

**Основные составляющие Концепции  
оптимизации системы энергоснабжения территорий  
(электроснабжение и теплоснабжение)  
на базе строительства объектов малой и средней энергетики**

**I. Основные положения федерального законодательства РФ  
о развитии генерации в Российской Федерации**

В последние годы органы законодательной и исполнительной власти Российской Федерации уделяют значительное внимание развитию энергоснабжения, энергетической безопасности Российской Федерации и энергосбережению. За этот период времени было принято ряд нормативных и правовых актов, предусматривающих:

- обеспечение устойчивого, надежного энергоснабжения потребителей Российской Федерации и энергетической безопасности;
- повышение энергетической эффективности производства, транспорта и потребления топливно-энергетических ресурсов;
- внедрение рыночных механизмов в сфере топливно-энергетического комплекса.

Среди основных направлений развития генерирующих мощностей отмечается необходимость строительства **современных высокоэффективных ТЭЦ различной мощности в Российской Федерации**. Так, в разделе 7 Энергетической стратегии России на период до 2020 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 28 августа 2003 года №1234-р, отмечается, что в России электроэнергетика теснейшим образом связана с теплоснабжением: на тепловых электростанциях производится более 60 процентов электрической и почти 32 процента тепловой энергии, используемой в стране. При этом, практически третья часть электроэнергии, производимой всеми тепловыми электростанциями, вырабатывается в теплофикационном (комбинированном) цикле. Для решения накопившихся проблем в теплоснабжении, которые проявились в последние годы особенно в жилищно-коммунальном секторе и связаны с эксплуатацией и дальнейшим развитием систем теплоснабжения (централизованных, децентрализованных, автономных, индивидуальных), **необходимо осуществление комплекса мер, в частности:... в области технического перевооружения отрасли:**

- осуществление реконструкции, модернизации и развития действующих систем централизованного теплоснабжения с целью **максимально возможного использования комбинированного производства электрической и тепловой энергии;**
- **обеспечение совершенствования технологий в области теплоснабжения и теплофикации, снижение себестоимости производства тепловой энергии за счет внедрения газотурбинных, парогазовых, газопоршневых и газовинтовых ТЭЦ различной мощности с вытеснением действующих газовых котельных в зону пиковых тепловых нагрузок...».**

В Концепции долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации, утвержденной распоряжением правительства Российской Федерации от 17 ноября 2008 года № 1662-р, поставлены для решения следующие задачи:

- сбалансированное развитие электроэнергетической отрасли, создание в ней оптимальной, экономически обоснованной структуры генерирующих мощностей и электросетевых объектов с целью надежного обеспечения потребителей страны электроэнергией и теплом;

- минимизация потерь в электрических и тепловых сетях, а также уменьшение удельных расходов топлива на производство электроэнергии и тепла за счет внедрения передовых технологий и современного высокоэкономичного оборудования;

- осуществление поэтапного сокращения уровней воздействия на окружающую среду объектов электроэнергетики за счет внедрения наилучших экологически безопасных мировых технологий при строительстве новых и реконструкции существующих предприятий электроэнергетики;

- обеспечение существенного роста инвестиций в электроэнергетику для масштабного ввода новых энергетических мощностей и замены устаревшего оборудования;

- изменение структуры спроса на электроэнергию и существенное повышение эффективности производства, передачи и потребления электроэнергии, что может компенсировать до 70 - 75 процентов прироста энергетических потребностей.

Решение этих задач возможно только с учетом строительства объектов генерации малой и средней мощности.

В Энергетической стратегии России на период до 2030 года, утвержденной распоряжением правительства РФ от 13 ноября 2009 года №1715-р также данные вопросы нашли свое отражение.

В качестве приоритетных направлений научно-технического прогресса в энергетическом секторе могут быть выделены:

- широкое развитие распределенной генерации;

- создание и широкое внедрение комплекса технологического оборудования на модульной основе для нового строительства и перевода существующих источников теплоснабжения на когенерационную основу;

- разработка и предпочтительное использование для теплоснабжения эффективных парогазовых (газопаровых) технологий с впрыском пара;

- разработка технологий низкотемпературного комбинированного теплоснабжения с количественным и качественно-количественным регулированием тепловой нагрузки с децентрализацией пиковых тепловых мощностей.

В Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2020 года, одобренной распоряжением Правительства РФ от 22 февраля 2008 года №215-р среди приоритетов Схемы отмечена задача минимизации удельных расходов топлива на производство электрической и тепловой энергии путем внедрения современного высокоэкономичного оборудования, работающего на твердом и газообразном топливе.

Вместе с тем в Генеральной схеме по объектно представлены электростанции только общесистемного (федерального) уровня - все атомные электростанции, тепловые электростанции установленной мощностью 500 МВт и выше, гидроэлектростанции установленной мощностью 300 МВт и выше, электрические сети напряжением 330 кВ и выше, а также электрические сети напряжением 220 кВ, предназначенные для выдачи мощности новых электростанций, межсистемные и межгосударственные линии электропередачи. При этом фактическая минимальная единичная мощность энергоблоков на данных объектах предусматривается, как правило, свыше 50 МВт мощности.

В соответствии со статьей 21 ФЗ «Об электроэнергетике» к исключительным полномочиям Правительства Российской Федерации или уполномоченных им федеральных органов исполнительной власти относится разработка программ перспективного развития электроэнергетики, в том числе в сфере муниципальной энергетики, с учетом требований обеспечения безопасности Российской Федерации и на основе прогноза ее социально-экономического развития.

**Таким образом, строительство ТЭЦ малой и средней мощности является элементом государственной энергетической политики федерального и регионального уровней, имеющим большое значение для социально-экономического развития Российской Федерации.**

**Для конкретной реализации мероприятий в электроэнергетике ежегодно Министерством энергетики Российской Федерации разрабатывается и утверждается Схема и программа развития Единой энергетической системы России на очередной срок (в настоящее время на 2012-2018 годы)..**

Дальнейшее развитие нормативно-правовой базы в этой сфере деятельности связано принятием постановления Правительства РФ от 31 декабря 2009 года №1221 «Об утверждении правил установления требований энергетической эффективности товаров, работ, услуг, размещение заказов на которые осуществляется для государственных или муниципальных нужд» и закона РФ от 27 июля 2010 года №190-ФЗ «О теплоснабжении».

В пункте 7 «Правил установления требований энергетической эффективности товаров, работ, услуг, размещение заказов на которые осуществляется для государственных или муниципальных нужд» постановления правительства РФ от 31 декабря 2009 года №1221

**«7. К первоочередным требованиям энергетической эффективности относятся:**

---

Подпункты "в" - "д" пункта 7 вступают в силу с 1 марта 2010 года (пункт 5 данного документа).

---

**в) для строящихся и реконструируемых объектов по производству тепловой энергии, мощностью более 5 гигакалорий в час - обеспечение комбинированной выработки тепловой и электрической энергии. Указанное требование применяется также при размещении заказов на выполнение работ по разработке проектных решений по реконструкции действующих объектов по производству тепловой энергии и по их реализации;**

г) для строящихся и реконструируемых объектов по производству тепловой энергии (за исключением объектов по производству тепловой энергии в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, мощностью менее 5 гигакалорий в час) - обеспечение коэффициента полезного использования энергии не менее 85 процентов при нормальном режиме работы (под коэффициентом полезного использования энергии понимается отношение энергии произведенного тепла к энергии потраченного топлива);

д) для строящихся и реконструируемых объектов по производству тепловой энергии в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии - обеспечение суммарного коэффициента полезного использования энергии не менее 70 процентов в когенерационном цикле при нормальном режиме работы (под суммарным коэффициентом полезного использования энергии понимается суммарное отношение тепловой и электрической энергии к энергии потраченного топлива)».

**Данное требование должно учитываться федеральными и региональными органами исполнительной власти, администрациями муниципальных образований:**

- при согласовании и утверждении топливного режима и лимитов топлива топливопотребляющих установок, а также при согласовании инвестиционных программ теплоснабжающих предприятий;

- органами тарифного регулирования при утверждении тарифов и программ теплоснабжающих предприятий;

- органами государственного строительного надзора и государственной экспертизы при рассмотрении и утверждении проектной документации и строительства объектов генерации тепловой и электрической энергии, при проведении государственной экспертизы генеральных планов поселений и городских округов;

- органами архитектуры и градостроительства при подготовке и рассмотрении генеральных планов поселений и городских округов и осуществлении надзорных функций;

- органами Ростехнадзора при осуществлении контроля над реализацией мероприятий в сфере энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

**Примечание:**

*В настоящее время понятие малой и средней энергетики в нормативно-правовой базе не закреплено. Условно принято отнесение к малой энергетике объектов энергетики общей установленной мощностью до 25 МВт. Это связано с тем, что в соответствии со ст. 35 ФЗ «Об электроэнергетике» пунктом 31 Правила оптового рынка электроэнергии (постановление Правительства РФ № 1172 от 27.12.2010 г. - п.31) «Субъекты электроэнергетики, владеющие на праве собственности или ином законном основании объектом или объектами по производству электрической энергии и мощности, которые присоединены к ЕЭС России и установленная генерирующая мощность каждого из которых равна или превышает 25 МВт, в соответствии с Федеральным законом "Об электроэнергетике" реализуют производимые электрическую энергию и мощность только на оптовом рынке».*

*Это подтверждается документом, подготовленным РАО «ЕЭС России» в 2008 году «Основные положения (Концепция) технической политики в электроэнергетике России на период до 2030 г», в разделе 5.3. которого мощность мини-ТЭЦ на базе ГТУ конкретизирована 1-25 МВт.*

*Также условно к объектам генерации средней мощности можно отнести объекты, которые не являются объектами малой генерации и не входят в Генеральную*

схему размещения объектов электроэнергетики до 2020 года. При этом, интуитивно, понятно, что эти объекты большой мощности выдают электрическую энергию в единую национальную электрическую сеть. В соответствии с постановлением правительства Российской Федерации от 26 01 2006 года №41 «Критерии отнесения объектов электросетевого хозяйства к единой национальной (общероссийской) электрической сети» к данным объектам относятся линии электропередачи (воздушные и кабельные), проектный номинальный класс напряжения которых составляет 220 кВ и выше, обеспечивающие выдачу в сеть энергетической мощности электрических станций, общая установленная мощность каждой из которых составляет не менее 200 МВт. Тогда к объектам генерации средней мощности можно отнести ТЭЦ общей мощностью от 25 до 200 МВт.

В приказе Минпромэнерго от 30 04 2008 года №216 «Об утверждении Методических рекомендаций по определению предварительных параметров выдачи мощности строящихся (реконструируемых) генерирующих объектов в условиях нормальных режимов функционирования энергосистемы, учитываемых при определении платы за технологическое присоединение таких генерирующих объектов к объектам электросетевого хозяйства» определено присоединение новых генерирующих объектов осуществляется к РУ следующих классов напряжения:

- к РУ 110 кВ и ниже – при мощности нового генератора (энергоблока) до 30 МВт;
- к РУ не ниже 110 кВ – при мощности нового генератора (энергоблока) от 30 до 160 МВт;
- к РУ не ниже 220 кВ – при мощности нового генератора (энергоблока) от 30 до 160 МВт.

Конечно, ответ на этот вопрос в настоящее время требует дополнительного обсуждения, так как существует несогласованность между постановлением правительства Российской Федерации от 26 01 2006 года №41 «Критерии отнесения объектов электросетевого хозяйства к единой национальной (общероссийской) электрической сети» и Генеральной схемой размещения объектов электроэнергетики до 2020 года, одобренной распоряжением Правительства РФ от 22 февраля 2008 года №215-р, но ориентиры понятны:

- малая генерация – до 25 МВт;
- средняя генерация – от 25 МВт до 160-200 МВт.

## **II. Международный опыт комбинированного производства электрической и тепловой энергии**

Россия существенно отстает от развитых стран в доле когенерации при производстве тепла – 33%, так в США – 80%, Великобритания – 80%, Германия – 50%.

Во многих странах это направление электроэнергетики является элементом государственной энергетической политики и имеет различные формы государственной поддержки. Большая часть территории России находится в Северных широтах с низкими температурами наружного воздуха и значительными тепловыми нагрузками. Следовательно эта тема для России еще более актуальная.

### **Выводы:**

- 1. Государственная политика РФ ставит задачи строительства ТЭЦ малой и средней мощности.**
- 2. Международный опыт также призывает развивать это направление деятельности.**

**Однако инвесторам этого недостаточно, мировая и российская экономика находится на непростом этапе: с 2008 года продолжается экономический кризис. Поэтому важно понимать насколько инвестиционная привлекательность строительства ТЭЦ малой и средней мощности сохранилась в условиях кризиса. Этому вопросу посвящен следующий раздел.**

## **III. Инвестиции в период экономического кризиса**

### **3.1. Общая экономическая ситуация**

Среди ведущих экспертов и руководителей кредитных организаций преобладает мнение, что в период экономического кризиса практически отсутствуют инвестиционно-привлекательные проекты. Рассмотрим этот вопрос более внимательно.

В настоящее время многие участники проектного финансирования проявляют осторожность в связи с кризисными явлениями в Российской и мировой экономике. Как известно, значительное количество крупных российских компаний находится в сложных финансовых условиях. Среди основных причин:

- резкое снижение спроса на их продукцию;
- распыление средств по многим инвестиционным проектам;
- реализация политики, направленной на приобретение достаточно изношенных активов по невысоким ценам и жесткий дефицит средств на модернизацию существующих производственных мощностей, следствием которого являются высокие удельные затраты на производство продукции;
- возникновение цепи логически связанных внешних негативных последовательных событий на принципах синэргетики (самоорганизации процессов), которые возможно было предвидеть;
- возникновение форс-мажорных обстоятельств.

С позиций кредитных организаций основные процессы экономического кризиса характеризуются следующим:

- падением объемов потребления, снижением цен на продукцию и соответственно объемов производств;
- ухудшением финансово-экономических показателей ведущих корпораций и крупных предприятий, значительное количество банкротств предприятий и кредитных организаций;

- проблемы с кредитованием: банки опасаются кредитовать по причине больших рисков и падение процентных ставок кредитных организаций по причине дефицита инвестиционно-привлекательных проектов.

На первом этапе экономического кризиса центробанки начинают проводить комплексную «терапию» экономик своих стран, на основе разработанных программ и планов мероприятий по стимулированию своих экономик, в том числе **снижать процентные ставки, что и произошло в основном в период сентября 2008 года по май 2009 года.**

Осенью 2009 года в результате комплекса мероприятий развитые страны начали демонстрировать робкие шаги по стабилизации экономик, а механизм снижения процентных ставок уже во многих странах исчерпан. Это ситуация, при которой ставкам рефинансирования ведущих центробанков мира снижаться почти некуда, они вблизи нуля, так 30 января 2013 года ФРС США очередной раз сохранил диапазон процентной ставка 0%- 0,25%.

График динамики процентных ставок ФРС, ЕЦБ, банка Англии с 2000 по 2010 год приведен на рис 1.

ЕЦБ также поэтапно снижал ставку рефинансирования и 5 июля 2012 года она достигала величины 0,75% годовых. Базовая учетная ставка Банком Англии была снижена до уровня в 0,5% в марте 2009г. С тех пор она ни разу не изменялась.

В дальнейшей перспективе можно говорить о незначительном потенциале Европейского центрального банка, сохранившего в феврале 2013 года ставку рефинансирования на уровне 0,75% годовых, банка Англии – 0,5%, банка Австралии - 3,0% и других стран.

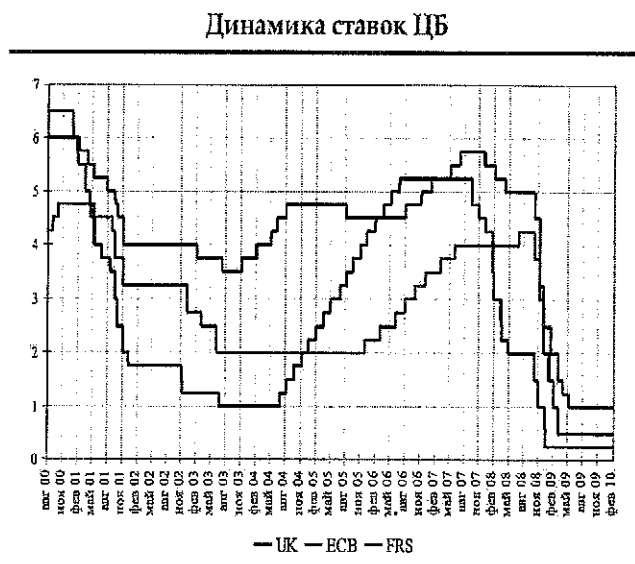
Достаточно высокая ставка рефинансирования, установленная банком Австралии, обусловлена тем, что в отличие от большинства развитых экономик, Австралия сумела избежать спада экономики в 2008-2009 годах. В первом полугодии 2009 года ВВП страны вырос на 1 процент, тогда как в США и большинстве стран Европы он в этот период снизился. В Австралии сохранение экономического роста в 2008-2010 годах обязано высокому спросу на свои сырьевые ресурсы со стороны стран Восточной Азии, в первую очередь, Китая, реализации инфраструктурных проектов, за счет пакета стимулирования потребителей, который обошелся правительству в 12 миллиардов австралийских долларов (9,9 миллиарда долларов США), росту объема госзакупок (вырос на 0,3 процента) и т.д. Однако в 2012 году экономическая ситуация в экономике Австралии начала существенно ухудшаться из-за проблем в основной для экономики Австралии горнодобывающей отрасли, рынке жилья и услуг.

**В целом мировая экономика с 2008 года находится в стадии рецессии. Самый важный индикатор состояния экономики ставки рефинансирования многих ведущих экономик мира находятся на минимуме с 2009 года, то есть оживления на рынке инвестиций не наблюдается.**

Следовательно, также на минимуме находятся фиксированные рекомендуемые для стран OECD ставки CIRRs (данные 8 января 2013 года): по EUR при сроке кредитования от пяти до 8,5 лет -1,61% годовых, более 8,5 лет – 2,11% годовых; по US Dollar при сроке кредитования от пяти до 8,5 лет -1,70% годовых, более 8,5 лет – 2,13% годовых.

Ставка EURIBOR (двенадцатимесячная) - 0,621% (5 февраля 2013 года), то есть спрос на инвестиции находится на минимуме.

**При стабилизации экономического состояния и начале роста экономик возникнет оживление на рынке кредитования, начнет расти инфляционное давление на экономики развитых стран, что неминуемо приведет к росту ставок рефинансирования.**



Источник: Банк Англии, ECB, FRS

Рис. 1. График динамики процентных ставок ФРС, ЕЦБ и банка Англии в период с 1982 года по 2010 год

### 3.2. Инфраструктурные проекты в сфере малой и средней энергетики и ЖКХ, как один из механизмов оживления экономики

Ведущие экономисты и предприниматели мира ищут пути выхода из затянувшегося кризиса и рецепты, в общем, известны, хотя для каждого государства они имеют свою специфику.

Среди катализаторов начала подъема экономики необходимо отметить особую роль инфраструктурных проектов.

**В период динамичного экономического роста инвестиционная привлекательность инфраструктурных проектов невысока**, поскольку имеется значительное количество проектов с более высокими показателями и меньшим периодом окупаемости, да и ставки рефинансирования высокие.

**Однако в период экономического спада и падения объемов потребления эти проекты резко становятся убыточными**, а многие инфраструктурные проекты, наоборот, в том числе за счет снижения ставок рефинансирования, улучшают свои параметры.

**Это время – идеальное для финансирования крупных инфраструктурных проектов, которые связаны с монопольными видами деятельности в РФ:**

- цены (тарифы) на услуги регулируются государственными органами, а прецедентов снижения тарифов в Российской практике не было;
- объемы производства существенно не меняются.

В отличие от других инвестиционных проектов: строительство жилья, логистических комплексов, торгово-развлекательного комплексов, объектов промышленности, где существует жесткая конкуренция, а объемы потребностей в данной продукции и услугах зависят от состояния экономики и благосостояния населения, **строительство ТЭЦ малой и средней мощности в ряду инфраструктурных проектов занимает особую нишу:**

1. Объемы производства и потребления тепловой энергии в населенном пункте в основном зависят от погодных условий.

2. Во всех населенных пунктах, где предлагается строительство ТЭЦ малой или средней мощности изношенные тепловые сети и котельные т.е. что то строить нужно в любом случае. Альтернативой строительства ТЭЦ является строительство котельных с реконструкций тепловых сетей.

**Вывод:**

**Качественно, можно констатировать, что инвестиционная привлекательность проектов по строительству ТЭЦ малой и средней мощности в Российской Федерации в данный период времени увеличилась за счет снижения кредитных ставок и сохранения объемов потребления тепловой и электрической энергии.**

Это, конечно, обобщенный вывод, а для каждого проекта необходим свой бизнес-план, который количественно оценит основные показатели проекта.

**Но тогда возникают другие вопросы:**

1. Все-таки какие ТЭЦ необходимо строить? По вышеприведенной классификации еще имеются ТЭЦ большой мощности. Чем они лучше других, и в каких случаях?

2. Почему традиционные котельные, массово применяемые в настоящее время должны уйти в прошлое. Ведь еще совсем недавно гордились тем, что старые угольные котельные с низким КПД, тяжелым ручным трудом были заменены на новые высокоэкономичные автоматизированные котельные, в основном на газовом виде топлива.

**Ответам на эти вопросы посвящены два следующих блока.**

#### **IV. Сравнение инвестиционной привлекательности ТЭЦ большой мощности и средней (малой) мощности**

Необходимо отметить, что мировая практика, включая СССР, применения ТЭЦ малой и средней мощности с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии имеет длительный период развития и демонстрирует устойчивую положительную тенденцию. Во многих странах это направление электроэнергетики является элементом государственной энергетической политики и имеет различные формы государственной поддержки.

Для понимания роли и места генерации малой и средней мощности, его инвестиционной привлекательности проведем сравнительный анализ по ряду критериев ТЭЦ большой мощности и ТЭЦ малой и средней мощности (сравнительный анализ также представлен в табличной форме).

##### **4.1. Цели строительства ТЭЦ**

**Цель строительства ТЭЦ большой мощности** - обеспечение потребностей в электрической энергии регионов РФ в интересах социально-экономического развития РФ в составе единой энергосистемы страны, повышение надежности и эффективности функционирования единой энергосистемы страны.

*Примечание: в настоящее время также, достаточно часто, осуществляется реконструкция существующих паросиловых ТЭЦ с надстройкой до ПГУ-ТЭЦ, с целью улучшения технико-экономических показателей, а соответственно, - повышения конкурентоспособности на рынке электрической энергии и мощности и большей загрузки станции, в качестве примера, - блок Киришской ГРЭС ОГК-2.*

**Цель строительства ТЭЦ малой и средней мощности:** обеспечение потребностей в электрической и тепловой энергии территорий и промышленных предприятий, повышение надежности, качества и эффективности функционирования данной системы энергоснабжения на основе:

- оптимизации структуры генерирующих мощностей и системы энергоснабжения;
- снижения затрат на производство электрической и тепловой энергии, повышения энергетической эффективности (энергосбережение) при производстве, транспорте и потреблении топливно-энергетических ресурсов и, прежде всего, минимизация потерь в электрических и тепловых сетях с учетом Генпланов поселений (городских округов), Схем территориального планирования районов, Генеральных схем энергоснабжения и Схем теплоснабжения территорий и принятия оптимальных технических решений.

Из приведенных определений понятно, что цели применения данных ТЭЦ различны, а вследствие этого отличаются и подходы к обоснованию выбора основных параметров ТЭЦ, типа и состава оборудования и их энергетическая эффективность.

## **4.2. Обоснование выбора основных параметров ТЭЦ**

**4.2.1. Основные параметры ТЭЦ большой мощности** обосновываются Генеральной схемой размещения объектов электроэнергетики Российской Федерации, Схемами и программами развития ЕЭС России на очередной период.

Как следствие, производство и выдача электрической энергии является основным видом деятельности и осуществляется в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть.

Выбор электрической мощности, типа станции и состав оборудования определяется потребностями в энергоснабжении в соответствии Генеральной схемой размещения объектов электроэнергетики РФ, договорами на поставку мощности.

Тепловые нагрузки потребителей, как правило, вторичны и не определяют электрическую мощность станции.

**С учетом современных технологий тип станции – парогазовая ТЭЦ**, как правило, с неоптимальной теплофикацией. Большое количество тепла выбрасывается в атмосферу через систему охлаждения конденсаторов.

Как правило, отсутствует общая оптимизация Генеральной схемы энергоснабжения и системы теплоснабжения территории. При этом возможно наличие в схеме теплоснабжения территории – значительной мощности котельных, работающих в базе.

**4.2.2. Основные параметры ТЭЦ малой и средней мощности** обосновываются потребностями в электрической и тепловой энергии промышленного предприятия или территории (поселения, района, региона) на основе Генерального плана поселения, Схемы территориального планирования района, Генеральной энергоснабжения и схемы теплоснабжения территорий.

Выбор электрической и тепловой мощности, типа станции и состав оборудования определяется на основе оптимизации схем теплоснабжения и электроснабжения, тепловых и электрических нагрузок, оптимальных соотношений тепловых и электрических мощностей ТЭЦ, с целью уменьшения удельных расходов топлива на производство электроэнергии и тепла, минимизация потерь в электрических и тепловых сетях, наличия высокого КИУМ, повышения энергетической эффективности в целом, снижения затрат на производство и транспорт электрической и тепловой энергии, повышение надежности электро и теплоснабжения.

При этом учитывается техническая возможность газоснабжения, затраты на внешнюю инженерную инфраструктуру в целом, характеристики нагрузок (суточные и месячные графики нагрузок), перспективы их роста и ряд других факторов.

**С учетом современных технологий тип ТЭЦ средней мощности – парогазовая ТЭЦ с оптимальной теплофикацией или теплофикационная газотурбинная ТЭЦ.**

**С учетом современных технологий набор вариантов типа ТЭЦ малой мощности значителен:** газотурбинные, парогазовые, газопоршневые ТЭЦ, ТЭЦ на местных видах топлива и т.д.

Для полного обеспечения потребностей в тепловой энергии часть существующих котельных переводится в пиковые режимы работы.

### **4.3. Энергетическая эффективность**

**Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии тепловыми электростанциями ЕЭС России по отчетным данным 2006-2007-2010 годов составляет около 333-334,3 гут/кВтч, что соответствует усредненному кпд ТЭЦ на отпуск электрической энергии около 37%.**

По итогам 2010 года после ПГУ-ТЭЦ наиболее экономичным видом установленного оборудования тепловых электростанций являются теплофикационные энергоблоки ТЭЦ на давлении пара 240 и 130 кгс/см<sup>2</sup> с промежуточным перегревом пара, имеющие наименьшие удельные расходы топлива на отпуск электрической энергии 280,2 и 290,7 гут/кВтч соответственно.

**Наименьший удельный расход топлива на выработку электрической энергии в 2010 году имели ПГУ-ТЭЦ – 237,5 гут/кВтч (усредненное значение для ПГУ-ТЭЦ всех диапазонов мощностей, при удельном расходе условного топлива на выработку тепловой энергии = 137,4 кг ут/Гкал.**

Традиционные паросиловые энергоблоки большой мощности исчерпали свои технологические возможности: с промперегревом пара и давлением пара 240 кгс/см<sup>2</sup> имеют удельный расход топлива на выработку электрической энергии около 280 гут/кВтч и больше, что больше, чем удельный расход топлива на ПГУ-ТЭЦ малой и средней мощности. Далее повышать параметры пара технологически сложно. **На смену паросиловым энергоблокам приходят современные парогазовые технологии (ПГУ-ТЭЦ большой мощности).**

**Поэтому ПГУ-ТЭЦ большой мощности также с промежуточным перегревом пара и высокими параметрами пара имеют потенциальное преимущество, и соответственно снижению удельного расхода топлива на производство электрической энергии и повышению удельной выработки электроэнергии на базе теплового потребления, выше, чем блоки средней и малой мощности. КПД таких блоков по выработке электрической энергии в конденсационном режиме выше 52%. В качестве примера энергоблоки ПГУ-ТЭЦ фирмы GE типа «Н» имеют кпд по выработке электрической энергии до 60%.**

**Усредненный годовой коэффициент использования топлива зависит от графика загрузки ПГУ-ТЭЦ по тепловой и электрической энергии и составляет величину 65-75%, при максимальном значении до 85%. Значительная часть тепловой энергии ТЭЦ уходит через систему охлаждения конденсатора, так ПГУ-ТЭЦ, работая в конденсационном режиме, сбрасывает через конденсатор более 25% тепловой энергии.**

Достаточно часто система теплоснабжения крупного населенного пункта имеет слабые связи с ТЭЦ и параллельно с ТЭЦ в этом населенном пункте имеются котельные, работающие в базовых режимах. При этом **ТЭЦ большой мощности не будет обеспечиваться максимально возможная электрическая и тепловая нагрузка, поэтому при наличии альтернативной поставки электрической**

**энергии и мощности ТЭЦ может быть недогружена по электрической энергии и мощности.**

Усредненный годовой коэффициент использования топлива (КИТ) зависит от графика загрузки ПГУ-ТЭЦ по тепловой и электрической энергии и составляет величину 65-75%, при максимальном значении до 85%.

Исходя из выше изложенного, для большинства тепловых электростанций на органическом топливе в России кпд на отпуск электрической энергии составляет 30-50%, при среднем около 37%.

Между значениями КИУМ и удельными расходами топлива на выработку электрической энергии существует корреляционная связь: чем меньше удельный расход топлива, тем выше значения КИУМ.

Произведенная на ТЭЦ большой мощности электрическая энергия на ПС трансформируется в электрическую энергию высокого напряжения (220 кВ и выше) и выдается единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть (сети ОАО «ФСК»), средние потери в сетях ФСК составляют около 3,5-4,0%, в сетях МЭС Северо-Запада – около 5%.

Затем электрическая энергия поступает на понижающие трансформаторные подстанции и передается в распределительные сети 35-110 кВ (сети МРСК и АО «Энерго»), где усредненные потери составляют около 10%.

На понижающих ТП 35-110/6-10 кВ трансформируется в электрическую энергию с напряжением 6-10 кВ и поступают потребителям.

Это общая схема. Конечно, имеются частности, как например ТП глубокого ввода, отдельные потребители получают электрическую энергию для энерготехнологического оборудования напряжением 35 кВ и т.д., но эти частности не существенно меняют общее представление.

**Таким образом, на потери в сетях уходит более 15% отпущенной в сети электрической энергии без учета трансформации электрической энергии на повышающей и понижающих подстанциях (220 кВ и выше).**

**Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии парогазовой ТЭЦ малой и средней мощности составляет в конденсационном режиме около 250 г/кВтч, в теплофикационном – около 200-220 г/кВтч, соответствует кпд ТЭЦ на отпуск электрической энергии 48-54%.**

Из изложенного следует, что удельные расходы топлива и кпд на отпуск электрической энергии парогазовых ТЭЦ всех диапазонов мощностей в конденсационном и теплофикационных режимах работы сопоставимы.

Усредненный годовой КИТ зависит от графика загрузки ПГУ-ТЭЦ по тепловой и электрической энергии и составляет величину 70-80%, при максимальном значении до 85%, что связано с более высокой тепловой и электрической загрузкой.

ТЭЦ, работая в теплофикационном режиме, имеет существенно меньше потери тепловой энергии через конденсатор, поскольку является элементов системы теплоснабжения населенного пункта. Существующие котельные при

необходимости переводятся в пиковые режимы работы, уменьшается объем котельного оборудования и затраты на его текущую эксплуатацию и ремонт.

**Для ТЭЦ малой и средней мощности, в связи с оптимальных выбором мощности, обеспечивается высокая электрическая и тепловая нагрузка.**

**Территориально ТЭЦ малой и средней мощности размещена в непосредственной близости от потребителей в центре электрических и тепловых нагрузок.**

Вся производимая электрическая энергия ТЭЦ малой мощности передается непосредственно в сети напряжением 6-10 кВ для потребителей.

ТЭЦ средней мощности, как правило, до 50% электрической энергии передает в сети 6-10 кВ, остальное - в сети 35-110 кВ потребителям, находящимся на расстоянии не более 5-10 км.

Вследствие этого уменьшаются потери в сетях 110 кВ, так как отпадает необходимость передачи больших объемов электрической энергии по протяженным линиям электропередач.

В качестве примера: подстанции 110 кВ г.Сланцы запитаны от ПС Кингисеппская 330/110 кВ по воздушным линиям электропередачи протяженностью 55-60 км. При строительстве ПГУ-ТЭЦ в г.Сланцы электрической мощностью 80 МВт, на эту мощность разгружаются сети 110 кВ от ПС Кингисеппская 330/110 кВ.

При принятых потерях в данных сетях в размере 10% (фактически более 10%) и объеме выдачи электрической энергии потребителям г.Сланцы от ПГУ-ТЭЦ в объеме 600 млн.кВтч/год, в абсолютном выражении размер потерь составит около 60 млн.кВтч/год. ПС Кингисеппская 330/110 кВ с учетом потерь разгрузится на 89 МВт, появится возможность без реконструкции ПС Кингисеппская 330/110 кВ выдать электрическую энергию и мощность в Усть-Лужский транспортно-технологический комплекс порядка 90 МВт мощности.

**Таким образом, при строительстве ТЭЦ малой и средней мощности существенно снижаются потери в сетях, присущие для ТЭЦ большой мощности в размере более 15% произведенной электрической энергии, уменьшаются потери в протяженных сетях 35-110 кВ в связи с их разгрузкой.**

#### **4.4. Затраты на строительство ТЭЦ**

**4.4.1. Строительство ТЭЦ большой мощности** предполагает необходимость выделения большого земельного участка от 30 Га, что не всегда возможно в непосредственной близости от электрических и тепловых нагрузок.

При этом, если полностью строится новая станция вдали от другой станции приходится вкладывать значительные средства в строительство всех видов инженерных сетей: электрические, тепловые, газовые, водоснабжения и водоотведения и т.д.

**Поэтому, как правило, в настоящее время очередные энергоблоки с целью сокращения затрат на строительство (реконструкцию) внешней инженерной инфраструктуры размещаются на территории действующих станций или в непосредственной близости от них, например, объекты ОГК-2.**

Сроки строительства ТЭЦ большой мощности: ПГУ-ТЭЦ 3-5 лет, угольной 4-5 лет.

Количество производителей энергетического оборудования большой мощности в мире ограничено (около 10), что приводит к монополизации и более длительному сроку изготовления оборудования.

Затраты на основное оборудование составляют 900-1200 \$ за кВт мощности. Строительство в границах красной линии 1500 – 1600 \$ за кВт мощности.

Затраты на проектирование и строительство внешних сетей с учетом платы за подключение к инженерной инфраструктуре 50-200 \$ за кВт мощности.

Проектирование и пуско-наладочные работы до 10% от стоимости проекта.

**В итоге удельные затраты на строительство парогазовой ТЭЦ большой мощности составляют 1700-2000 \$ за кВт мощности.**

Приведем конкретные примеры:

1. Строительство двух энергоблоков Адлерской ТЭЦ мощностью 360 МВт, ориентировочной стоимостью 21700 млн.рублей, удельная стоимость 60000 руб/кВт при курсе 1\$=30 рублей будет 2000\$/кВт.

2. Строительство энергоблока ПГУ-420 на Череповецкой ГРЭС мощностью 420 МВт, ориентировочной стоимостью 24259 млн.рублей, удельная стоимость 57760 руб/кВт при курсе 1\$=30 рублей будет 1925 \$/кВт.

3. Строительство энергоблока ПГУ-420 на Серовской ГРЭС мощностью 420 МВт, ориентировочной стоимостью 22580 млн.рублей, удельная стоимость 53760 руб/кВт при курсе 1\$=30 рублей будет 1792 \$/кВт.

Если при росте нагрузок потребителей исчерпаны пропускные возможности электрических сетей, то для обеспечения передачи электрической энергии необходимо строительство электрических сетей в среднем по РФ обойдется дополнительно 200-300 \$ за кВт мощности.

Общие удельные затраты для решения проблемы энергоснабжения территорий могут составить 1900- 2300 \$ за кВт мощности.

При этом не учитывается стоимость кредитных ресурсов.

Строительство энергоблока занимает 3-5 лет. Поэтому с учетом стоимости кредитов (10% годовых), графиков финансирования фактические затраты на момент ввода объекта в эксплуатацию увеличиваются до 1,4-1,50 раза и составят 1,4-1,5 (1800-2000)= 2500-3000 \$/кВт.

**4.4.2. Строительство ТЭЦ малой и средней мощности предполагает необходимость выделения небольшого земельного участка 1-5 Га.**

Как правило, для ТЭЦ также используются существующие виды инженерных сетей: электрические, тепловые, газовые, водоснабжения и водоотведения, оборудование и системы существующих котельных и т.д. с незначительными затратами на технологическое присоединение и их реконструкцию. Реконструкцию системы теплоснабжения сетей возможно осуществлять на основе механизма государственно-частного партнерства без использования инвестиционных средств проекта или в рамках тарифного регулирования после ввода ТЭЦ в эксплуатацию, что также приводит к

**существенному сокращению затрат на реализацию инвестиционного проекта, а также платы за технологическое подключение к тепловым сетям.**

### **Сроки строительства ТЭЦ малой и средней мощности 2-3 года.**

Количество производителей энергетического оборудования в мире значительно, что приводит к высокой конкуренции и более короткому сроку изготовления оборудования.

Затраты на оборудование и материалы составляют 1000-1300 \$ за кВт мощности. Строительство в границах красной линии 1500 – 1700 \$ за кВт мощности (блочное строительство).

Затраты на проектирование и строительство, подключение к инженерным сетям, платы за подключение к инженерным сетям максимально 300-400 \$ за кВт мощности.

Проектирование и пуско-наладочные работы до 10% - около 200\$ за кВт.

**Общие удельные затраты на строительство парогазовой ТЭЦ малой и средней мощности составляют 2000-2300 \$ за кВт мощности.**

Строительство энергоблока занимает 2-3 года. Поэтому с учетом стоимости кредитов (10% годовых) и графика финансирования проекта, фактические затраты на момент ввода объекта в эксплуатацию увеличиваются до 1,2-1,3 раза и составят 1,2-1,3 (2000-2300) = 2400-3000 \$/кВт.

**Общие удельные затраты почти равны:**

- более высокая стоимость оборудования ТЭЦ малой и средней мощности компенсируется снижением затрат на строительство за счет блочного комплектования оборудования, применения облегченных конструкций зданий, унификации оборудования, типовых проектов и т.д.;
- затраты на присоединение к инженерным сетям несколько выше для ТЭЦ малой и средней мощности по сравнению с энергоблоком большой мощности в случае его размещения на площадке существующей станции (при размещении строительстве новой станции с «нуля» внешняя инженерная инфраструктура увеличится дополнительно 200-300 \$ за кВт мощности, а с учетом обслуживания кредитных ресурсов: 300-400 \$ за кВт мощности).

**При росте нагрузок потребителей не требуются значительные затраты на строительство электрических сетей.**

Общий объем инвестиций в 3-10 меньше, чем для строительства ТЭЦ большой мощности. При поочередном вводе в эксплуатацию энергоблоков возврат инвестиций начинается с момента ввода в эксплуатацию каждого энергоблока.

Появляется возможность адаптивно управлять реализацией проектов в зависимости от финансовых возможностей и других факторов, снижаются риски ухудшения экономических показателей проектов, что невозможно для блоков большой мощности (каждый блок имеет большую мощность).

При возникновении проблемы с финансированием или других негативных факторов, как например, меньшая загрузка станции по

сравнению с прогнозными нагрузками, возможна пауза в строительстве очередного энергоблока без ухудшения экономических показателей проекта в целом.

Строительство каждого энергоблока является отдельным проектом со своим бизнес-планом и экономическими показателями. В связи с этим появляется возможность выстроить систему приоритетов и последовательность в реализации проектов на территории региона.

Это общие подходы, но каждый объект уникален, поэтому при наличии больших постоянных электрических и тепловых нагрузок, как правило, конечно, целесообразнее строить энергоблок большой мощности.

#### **4.4.3. Унификация применяемого оборудования на ТЭЦ**

Это важное условие для сокращения сроков строительства и стоимости затрат на проект.

В этом случае снижается:

- стоимость оборудования вследствие значительного увеличения объема закупок оборудования;
- проектных работ за счет разработки типовых проектов в рамках красной линии;
- стоимость строительно-монтажных работ, сокращаются сроки строительства.

Поэтому пути идут во многих энергокомпаниях, включая ОГК-2, Мосэнерго, но применительно к объектам малой и средней энергетики, которых потенциально в РФ может быть построено больше сотни масштаб унификации может быть существенно больше.

Унификация оборудования ТЭЦ малой и средней мощности это отдельное важное направление политики государства, за которое будут биться не только производители энергетического оборудования, но и различные федеральные органы власти, политические партии.

Например, ОАО «Газпром» в качестве агрегатов для газоперекачивающих станций выбрал газотурбинные двигатели фирмы GE (итальянская площадка, машины 5000 серии) мощностью на электрический привод более 30 МВт и кпд – при нормальных условиях – около 35%, куплена лицензия на их производство, сервисное обслуживание и ремонт, объемы поставки на ГПС ОАО «Газпром» более 100 единиц. Эти двигатели хорошо подходят в качестве газотурбогенераторов в составе ПГУ-ТЭЦ, ГТУ-ТЭЦ.

Отечественные производители также заинтересованы поучаствовать в этой теме. Важно иметь перспективность, возможность технологического совершенства этих двигателей. Так, правильно выбранная базовая конструкция LM-2500, MS5002 GE в начале 60-х годов прошлого столетия позволила им технологически развиваться до настоящего времени и иметь применение в различных сферах энергетики, включая судовые установки. У отечественного морского газотурбостроения для этого диапазона мощностей была также выбрана удачная двухкомпрессорная схема, которая имеет хорошую перспективу развития, но это отдельные вопросы совершенства технологического оборудования ТЭЦ.

Кроме этого, имеются другие известные фирмы производители энергетического оборудования: Siemens, Alstom, Caterpillar, Hitachi и т.д.

Изготовителей газопоршневых агрегатов еще больше.

**За счет унификации оборудования можно снизить стоимость проекта, для ТЭЦ большой мощности до 5%, а ТЭЦ малой и средней мощности до 10%.**

**В этом случае стоимость строительства ПГУ-ТЭЦ малой и средней мощности составит 1800-2100 \$ за кВт мощности, а с учетом стоимости кредитных ресурсов 2200-2700 \$ за кВт мощности.**

#### **4.4.4. Отдельный вопрос строительства газопоршневых электростанций блочной конструкции малой и средней мощности**

Срок реализации данного проекта - 12-18 месяцев.

Выдача электрической энергии и мощности для мини-ТЭЦ на классе напряжения 0,4 кВ, реже –дополнительно на классе напряжения 6-10 кВ. Для ТЭЦ большой мощности на различных классах напряжения.

Как правило, их размещают в том месте, где имеется вся внешняя инженерная инфраструктура с целью минимизации затрат.

**Удельная стоимость проекта 1500-2000 \$ за кВт мощности, очень просты в эксплуатации, имеют примерно одинаковые с ГТУ ресурсные характеристики: 40- 50 тыс. часов работы до заводского ремонта, меньше по сравнению с ГТУ изменяется номинальная мощность агрегатов и кпд от температуры наружного воздуха.** Для средне и низкооборотных дизелей ресурсные характеристики выше ГТУ и сопоставимы даже с паротурбинным оборудованием.

Поэтому многие промышленные предприятия приобретают газопоршневые электростанции.

Среди недостатков необходимо отметить достаточно высокую стоимость технического обслуживания, высокий расход масла, более низкий кпд по выработке электрической энергии, чем на ПГУ-ТЭЦ – 40-45%.

Однако, если мощность ТЭЦ менее 15 МВт, или мощность ТЭЦ до 25 МВт набирается поэтапно, то предпочтительней иметь газопоршневую электростанцию. Также они хороши в условиях переменных нагрузок, состав работающих ГПА подбирается с учетом обеспечения их нагрузкой порядка 80-90%.

Для более мощных агрегатов, более 2,0 мВт рекомендуется с целью повышения ресурсных характеристик иметь более низкие обороты ГПА (500-750 об/мин). Так фирма Wartsila выпускает ГПА Wartsila 18V50SG мощностью 18,3 МВт с 500 об/мин и кпд по выработке электрической энергии - 48,6%, общий КИТ около 85% .

**В мире имеются реализованные проекты газопоршневых ТЭЦ мощностью более 100 МВт.**

#### 4.5. Сравнительный анализ эксплуатационных характеристик

Эффективность использования установленной мощности электростанций характеризуется коэффициентом использования установленной мощности (КИУМ). Значение коэффициента использования установленной мощности электростанции зависит от многих факторов: типа установленного оборудования, готовности оборудования к несению максимальной (минимальной) нагрузки, участия оборудования в режимах глубоких разгрузок и покрытия «пиковых» нагрузок суточных диспетчерских графиков или работа оборудования в базовом режиме с постоянной нагрузкой, величины тепловой нагрузки (для ТЭЦ), уровня водохранилища (для ГЭС), от степени конкурентности цены за электрическую и тепловую энергию и т.д.

Комплексная оценка работы объектов генерации лучше всего проследить по отчетам РАО «ЕЭС России» за последние годы существования. В настоящее время, к сожалению, эта работа в рамках Российской Федерации ни кем не проводится.

По данным РАО «ЕЭС России» [5-9] динамика значений коэффициентов использования установленной электрической мощности по электростанциям России за 2003-2012 представлена в таблице 1А, 1Б, 1С. Она демонстрирует постепенное повышение загрузки генерирующих мощностей, КИУМ в 2010 году по сравнению с 2003 годом вырос на 3,6%, и прежде всего по ТЭС с 46,9% до 52,5% в 2008 году, затем снизился и снова вырос до 52,4% в 2012 году. В целом по Российской Федерации КИУМ ТЭС за эти годы колебался в пределах 48-53%.

Постепенное повышение КИУМ связано с ростом энергопотребления в РФ до уровня 1991 года (периода распада СССР и резкого падения объемов энергопотребления).

В отдельных субъектах РФ значение КИУМ колебалось от 37,7 на Дальнем Востоке до 66,9% в ОЭС Урала.

В течение 2003-2012 года последовательно рос КИУМ атомных электростанций, который в настоящее время находится почти на пределе технологических возможностей – 82,4%.

##### **Коэффициенты использования установленной мощности по видам оборудования ТЭС**

В период 1998 по 2010 годы по конденсационным энергоблокам электростанций наблюдается увеличение коэффициентов использования установленной мощности, наибольшее значение имеют энергоблоки 800 МВт до 74,1% и 200 МВт до 57,9%, 150 МВт – 59,9%, диапазон изменения КИУМ по конденсационным блокам от 32,2% до 74,1%.

По теплофикационному оборудованию в целом также наблюдается рост коэффициента использования установленной мощности: максимальное значение блоков 300Т, 200Т, 150Т: 70-82,6%

Коэффициент использования установленной мощности многих ТЭЦ в летний период составляет  $k=0,3-0,4$  не более для станций с параметрами пара  $P_0=130 \text{ кг/см}^2$  и  $t_0=555 \text{ }^\circ\text{C}$ , а станции с параметрами пара  $P_0=35 \text{ кг/см}^2$  и  $t_0=440 \text{ }^\circ\text{C}$ , имеют коэффициент использования установленной мощности еще более низкий  $k=0,2-0,3$ , так как значительно

уступают по экономичности работы в конденсационном режиме мощным энергоблокам с промежуточным перегревом пара.

**Вместе с тем КИУМ теплофикационных блоков существенно отличается от конденсационных и имеют значения 60-80%.**

**ПГУ-ТЭЦ имеют также КИУМ 55-70%.** Исключение составляет Северо-западная ТЭЦ г.Санкт-Петербурга, на которой КИУМ энергоблоков составляет 65-90%, что связано с выполнением контрактных поставок электрической энергии на экспорт в Финляндию. Как это изменится в связи с резким уменьшением поставок электрической энергии и мощности в Финляндию летом 2012 года и далее пока не известно.

**В конечном итоге КИУМ по видам оборудования ТЭС определяется текущей нагрузкой потребителей и удельным расходом топлива.**

**По этим данным ПГУ-ТЭЦ малой и средней мощности вследствие более высокой загрузки имеют КИУМ - 70-80%. При этом они также имеют высокую загрузку по отпуску тепловой энергии, что приводит к увеличению коэффициента полезного использования топлива, снижению удельных расходов топлива, увеличению объема отпускаемой электрической и тепловой энергии.**

**Один из существенных недостатков при формировании программ развития объектов генерации в Российской Федерации - отсутствие анализа существующих и перспективных тепловых нагрузок.**

Так, в качестве примера, анализ развития генерации на Урале в Пермском Крае также страдает этим недостатком. В настоящее время осуществляется строительство энергоблока ПГУ-410 МВт на Пермской ГРЭС ОГК-1, что нашло отражение в утвержденной в 2012 году Программе и Схеме развития энергетики Пермского Края на 2013-2017 годы, Схеме и программе развития единой энергосистемы России на 2012-2018 годы.

При этом по сетям 500 кВ от Пермской ГРЭС частично обеспечивается энергоснабжения Березниковско-Соликамского промышленного узла, имеющего значительные неиспользованные круглосуточные технологические тепловые нагрузки.

Если потенциал тепловых нагрузок предприятий Березниковско-Соликамского промышленного узла использовать полностью при определении мощности местных ТЭЦ, то будет обеспечена вся потребность в электрической энергии и мощности промышленного узла, а также часть электрической энергии и мощности по тем же линиям электропередач поставлялась бы г.Пермь, а не наоборот. Так только по существующим и перспективным тепловым нагрузкам одного предприятия - ОАО «БСЗ» было бы правильно предусмотреть строительство ПГУ-ТЭЦ мощностью более 200 МВт.

Аналогичная ситуация на Северо-Западе РФ в Архангельской области. Для обеспечения энергоснабжения Архангельского ЦБК при существующих тепловых нагрузках должна строиться ПГУ-ТЭЦ не 120-150 МВт, а больше 200 МВт. При этом в дальнейшем, при реконструкции ТЭЦ ТГК-2 в Архангельской области, потребовались бы меньшие электрические мощности, обеспеченные тепловой нагрузкой. По итогам 2011 года ТЭЦ ТГК-2 в районе г.Архангельск имеют

удельные расходы топлива на выработку электрической энергии немного более высокие, чем в среднем по РФ, но существенно более высокие, чем для ПГУ-ТЭЦ:

- Архангельская ТЭЦ мощностью 450 МВт – 316,6 гут/кВтч;
- Северодвинская ТЭЦ – 1 мощностью 188,5 МВт – 372,1 гут/кВтч
- Северодвинская ТЭЦ-2 мощностью 410 МВт - 330,0 гут/кВтч

**Таким образом, при оптимизации схемы электро и теплоснабжения территорий КИУМ ТЭС, размещенных на этих территориях будет увеличиваться, а с учетом большой тепловой нагрузки затраты на производство электрической энергии будут уменьшаться, за счет перераспределения их на тепловую энергию.**

Так, в 2008 году ВНИПИЭнергопром по г.Санкт-Петербург подсчитал размер экономии газового топлива при переходе на когенерацию и переводу котельных в пиковый режим работы в объеме более 2 млрд. куб м газа в год, а это составляющие только по экономии потребления газа. Получается, что в тот период времени котельные работали в базе, а тепло, получаемое от ТЭЦ, выбрасывалось через градирни в атмосферу. За прошедшее время ситуация в Санкт-Петербурге начала меняться в лучшую сторону: построено (реконструировано) значительное количество ТЭЦ: Василеостровская ТЭЦ (ПГУ -50 МВт), Первомайская ТЭЦ-14 (2хПГУ-180 МВт), Южная ТЭЦ (425 МВт), Юго-Западная ТЭЦ (185 МВт), Правобережная ТЭЦ-5 (ПГУ-463 МВт). В 2013 году планируется ввод в эксплуатацию БТЭЦ-2 ЗАО «ГСП ТЭЦ» мощностью 110 МВт (Колпино), осуществляется строительство второго блока Юго-Западной ТЭЦ.

#### **4.6. Общие итоговые сравнительные характеристики ТЭЦ различной мощности**

**Общие итоговые характеристики приведены в табличной форме.**

1. Общие удельные затраты на строительство парогазовой ТЭЦ большой мощности с учетом стоимости кредитных ресурсов, составляют 2500-3000 \$ за кВт мощности, малой и средней мощности – 2400-3000 \$ за кВт мощности.

Более высокая стоимость оборудования ПГУ-ТЭЦ малой и средней мощности компенсируется снижением затрат на строительство за счет блочного комплектования оборудования, применения облегченных конструкций зданий, снижения затрат на присоединение к инженерным сетям, сокращением сроков строительства, унификацией оборудования, разработкой типовых проектов.

Кроме этого стоимость проекта зависит от многих частных факторов, так например, если при росте нагрузок потребителей исчерпаны пропускные возможности электрических сетей, то строительство электрических сетей в среднем по РФ для ПГУ-ТЭЦ большой мощности обойдется дополнительно на 200-300 \$ за кВт мощности. Общие удельные затраты составят 2700-3300 \$ за кВт мощности.

Для ПГУ-ТЭЦ малой и средней мощности снижаются риски при одинаковой мощности ТЭЦ в целом. Так при общей мощности 200 МВт в ряде случаев можно построить один энергоблок большой мощности или несколько энергоблоков средней мощности. Поэтапный ввод энергоблоков позволит адаптивно управлять

проектами, в зависимости от изменения внешних факторов, что снижает риски проекта.

**Но в целом стоимости реализации проектов сопоставимы.**

2. Сроки строительства энергоблоков ПГУ-ТЭЦ большой мощности: 3-5 лет, малой и средней мощности 2-3 года.

3. Теплофикационные ПГУ-ТЭЦ имеют КИУМ 55-80%, как правило, около 55%-60% т.е. годовая загрузка мощности ниже, отпуск тепловой энергии на кВт отпущенной электрической энергии меньше, чем для ПГУ-ТЭЦ малой и средней мощности.

ПГУ-ТЭЦ малой и средней мощности имеют КИУМ - 55-80%, как правило, - 75-80%. При этом они имеют высокую среднегодовую загрузку по отпуску тепловой энергии, что приводит к увеличению коэффициента полезного использования топлива, снижению удельных расходов топлива. Территориально ТЭЦ малой и средней мощности размещена в непосредственной близости от потребителей в центре нагрузок.

4. КПД ПГУ-ТЭЦ большой мощности по выработке электрической энергии составляет величину - 52-56%, до 60% в зависимости от режимов работы и температуры наружного воздуха.

КПД ТЭЦ малой и средней мощности по выработке электрической энергии составляет величину - 48-54% в зависимости от режимов работы и температуры наружного воздуха, т.е. незначительно ниже.

Но уже среднегодовой расход топлива для ПГУ-ТЭЦ различной мощности больше зависит от климатической зоны размещения станции, температуры наружного воздуха, КИУМ, графиков электрических тепловых и тепловых нагрузок и других факторов.

Среднегодовой удельный расход условного топлива ПГУ-ТЭЦ различной мощности в 2010 году на выработку электрической энергии – 237,5 гут/кВтч при удельном расходе топлива на выработку тепловой энергии - 137,4 кг/Гкал.

5. Для ПГУ-ТЭЦ малой и средней мощности более высокая итоговая цена продажи электрической энергии и мощности прямым потребителям на классе напряжения 6-10 кВ (2,5-3,0 руб/кВтч) и оптовый (розничный) рынок электрической энергии мощности на классе напряжения 110 кВ (1,7-2,1 руб/кВтч), чем для ПГУ-ТЭЦ большой мощности на оптовом рынке электрической энергии мощности на классе напряжения 220 кВ и выше (1,0-1,30 руб/кВтч).

**Каждый проект уникален, в данном материале посредством усредненных показателей выполнен анализ. Проектанты и строители в процессе реализации конкретного проекта ищут способы снижения затрат и улучшения в целом характеристик проекта.**

**Но в среднем, как итог дисконтированный период окупаемости проектов ПГУ-ТЭЦ большой мощности потенциально - более 10 лет, для ПГУ-ТЭЦ малой и средней мощности от 6 до 10 лет.**

**Основные недостатки проектов ПГУ-ТЭЦ большой мощности: незначительные присоединенные тепловые нагрузки, более низкие значения КИУМ, и низкая итоговая цена на электрическую энергию и мощность на более высоком классе напряжений.**

## **V. Сравнительный анализ комбинированной выработки тепловой и электрической энергии и развития теплоснабжения на основе котельных**

### **5.1. Котельные, как объекты инвестиций**

Как правило, тариф на производство тепловой энергии на котельной, использующей природный газ или уголь 1000- 1200 руб/Гкал, для мазута – около 2000 руб/Гкал. Тариф на транспорт тепловой энергии 200-400 руб/Гкал. Тариф на транспорт тепловой энергии зависит от технических и других особенностей тепловых сетей населенного пункта, потерь тепла и теплоносителя. Таким образом, конечный тариф для потребителей на газовом топливе или угле 1200-1600 руб/Гкал.

**Это реалии, на основании которых готовы сотрудничать администрации всех уровней и депутаты муниципальных образований при рассмотрении проекта строительства энергоисточника: сохранение тарифов и их рост в соответствии с индексом дефлятора на период окупаемости проекта.**

При этом мы понимаем, что стоимость тепловой энергии, произведенной на современной автоматизированной котельной с учетом инвестиционной составляющей в тарифе в 2012 году, составляла 1500-1700 руб/Гкал. Кроме этого затраты на транспорт тепловой энергии: 200-400 руб/Гкал и инвестиционная составляющая в реконструкцию тепловых сетей (300-400 руб/Гкал). Экономически обоснованный тариф на тепловую энергию составит 2000-2500 руб/Гкал, как правило, против такого скачка тарифа будут местные депутаты и администрации региона и муниципальных образований.

Поэтому реконструкцией тепловых сетей, как правило, жертвуют. Тогда при тарифе на производство тепловой энергии при реконструкции котельной с учетом возврата инвестиций: 1500-1700 руб/Гкал и тарифе на транспорт тепловой энергии (200-400 руб/Гкал) конечный тариф будет 1700-2100 руб/Гкал. Получается снова больше приведенного выше конечного тарифа (1200-1600 руб/Гкал). Этот пример характерен для многих населенных пунктов, включая актуальный для нас г.Тихвин в Ленинградской области.

При этом не будет источника средств на реконструкцию тепловых сетей, будут большие потери тепла и теплоносителя в сетях, что приведет к росту затрат на транспорт тепловой энергии и снизится качество теплоснабжения. Потребители начинают протестовать, снижается собираемость платежей по теплу.

Если тепловые сети «МРТЭ» взяты в аренду у администрации МО, то снизится рентабельность производства тепловой энергии по предприятию, что приведет к задержке возврата инвестиций по котельной (котельным). Необходимо вкладывать средства в реконструкцию сетей, но без повышения тарифов на транспорт, возврат этих средств не обеспечен. Возникает трудноразрешимая вялотекущая во времени ситуация. При этом администрации всех уровней не спешат принимать непопулярные решения.

Если тепловые сети находятся в управлении у другого предприятия, то администрации всех уровней понимают, что котельная построена, введена в эксплуатацию, не куда не денется, необходимо думать о тарифе на транспорт, тогда при очередном тарифном регулировании в рамках индекса дефлятора поднимают тариф на транспорт, замедляя или останавливая рост тарифа на производство тепла, что приведет снова к срыву возврата инвестиций по котельной (котельным).

На это может накладываться наличие альтернативного источника поставки тепловой энергии. При нахождении тепловых сетей в эксплуатации у сторонней организации, могут уменьшить отбор тепла.

Данные риски и ситуации необходимо учитывать при вхождении проект, а также во время реализации проекта, если они возникают.

## **5.2. МЭЦ малой и средней мощности, как объекты инвестиций**

### **5.2.1. Совершенно иная модель возникает при строительстве не котельной, а ТЭЦ**

Цена продажи электрической энергии и мощности на напряжении 6-10 кВ в РФ более 2,5 руб/кВтч (2500 руб/тыс. кВтч), тариф на тепловую энергию на коллекторе газовой котельной с учетом инвестиционной составляющей 1500-1700 руб/Гкал (1290-1462 руб/тыс.кВтч), что существенно ниже по стоимости.

У этого факта в качестве продолжения имеются два аспекта:

- весь промышленный и эксплуатирующий станции энергетический мир «бьется» над решением задачи повышения доли выработки электрической энергии при сжигании определенного количества топлива;

- при строительстве когенерации инвестиции возвращаются, прежде всего, за счет продажи электрической энергии и мощности, технологического подключения к электрическим сетям, а также по договорам ДПМ.

Экономически обоснованный предельный тариф на тепловую энергию на коллекторе ПГУ-ТЭЦ с учетом реализации более дорогой электрической энергии, инвестиционной составляющей на основе комбинированной выработки тепловой и электрической энергии составит 700-800 руб/Гкал. Конечный тариф:  $(700-800) + (200-400) = 900-1200$  руб/Гкал.

Поэтому котельная, как источник тепловой энергии, не может составить конкуренцию ПГУ-ТЭЦ.

При сохранении конечного тарифа 1500-1600 руб/Гкал для населенного пункта не только попадаем в требуемый администрациями диапазон конечного

тарифа, но и появляется инвестиционная составляющая на реконструкцию тепловых сетей в объеме 400-700 руб/Гкал.

Если на этом остановиться и не взять в аренду тепловые сети, то у администраций МО два пути: снизить на эту разницу тариф на тепловую энергию или, более вероятный, разработать программу реконструкции тепловых сетей и вложить эти средства в сети, находящиеся зачастую в аренде или собственности других частных структур.

Поэтому для нас наиболее приемлемый вариант не потерять эти средства, что можно осуществить на основе долгосрочной аренды тепловых сетей с правом дальнейшего выкупа.

При этом разрабатывается программа реконструкции тепловых сетей и при сохранении конечного тарифа средства вкладываются в их реконструкцию, также дополнительным средством возврата инвестиций будет являться плата за технологическое присоединение к тепловым сетям.

В итоге наращивается собственность «МРТЭ», возвращаются средства по технологическому присоединению к тепловым сетям, вложенные на этапе строительства энергоисточника. В целом за теплоснабжение отвечает «МРТЭ», снижаются потери тепла и теплоносителя в тепловых сетях и улучшается качество теплоснабжения населенного пункта, следовательно, это положительно влияет на собираемость средств за потребленную тепловую энергию. Вся система теплоснабжения: производство и транспорт находятся у МРТЭ (дочернего зависимого общества).

Кроме этого, в отдельных случаях котельные выделяют из когенерации для повышения тарифов, например как предполагалось в г. Новодвинск Архангельской области, но это другая история.

**5.2.2. В части электроснабжения строительство ТЭЦ** снижает потери в электрических сетях, соответственно снижает затраты на транспорт электрической энергии электросетевых предприятий, объемы реконструкции электрических сетей, при существенном дефиците средств на их реконструкцию, что в целом повышает надежность и экономичность обеспечения электроснабжения экономики и социальной сферы.

Учитывая наличие затрат при строительстве ТЭЦ, связанных с технологическим присоединением к электрическим сетям, в ряде случаев целесообразно создание своей электросетевой организации, которая будет аккумулировать средства, связанные с технологическим присоединением к электрическим сетям и возвращать средства, вложенные в электрические сети на этапе строительства, как например, предполагается при реализации проекта в г. Всеволожск.

Кроме этого, строительство электрических сетей будет осуществляться за счет инвестиционной составляющей в тарифе и амортизационных отчислений.

**5.2.3. Предварительно оценивая риски сбыта произведенной электрической и тепловой энергии,** необходимо отметить, что строительство ТЭЦ оптимизирует систему энергоснабжения территории, это самый технически лучший вариант

обеспечения теплом и электрической энергией, имеющий минимальные удельные расходы топлива на производство электрической и тепловой энергии). ТЭЦ обеспечивает:

- 40-50% потребности в теплоснабжении территории, остальное производится на пиковой водогрейной котельной;
- не более 70% присоединенных электрических нагрузок, остальной объем электрической энергии и мощности поставляется по электрическим сетям.

Поэтому для оценки риска возврата инвестиций не критично падение объемов энергопотребления территории.

Риск, связанный со сбытом тепловой энергии, при наличии альтернативы, также снижается за счет долгосрочной аренды тепловых сетей или вхождения в долю собственности или полное приобретение тепловых сетей.

Кроме этого, для дополнительного снижения риска электрической загрузки станции схема выдачи мощности предусматривает выдачу электрической энергии по сетям 6-10 кВ непосредственно потребителям территории.

**В целях дальнейшего снижения рисков лучше создание сбытовой организации – гарантирующего поставщика, который будет закупать электрическую энергию на розничном и оптовом рынках электрической энергии и мощности.**

## **VI. Общие выводы по инвестиционной привлекательности проектов строительства ТЭЦ малой и средней мощности в РФ**

**Подведем итоги выше приведенной информации:**

- 1. Мощность ТЭЦ должна быть оптимальна и обоснована существующими и перспективными тепловыми и электрическими нагрузками, обеспечивающая высокий КИУМ (более 60%).**
- 2. Как правило, котельные в качестве альтернативы не могут составить конкуренцию ТЭЦ малой и средней мощности.**
- 3. Строительство когенерационных установок внесет существенный вклад в решение следующих задач:**
  - по обеспечению устойчивого, надежного энергоснабжения потребителей Российской Федерации и энергетической безопасности в соответствии с потребностями социально-экономического развития РФ и субъектов РФ;
  - повышению энергетической эффективности производства, транспорта и потребления топливно-энергетических ресурсов;
  - внедрение рыночных механизмов в сфере топливно-энергетического комплекса.
- 4. Строительство когенерационных установок позволит решить задачи, поставленные в Концепции долгосрочного социально-экономического**

**развития Российской Федерации, утвержденной распоряжением правительства Российской Федерации от 17 ноября 2008 года № 1662-р:**

- сбалансированное развитие электроэнергетической отрасли, создание в ней оптимальной, экономически обоснованной структуры генерирующих мощностей и электросетевых объектов с целью надежного обеспечения потребителей страны электроэнергией и теплом;

- минимизация потерь в электрических и тепловых сетях, а также уменьшение удельных расходов топлива на производство электроэнергии и тепла за счет внедрения передовых технологий и современного высокоэкономичного оборудования;

- решение социально-экономических задач по повышению надежности и качеству энергоснабжения, снижение расходов населения и промышленных предприятий за предоставленные услуги по поставке электрической и тепловой энергии, повышение конкурентоспособности отечественных товаропроизводителей;

- осуществление поэтапного сокращения уровней воздействия на окружающую среду объектов электроэнергетики за счет внедрения наилучших экологически безопасных мировых технологий при строительстве новых и реконструкции существующих предприятий электроэнергетики;

- обеспечение существенного роста инвестиций в электроэнергетику для масштабного ввода новых энергетических мощностей и замены устаревшего оборудования;

- изменение структуры спроса на электроэнергию и существенное повышение эффективности производства, передачи и потребления электроэнергии, что может компенсировать до 70 - 75 процентов прироста энергетических потребностей.

#### **Основное содержание эффекта от строительства ТЭЦ малой и средней мощности:**

1. Ликвидирует дефицит поставки электрической и тепловой энергии в населенных пунктах и промышленным предприятиям в интересах социально-экономического развития территорий.

2. Активизирует процессы модернизации и оптимизации систем энергоснабжения (тепло и электро) населенных пунктов и промышленных предприятий в РФ. Как приведено выше, внедрение ТЭЦ малой и средней мощности без роста тарифов на тепловую и электрическую энергию, в отличие от вариантов реконструкции существующих котельных, создают условия и формируют источники финансирования для реконструкции и модернизации тепловых сетей.

Реконструкция тепловых сетей приведет снижению потерь в тепловых сетях и к замедлению роста тарифов на транспорт тепловой энергии.

3. Существенно снизятся потери в электрических сетях, затраты на строительство электросетевых объектов, что приведет к значительному замедлению роста тарифов на электрическую энергию с учетом инфляции и к снижению платы за присоединение к электрическим сетям.

4. Снизятся объемы топливопотребления (общий потенциал топливосбережения 25-30% от объемов топливопотребления на обеспечение территорий равным количеством тепловой и электрической энергии);

5. Снижается себестоимость производства электрической и тепловой энергии.

6. Осуществляется загрузка российских производителей энергетического оборудования и строительных организаций с объемами 1-2 млрд. \$ в год, с обеспечением занятости более 50 тыс. населения, поступления налогов в бюджеты всех уровней.

**Строительство когенерационных установок является инвестиционно-привлекательным направлением деятельности в электроэнергетике с периодом окупаемости 6-10 лет, все остальные проекты, как например строительство электрических сетей, реализуются за счет инвестиционной составляющей в тарифах и платы за присоединение к электрическим сетям, а ТЭЦ дополнительно, - по механизму стимулирования на основе договоров на поставку мощности.**

**При этом в массовом сознании на уровне министерств и ведомств закреплено, что электрические сети не инвестиционно-привлекательный вид деятельности и никогда не окупится, тогда зачем их строить, если в ряде случаев можно в качестве альтернативы построить ПГУ-ТЭЦ малой или средней мощности без существенной реконструкции электрических сетей.**

В настоящее время сформирован мощный механизм лоббирования строительства электрических сетей в Российской Федерации, средства необходимые для этого вида деятельности закладываются в тарифы на электрическую энергию и мощность (технология RAB регулирования). **При цене на природный газ в несколько раз ниже, чем в Европе, конечные цены на электрическую энергию и мощность для потребителей становятся сопоставимыми.** Затраты на транспорт электрической энергии и мощности, в которых находится инвестиционная составляющая на строительство электрических сетей непомерно возросли.

Особо резким сигналом стало сокращение объемов экспорта электрической энергии и мощности в Финляндию в 2012 году, рассмотрение многими крупными предприятиями вопросов строительства собственных энергоисточников.

**Вместе с тем, важно отметить и другие возможные сдерживающие факторы развития малой и средней энергетики в РФ со стороны отдельных участников этого процесса:**

1. Сбытовые компании также обоснованно опасаются, что в результате строительства ТЭЦ, инвестором может быть создана своя сбытовая компания и объем продаж электрической энергии и мощности у них уменьшится.

2. Многие предприятия тепловых сетей в результате реформы органов местного самоуправления в РФ входят в сферу бизнеса руководителей органов местного самоуправления и региональных руководителей. Для примера бюджет среднего поселения численностью до 10 тысяч человек составляет до 300

млн.рублей и все средства по статьям расписаны, а выручка предприятия тепловых сетей, обслуживающее такое поселение, сопоставима с бюджетом поселения.

**Все эти факторы необходимо учитывать при бизнес-планировании и оценке рисков реализации проекта, но это отдельная тема.**

**Необходимо отметить особую роль ОАО «Газпром» в решении вопроса строительства ТЭЦ малой и средней мощности, что связано с рядом обстоятельств:**

1. В собственности ОАО «Газпром» находится большое количество объектов генерации, и эта организация объективно заинтересована в сбалансированном подходе по развитию электроэнергетики РФ, снижении лидирующих позиций электросетевого лобби в органах государственной власти России, ущемляющих интересы генерации.

2. В Российской Федерации требуется строительство несколько сотен объектов малой и средней генерации. Если принять в среднем мощность энергоблока 50 МВт, то сотня этих энергоблоков стоит порядка  $50000 \times 2000 \times 100 = 10$  млрд.долларов США.

Необходима разработка продуманной программы строительства ТЭЦ малой и средней мощности в РФ в составе Схемы и программы развития Единой энергетической системы России, региональных энергетических программ. Это уже элемент государственной политики, который по плечу только такой крупной структуре, как ОАО «Газпром».

3. Разработанная программа развития энергетики РФ наглядно продемонстрирует места размещения объектов крупной генерации, а также необходимые объемы электросетевого строительства. Позволит избежать ситуации, что построенная малая и средняя энергетика вытеснит с рынка объекты крупной энергетики ОАО «Газпром».

**С позиций макроэкономики проекты строительства ПГУ-ТЭЦ малой и средней мощности занимают особую нишу.**

Как известно, мировой экономический кризис – проверка на прочность экономик государств. Одни из них выйдут из кризиса еще более ослабевшими, другие, осуществляя диверсификацию и модернизацию производств, - укрепят свои позиции в мировой экономике. **Диверсификация и модернизация производств – это реализация инвестиционных проектов.**

Топливо-энергетический комплекс оказывает существенное влияние на развитие экономики России и вносит основной вклад в развитие инфляционных процессов. За период с 1992 года по 2010 год уровень инфляции в стране был более 10%, который, прежде всего, определялся непосредственно или косвенно ростом тарифов (цен) на электрическую и тепловую энергию и топливо.

Это определяло высокую ставку рефинансирования центрального банка России, которая находилась вблизи значений уровня инфляции в стране: по сентябрь 2009 года больше 10%, а с февраля 2010 по настоящее время 7,75-8,25%. Для сравнения значения рекомендуемых фиксированных годовых ставок на период до 8,5 лет в январе 2013 странам OECD года по EUR – 1,61%, а по USD – 1,70%, а 12-месячная процентная ставка EURIBOR – 0,621%.

**Рост цен на энергоресурсы напрямую связан с уровнем инфляции и ставками рефинансирования Центрального банка России. Это основные параметры, влияющие друг на друга и экономику Российской Федерации, как систему управления.**

Высокая процентная ставка (стоимость кредитных ресурсов) ставит крест на реализации многих инвестиционных проектов за счет привлечения отечественных кредитных ресурсов. Поэтому многие крупные компании реализуют проекты на основе и условиях OECD.

Строительство ТЭЦ малой и средней мощности позволит снизить затраты на производство электрической и тепловой энергии в РФ, явится катализатором реализации проектов по реконструкции тепловых сетей и других объектов ЖКХ РФ, что положительно повлияет на снижение уровня инфляции, а в конкретном регионе – улучшит инвестиционный климат.

Если строительство ста ПГУ-ТЭЦ мощностью 50 МВт потребует инвестиции в объеме  $50000 \times 2000 \times 100 = 10$  млрд.\$, то реконструкция тепловых сетей дополнительно потребует 20-25%, тоже, - реконструкция системы водоснабжения и водоотведения.

В целом, что такое сто ПГУ-ТЭЦ? Это около двух станций на субъект РФ, где имеется природный газ, по всей РФ их можно построить существенно больше, для обоснованного понимания объема необходима Программа.

**Строительство ТЭЦ малой и средней мощности создаст условия для социально-экономического развития регионов и территорий, а это совершенно иные объемы инвестиций.**

## **VII. Отдельные аспекты реализации инвестиционных проектов по строительству ТЭЦ малой и средней мощности**

### **1. Строительство ПГУ-ТЭЦ должно решать следующие задачи:**

1.1. Технические, технологические и финансовые предложения, разработанные в бизнес-плане должны иметь приемлемые для нас характеристики и учитывать все составляющие по сокращению затрат на строительство, а в дальнейшем, на эксплуатацию объекта.

1.2. Снижение дефицита поставки электрической энергии в населенных пунктах и промышленным предприятиям в интересах их социально-экономического развития, решение локальной задачи энергоснабжения предприятий и территорий в целом.

1.3. Повышение надежности, качества и эффективности обеспечения потребителей электрической и тепловой энергией на основе:

- оптимизации структуры генерирующих мощностей и системы энергоснабжения;
- снижения затрат на производство электрической и тепловой энергии, повышения энергетической эффективности при производстве, транспорте и потреблении топливно-энергетических ресурсов и, прежде всего, минимизации

потери в электрических и тепловых сетях, на основе генпланов территорий, разработки генеральных схем электроснабжения территорий и схемы теплоснабжения территорий и принятия оптимальных технических решений.

1.4. Снижение объемов топливопотребления на обеспечение территорий равным количеством тепловой и электрической энергии.

1.5. Осуществление поэтапного сокращения уровней воздействия на окружающую среду объектов электроэнергетики, уменьшение выбросов в атмосферу вредных веществ, снижение водопотребления.

## **2. Мощность ТЭЦ:**

- малой мощности от 1 до 25 МВт;
- средней – от 25 до 160 МВт.

Кроме этого, желательна следующая типизация по мощности ТЭЦ:

1. При мощности станции свыше 25 МВт возникают дополнительные требования по электросетевому строительству, связанному с работой на оптовом рынке электрической энергии и мощности. Как следствие, станции электрической мощностью 30 МВт, как правило, будут проигрывать по основным показателям бизнес-плана станциям мощностью до 25 МВт. Этот отрицательный эффект компенсируется при мощности энергоблоков станций 40-60 МВт.

2. Второй диапазон мощностей энергоблоков порядка 80-120 МВт.

3. Третий диапазон мощностей порядка 120-180 МВт.

Для каждого диапазона мощностей имеется большой выбор состава энергетического оборудования различных производителей, но это отдельный вопрос, связанный с унификацией оборудования.

## **3. Выбор состава оборудования ТЭЦ**

Характеристики оборудования ПГУ-ТЭЦ должны обеспечить загрузку станции в условиях функционирования рыночных механизмов в электроэнергетике. Это означает, что характеристики оборудования ПГУ-ТЭЦ по эффективности должны быть сопоставимы с существующими ТЭЦ.

При выборе оборудования ПГУ-ТЭЦ средней мощности необходимо учитывать характеристики основных конкурентов в виде паросиловых теплофикационных ТЭЦ, имеющих удельный расход топлива на отпуск электрической энергии около 275-290 гут/кВтч, что соответствует КПД на отпуск электрической энергии – 42-45%. При этом удельные затраты на строительство энергоблока существенно ниже.

Поэтому для работы в составе ПГУ-ТЭЦ необходимо выбирать высокотемпературные ГТУ с высокими параметрами газа на выходе (на входе в котел-утилизатор) и высокой экономичностью.

У данных представителей газов турбин КПД на номинальном режиме работы составляет 33-37%, температура уходящих газов – 480-550<sup>0</sup>С, что создает условия для реализации паротурбинного цикла достаточно высокой экономичности с параметрами пара 470-520<sup>0</sup>С и давлением пара выше 40 кгс/см<sup>2</sup>.

В этом случае удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии парогазовой ТЭЦ малой и средней мощности может составить в конденсационном

режиме около 250 г/кВтч, в теплофикационном – около 200-220 г/кВтч, что соответствует КПД ТЭЦ на отпуск электрической энергии 48-54%.

**Для территорий и предприятий с малыми электрическими и тепловыми нагрузками конкурентная среда изменяется и требования к характеристикам мини-ТЭЦ снижаются.**

В итоге в Основных положениях (Концепции) технической политики в электроэнергетике России на период до 2030 г., разработанной РАО «ЕЭС России» в 2008 году в концентрированном виде изложены технические требования к ГТУ мощностью 1-25 МВт:

- применение ГТУ рекомендуется только в составе мини-ТЭЦ;
- температура газов на выходе 400 °С и выше;
- КПД (электрический) при мощности:
  - от 1 до 4 МВт, (без теплофикации) не менее 24%
  - от 4 до 8 МВт – не менее 26%;
  - от 8 до 15 МВт – не менее 30%;
  - от 15 до 25 МВт – не менее 34 %;
- назначенный ресурс не менее 100 тыс.ч;
- интервал между капитальными ремонтами не менее 25 тыс.ч;
- автоматизация всех технологических процессов;
- минимальный штат обслуживающего персонала;
- комплектация системой утилизации тепла;
- компактность и блочность поставки;
- быстрота строительства зданий и монтажа оборудования.

В качестве критики Основных положений необходимо отметить следующее:

1. КПД электрический в диапазоне мощностей от 1 МВт до 8 МВт должен быть не менее 30%, иначе более предпочтительным вариантом будет применение газопоршневых установок, имеющих КПД - 40% и выше.

2. Дополнительно к этим неплохим требованиям желательно добавить интервал между капитальными (заводскими) ремонтами не менее 40 тыс.ч., а также наличие ремонтной и сервисной базы в Российской Федерации

В любом случае данные требования носят рекомендательный, предварительный характер для их последующего учета при подготовке конкретного бизнес-плана строительства ПГУ-ТЭЦ.

**Кроме этого, при выборе оборудования, необходимо учитывать стоимость сервисного и ремонтного обслуживания, затрат на текущую эксплуатацию в целом.**

**Эти аспекты также желательно учитывать при решении вопроса унификации оборудования.**

#### **4. Оптимизация при разработке бизнес-планов строительства ТЭЦ малой и средней мощности с учетом затрат на строительство и эксплуатацию**

Для снижения затрат на строительство и эксплуатацию ПГУ-ТЭЦ малой и средней мощности, формирования и учета индивидуальных особенностей, включая кредитные аспекты, одновременно на уровне предварительного технико-экономического обоснования прорабатываются несколько вариантов проекта.

Также для одного региона прорабатывается несколько проектов на различных территориях, которые в дальнейшем по приоритетам ранжируются.

При этом затраты, связанные с внешними сетями должны, как правило, минимизированы. Каждый объект оценивается по определенной системе критериев.

Это отдельная достаточно сложная тема, но в качестве примера, бессмысленно рассуждать о мощности ТЭЦ 100 МВт, если техническая возможность газоснабжения составляет 8 тыс.куб.м/час, при годовом объеме газоснабжения около 70 млн.куб.м/год. **Нам необходимо определить значения граничных условий по различным параметрам и провести процедуру оптимизации внутри этих граничных условий.**

#### **Основные критерии обоснования выбора ТЭЦ в целом:**

##### **4.1. Вид и график электрических и тепловых нагрузок.**

Как упоминалось ранее, при строительстве ТЭЦ малой и средней мощности не стоит задача полного энергообеспечения территории, а только в оптимальных объемах в соответствии с присоединенными нагрузками и фактическими графиками электрических и тепловых нагрузок, при этом КИУМ по выработке электрической энергии должен быть не менее 60%.

В этом вопросе имеются два аспекта:

- ТЭЦ должна работать в параллель с энергосистемой;
- вид и графики фактических нагрузок, величины присоединенных тепловых и электрических нагрузок, прежде всего, являются основой выбора электрической и тепловой мощности ТЭЦ, определения границ проекта и решения оптимизационной задачи.

**Основное правило: лучше ошибиться и принять мощность ТЭЦ несколько меньше оптимальной, чем необоснованно предложить большую мощность станции.**

##### **4.2. Земельный участок**

Наличие одного или нескольких вариантов земельных участков, приближенных к инженерной инфраструктуре и нагрузкам, для сравнительного анализа вариантов по всем критериям.

##### **4.3. Газоснабжение**

4.3.1. Наличие технической возможности газоснабжения газом высокого или среднего давления.

4.3.2. Расчет сравнительного экономического эффекта при строительстве и эксплуатации по различным вариантам присоединения к газовым сетям, выбранной мощности и местам размещения ПГУ-ТЭЦ.

##### **4.4. Электроэнергетика**

4.4.1. Анализ существующей системы энергоснабжения применительно к территории по всем уровням напряжения: сети ФСК ЕЭС, АО «Энерго» и других энергоснабжающих предприятий и организаций, проблемы и пути решения с учетом текущих и перспективных нагрузок и Схемы развития электрических сетей, перечень потенциальных потребителей.

4.4.2. Проработка альтернативных вариантов: мощности и места размещения станции, схем выдачи мощности с учетом топологии электрических сетей и потребителей, Генплана развития поселения и Схемы территориального развития района и региона. Приоритетным прорабатывается возможность и целесообразность выдачи мощности по сетям 6-10 кВ.

4.4.3. Сбор данных и анализ существующих и перспективных электрических нагрузок, фактических графиков нагрузок суточных: в рабочие и выходные дни, летом и зимой при различных температурах наружного воздуха, среднемесячных за три последних полных года.

4.4.4. Предварительная проработка Схемы выдачи мощности.

4.4.5. Расчет затрат на присоединение к электрическим сетям и выдачи мощности, расчет сравнительного экономического эффекта по различным вариантам выбора мощности, места размещения ПГУ-ТЭЦ, схем выдачи мощности по сетям 35-110 кВ и 6-10 кВ, прогнозным нагрузкам и объемам реализации электрической энергии по каждому классу напряжения.

#### **4.5. Теплоснабжение**

4.5.1. Анализ существующей системы теплоснабжения территории, проблемы и пути решения с учетом текущих и перспективных нагрузок, Схемы теплоснабжения, муниципальных и региональных программ в сфере теплоснабжения и электроэнергетики, Генплана развития поселения, Схем территориального развития района и региона.

4.5.2. Сбор данных и анализ существующих и перспективных присоединенных тепловых нагрузок, фактических графиков нагрузок суточных: в рабочие и выходные дни, летом и зимой при различных температурах наружного воздуха, среднемесячных за три последних полных года.

4.5.3. Проработка альтернативных вариантов: тепловой мощности и места размещения станции, схем выдачи тепловой мощности с учетом существующей перспективной схемы теплоснабжения территории, генплана развития территории с учетом возможности использовать оборудование существующих котельных и ТЭЦ (химводоподготовка, система водоснабжения и водоотведения, система газоснабжения и т.д.).

4.5.4. Расчет затрат на присоединение к тепловым сетям и их реконструкцию, расчет сравнительного экономического эффекта по различным вариантам выбора мощности, места размещения ПГУ-ТЭЦ, систем присоединения к тепловым сетям, существующим и прогнозным нагрузкам и объемам реализации тепловой энергии.

#### **4.6. Водоснабжение и водоотведение**

4.6.1. Анализ существующей системы водоснабжения и водоотведения территории, проблемы и пути решения с учетом текущих и перспективных нагрузок, Генплана развития поселения и Схемы территориального развития района и региона.

4.6.2. Проработка альтернативных вариантов мощности и размещения ПГУ-ТЭЦ с учетом текущей и перспективной схем водоснабжения и водоотведения с учетом существующей перспективной схемы теплоснабжения территории, генплана развития территории.

4.6.3. Сравнительный расчет затрат на обеспечение водоснабжения и водоотведения, а также текущих эксплуатационных затрат на водоснабжение и водоотведение по различным вариантам выбора мощности, места размещения ПГУ-ТЭЦ, схем теплоснабжения, прогнозным нагрузкам и объемам реализации тепловой энергии.

**4.7. Учет различных рисков, связанных с обоснованием выбора ТЭЦ**  
Это отдельная тема.

**4.8. Интегральная сравнительная оценка вариантов и выбор оптимального варианта**

4.8.1. Расчет текущих эксплуатационных затрат на производство электрической и тепловой энергии и основных характеристик бизнес-плана по различным вариантам выбора мощности, места размещения станции и другим вышеприведенным критериям.

4.8.2. Интегральная сравнительная оценка различных вариантов мощности и размещения ПГУ-ТЭЦ по приведенным выше критериям отбора.

4.8.3. Выбор оптимального варианта мощности и места размещения ПГУ-ТЭЦ, схемы выдачи мощности, схемы присоединения к системе теплоснабжения, газоснабжения, водоснабжения и водоотведения, системы охлаждения и т.д.

**По отдельным составляющим процедура обоснования может быть упрощена, а по отдельным составляющим могут возникнуть дополнительные факторы.**

Исп. Морозов В.И.  
22 февраля 2013 года

Таблица 1А

**Динамика коэффициента использования установленной мощности по электростанциям России  
В 2003-2012 годах (данные НП АПБЭ по 2010 г. включительно, данные ОАО «СО ЕЭС» 2011-2012 г.)**

| Типы электростанций        | Коэффициент использования установленной мощности, % |      |      |      |      |      |      |      |      |      |  |
|----------------------------|-----------------------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|--|
|                            | 2003                                                | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |  |
| В целом по России          | 48,4                                                | 49,1 | 49,7 | 51,4 | 51,9 | 52,8 | 50,1 | 52   |      |      |  |
| В том числе,               |                                                     |      |      |      |      |      |      |      |      |      |  |
| ТЭС                        | 46,9                                                | 46,9 | 48,1 | 50,2 | 50,6 | 52,5 | 47,9 | 50,9 | 52,9 | 52,4 |  |
| ГЭС                        | 39,8                                                | 44,6 | 43,1 | 43,8 | 43,6 | 40,5 | 42,6 | 40,6 | 39,9 | 39,5 |  |
| АЭС                        | 75,6                                                | 72,8 | 72,2 | 74,7 | 77   | 79   | 80,1 | 81,7 | 81,4 | 82,4 |  |
| Электростанции пром. пред. |                                                     |      |      |      |      |      |      |      | 57,6 | 57,4 |  |

Таблица 1Б

**Коэффициенты использования установленной мощности по ЕЭС России и ОЭС в 2008-2009 годах  
(данные ОАО «СО ЕЭС»)**

| ОЭС               | 2008 |      |      |                  |      | 2009 |      |                  |     |     |
|-------------------|------|------|------|------------------|------|------|------|------------------|-----|-----|
|                   | ТЭС  | ГЭС  | АЭС  | Эл.ст. пром.пред | ТЭС  | ГЭС  | АЭС  | Эл.ст. пром.пред | ТЭС | АЭС |
| ЕЭС России        | 54,6 | 40,3 | 79,6 | 55,4             | 49,4 | 42,9 | 80,3 | 53,8             |     |     |
| ОЭС Центра        | 49,5 | 22,1 | 77,1 | 60,7             | 42,9 | 25,5 | 80,2 | 61,3             |     |     |
| ОЭС Средней Волги | 44,8 | 37,6 | 89,3 | 50,3             | 40,1 | 38,3 | 89,3 | 50,7             |     |     |
| ОЭС Урала         | 66,7 | 39,0 | 77,5 | 74,0             | 62,8 | 36,7 | 76,5 | 71,7             |     |     |
| ОЭС Северо-Запада | 43,9 | 53,9 | 75,9 | 48,9             | 43,2 | 55,0 | 72,1 | 45,7             |     |     |
| ОЭС Юга           | 52,9 | 42,2 | 92,4 | 31,5             | 47,7 | 43,1 | 95,0 | 26,3             |     |     |
| ОЭС Сибири        | 57,4 | 42,1 | ---  | 47,0             | 48,7 | 45,6 | ---  | 44,9             |     |     |
| ОЭС Востока       | 40,3 | 28,5 | ---  | 18,4             | 37,8 | 35,3 | ---  | 20,3             |     |     |

Коэффициенты использования установленной мощности по ЕЭС России и ОЭС в 2010-2012 годах  
(данные ОАО «СО ЕЭС»)

Таблица 1В

| ОЭС                   | 2010 |      |      |                   | 2011 |      |      |                   | 2012 |      |      |                   |
|-----------------------|------|------|------|-------------------|------|------|------|-------------------|------|------|------|-------------------|
|                       | ТЭС  | ГЭС  | АЭС  | Эл.ст<br>про.пред | ТЭС  | ГЭС  | АЭС  | Эл.ст<br>про.пред | ТЭС  | ГЭС  | АЭС  | Эл.ст<br>про.пред |
| ЕЭС России            | 52,9 | 40,8 | 81,6 | 56,0              | 52,9 | 39,9 | 81,4 | 57,6              | 52,4 | 39,5 | 82,4 | 57,4              |
| ОЭС Центра            | 47,3 | 23,6 | 80,7 | 54,7              | 47,3 | 21,7 | 78,5 | 58,9              | 45,2 | 20,7 | 93,3 | 59,1              |
| ОЭС Средней<br>Волги  | 42,1 | 33,4 | 90,5 | 48,8              | 43,3 | 32,9 | 92,5 | 46,7              | 46,8 | 36,2 | 90,1 | 51,3              |
| ОЭС Урала             | 66,9 | 28,7 | 74,8 | 77,2              | 66,2 | 29,7 | 80,9 | 77,7              | 64,6 | 31,6 | 80,8 | 74,8              |
| ОЭС Северо-<br>Запада | 46,4 | 50,8 | 75,8 | 46,3              | 47,2 | 47,1 | 76,6 | 48,3              | 44,9 | 52,5 | 67,9 | 49,2              |
| ОЭС Юга               | 50,4 | 40,6 | 89,3 | 32,0              | 50,7 | 37,1 | 90,2 | 36,8              | 49,3 | 39,1 | 89,5 | 24,5              |
| ОЭС Сибири            | 53,5 | 44,4 | ---- | 51,0              | 51,4 | 44,7 | ---- | 47,6              | 55,5 | 41,1 | ---  | 49,0              |
| ОЭС Востока           | 37,7 | 39,2 | ---- | 19,2              | 42,0 | 34,5 | ---- | 21,0              | 45,4 | 39,8 | ---- | 45,4              |

**Коэффициенты использования установленной мощности  
по видам оборудования ТЭС и годам (по данным НП АПБЭ)**

| Группа<br>оборудования     | Коэффициенты использования установленной мощности, % |             |             |             |             |             |             |             |  |  |
|----------------------------|------------------------------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|--|--|
|                            | 1998                                                 | 2004        | 2005        | 2006        | 2007        | 2008        | 2009        | 2010        |  |  |
| <b>Всего ТЭС</b>           | <b>45</b>                                            | <b>47,9</b> | <b>49,6</b> | <b>51,9</b> | <b>52,1</b> | <b>54,4</b> | <b>49,5</b> | <b>52,7</b> |  |  |
| Блоки 1200                 | 34,6                                                 | 38,1        | 40          | 44,6        | 44,2        | 46,6        | 44,6        | 32,2        |  |  |
| Блоки 800                  | 49,6                                                 | 58,7        | 62,9        | 66,0        | 74,1        | 74,3        | 70,3        | 73          |  |  |
| Блоки 500                  | 39,5                                                 | 38,1        | 38,9        | 45,2        | 40,6        | 56,6        | 48,0        | 56,3        |  |  |
| Блоки 300К                 | 40,9                                                 | 39,7        | 40,8        | 46,7        | 46,7        | 47,7        | 41,0        | 49,7        |  |  |
| Блоки 200К                 | 44,3                                                 | 50,6        | 52,6        | 55,8        | 56,1        | 57,9        | 51,6        | 57,7        |  |  |
| Блоки 150К                 | 36,7                                                 | 38,4        | 40,2        | 46,3        | 47,6        | 59,9        | 48,0        | 52,8        |  |  |
| КЭС-90                     | 36,1                                                 | 37,3        | 39          | 37,1        | 42,1        | 44,6        | 40,2        | 41,9        |  |  |
| Блоки 300Т                 | 0                                                    | 70,7        | 68,4        | 76,4        | 69,2        | 82,6        | 81,0        | 67,2        |  |  |
| Блоки 200Т                 | 0                                                    | 83,5        | 93          | 97,3        | 65,0        | 76,2        | 75,0        | 74,6        |  |  |
| ТЭЦ-130 ПП                 | 65,2                                                 | 65,1        | 67,1        | 63,3        | 62,4        | 65,1        | 66,0        | 75,1        |  |  |
| Блоки 150Т                 | 92,6                                                 | 74,9        | 90,7        | 77          | 78,3        | 79,4        | 66,1        | 69,8        |  |  |
| ТЭЦ-240                    | 61,6                                                 | 70,1        | 69          | 72,4        | 72,0        | 70,0        | 62,3        | 64,2        |  |  |
| ТЭЦ-130                    | 45,4                                                 | 48,5        | 49,8        | 50,6        | 51,5        | 53,2        | 48,4        | 49,2        |  |  |
| ТЭЦ-90                     | 45,8                                                 | 46          | 47,2        | 47,1        | 42,8        | 42,8        | 40,3        | 40,2        |  |  |
| Несерийное<br>оборудования | 37,9                                                 | 33,1        | 31,2        | 30,3        |             |             |             |             |  |  |
| ПГУ                        | 67,7                                                 | 69,3        | 55,1        | 59,3        | 47,6        | 52,1        | 60,7        | 60,7        |  |  |
| ГТУ                        | 11,4                                                 | 15,7        | 18,6        | 20,5        | 22,3        | 21,9        | 22,1        | 26,4        |  |  |
| Прочее                     | 32,2                                                 | 34,1        | 33,9        | 35          | 33,2        | 34,5        | 30,0        | 30,8        |  |  |

Редакция от 22 февраля 2013 года  
Исп. В.И. Морозов

## **Литература:**

1. Энергетическая стратегия России на период до 2020 года, утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 28 августа 2003 года №1234-р
2. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года, утвержденная распоряжением правительства РФ от 13 ноября 2009 года №1715-р.
3. Основные положения (Концепция) технической политики в электроэнергетике России на период до 2030 года
4. Концепция долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации до 2030 года, утвержденная распоряжением правительства Российской Федерации от 17 ноября 2008 года № 1662-р
5. Функционирование и развитие электроэнергетики Российской Федерации в 2005 году
6. Функционирование и развитие электроэнергетики Российской Федерации в 2006 году
7. Функционирование и развитие электроэнергетики Российской Федерации в 2010 году
8. Отчет о функционировании ЕЭС России в 2010 году
9. Отчет о функционировании ЕЭС России в 2012 году
10. Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2012-2018 годы.