



**Некоммерческое партнерство
«НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ СОВЕТ
Единой энергетической системы»**



Основана в 1724 году

*Российская академия наук
Научный совет по проблемам
надёжности и безопасности
больших систем энергетики*

УТВЕРЖДАЮ

Председатель Научного Совета РАН
по проблемам надёжности и
безопасности больших систем энергетики,
Председатель Научно-технической
коллегии НП «НТС ЕЭС»,
член-корреспондент РАН,
д.т.н., профессор

А.Ф. Дьяков

«6 » марта 2015 г.

ПРОТОКОЛ

совместного заседания Научного совета РАН по проблемам надёжности
и безопасности больших систем энергетики и Научно-технической
коллегии НП «НТС ЕЭС» на тему:

**«Рассмотрение результатов технологического и ценового аудита
инвестиционного проекта строительства Артемовской ТЭЦ»**

27 февраля 2015 года

№ 2/15

г. Москва

Присутствовало: 59 чел.

Со вступительным словом выступил

Председатель научного Совета РАН по проблемам надёжности и безопасности больших систем энергетики, Председатель Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС», член-корр. РАН, д.т.н., профессор **А.Ф. Дьяков**. Он отметил, что рассмотрение Советов представлено шесть вариантов обоснования инвестиций. Необходимо ответить, какой вариант проектировщик рекомендует и по каким критериям. Абсолютных критериев выбора варианта нет, Артемовская ТЭЦ (АТЭЦ) является элементом системы развития энергетики региона Дальнего Востока, и многими показателями связана с социально-экономическим развитием Приморского края. При выборе приоритетного инвестиционного проекта никак не отражена экологическая составляющая проекта. Никак не отражена позиция

Администрации Приморского края по выбору топлива для АТЭЦ, а отсюда многое следует: и социально-экономическая обстановка в регионе и выбор типа оборудования для АТЭЦ. При выборе варианта газового топлива не рассмотрены перспективы трудоустройства людей, занятых на добыче угольного топлива. Докладчики должны ответить на эти вопросы.

С докладом на тему «Разработка обоснования инвестиций в реализацию приоритетного инвестиционного проекта по строительству Артемовской ТЭЦ» выступил **А.А. Надеяев** — главный инженер проекта, Иркутский филиал ЗАО «СибНТЦ». Ниже изложены основные положения доклада.

Артемовская ТЭЦ (АТЭЦ) входит в состав ОАО «Дальневосточная генерирующая компания», филиал «Приморская генерация». Станция обеспечивает более 40 % потребности региона в электрической энергии и является единственным источником централизованного теплоснабжения в Артемовском городском округе.

Существующая АТЭЦ имеет установленную электрическую мощность 400 МВт, тепловую — 215 Гкал. Схема теплоснабжения для города — закрытая, для посёлка — открытая. Режим работы ТЭЦ осуществляется по тепловому графику с конденсационной догрузкой в летний период. Годовое число часов использования установленной электрической мощности составляет 5500 – 6000 ч. Тепловая схема станции выполнена с поперечными связями по основным потокам пара и воды.

Строительство станции осуществлялось в 30 – 40 годы прошлого столетия. Главный корпус АТЭЦ был построен в 1936 г. Основная часть проектно-сметной документации на существующие здания и сооружения утеряна.

Визуальным осмотром выявлено, что строительные конструкции зданий имеют большой процент износа, не отвечают современным строительным требованиям. Для зданий, подлежащих реконструкции, необходимо выполнить инструментальное обследование и последующее усиление с целью приведения их к современным строительным нормам.

В настоящее время на АТЭЦ используются каменные и бурые угли месторождений Приморского края и угли других регионов: ургальского, черемховского, нерюнгринского, хакасского, кузнецкого, уртуйского.

Основание выполнения работ

- Комплексная программа развития электроэнергетики Дальневосточного федерального округа (ДФО) на период до 2025 г., утверждённая приказом Минэнерго России от 16.05.2012 г. № 257.
- Государственная программа Российской Федерации «Социально-экономическое развитие дальнего Востока и Байкальского региона», утверждённая Распоряжением Правительства Российской Федерации от 29.03.2013 г. № 466-р.
- Договор от 29.10.2013 г. № 13-237/231-П «Разработка обоснования инвестиций в реализацию приоритетного инвестиционного проекта по строительству Артемовской ТЭЦ», заказчик ООО «ЭФ-ТЭК».

- Техническое задание на разработку обоснования инвестиций в реализацию приоритетного инвестиционного проекта по строительству и реконструкции объектов генерации в рамках разработки Программы перспективного развития энергетического комплекса на территории ДФО в зоне ответственности холдинга ОАО «РАО Энергетические системы Востока» до 2025 года.

Котлоагрегаты

На АТЭЦ установлено 10 котлоагрегатов.

Два котлоагрегата ст. № 3 («Комбайшн») и № 4 («Бабкок и Вилькоккс») очереди среднего давления с параметрами острого пара $P_0=33$ кгс/см², $t_0= 425$ °С и производительностью по 120 т/ч. Котлоагрегаты модернизированы с переводом на циклонно-вихревое сжигание мазута на ст. № 3 и угля в ст. № 4 в предтопках ДВПИ. В декабре 2005 г. была произведена консервация котлов очереди среднего давления без выполнения необходимого ремонта. По котлу ст. № 3 поданы документы на его списание.

Восемь котлоагрегатов БКЗ-220-100Ф очереди высокого давления с параметрами острого пара $P_0=100$ кгс/см², $t_0= 540$ °С и производительностью 220 т/ч каждый. Котлоагрегат ст. № 6 (БКЗ-220-100Ф) находится на реконструкции по программе технического перевооружения и реконструкции. Котлоагрегаты ст. №№ 7 – 13 находятся в эксплуатации.

Котлоагрегат ст. № 10 был реконструирован с заменой горелок на щелевые, установленные в два яруса и заменой топки на газоплотную.

Водозаборный узел на р. Артёмовка введён в эксплуатацию в 1936 г. В состав водозаборного узла входят: водозаборный ковш; дамбы водозаборного ковша; русловой водосброс; водосливная плотина; насосная станция подачи воды на ТЭЦ; водоводы подпитки ТЭЦ от насосной станции.

Золошлакоотвалы

АТЭЦ имеет два золошлакоотвала (ЗШО). Оба ЗШО расположены в пойме р. Кневичанка на расстоянии одного км от ТЭЦ. В каждом ЗШО имеется по две секции. В основании ЗШО залегают илы и суглинки.

В настоящее время эксплуатируется ЗШО № 1, на котором выполнено наращивание дамбы после проведённой ранее биологической рекультивации. ЗШО № 2 — II класса, максимальная проектная высота ЗШО составляет 20 м (6 ярусов дамб), эксплуатировался с 1974 г. ЗШО № 2 был заполнен до проектной отметки в 2013 г.

Отвод хозяйственных бытовых и производственных сточных вод с основной территории промплощадки через насосную промстоков осуществляется на ЗШО с возвратом осветлённой воды в оборотный цикл станции. Другая часть — дождевые и талые стоки с территории автотранспортного цеха и выносного ОРУ-220 совместно с продувочными водами оборотной системы охлаждения конденсаторов турбин поступают в обход очистных сооружений и после смешения отводятся в р. Кневичанку.

Топливо

Главным критерием выбора основного оборудования АТЭЦ является топливо. При выборе топлива для генерирующей станции необходимо

руководствоваться имеющимися ресурсами. В Приморском крае активно развивается газификация. Однако учитывая огромную социальную ответственность и необходимость обеспечения топливной безопасности, Минэнерго России была разработана «Долгосрочная программа развития угольной промышленности России (ДПРУПР) на период до 2030 г.», утвержденная распоряжением Правительства РФ от 24 января 2012 г. № 14-р. Согласно ДПРУПР в регионах Дальнего Востока запланирован рост угледобычи с 31,3 в 2015 г. до 52,9 млрд т к 2030 г. Доля угледобычи Восточной Сибири возрастет с 25,8 до 32 %, Дальнего Востока — с 9,7 до 15,2 %. Данная информация позволяет сделать вывод о смещении ориентиров в сторону угольной генерации Дальнего Востока.

Варианты обоснования инвестиций

В табл. 1 приведены сроки и стоимости реализации вариантов инвестиционного проекта.

Таблица 1

Вариант проекта	Установленная мощность, МВт	Сроки реализации проекта, годы	Стоимость проекта, млн руб.
1	460	2015 – 2019	22 144
2	760	2018 – 2024	65 207
3.1	700	2015 – 2021	90 667
3.2	670	2015 – 2021	81 816
3.3	658	2015 – 2021	52 708
3.4	710	2015 – 2022	75 001

Вариант 1. Реконструкция существующей Артемовской ТЭЦ, установленная мощность 460 МВт. Вариант 1 предусматривает:

- демонтаж турбин К-100-90-6 ст. №№ 7, 8;
- демонтаж котлов БКЗ-220-100Ф ст. №№ 10, 11, 12, 13;
- установку двух паровых турбин КТ-120/140-12,8;
- установку пяти паровых котлов Е-210-13,8-560 КБТ (БКЗ 210-140-9).

Оборудование, подлежащее дальнейшей эксплуатации:

- турбины КТ-115-8,8 ст. №№ 5, 6;
- котлы БКЗ-220-100Ф ст. №№ 6, 7, 8, 9.

Вариант 2. Дальнейшее развитие существующей ТЭЦ с установкой двух энергоблоков по 150 МВт каждый, установленная мощность 760 МВт. Вариант 2 включает в себя прирост тепловой и электрической мощности, предусмотренной вариантом 1, путём внедрения следующих мероприятий:

- установка двух паровых турбин К-150-12,8;
- установка пяти паровых котлов Е-210-13,8-560 КБТ (БКЗ 210-140-9).

Вариант 3.1. Строительство новой угольной станции в три этапа. Способ сжигания — котлы с циркулирующим кипящим слоем (ЦКС), установленная мощность 700 МВт.

Пуско-отопительная котельная, здания и сооружения топливоподачи.

Комплекс зданий и сооружений топливоподачи состоит из:

- размораживающего устройства;
- комплекса контроля качества угля;
- разгрузочной эстакады;
- открытого склада угля с загрузочными бункерами, галереями и узлами пересыпки;
- вагоноопрокидывателя;
- узла сепарации;
- дробильного устройства;
- галереи топливоподачи;
- башни пересыпки;
- служебно-технического здания топливоподачи.

В районе г. Артёма отсутствуют естественные водоёмы, которые можно было бы использовать в качестве охладителя, также отсутствует возможность создания искусственного водоёма. Поэтому система технического водоснабжения принимается оборотная с градирнями.

В первом пусковом комплексе устанавливаются две сухие градирни.

Во втором пусковом комплексе устанавливаются две сухие градирни.

В третьем пусковом комплексе устанавливается одна сухая градирня.

Площадка ЗШО расположена между поселками Светлое и Ясное на землях сельхозназначения. Отметки площадки составляют 20 – 40 м.

Согласно требованиям нормативных документов ёмкость ЗШО определена на 10 лет эксплуатации ТЭЦ и составляет 14,7 млн м³ при плотности золошлаков 1,0 т/м³ и коэффициенте заполнения ЗШО 0,8. На дальнейших стадиях проектирования возможно уменьшение ёмкости ЗШО с учётом использования сухой золы и шлака.

ЗШО косогорного типа, трехсекционный. Площадь ЗШО на 10 лет составляет 180,0 га, а с учётом санитарно-защитной зоны — 394,2 га.

Организация трёх секций необходима для обеспечения возможности отбора золошлаковых материалов, при этом одна секция находится в эксплуатации, вторая секция осушается, в третьей секции ведётся разработка золошлаков. Предусматривается подготовка территории (срезка и складирование растительного грунта).

Оборудование:

- пять турбин КТ-120/140-12,8;
- шесть паровых котлов Е-500-13,8 ЦКС.

В связи с низкими теплотехническими свойствами исходного топлива и применения инновационных подходов предложено применить котлоагрегаты с технологией известной как технология ЦКС.

В связи со специфичностью предлагаемой технологии опытных российских образцов аналогичной мощности на рынке выявлено не было. В

то же время достаточно широко эта технология применяется за рубежом. В числе компаний производителей котлов с ЦКС следует отметить: Foster Wheeler (Финляндия), The Babcock & Wilcox Company (США), Shandong Huayuan Boiler Co., Ltd. (Китай), Harbin Boiler Co., Ltd. (Китай). Активные шаги в направлении котлоагрегатов с ЦКС предпринимает российская компания Эм-Альянс.

Конструктивные преимущества:

- однородность основного оборудования, упрощение схемы;
- сокращение срока реализации проекта;
- отсутствие промперегрева, возможность организации поперечных связей;
- возможность эффективной комбинированной выработки тепловой и электрической энергии.

Наличие промышленных отборов пара позволяет покрыть некоторый дефицит заявленной нагрузки (329 Гкал/ч).

Вариант 3.2. Строительство новой угольной станции в три этапа. Способ сжигания — камерные топки, установленная мощность 670 МВт.

Пуско-отопительная котельная. Здания и сооружения топливоподачи.

В состав сооружений внеплощадочного водоснабжения входят морской водозабор в бухте Муравьиная с береговой насосной станцией, водоводы, подкачивающая насосная по трассе, а также водоводы возврата морской воды после охлаждения опреснительной установки.

В качестве опреснительных установок рассматриваются дистилляционно-опреснительные установки ДОУ-350/ГП ОАО «СвердНИИХиммаш» производительностью по дистилляту 350 м³/час в количестве двух штук. Установки располагаются на площадке ТЭЦ.

В качестве топлива принят уголь Нерюнгринского разреза (Якутия). В качестве растопочного топлива принят мазут. Теплотворная способность нерюнгринского угля составляет 5882 ккал/кг.

Площадка ЗШО расположена между поселками Светлое и Ясное на землях сельхозназначения. Отметки площадки составляют 20 – 40 м. Согласно требованиям нормативных документов ёмкость ЗШО определена на 10 лет эксплуатации ТЭЦ и составляет 6,7 млн м³ при плотности золошлаков 1,0 т/м³ и коэффициенте заполнения ЗШО 0,8. На дальнейших стадиях проектирования возможно уменьшение ёмкости ЗШО с учётом использования сухой золы и шлака. ЗШО косогорного типа, трехсекционный. Площадь ЗШО на 10 лет составляет 180,0 га, с учётом санитарно-защитной зоны — 394,2 га.

В рассматриваемом варианте было предложено учесть возможность использования углей ДФО, при этом основной акцент предложено сместить на камерное сжигание топлива. В качестве топлива с уже налаженной логистической схемой, а также с улучшенными характеристиками по сравнению с местными топливами было предложено рассмотреть использование нерюнгринских углей.

Оборудование:

- одна турбина Тп-185/220-130-2;
- три турбины К-150-130-1;
- пять котлов Е-500-13,8-560КТ (БКЗ-500-13,8-4С).

Конструктивные преимущества

Однородность основного оборудования — упрощение схемы. Сокращение срока реализации проекта. Гибкая схема маневрирования загрузкой турбоустановок по тепловому и электрическому графикам. Отсутствие промперегрева — возможность организации поперечных связей.

Вариант 3.3. Строительство новой газовой станции в один этап, установленная мощность 658 МВт.

В связи с отсутствием технических условий на подключение ТЭС к системе газоснабжения, принято, что газ давлением 0,6 МПа подаётся от магистральных газопроводов в рамках реализации проектов Сахалин-1 и Сахалин-2.

Для газотурбинной установки требуется газ давлением $2,5 \pm 0,5$ МПа, для парового и водогрейных котлов — с давлением не менее 0,2 МПа перед котлом.

Проектом предусмотрена подача газа на ТЭЦ по двум трубопроводам. Режим работы — базовый, и подача газа от распределительной сети предусматривается по двум трубопроводам, подключённым к двум независимым магистральным газопроводам (п. 8.1.23 ПБ 12-529-03 «Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления»).

Расчётный расход газа на одну ГТЭ-110 составляет 35745 $\text{нм}^3/\text{ч}$, на блок — 71489 $\text{нм}^3/\text{ч}$. Расход газа на два блока составляет 142 978 $\text{нм}^3/\text{ч}$. Расход газа на два котла КВ-ГМ-116,3-150 равен 24 800 $\text{нм}^3/\text{ч}$.

В данном варианте предусматривается установка следующего основного оборудования: 2хПГУ-325 (2хГТД-110, 2хКУ 155/35-7,3/0,7/501/232, К-110-6,5) + 2хКВГМ 116,3-150.

Установленная электрическая мощность АТЭЦ составляет 650 МВт. К установке предлагается два блока ПГУ-325 мощностью по 325 МВт.

Аналогичные блоки установлены на Ивановской ГРЭС. Оборудование прошло испытания и находится в эксплуатации. В программе «Модернизация электроэнергетики России на период до 2020 г.» блоки ПГУ-325 обозначены как весьма перспективные отечественные ПГУ.

В соответствии с заданием установке подлежат два дубль блока ПГУ-325 по технологической схеме: 2хГТУ + 2хКУ + 1хПТУ + 3хЭГ, т. е. энергоблок скомпонован по трехвальной схеме с двумя котлами-утилизаторами двух давлений без промперегрева.

Вариант 3.4. Строительство новой угольной станции в три этапа. Способ сжигания — камерные топки, установленная мощность 710 МВт.

Строительство угольной станции установленной мощностью 670 МВт и 320 Гкал рассматривается на выбранной площадке № 1 с организацией внешней и внутренней инфраструктуры, жизнедеятельности соответствует современным требованиям нормативно-технической документации.

Топливом определён уголь Павловского месторождения Приморского края. Аварийное топливо — мазут марки М-100.

Предусмотрено строительство пуско-отопительная котельной, здания и сооружений.

В связи с отсутствием в достаточном количестве пресной воды для подпитки системы оборотного технического водоснабжения с «мокрыми» градирнями и обеспечения различных технических нужд на новой ТЭЦ рассматривается использование сухих градирен. В качестве подпиточной воды для сухих градирен и технической воды предусматривается использование опреснённой морской воды. В качестве охладителей принимаются сухие градирни с пиковыми охладителями — воздушно-конденсационные установки системы Геллера.

В качестве опреснительных установок рассматриваются дистилляционно-опреснительные установки ДООУ-350/ГП ОАО «СвердНИИхиммаш» производительностью по дистилляту 350 м³/ч в количестве двух штук. Установки располагаются на площадке ТЭЦ.

На данной стадии принимается удаление золошлаков в главном корпусе гидравлическим способом с возможностью отпуска потребителям сухой золы путем отбора из бункеров электрофильтров.

Система транспортирования ЗШО остатков принимается совместная, гидравлическая, оборотная. Площадка ЗШО расположена между посёлками Светлое и Ясное на землях сельхозназначения. Отметки площадки составляют 20 – 40 м.

Ёмкость ЗШО определена на 10 лет эксплуатации ТЭЦ согласно требованиям ВНТП-81 «Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций». Срок эксплуатации ЗШО уточнён приказом Минэнерго СССР от 04.06.1986 г. № 284 и составляет 8,00 млн м³ при плотности золошлаков 1,0 т/м³ и коэффициенте заполнения ЗШО 0,8.

Оборудование:

- паровые турбины: 2хТ-120/140-12,8; 2хК-215-130-1.
- паровые котлы: 2хЕ 500-13,8-560БТ (БКЗ 500-13,8 4С);
2хЕп-670-13,8-540БТ (БКЗ 670-140-1).

Пусковая котельная:

- паровые котлы: 2хЕ-50-1,4-250 ГМ (ГМ-50-14-250).

На основании сравнения характеристик оборудования и необходимых предлагаем к установке турбины:

- 2хК-215-130-1;
- 2хТ-120/140-12,8.

Для реализации предлагается вариант 3.4.

С докладом «**Публичный технологический и ценовой аудит инвестиционного проекта строительства Артемовской ТЭЦ**» выступил **А.О. Ефремов** — руководитель проекта ОАО «Е4-СибКОТЭС». Ниже изложены основные положения доклада.

В соответствии с условиями договора от 01.07.2014 г. № РАО-10106/55ПР-14 и положениями технического задания ОАО «Е4-СибКОТЭС»

(Исполнитель) выполнил технологический и ценовой аудит инвестиционного проекта «Строительство Артемовской ТЭЦ», разработанного Иркутским филиалом ЗАО «Сибирский ЭНТЦ» «СибВНИПИэнергопром» (Проектировщик) по договору от 29.10.2013 г. № 13-237/231-П (Заказчик — ООО «ЭФ-ТЭК»).

Предметом аудита Исполнителя является экспертно-инженерная оценка принятых технологических, конструктивных, технических и сметных решений, оценка обоснованности бюджета инвестиционного проекта.

Был проведён технический анализ проектной документации на предмет:

- качества и полноты исходных данных, используемых для проектирования;
- соответствия принятых технических решений, действующим в России нормам и стандартам;
- соответствия стоимостных показателей принятым в российской и мировой практике значениям;
- выявления возможностей для оптимизации принятых технических решений и сметной стоимости.

Целесообразность строительства Артемовской ТЭЦ обусловлена:

- прогнозируемым дефицитом электрической мощности в Приморском крае (в южной части энергосистемы Приморского края) (подтверждается материалами годовых отчетов филиала ОАО «СО ЕЭС»);
- ростом потребления тепловой энергии к 2025 г.

АТЭЦ рассматривается в двух основных вариантах размещения:

- реконструкция/расширение на существующей площадке (различающихся составом основного оборудования, тепловой и электрической мощностями);
- новое строительство на новой площадке (в составе которого рассмотрены несколько подвариантов состава основного оборудования различной тепловой и электрической мощности, отличающихся видами основного топлива и технологией сжигания основного вида топлива).

Изучение предоставленной информации и описаний показало, что информация по обоснованию инвестиций и описания, изложенные в этой документации, являются стандартными для проектов угольных электростанций.

Для получения объективной картины был проведён анализ технических, технологических и экономических решений.

На электростанции предусматривается к установке современное оборудование отечественных производителей (исключение составляет технология ЦКС), соответствующее российским нормам и стандартам. Выбранные в настоящей работе производители основного оборудования для угольной генерации приняты исходя из условий наличия технологической готовности (наличие опыта проектирования и изготовления, референции поставок, сервисных служб по ремонту и т.д.) и осуществления в настоящий момент серийного выпуска выбранной продукции. Основные показатели

вариантов инвестиционного проекта Артёмовской ТЭЦ представлены в табл. 2.

Выбор площадки размещения АТЭЦ

Для полноценного и качественного выбора площадки все рассматриваемые варианты сопоставляются по основным критериям сравнения, включая стоимость строительства ТЭЦ. Большая часть площадок строительства исключена из технико-экономического анализа на основе двух критериев: по внешнему водоснабжению и по условиям гидрозолоудаления с ЗШО.

Основное оборудование

Проектировщиком была рассмотрена целесообразность сооружения электростанции на базе парогазовых, газотурбинных и паросиловых установок. Предлагаемые технологии и оборудование представляются приемлемыми и соответствующими.

Прогнозный баланс мощности энергосистемы по 2025 г.

Энергосистема Приморского края дефицитна в настоящее время и в перспективе до 2025 г. с ростом энергопотребления дефицит будет увеличиваться при принятых темпах роста электропотребления и электрических нагрузок. Покрытие дефицита мощности Приморской энергосистемы обеспечивается за счёт получения мощности из ОЭС Востока по существующим межсистемным линиям электропередачи. При строительстве АТЭЦ на новой площадке мощностью 650 – 700 МВт, а также при условии дополнительного ввода мощностей на Уссурийской ТЭЦ (370 МВт), ТЭС ЗАО «ВНХК» (685 МВт), ГТУ ТЭЦ на площадке ЦПВБ (139,5 МВт) баланс мощности Приморской энергосистемы к 2020 г. сохранится на уровне 2014 г. Имеющийся дефицит мощности Приморской энергосистемы на протяжении всего рассматриваемого периода также может быть обеспечен за счёт получения мощности из ОЭС Востока по существующим межсистемным линиям электропередачи.

В случае реализации всех программ по развитию юга Приморского края к 2025 г. необходимо будет или увеличивать мощность генерации на юге Приморского края, или увеличивать пропускную способность сечения ЛЭП Приморская ГРЭС – Юг Приморского края для обеспечения энергопотребления.

Выбор топлива

Главным критерием выбора основного оборудования ТЭС является топливо. В Приморском крае активно развивается направление газификации региона.

Учитывая огромную социальную ответственность и необходимость обеспечения топливной безопасности, Минэнерго России была разработана «Долгосрочная программа развития угольной промышленности России на период до 2030 г.», утверждённая распоряжением Правительства РФ от 24.01.2012 г. № 14-р (ДПРУПР). Согласно ДПРУПР в регионах Дальнего Востока запланирован рост угледобычи с 31,3 в 2015 г. до 52,9 млрд т к 2030 г.

Таблица 2

Показатель	Ед. изм.	Варианты					
		1	2 (на базе варианта 1)	3.1	3.2	3.3	3.4
Число часов использования установленной электрической мощности	ч	3504	3405	3887	3504	3504	4688
Годовая выработка электроэнергии	млн кВт·ч	1120	2016	2526,5	2678	2565	4541
Годовой отпуск электроэнергии	млн кВт·ч	981	1868	2278	2348	2306	4291
Годовая выработка тепловой энергии	тыс. Гкал	-	-	1020,2	1108	1645	841
Годовой отпуск тепловой энергии	тыс. Гкал	368	368	993	1012	1390	747
Годовой расход натурального топлива	тыс. т н. т.	406,8	828,1	3709,1	1374,2	1080	6377
Годовой расход условного топлива	тыс. т у. т.	344,6	620,3	1155,1	1168	1168	1986
Удельный расход условного топлива на отпуск тепла	кг/Гкал	130,7	138,0	142,9	142,85	107	158,9
Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии	г/кВт·ч	302,5	249,0	282,4	349,2	223,1	283,9
Площадь земельного участка	га	по существ. положению	55	50	50	50	50
Штатный персонал (всего)	чел	504	639	308	380	186	380
в т. ч. эксплуатационный	чел	нет данных	383	211	211	69	211
Срок строительства	мес	39	53	80	81	61	83
Сметная стоимость (без НДС)	млн руб.	15 201	45 429	60 086	53 532	33 977	55 644
Удельные капитальные вложения	тыс. руб/кВт	54 290	78 326	92 440	79 899	51 637	83 050
Удельные капитальные вложения	тыс. долл/кВт	1 585	2 287	2 699	2 333	1 508	2 425
Чистая приведённая стоимость (NPV)	млн руб.	7 794	18 214	9 732	14 753	14 489	20 297
NPV / МВт	млн руб/МВт	27,84	31,40	14,97	22,02	22,02	30,29
Дисконтированный срок окупаемости	лет	14,53	17,97	29,16	23,85	18,98	19,05
Внутренняя норма рентабельности	%	15,1	14,3	12,7	13,5	14,2	14,5

Проектировщиком были рассмотрены пять месторождений с удалённостью от Артёмовского поселения до 200 км. В ходе анализа топлив и определения их сравнительных характеристик были направлены запросы на подтверждение прогнозных балансов топлив, а также на техническую возможность их извлечения. По результатам полученной информации наиболее оптимальным топливом был определен уголь Ханкайского бурогоугольного бассейна.

Для вариантов, в которых в качестве основного вида топлива рассмотрен уголь (кроме варианта 3.3), предлагается использовать котлоагрегаты с технологией пылеугольного сжигания в камерных топках

как наиболее освоенной. Заводы по производству пылеугольных котлов имеют наиболее высокую технологическую готовность. Кроме этого, в варианте 3.1 принимается технология ЦКС импортного производства как технология, позволяющая эффективно сжигать твёрдое топливо с худшими теплотехническими свойствами, что повышает манёвренность станции при использовании различных смесей топлив.

В работе рассмотрены три вида углей:

- каменные и бурые угли месторождений Приморского края и месторождений и разрезов других регионов: ургальского, черемховского, нерюнгринского, хакасского, кузнецкого, уртуйского с калорийностью 4416 ккал/кг (варианты 1 и 2).

- бурый уголь Павловского месторождения (местные месторождения угля) с калорийностью 2180 ккал/кг (варианты 3.1, 3.4).

- каменный уголь Нерюнгринского месторождения с калорийностью 5882 ккал/кг (расстояние от г. Артёма до Нерюнгринских месторождений составляет 2200 км, вариант 3.2).

Технический анализ показал, что эффективное использование указанных топлив возможно с учётом особенностей каждого из них. Оба вида твёрдого топлива, предлагаемых в качестве основного, являются приемлемыми для котлоагрегатов с пылеугольным сжиганием и топками ЦКС. Бурый уголь Павловского месторождения имеет теплотворную способность ниже и стоит дешевле (поставка из местных угольных разрезов), однако более высокозольен. Нерюнгринский уголь — более высокого качества с более высокой теплотворной способностью, чуть меньшей зольностью, его сжигание сопровождается меньшими расходами на золоудаление и отвал.

По мнению Исполнителя, вариант работы станции на буром угле Павловского месторождения в силу территориальной близости потенциального источника к угольному разрезу и низкой его стоимости должен быть экономически целесообразней (с возможным использованием технологии ЦКС).

Топливо-транспортное хозяйство

Основные устройства топливо-транспортного хозяйства (ТТХ) Артемовской ТЭЦ:

- разгрузочное устройство с вагоноопрокидывателями;
- дробильный корпус с молотковыми дробилкам;
- узел сепарации (удаления из топлива посторонних предметов) после дробильного корпуса и другие.

Основные устройства ТТХ выполнены на основании Типового проекта по комплексу топливоподачи, который был разработан в начале 80-ых годов и впервые в полном объёме внедрен на Экибастузской ГРЭС-1, а затем на ряде других отечественных ТЭС.

Предлагаемые по результатам экспертизы изменения в принятые проектные решения для Артемовской ТЭЦ позволят значительно повысить надёжность и эффективность работы ТТХ ТЭЦ и существенно уменьшить

капитальные затраты на их реализацию: по разгрузочному устройству с вагоноопрокидывателями, по узлу сепарации после дробильного корпуса, узлу пересыпки для подачи топлива на склад и др.

Газификация региона

В Приморском крае активно развивается направление газификации региона. По согласованию с Заказчиком Проектировщиком был рассмотрен вариант работы станции на природном газе месторождений Сахалин-1, Сахалин-2 (вар.3.3) с калорийностью 8630 ккал/кг. Годовое потребление газообразного топлива по варианту 3.3 составляет 1080 тыс. т н. т.

Основные характеристики значимых и капиталоемких общестанционных систем

Проектировщиком рассмотрены и представлены основные характеристики значимых и капиталоемких общестанционных систем, таких как система водоснабжения, водоотведения, внешнего гидрозолоудаления (для угольных ТЭЦ), отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети, сети связи, системы топливоснабжения, комплекс средств АСУ ТП, АСУП, КИПиА, АИИСКУЭ. Достаточно подробно проработана установка подготовки добавочной воды для котлов высокого давления.

Персонал

Реализация столь масштабного проекта потребует привлечение большого количества строительного, эксплуатационного и ремонтного персонала. По различным вариантам количество эксплуатационного и ремонтного персонала составляет 300 – 500 чел. Кроме того, строительство станции потребует около 3000 рабочих мест, что положительно скажется на социально-экономической обстановке города, усилит привлекательность проекта в органах местного самоуправления.

Показатели экономической эффективности

Том 16 «Эффективность инвестиций» в реализацию приоритетного инвестиционного проекта по строительству Артёмовской ТЭЦ соответствует «Методическим рекомендациям по оценке эффективности инвестиционных проектов» (утв. Минэкономразвития России, Минфина России и Госкомитетом по строительству, архитектуре и жилищной политике РФ от 21.06.1999 г. № ВК-477).

Бюджет проекта АТЭЦ оценивается Исполнителем как обоснованный с учётом возможных погрешностей в сторону завышения, обусловленных применением подходов концептуального проектирования и укрупнённых оценок стоимости. Допущения в сметных расчётах находятся в пределах разумного, либо, не содержат существенных ошибок.

Итоги технологического и ценового аудита

Состав оборудования по варианту 3.4 определён верно с возможным рассмотрением на последующей стадии проектирования технологии сжигания ЦКС. Покрытие тепловой и электрической нагрузок в размере согласно ТЗ 320 Гкал/ч и 650 МВт выбранный состав оборудования обеспечивает с учётом роста в перспективе до 480 Гкал/ч и 770 МВт, Исполнитель рекомендует рассмотреть следующую компоновку АТЭЦ: 2хТ-

120 МВт + 2хК-215 МВт (вариант 3.4) с возможностью расширения +1хТ-120 МВт.

В ходе дискуссии с позицией Департамента развития электроэнергетики Минэнерго России выступил **Д.А. Паршин** — представитель Минэнерго России. Он отметил следующее.

1. При описании предполагаемых электрических нагрузок на АТЭЦ не рассмотрен вариант передачи мощности из смежных энергосистем. В материалах публичного технологического и ценового аудита инвестиционного проекта строительства Артемовской ТЭЦ указано, что целесообразность строительства Артемовской ТЭЦ обусловлена:

- прогнозируемым дефицитом электрической мощности в Приморском крае (в южной части энергосистемы Приморского края) (подтверждается материалами годовых отчетов филиала ОАО «СО ЕЭС»);
- предпосылками к росту потребления тепловой энергии к 2025 году.

Конкретные документы, подтверждающие указанные тезисы не представлены. Указанная информация не подтверждена ОАО «СО ЕЭС».

Энергосистема Приморского края имеет избытки по установленной мощности. Однако исходя из прогнозных балансов в проекте Схемы и программы развития ЕЭС России на 2015 – 2021 гг., производство электрической энергии в регионе покрывает около 80 % потребности, а остаток обеспечивается за счёт перетока из соседних энергосистем (без учёта планов по вводу дополнительных мощностей ОАО «РАО Энергетические системы Востока»).

Кроме того, в представленных материалах в качестве обоснования необходимости выполнения работ некорректно указана ссылка на утратившую силу редакцию государственной программы Российской Федерации «Социально-экономическое развитие Дальнего Востока и Байкальского региона» (распоряжение Правительства РФ от 29.03.2013 № 466-р). Актуальная редакция документа утверждена постановлением Правительства РФ от 15.04. 2014 № 308 и не предусматривает строительство Артемовской ТЭЦ.

2. В основных показателях рассмотренных вариантов приведены удельные расходы условного топлива на отпуск тепла, в соответствии с которыми КПД составляет от 90 до 133,5 %. Приведённые удельные расходы на отпуск электроэнергии также сомнительны, так как КПД составляет, например, для варианта с ПГУ более 55 % и для остальных вариантов — от 35 до 49 % для варианта 2. При этом учитывая, что данный вариант предусматривает дальнейшую эксплуатацию части существующего оборудования (удельный расход топлива в 2011 г. составил 422,17 г у. т/кВт·ч, а доля установленной мощности данного оборудования — около 30 %), то КПД новых блоков должен быть на уровне 57 %.

3. В пояснительной записке по первому этапу технологического и ценового аудита были указаны недостатки ГТЭ-110 производства ОАО «НПО «Сатурн», предполагаемой для установки на АТЭЦ. Так, наработка до

технического обслуживания ГТЭ-110 составляет не более 2000 эквивалентных часов, экологические показатели ГТЭ-110 не соответствуют нормам, а фактический КПД за 2012 г. составил только 21 %. Указывается также на низкую надёжность ГТЭ-110. Однако в итоговом отчёте данная информация о ГТЭ-110 отсутствует.

4. В отчёте указано на большое количество отсутствующей информации, требующейся для расчёта финансово-экономической модели, в том числе на отсутствие основных показателей (производственных издержек, себестоимости энергии, выручки), а также отсутствие обоснований для принятых цен и тарифов, ставки дисконтирования, схемы финансирования и т. п.

5. Учитывая то, что значения внутренней нормы доходности (IRR) составляет 12,7 – 15,1%, а дисконтированный срок окупаемости рассчитан с необоснованным коэффициентом дисконтирования и равен 14,53 – 29,16 лет, можно говорить об экономической нецелесообразности реализации проекта. Значение IRR составляет менее ключевой ставки Центрального банка России и говорит об отсутствии окупаемости проекта, а также о некорректности примененной ставки дисконтирования.

6. При расчёте стоимости проектов и сравнении их с аналогами применялся курс равный 34,25 рублей за доллар, что не соответствует текущей экономической ситуации.

Учитывая вышесказанное, необходимо в решении заседания Научного совета РАН по проблемам надёжности и безопасности больших систем энергетики и Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС» отразить следующее.

1. Указать на перечисленные выше недостатки варианта 3.3, использующего ГТЭ-110 производства ОАО «НПО «Сатурн», и выполнить финансово-экономический расчёт для этого варианта, исходя из накопленной статистики.

2. Произвести анализ тарифных последствий для различных вариантов реализации проекта, а также оценить целесообразность строительства объекта с точки зрения перспективной режимно-балансовой ситуации в энергосистеме Приморского края.

3. Учитывая наличие существенных замечаний со стороны аудитора, необходимо переработать инвестиционный проект по строительству Артёмовской ТЭЦ.

4. В соответствии с действующим порядком результаты технологического и ценового аудита Артёмовской ТЭЦ будут рассматриваться в процессе согласования инвестиционной программы. Таким образом, при включении данного проекта в проект инвестиционной программы, подлежащей утверждению Минэнерго России, вышеуказанные замечания Департамента развития электроэнергетики Минэнерго России должны быть учтены.

В ходе дискуссии выступили профессор В.В. Кудрявый — научный руководитель Центра «Оптимизация управления в энергетике» НИУ «МЭИ»,

В.Н. Бородин — заместитель генерального директора технической политике – главный инженер ОАО РА «Энергетические системы Востока», **А.А. Каплун** — заместитель генерального директора по стратегии и инвестициям ОАО «РАО Энергетические системы Востока», **Е.Е. Русских** — генеральный директор ОАО «Е4-СибКОТЭС», д.э.н., профессор **А.И. Кузовкин** — заместитель генерального директора по науке ОАО «Институт микроэкономики», **А.О. Ефремов** — руководитель проекта ОАО «Е4-СибКОТЭС», **А.В. Яковлев** — генеральный директор ЗАО «Сибирский НТЦ», **А.А. Наделяев** — главный инженер проекта Иркутского филиала ЗАО «Сибирский НТЦ», **И.М. Панов** — заместитель начальника Департамента инвестиций ОАО «РАО Энергетические системы Востока», **М.А. Анатов** — главный эксперт Дирекции инвестиционного бюджетирования, **К.И. Янко** — начальник Департамента технической политики ОАО «РАО Энергетические системы Востока».

Совместное заседание ОТМЕЧАЕТ:

1. Необходимость строительства новой тепловой электростанции для замещения морально и технически устаревших мощностей существующей Артёмовской ТЭЦ.

2. Последствия социально-экономических последствий по вариантам строительства АТЭЦ не согласованы с администрацией Приморского края, нет также чёткого понимания о возможности использовать газ для АТЭЦ. В условиях, когда отсутствует подтверждение лимита газа для АТЭЦ, следует исключить из практического сравнения вариант 3.3, предусматривающий строительство новой газовой станции с установкой двух ПГУ-325 и двух водогрейных газо-мазутных котлов (КВГМ 116,3-150), и рассматривать этот вариант как теоретически возможный.

3. Отсутствуют предложения о возможности использования оборудования старой АТЭЦ. Известно, что важной проблемой энергосистемы Востока является дефицит реактивной мощности. Поэтому целесообразно рассмотреть перевод генераторов старой АТЭЦ в режим работы синхронного компенсатора.

4. При разработке обоснования инвестиций в реализацию проекта по строительству АТЭЦ целесообразно предусмотреть к установке один тип турбин и котлов, что значительно облегчит эксплуатацию оборудования.

5. Вариант 3.1 с установкой турбин КТ-120/140 и котлами ЦКС обладает значительными преимуществами: упрощение схемы; установка однотипного оборудования, изменение в широком диапазоне соотношения выработки электроэнергии и тепла по теплофикационному циклу, сжигание углей с нестабильными характеристиками; сокращение сроков реализации проекта; отсутствие промперегрева; возможность организации поперечных связей. ОАО «ТКЗ «Красный котельщик» совместно с субподрядчиком Foster Wheeler Oy (Финляндия) готово спроектировать и изготовить котельную установку с ЦКС для Артёмовской ТЭЦ паропроизводительностью 500 т/ч, 560 °С (бюджетное предложение ОАО «ТКЗ «Красный котельщик» от

26.11.2013 № Исх/ТКЗ/309/5600). Срок проектирования и изготовления котла ориентировочно составит 25 – 26 месяцев от даты подписания договора.

Заслушав доклады, выступления в дискуссии представителей заинтересованных организаций, замечания и предложения членов Советов и приглашенных специалистов, Совместное заседание

РЕШИЛО

1. Принять к сведению представленные Иркутским филиалом ЗАО «СибНТЦ» варианты инвестиционного проекта строительства Артёмовской ТЭЦ и результаты публичного технологического и ценового аудита, выполненные ОАО «Е4-СибКОТЭС».

2. Проектирование Артёмовской ТЭЦ выполнено без предварительной выдачи технического задания (ТЗ) на проектирование со стороны Заказчика, и поэтому нет возможности судить об эффективности принятых в проекте технологических решений. Со стороны Заказчика не были выданы требования на особенности проектирования АТЭЦ, вид топлива, по мощности станции, экологические требования, требования по системе управления и др.

Предложить ОАО «РАО Энергетические системы Востока» подготовить техническое задание (ТЗ) на разработку проектно-сметной документации по строительству Артёмовской ТЭЦ с учётом замечаний и предложений Совместного заседания и доработать на первой стадии проектирования основные технические решения по проектированию АТЭЦ с учётом высказанных замечаний.

3. Рекомендовать ОАО «РАО Энергетические системы Востока» при разработке инвестиционного проекта строительства Артёмовской ТЭЦ в качестве основных рассматривать варианты 3.1 и 3.4.

Первый заместитель Председателя
Научно-технической коллегии
НП «НТС ЕЭС», д.т.н., профессор



В.В. Молодюк

Учёный секретарь
Научно-технической коллегии
НП «НТС ЕЭС», к.т.н.



Я.Ш. Исамухамедов

Учёный секретарь Совета РАН по
проблемам надёжности и безопасности
больших систем энергетики,
заведующий отделением
ОАО «ЭНИН», д.т.н., профессор



В.А. Баринов