северного промузла, что позволило бы покрыть возрастающие нагрузки потребителей и повысить надежность теплоснабжения потребителей. Однако данный проект не представляется бесспорным, так как является достаточно дорогим, а предполагаемый рост электропотребления наиболее эффективно может быть обеспечен от ТЭЦ-10. Электростанция максимально подготовлена к несению электрической нагрузки и имеет хорошие технико-экономические показатели. Перевод станции в теплофикационный режим лишает ее указанных преимуществ. В связи с этим основным направлением развития теплоснабжения города должно стать энергосбережение, что обеспечит бездефицитное снабжение тепловой энергией потребителей в рассматриваемый период. За пределами этого периода целесообразно развивать газовую теплогенерацию.

В случае реализации проекта газификации г. Иркутска планируется строительство ГТУ-ТЭЦ в правобережном районе города. Это позволит закрыть неэкономичные котельные в его центре, тем самым улучшить экологические и экономические показатели теплоснабжения, а также повысить надежность системы теплоснабжения всего города. Однако в связи с нерешенным вопросом о сроках и самой целесообразности газификации города, а также из-за неопределенности уровня цен на газ этот вариант развития теплоснабжения не утвержден и его реализация выходит за пределы 2020 г. В связи с возрастающими тепловыми и электрическими нагрузками в планах ОАО «Иркутскэнерго» расширение Ново-Иркутской ТЭЦ путем установки

турбины P-50-130/13 (50 МВт и 98,2 Гкал/ч), демонтированной на Усть-Илимской ТЭЦ. До 2017 г. планируется расширение Ново-Зиминской ТЭЦ. Реализация программы газификации Иркутской области позволит создать условия для газификации основных промышленно-административных центров области (городов Иркутск, Ангарск, Усолье-Сибирское, Черемхово), для оптимизации структуры топливно-энергетического баланса с увеличением доли газа в региональном балансе котельно-печного топлива.

В 2016–2018 гг. намечена модернизация оборудования Иркутской и Усть-Илимской ГЭС. Средняя реконструируемая мощность на Иркутской ГЭС составит 27,2 МВт/год, на Усть-Илимской ГЭС – 10 МВт/год.

Развитие в Иркутской области электрических сетей напряжением 110–500 кВ в рассматриваемый период определено ростом электрических нагрузок, необходимостью обеспечить надежность электроснабжения потребителей и ликвидировать «узкие места» в режимах работы электрических сетей. Ввод ВЛ и ПС 500 кВ в основном обусловлен появлением новых крупных потребителей – Тайшетского алюминиевого завода, нефтеперекачивающей системы ВСТО и необходимостью покрывать растущие нагрузки БАМа и Бодайбинского района.

Развитие сетей напряжением 220 кВ вызвано теми же потребностями, что и развитие сетей напряжением 500 кВ, а также растущими нагрузками Иркутско-Черемховского энергорайона, особенно г. Иркутска, территорий, прилегающих к Иркутскому водохранилищу и юго-восточному побережью оз. Байкал, а также Братского энергорайона в связи с расширением существующих и строительством новых производств (электрометаллургический, карборундовый заводы, завод OSB-плит).

Следует отметить значительный объем строительства ВЛ и ПС 220–500 кВ для электроснабжения потребителей восточнее г. Усть-Кута (объекты ВСТО, золотодобывающие предприятия Бодайбинского района) и выдачи мощности новой газовой ТЭС в г. Усть-Куте (Ленская ГТЭС).

Состояние распределительного электросетевого комплекса (напряжением 35 кВ и ниже) вызывает тревогу, так как его физический износ в некоторых районах достиг 80%. Между тем именно к этим распределительным сетям подключено большинство социально зна-

чимых потребителей, и прежде всего населения. Анализ электропотребления в Иркутской области показывает, что наблюдается устойчивый рост электропотребления именно у этой группы потребителей. Проблема усугубляется постоянным ростом числа заявок на новые технологические присоединения или на увеличение электрической мощности, поэтому модернизация и развитие распределительного электросетевого комплекса являются чрезвычайно актуальной задачей.

В теплосетевом хозяйстве Иркутской области сложилась ситуация, характерная для большинства территорий страны. Здесь наиболее широкое применение получили элеваторные схемы присоединения отопительной нагрузки, открытый водозабор, традиционная подземная прокладка в непроходных каналах теплопроводов с минераловатной изоляцией. Распределение теплоносителя между потребителями осуществляется с помощью дроссельных устройств, устанавливаемых на вводах в здания. Эти устаревшие технические решения не позволяют эффективно транспортировать и использовать тепловую энергию, что приводит к ее сверхнормативным потерям и перерасходам. Суммарная протяженность тепловых сетей в области составляет 3756,3 км в двутрубном исчислении, при этом 1424,9 км тепловых сетей, что достигает почти 37,9% от их общей протяженности, нуждается в замене. Протяженность тепловых сетей, находящихся в ведении «Иркутскэнерго», составляет 1714 км, из них нуждается в замене около 845 км. При малых ежегодных объемах переключений протяженность изношенных сетей будет постоянно увеличиваться и уже через 5 лет может возрасти на 205 км (12%). Если переключки теплопроводов будет сдерживаться, то к концу рассматриваемого периода протяженность изношенных сетей «Иркутскэнерго» составит 1083 км, или 63%. При темпе замены сетей на уровне 2012 г. (29 км/год) протяженность изношенных сетей увеличится к 2018 г. до 912 км (53%). Минимально необходимый темп переключки соответствует 40 км/год, при этом износ тепловых сетей останется на достигнутом уровне. Для полного восстановления износа тепловых сетей к концу рассматриваемого периода потребуется ежегодная замена не менее 180 км трубопроводов (в 6 раз выше существующего темпа переключки).

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПЕРЕВОДА УГОЛЬНЫХ ТЭЦ НА ПАРОГАЗОВЫЙ ЦИКЛ

В связи с дальнейшей газификацией Иркутской области были рассмотрены предложения по переводу на парогазовый цикл действующих электростанций с целью увеличения их мощности, а также с целью увеличения производства электроэнергии и тепла с высокой эффективностью топливоиспользования. План газификации Иркутской области предусматривает поставку природного газа в ее крупные города (газопровод «Чиканское ГКМ – Саянск – Ангарск – Иркутск»). В связи с этим появляется возможность его использования для когенерационной выработки электрической и тепловой энергии. Одним из направлений развития газовой теплоэнергетики может стать внедрение парогазового цикла на действующих ТЭЦ путем проведения комплексной модернизации, которая заключается в переводе котлов на сжигание природного газа и надстройке энергоблоков газотурбинными установками. Объединение газотурбинных установок с действующими паротурбинными предполагает значительную реконструкцию котлоагрегатов для сжигания газа и утилизации выхлопных газов ГТУ.

Основные показатели укрупненной технико-экономической оценки действующей ТЭЦ и созданной на ее базе путем ГТУ-надстройки ПГУ-ТЭЦ основаны на фактических показателях работы Ново-Иркутской ТЭЦ. При переводе на парогазовый цикл станция оснащается семью газовыми турбинами номинальной мощностью 110 МВт (ГТЭ-110) каждая. Суммарный прирост электрической мощности достигнет 770 МВт. Капиталовложения в переоснащение котлов для сжигания природного газа составят около 1,7 млн руб. на 1 Гкал/ч тепловой мощности. Капиталовложения в ГТУ-надстройку, по различным оценкам, составят от 650 до 750 тыс. долл. США/МВт. Цены на природный газ соответствуют имеющимся оценкам и приняты в диапазоне 2100–3100 руб./тут.

Эффект от внедрения парогазовой технологии проявляется в снижении удельных расходов топлива на выработку энергии (табл. 3), при этом абсолютная величина расхода топлива возрастает на 26%. Затраты на топливо составляют более 90% ежегодных издержек станции, поэтому цена газа для ПГУ-ТЭЦ определяет себестоимость элект-

Таблица 3

Укрупненная технико-экономическая оценка перевода угольной ТЭЦ на парогазовый цикл (на примере показателей работы Ново-Иркутской ТЭЦ)

Показатель	Действующая ПТУ-ТЭЦ	ПГУ-ТЭЦ после модернизации действующей ПТУ-ТЭЦ					
Капиталовложения в перевод ТЭЦ на парогазовый цикл, всего, млн руб.	–	19315					
В том числе:							
в перевод котлов на сжигание природного газа, млн руб.	–	3145					
в надстройку ГТУ, млн руб.	–	16170					
Мощность ГТУ, МВт	–	110					
Количество ГТУ	–	7					
Электрическая мощность ТЭЦ, МВт	655	1425					
Тепловая мощность ТЭЦ, Гкал/ч	1850	1850					
Отпуск электроэнергии, тыс. МВт ч/год	2384	5186					
Отпуск тепла, тыс. Гкал/год	5092	5092					
Вид топлива	Уголь	Природный газ					
Расход топлива на ТЭЦ, тыс. т/год	1326	1671					
Уд. расход топлива на отпущенную электроэнергию, г уг/кВт ч	286,6	202,0					
Уд. расход топлива на отпущенное тепло, кг уг/Гкал	126,3	122,5					
Стоимость топлива, руб./тут	1602	2100	2300	2500	2700	2900	3100
Себестоимость электроэнергии, руб./кВт ч	0,56	0,47	0,51	0,55	0,59	0,63	0,67
Себестоимость тепловой энергии, руб./Гкал	228	283	307	332	356	381	405

рической и тепловой энергии. Так, в диапазоне цен от 2100 до 2500 руб./тут себестоимость производства электроэнергии на ПГУ-ТЭЦ оказывается ниже, чем на действующей ТЭЦ, работающей на угле; при цене газа в диапазоне 2500–3100 руб./тут она возрастает до 0,55–0,68 руб./кВт ч.

Экономическая эффективность проекта переоборудования действующей угольной ТЭЦ в ПГУ-ТЭЦ оценивалась по сроку окупаемости проекта. При переходе к ПГУ-ТЭЦ значительно увеличивается электрическая мощность, а отпуск электроэнергии может быть увеличен в 2 раза. Прибыль от продажи этой электроэнергии снижается из-за повышения затрат на топливо и определяется как ценой на газ, так и устанавливаемым тарифом на электроэнергию. При тарифе на электроэнергию на уровне 2012 г. (0,68 руб./кВт ч) даже при минимальной цене на газ (2100 руб./тут) срок окупаемости проекта составляет более 30 лет. Приемлемый срок окупаемости достигается только при тарифе 1,18 руб./кВт ч и более. Соответственно, при более высоких ценах на газ потребуются устанавливать еще более высокий тариф для обеспечения приемлемого срока окупаемости проекта. Так, например, при тарифе 1,43 руб./кВт ч и цене на газ 2500 руб./тут варианты существующей угольной ТЭЦ и ее модернизации в ПГУ-ТЭЦ равно экономичны. При меньших тарифах на электроэнергию перевод действующих угольных ТЭЦ на газ представляется неэффективным.

ОЦЕНКА КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЙ В РАЗВИТИЕ СИСТЕМ ЭЛЕКТРО- И ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Капиталовложения в развитие всего комплекса электро- и теплоснабжения потребителей Иркутской области на период до 2018 г. составят около 155 млрд руб. (табл. 4). До 2018 г. предполагается ввод в эксплуатацию мини-ТЭЦ (18 мВт) в г. Братске и двух блоков ГТЭС (по 419 мВт) в г. Усть-Куте. Суммарные капиталовложения в строительство новых электростанций составят 49,3 млрд руб., причем 88% от общей суммы капиталовложений потребуются в 2016–2018 гг. при строительстве ГТЭС. Значительные капиталовложения должны быть направлены на реконструкцию и модернизацию существующих

Таблица 4

Капиталовложения в развитие систем электро- и теплоснабжения потребителей Иркутской области на период до 2018 г., млн руб.

Показатель	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Всего за период 2013–2018 гг.
Централизованные системы электро- и теплоснабжения	2352	17506	11049	42336	36113	26648	136004
В том числе:							
ввод в действие новых ТЭС	0	0	1003	24662	4976	18641	49282
реконструкция и модернизация существующих мощностей ТЭС (ОАО «Иркутскэнерго»)	94	689	6	12	15	15	831
реконструкция и модернизация существующих мощностей ТЭС (ОАО «Иркутскэнерго»)	0	0	1768	1475	1475	1475	6193
развитие электросетевого хозяйства	1590	15400	7087	15423	27690	4002	71192
реконструкция тепловых сетей (ОАО «Иркутскэнерго»)	668	716	764	764	835	835	4582
строительство новых тепловых сетей (ОАО «Иркутскэнерго»)	0	701	421	0	1122	1680	3924
Коммунальные системы электро- и теплоснабжения	1790	2015	2151	2151	2237	2246	12590
В том числе:							
реконструкция и модернизация котельных	1599	1776	1865	1865	1998	2007	11110
реконструкция тепловых сетей в коммунальных системах теплоснабжения	191	239	286	286	239	239	1480
Энергосбережение	998	993	1071	1146	1146	1146	6500
В том числе:							
энергосбережение в централизованных системах электро- и теплоснабжения	733	757	811	945	945	945	5136
энергосбережение в коммунальных системах электро- и теплоснабжения	265	236	260	201	201	201	1364
Итого по всем мероприятиям	5140	20514	14271	45633	39496	30040	155094

мощностей ГЭС и ТЭС, они должны составить соответственно 6,2 и 0,8 млрд руб. в период до 2018 г.

Развитие электросетевого хозяйства (включая электрические сети и подстанции) в рассматриваемый период потребует инвестирования в размере около 71,2 млрд руб., причем наибольший объем капиталовложений необходим в 2014–2017 гг.

Наибольшие капиталовложения в развитие систем электро- и теплоснабжения потребителей Иркутской области в рассматриваемый период требуются в развитие электросетевого хозяйства и строительство новых электростанций. Суммарные капиталовложения в реконструкцию тепловых сетей в регионе до 2018 г. составят 6,1 млрд руб., при этом средний показатель замены тепловых сетей достигнет 42 км/год. Новых тепловых сетей за рассматриваемый период будет построено 28 км, и их строительство потребует капиталовложений в размере 3,9 млрд руб. Основная часть капиталовложений в коммунальные системы теплоснабжения в объеме 11,1 млрд руб. необходима для реконструкции и модернизации котельных, при этом суммарная реконструируемая мощность котельных в рассматриваемый период составит 1251 Гкал/ч (15% от суммарной мощности котельных в регионе). Суммарные капиталовложения в энергосбережение в системах электро- и теплоснабжения Иркутской области в период до 2018 г. достигнут 6,5 млрд руб. Основные направления повышения эффективности энергоснабжения включают сокращение собственных нужд и потерь электро- и теплоэнергии при их производстве и транспорте, максимальное использование вторичных энергоресурсов, переход на технологии количественного регулирования в теплоснабжении, применение современных систем автоматики и регулирования энергопотребления, структурные преобразования в топливно-энергетическом комплексе и т.д.

* * *

Иркутская область из разряда регионов с избытком производства электроэнергии к 2018 г. переходит в разряд энергодефицитных регионов. Ожидаемый дефицит электрической мощности планируется покрывать за счет поступления электроэнергии, вырабатываемой на Бо-

гучанской ГЭС, а также за счет увеличения выработки электроэнергии на электростанциях посредством модернизации оборудования, развития Ново-Иркутской ТЭЦ, строительства новых энергоисточников. Ввод новых источников электрической и тепловой энергии, таких как Ленская ГТЭС, может быть осуществлен при значительном росте нагрузки на промышленных объектах области или при возможном увеличении востребованности электроэнергии за пределами региона, включая ее экспорт в страны АТР, например в Китай.

Суммарные капиталовложения в развитие систем электро- и теплоснабжения потребителей Иркутской области в период до 2018 г. составят около 160 млрд руб. Значительный их объем должен быть направлен на развитие электросетевого хозяйства и строительство новых электростанций. При этом наибольшие капиталовложения потребуются в 2016–2017 гг.

Литература

1. **Федеральный** закон Российской Федерации от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» // Собрание законодательства РФ. – 2003. – № 13. – Ст. 1177.
2. **Федеральный** закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» // Собрание законодательства РФ. – 2009. – № 48. – Ст. 5711.
3. **Форма** федерального статистического наблюдения 11-ТЭР «Сведения об использовании топлива, теплоэнергии и электроэнергии на производство отдельных видов продукции, работ (услуг)» и 6-ТП «Сведения о работе тепловой электростанции». – URL: <http://www.gks.ru> (дата обращения 11.11.2012).
4. **Санеев Б.Г.** Восточный вектор – приоритетное направление развития энергетики России в первой половине XXI в. // Регион: экономика и социология. – 2010. – Спецвып. – С. 17–31.
5. **Основные** направления развития электроэнергетики Иркутской области на период 2014–2018 годы: Пояснительная записка: Схемы и программы развития электроэнергетики Иркутской области на период 2014–2018 годы. – Иркутск, Электросетьпроект, 2013. – 132 с.

Рукопись статьи поступила в редколлегию 07.04.2014 г.

© Стенников В.А., Постников И.В., Добровольская Т.В., 2014