



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

« 27 » апреля 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:

**«Проект строительства ПГУ на Владивостокской ТЭЦ-2»**

21 апреля 2015 года

№ 4/15

г. Москва

Присутствовало: 62 чел.

**Со вступительным словом выступил академик РАН А.А. Саркисов.**  
Он отметил, что сегодня наши Советы рассматривают важную проблему — проблему обновления устаревших и ввода новых мощностей на Владивостокской ТЭЦ-2. Регион Дальнего Востока бурно развивается, и это развитие должно быть обеспечено опережающим развитием генерирующих (электрических и тепловых) мощностей. При этом очень важно — обеспечить защиту окружающей среды, поскольку Владивостокская ТЭЦ-2 находится в черте города. Вначале мы заслушаем проектировщиков — Мосэнергопроект, затем аудиторов — ОАО «ВТИ».

**С докладом на тему «Обоснование инвестиций в строительство ПГУ на площадке Владивостокской ТЭЦ-2»** выступила **Ю.А. Яшукова**, ГИП, Мосэнергопроект – филиал ОАО «ТЭК Мосэнерго». Ниже изложены основные положения доклада.

*Основание для выполнения работы*

Работа выполнена на основании договора от 20.12.2013 г. № 01/ПИР/13-121355 между ОАО «РАО Энергетические системы Востока» (Заказчик) и ОАО «ТЭК Мосэнерго» (Подрядчик) в соответствии с Комплексной программой развития электроэнергетики Дальневосточного федерального округа до 2025 г.

*Существующие технико-экономические показатели станции*

В табл. 1 представлены технико-экономические показатели Владивостокской ТЭЦ-2 (ВТЭЦ-2, ТЭЦ) за 2012 г.

Таблица 1

Показатель	Размерность	Значение показателя
Установленная электрическая мощность	МВт	497
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	1051
Годовая выработка электроэнергии	млн кВт·ч	1946,017
Расход электроэнергии на собственные нужды	млн кВт·ч	374,962

Физический износ турбоагрегатов ст. №№ 1 – 4 (Р-80-115, Т-98-115, Т-105-115, Т-109-115), обеспечивающих покрытие присоединённой тепловой мощности равен 84 – 100 %. Основное оборудование ВТЭЦ-2, обеспечивающее покрытие присоединённой тепловой мощности, выработало свой парковый ресурс, оно физически и морально устарело. Поэтому для покрытия существующих и перспективных тепловых нагрузок требуется замена выработавшего свой ресурс оборудования или установка новых энергоблоков на территории ВТЭЦ-2 либо комбинированное решение.

Теплоснабжение от ВТЭЦ-2 осуществляется по графику 105/70 °С (с циркуляцией сетевой воды на уровне 15 000 т/ч. В настоящее время выполняются мероприятия по переходу на график 130/70 °С.

Режим работы ТЭЦ обусловлен значительной зависимостью доли выработки электроэнергии на тепловом потреблении и в то же время выполнением заданных диспетчерских графиков нагрузки.

Подогрев сетевой воды осуществляется только в основных бойлерах. Существующие пиковые бойлеры возможно использовать для догрева

сетевой воды до требуемой температуры лишь в случае их реконструкции или замены.

Учитывая состояние оборудования и строительных конструкций главного корпуса ВТЭЦ-2, обеспечение надёжной выдачи тепловой мощности возможно только после проведения реконструкции станции с заменой основного и вспомогательного оборудования или строительства новой парогазовой установки (ПГУ). К выводу/замене подлежат изношенные три турбоагрегата ст. №№ 1 – 3 общей тепловой мощностью 506 Гкал/ч. Установленная тепловая мощность ТЭЦ составит 545 Гкал/ч.

#### *Система газоснабжения*

Источником газоснабжения ВТЭЦ-2 является природный газ месторождений шельфа о. Сахалин, поступающий по межпоселковому газопроводу высокого давления от газораспределительной станции (ГРС) г. Владивосток до потребителей природного газа о. Русский с отводом на ВТЭЦ-2. Максимальное давление газа в присоединяемом газопроводе к ВТЭЦ-2 составляет 1,2 МПа.

#### *Существующая схема выдачи электрической мощности*

Турбоагрегаты ст. №№ 1 – 3 присоединены через собственные блочные трансформаторы к распределительному устройству (РУ) 110 кВ, турбоагрегаты ст. №№ 5 – 6 присоединены к РУ 220 кВ также через собственные блочные трансформаторы. Турбоагрегат № 4 присоединён к спаренной обмотке низкого напряжения (НН) автотрансформаторов связи 220/110/10 кВ мощностью по 125 МВА. Автотрансформаторы связи на ВТЭЦ-2 присоединены через один выключатель к РУ-110 кВ и через один выключатель — к РУ-220 кВ.

При отключении выключателя 110 кВ, к которому подключены автотрансформаторы связи, разрывается связь между РУ 110 и 220 кВ и прекращается выдача мощности турбоагрегатов ст. №№ 4 – 6 в электрическую сеть города.

Выдача мощности ВТЭЦ-2 осуществляется по пяти цепям линий 110 кВ, одна из которых выполнена в габаритах 220 кВ, в распределительную сеть электроснабжения г. Владивостока. Связь с энергосистемой осуществляется по одной линии 220 кВ (Артемовская ТЭЦ – ВТЭЦ-2).

#### *Система теплоснабжения и водоснабжения*

Система теплоснабжения ВТЭЦ-2 предназначена для обеспечения потребителей г. Владивостока сетевой водой и паром на нужды отопления и горячего водоснабжения. Подогрев сетевой воды осуществляется в основных бойлерах турбоагрегатов ст. №№ 1 – 5.

От внутростанционных коллекторов осуществляется теплоснабжения городских потребителей по магистралям «Голдобина», «Фадеева».

От ВТЭЦ-2 осуществляется подача пара промышленных параметров (13 ата, 250 °С) по двум коллекторам условным диаметром Ду700 и Ду800 на Центральную паро-водяную бойлерную и «Стройдеталь».

Тип системы технического водоснабжения — прямоточная. Источник технического водоснабжения — морская вода.

### *Цель выполнения работы*

Целью реализации проекта строительства ПГУ на Владивостокской ТЭЦ-2 (Проекта) является:

- повышение экономической эффективности работы станции;
- вывод из эксплуатации физически изношенного и морально устаревшего оборудования;
- модернизация ТЭЦ с целью обеспечения выпуска тепловой мощности в горячей воде в соответствии с графиком тепловой сети 130/70 °С и, как следствие, приведение расхода циркулирующей сетевой воды к расчётному;
- увеличение установленной электрической мощности станции до 800 – 920 МВт.

В рамках данной работы разработаны основные технические и проектные решения по оптимальному выбору варианта технического перевооружения ТЭЦ, определены экономически эффективные пути реализации Проекта, его риски, разработана оптимальная модель бизнес-плана.

### *Маркетинговый анализ рынка электроэнергии и мощности*

В качестве основного сценария развития спроса на электроэнергию и мощность потребителей Приморского края принят наиболее вероятный сценарий. Разработанный прогноз максимума нагрузки энергосистемы Приморского края на 2020 – 2025 гг. коррелирует с прогнозом, приведённым в «Комплексной программе развития электроэнергетики ДФО на период до 2025 г.». Так, к 2025 г. разница прогнозов максимума нагрузки составляет менее 1 %.

В соответствии с указанным сценарием за период 2013 – 2025 гг. прогнозируется рост спроса на мощность энергосистемы Приморского края на 653 МВт (на 31,5 %). Темпы роста потребления обусловлены как развитием коммунально-бытовой сферы, так и расширением существующих и строительством новых промышленных предприятий.

### *Промежуточные выводы*

Энергосистема Приморского края является дефицитной по электроэнергии за весь рассматриваемый период 2008 – 2012 гг. Дефицит электроэнергии энергосистемы Приморского края покрывается перетоками электроэнергии из избыточной Амурской энергосистемы и Южно-Якутского энергорайона. Максимально допустимый переток мощности через сечение Приморская ГРЭС – Юг Приморского края составляет 1430 МВт.

Анализ заявок и технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям энергосистемы Приморского края показал, что прирост нагрузки в крае ожидается за счёт создания новых производств нефтехимической отрасли, развития судостроения, портов, а также масштабного жилищного строительства и развития сферы услуг.

Присоединённая тепловая нагрузка на начало 2025 г. с учётом перспективных нагрузок составит до 940 Гкал/ч в паре и горячей воде, в том числе, в горячей воде — до 862 Гкал/ч.

### *Краткое описание вариантов модернизации ТЭЦ*

Выбор вариантов модернизации ТЭЦ основывался на следующих основных принципах:

- возможность размещения блоков ПГУ либо на территории станции, либо в габаритах существующего главного корпуса;
- возможность технического перевооружения существующего оборудования;
- минимальная реконструкция схемы выдачи мощности;
- технические возможности существующих вспомогательных систем с минимальными объёмами их реконструкции.

В процессе предварительной проработки вариантов были рассмотрены следующие принципиальные технические решения.

#### *Возможность строительства блока ПГУ на новой площадке*

Были рассмотрены следующие возможные площадки:

- на месте существующего угольного склада;
- на месте строительного двора.

Обе площадки по своему размеру позволяют разместить на них основное и вспомогательное оборудование блока ПГУ.

#### *Размещение блоков ПГУ в здании главного корпуса*

Исходя из габаритов и конфигурации главного корпуса и блока ПГУ, технически нет возможности разместить в машинном отделении главного корпуса блоки ПГУ.

#### *Схема выдачи мощности*

Анализ схемы выдачи мощности от блоков ПГУ на базе вышеперечисленных ГТУ показал, что в случае установки блоков ПГУ требуется дополнительное сооружение кабельно-воздушной линии (КВЛ) на напряжении 110 и 220 кВ.

#### *Рассматривались следующие варианты модернизации ВТЭЦ-2*

Вариант 1. Замена существующих паровых турбин ст. №№ 1 – 3 на теплофикационные паротурбинные установки (ПТУ) (Т-110/120-130-5х3 шт.).

Вариант 1.1. Замена существующих паровых турбин ст. №№ 2 – 3 на теплофикационные ПТУ (Т-110/120-130-5х3 шт.). Замена паровой турбины ст. № 4 на конденсационную ПТУ (К-120-130).

Вариант 2а. Замена существующих паровых турбин ст. №№ 1 – 3 на теплофикационные ПТУ (Т-110/120-130-5х3 шт.) и строительство двух моноблоков ПГУ-220Т(2хГТ+2хКУ+2хПТ) суммарной мощностью 440 МВт.

Вариант 2б. Замена существующих паровых турбин ст. №№ 1 – 3 на теплофикационные ПТУ (Т-110/120-130-5х3 шт.) и строительство дублирующего блока ПГУ-450Т (2хГТ+2хКУ+1хПТ) суммарной мощностью 450 МВт.

Вариант 2в. Замена существующих паровых турбин ст. №№ 1 – 3 на теплофикационные ПТУ (Т-110/120-130-5х3 шт.) и строительство двух моноблоков ПГУ-220Т (2хГТ+2хКУ+2хПТ) суммарной мощностью 440 МВт не на угольном поле, а на арендуемой территории.

Вариант 3. Замена существующих паровых турбин ст. №№ 1 – 3 на теплофикационные ПТУ (Т-110/120-130-5х3 шт.) и газотурбинная (ГТ) надстройка существующих котлов.

Вариант 4а. Строительство четырёх моноблоков ПГУ-220Т (4хГТ+4хКУ+4хПТ) суммарной мощностью 880 МВт в две очереди (вывод первых трёх турбин для установки главных корпусов второй очереди). При завершении строительства второй очереди возможен вывод всех оставшихся в работе существующих паровых турбин при условии установки паровой котельной для выработки пара производственных параметров на нужды станции и потребителя и организации установки подпитки теплосети.

Вариант 4б. Строительство двух дубль-блоков ПГУ-450Т (4хГТ+4хКУ+2хПТ) суммарной мощностью 900 МВт в две очереди (вывод первых трёх турбин для установки главного корпуса второй очереди). При завершении строительства второй очереди возможен вывод всех оставшихся в работе существующих паровых турбин при условии установки паровой котельной для выработки пара производственных параметров на нужды станции и потребителя и организации установки подпитки теплосети.

Вариант 5. Замена существующих паровых турбин ст. №№ 1 – 3 на теплофикационные ПТУ (Т-110/120-130-5х3 шт.) и строительство двух дубль-блоков ПГУ-210Т (4хГТ+4хКУ+2хПТ) суммарной мощностью 420 МВт.

Вариант 5а. Демонтаж существующих паровых турбин ст. №№ 1 – 3 и строительство двух дубль-блоков ПГУ-210Т (4хГТ+4хКУ+2хПТ) суммарной мощностью 420 МВт.

#### *Основные технико-экономические и финансовые показатели*

Основные технико-экономические и финансовые показатели Проекта определены на основании международных стандартов по оценке эффективности инвестиционных проектов (ЮНИДО), суть которых сводится к финансовому моделированию инвестиционного проекта путём расчёта потоков реальных денег, характеризующих производственную, инвестиционную и финансовую деятельность реконструкции.

Поскольку основное оборудование ВТЭЦ-2 было введено в эксплуатацию в 1970 – 1983 гг. и четыре из семи энергоблоков проработали более 240 000 часов, срок службы тринадцати паровых котлов, введённых в эксплуатацию в этот же период, в ближайшие годы превысит 40 лет. Четырнадцатый паровой котел был введён в эксплуатацию в 1999 г. В этой связи в ситуации «без Проекта» рассматривается поэтапный вывод оборудования из эксплуатации, совпадающий с принятым в Проекте.

Расчёты технико-экономических показателей и оценка эффективности производились для вновь вводимых энергоблоков и остающихся в эксплуатации турбин. Финансовые показатели рассматриваемых вариантов представлены в табл. 2.

Оценка экономической эффективности модернизации ВТЭЦ-2 проведена в рублях в прогнозных ценах (с учётом инфляции). Прогнозные темпы роста цен на энергоносители и газ приняты в соответствии со

«Сценарными условиями развития электроэнергетики на период до 2030 г.», разработанными Агентством по прогнозированию балансов в электроэнергетике (АПБЭ) по заказу Минэнерго России в 2011 г. Макроэкономические параметры приняты в соответствии с прогнозами Минэкономразвития России. При определении доходной части Проекта учитывались поступления от реализации электрической энергии, электрической мощности и тепловой энергии.

Расчёт показателей осуществляется на основе определения свободного денежного потока, исходя из предположения о реализации проекта за счёт собственных средств, т. е. проводится агрегированная экономическая оценка проектных решений с целью определения их потенциальной привлекательности для инвестора.

Таблица 2

	Значение показателя для вариантов							
	1	2а	2б	2в	4а	4б	5	5а
Капитальные вложения в строительство с НДС, млн руб. в ценах 2013 г. (в прогнозных ценах с учётом инфляции)								
	10 824 (13 851)	39 781 (50 909)	34 975 (44 759)	39 625 (50 710)	58 526 (78 668)	48 594, (62 188)	36 736 (46 281)	29862 (38215)
Установленная электрическая мощность, МВт								
ТЭЦ в целом	544	984	994	984	880	900	964	634
блок ПГУ	-	220x2=440	450	220x2=440	220x4=880	450x2=900	210x2=420	210x2=420
Прирост объёма реализации электроэнергии ТЭЦ, млн кВт·ч								
	261,433	194,25	194,25	194,25	146,262	146,262	194,25	84,65
Прирост объёма реализации тепловой энергии ТЭЦ, тыс. Гкал								
Всего	- 780	- 780	- 780	- 780	- 780	- 780	- 780	- 780
- в горячей воде	282,2	282,2	282,2	282,2	282,2	282,2	282,2	282,2
- в паре на производство	- 997,6	- 997,6	- 997,6	- 997,6	- 997,6	- 997,6	- 997,6	- 997,6
Прирост годового расхода газа ТЭЦ, тыс. т у. т.								
	- 23,0	- 284,4	- 274,8	- 284,4	- 475,7	- 434,4	- 281,5	- 319,4

Оценка эффективности была проведена для вариантов 1 и 5а как наиболее показательных и имеющих наибольшие отличия в стоимости строительства.

*По результатам оценки эффективности рассматриваемых вариантов сделаны следующие выводы*

Годовые объёмы по отпущенной электрической и тепловой энергии приняты с учётом присоединенной тепловой нагрузки и ограничением отпуска электроэнергии, а также перспективного (1,5 %) прироста отпуска электроэнергии.

Проект, предлагаемый по варианту 1, имеет отрицательные показатели во всем рассматриваемом диапазоне от - 25 до + 25 %. Положительные значения чистой приведённой стоимости (NPV) для варианта с кредитованием в размере 50 % появляются только при повышении тарифов выше 22 %.

Проект, предлагаемый по варианту 5, также имеет отрицательные показатели во всем рассматриваемом диапазоне от - 25 до + 25 %. Отрицательные показатели инвестиционного проекта по предлагаемому варианту обусловлены высокими капитальными вложениями при малом объёме продукции. Число часов использования установленной электрической мощности составляет 2220, а тепловой —1249, что свидетельствует о наличии излишней мощности.

Проект реконструкции ВТЭЦ-2 по варианту 5а имеет число часов использования установленной электрической мощности 3361, а тепловой — 1747. Это связано с малым приростом спроса на электрическую и тепловую энергию, а средств от экономии топливных и постоянных затрат недостаточно для окупаемости инвестиций.

Для повышения эффективности проекта по варианту 5а предлагается два пути:

- снижение стоимости собственного капитала;
- увеличение объёма отпуска электроэнергии от ПГУ.

Результаты расчётов показали, что при принятых условиях проект строительства блоков ПГУ для варианта 5а становится достаточно эффективным. Финансовые показатели для вариантов 1, 5 и 5а приведены в табл. 3.

#### *Вариант модернизации № 1*

Предлагается замена существующих паровых турбин ст. №№ 1 – 3 (Р-80-115, Т-98-115, Т-105-115) на теплофикационные ПТУ Т-110/120-130-5.

Пиковая водогрейная котельная (4хПТВМ-120) для догрева сетевой воды после основных бойлеров всей ТЭЦ размещается на территории угольного поля.

Так как в соответствии с п. 4 статьи 60 Водного кодекса РФ, проектирование прямоточных систем технического водоснабжения не допускается, система охлаждения конденсатора, являющегося дополнительным потребителем охлаждающей воды (16 000 м<sup>3</sup>/ч), не предусмотренным в существующем водном балансе ТЭЦ, обеспечивается оборотной водой сухой вентиляторной градирни, располагаемой на территории угольного поля.

Недостатки данного варианта: снижение мощности ТЭЦ в период замены оборудования, физический и моральный износ всего оборудования



ТЭЦ в целом. Замена одного оборудования или узла неизбежно повлечёт за собой замену другого и т. д.

*Вариант модернизации 5а*

В варианте 5а предполагается строительство двух дубль-блоков ПГУ-210Т (420 МВт) и вывод из эксплуатации по мере выработки своего ресурса существующих паровых турбин ст. №№ 1 – 3.

В составе каждого блока ПГУ 210Т предусматривается установка:

- двух ГТ мощностью 77 МВт с генератором и вспомогательным оборудованием;
- двух двухконтурных котлов-утилизаторов (КУ) со вспомогательным оборудованием;
- паровой турбины мощностью 56 МВт с генератором и вспомогательным оборудованием.

Таблица 3

Значение финансового показателя для вариантов								
1			5			5а		
для полных затрат	для собственного капитала	для банка	для полных затрат	для собственного капитала	для банка	для полных затрат	для собственного капитала	для банка
Чистая приведённая стоимость, млрд руб.								
- 3 820	- 3 683	- 188	- 19 854	- 19 338	- 4 838	- 1 502	- 15 725	- 3 181
Внутренняя норма рентабельности, %								
7,9	6,7	13	2,8	нет	9,0	нет	нет	9,2
Дисконтированный срок окупаемости, лет								
нет	нет	27,67	нет	нет	нет	нет	нет	нет
Норма доходности дисконтированных затрат, разы								
0,61	0,45	1,03	0,32	0,13	0,68	0,35	0,15	0,71
Простой срок окупаемости, лет								
16,91	20,42	1,35	22,51	нет	15,66	26,02	нет	15,6

В данном варианте рассмотрена установка газовой турбины PG6111FA производства фирмы GE. Электрический КПД ГТУ (ISO) составляет 35,4 %. Электрический КПД блока ПГУ (комбинированный цикл) равен 54,7 %.

Два дубль-блока с сухими вентиляторными градирнями для охлаждения основного и вспомогательного оборудования размещаются на территории угольного поля. Также предусмотрена установка газового хозяйства.

Пиковая водогрейная котельная для догрева сетевой воды после основных бойлеров существующей ТЭЦ и после подогревателей сетевой

воды ПСГ-1 и 2 блока ПГУ также размещается на территории угольного поля.

Преимущества данного варианта:

- в связи с вводом блоков ПГУ улучшаются технико-экономические показатели станции, а также наблюдается экономия годового расхода топлива;

- высокая манёвренность;

- широкий диапазон режимов работы;

- достаточное количество паровых котлов ст. №№ 1 – 7.

- паровые турбины с промышленным отбором в ближайшем будущем выработают свой парковый ресурс, и появляется возможность эти турбины вывести из эксплуатации.

*Охрана окружающей среды*

Анализ полученных результатов расчётов рассеивания вредных веществ в атмосфере показывает, что максимальные приземные концентрации, создаваемые выбросами ВТЭЦ-2 на период эксплуатации с учётом реконструкции станции, не превышают предельно-допустимых концентраций, так как данные варианты реконструкции станции позволяют обеспечить снижение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу. Также наблюдается снижение приземных концентраций загрязнения атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной и жилой зоны. Экологическая обстановка в районе расположения ВТЭЦ-2 улучшится.

После реконструкции дополнительно на ближайшие к станции жилые районы шумовое воздействие будут оказывать:

- системы забора воздуха;

- дожимные компрессоры и газопроводы;

- устья дымовых труб;

- системы вентиляции.

Разработчиками и поставщиками оборудования предусмотрен ряд мер, обеспечивающих существенное снижение шума до требуемых параметров.

С учётом рекомендованных акустических мероприятий по проектируемому оборудованию нормативные требования на границах жилых районов обеспечиваются.

*Выводы*

1. Учитывая существующее состояние оборудования и важность энергоисточника для тепло- и электроснабжения города, очевидна необходимость ввода замещающей мощности. При этом ввод мощности должен предшествовать консервации или демонтажу оборудования ВТЭЦ-2. Замещение выбывающего оборудования посредством строительства на альтернативных площадках, например, строительство Уссурийской ТЭЦ, не позволяет покрыть выпадающую тепловую нагрузку потребителей ВТЭЦ-2 при выводе из работы её теплогенерирующего оборудования.

2. Строительство генерирующего источника представляется наиболее целесообразным на территории действующей ВТЭЦ-2. Эффективность такого решения обусловлена в большей степени тем, что ВТЭЦ-2 находится в

центре тепловых и электрических нагрузок, а также наличием необходимой инженерной инфраструктуры на площадке ТЭЦ.

3. Учитывая стесненность промышленной площадки ВТЭЦ-2 и необходимость обеспечения экономической эффективности инвестиций в строительство генерирующего объекта, из всех технологических компоновок ТЭС, наиболее верным решением может быть строительство блоков ПГУ как наиболее энергоэффективных, экологичных и компактных в сравнении с блоками ПСУ соизмеримой мощности.

4. Варианты 1 и 5а имеют отрицательные финансовые показатели. Положительная динамика для варианта 1 появляется при росте тарифов на 22 %, однако срок окупаемости более 25 лет делает этот вариант неконкурентоспособным. В соответствии с исходными данными по выбранным вариантам, присутствует низкая среднегодовая загрузка оборудования.

5. Несмотря на полученные отрицательные финансовые показатели, реконструкция станции необходима, учитывая важность ВТЭЦ-2 для теплоснабжения города и состояние оборудования станции, отработавшего или отработывающего установленный ресурс.

6. Реализация проекта по варианту 5а позволит решить следующие существующие проблемы энергосистемы юга Приморского края:

- увеличить мощности энергоисточника для обеспечения возрастающих электрических и тепловых нагрузок потребителей;
- повысить экономическую эффективность производства электрической энергии за счёт газотурбинного цикла и установки нового эффективного оборудования;
- повысить надёжность энергосистемы юга Приморского края и энергоснабжения потребителей.

7. Проект строительства блоков ПГУ для варианта 5а при снижении стоимости собственного капитала и увеличении объёма отпуска электроэнергии от ПГУ становится достаточно эффективным.

С докладом **«Технологический и ценовой аудит проекта строительства ПГУ на площадке Владивостокской ТЭЦ-2»** выступил **Г.Д. Авруцкий** — ведущий научный сотрудник ОАО «ВТИ». Ниже изложены основные положения доклада.

Аудит выполнен по заказу ОАО «РАО Энергетические системы Востока» в соответствии с директивой Правительства РФ от 30.05.2013 г. № 2988п-П13, решением совета директоров ОАО «РАО Энергетические системы Востока» (протокол от 07.05.2014 г. № 106), договором от 11.07.2014 г. № РАО-14/0108/147.

Проведена экспертная оценка технологических и конструктивных решений по созданию в рамках инвестиционного проекта объекта капитального строительства и их соответствие лучшим отечественным и мировым технологиям строительства.

Главная цель настоящей работы — повышение эффективности, снижение стоимости, повышение конкурентоспособности, а также оптимизации эксплуатационных расходов в процессе рабочего цикла энергетического объекта.

Трубопроводы теплофикационных выводов рассчитаны на выдачу проектной тепловой нагрузки по следующим параметрам: температура прямой/обратной сетевой воды 150/70 °С; тепловая мощность 850 Гкал/ч; расход сетевой воды 10 600 т/ч; расход пара на сетевые подогреватели 888 т/ч.

При работе ТЭЦ по температурному графику сетевой воды 150/70 °С, либо 130/70 °С (температурный график со срезкой на 130 °С) пропускной способности тепловых сетей достаточно даже с учётом перспективной присоединённой тепловой нагрузки.

В настоящее время ВТЭЦ-2 является одной из самых дорогих электростанций ОЭС Востока по показаниям цены вырабатываемой энергии. Объясняется это, прежде всего, высокой ценой на топливо (природный газ), значительным износом оборудования и тем, что перевод станции на газ был осуществлен без модернизации генерирующего оборудования.

*Выводы по технологическому и ценовому аудиту проекта строительства ПГУ на площадке Владивостокской ТЭЦ-2*

Из представленных в Проекте 10 вариантов для последующей реализации ОАО «ВТИ» считает оптимальным и технически обоснованным решением принять вариант 5а — строительство на площадке, прилегающей к ТЭЦ-2 двух дубль-блоков ПГУ-210Т, работающих по парогазовой технологии суммарной мощностью 420 МВт. Данный вариант удовлетворяет критериям надёжности и требованиям целевого назначения замещающего объекта генерации. Компоновка двух ПГУ: 4хГТ+4хКУ+2хПТ. При рабочем проектировании целесообразно рассмотреть вариант с расположением паровых турбин (ПТ) между двумя газовыми турбинами (ГТ). Затраты на строительство ПГУ на площадке Владивостокской ТЭЦ-2 и необходимыми сопутствующими мероприятиями по реконструкции самой ТЭЦ по выбранному варианту 5а Проектировщиком оцениваются в 29 862,1 млн руб. с НДС в ценах 4 квартала 2013 г., что составляет в прогнозных ценах 38 215,4 млн руб. с НДС. Аудитором бюджет проекта оценивается как обоснованный с учётом возможных погрешностей в сторону завышения, обусловленных применением подходов концептуального проектирования и укрупнённых оценок стоимости.

В целом проект модернизации Владивостокской ТЭЦ-2 соответствует всем основным требованиям подобного рода документам, сформулированным в действующих нормативных и технических документов РФ. К этому варианту имеется пожелание рассмотреть вариант с другими турбинами.

В ходе анализа альтернативных вариантов конфигурации ТЭЦ в качестве проектного топлива был выбран природный газ. Основной довод — обеспечение защиты окружающей среды. Аудитор

предлагает рассмотреть целесообразность отказа от использования угля на всех ТЭЦ, расположенных в черте густонаселённых городов.

Аудитор согласен с предложенными Проектировщиком схемами выдачи тепловой и электрической мощности. Необходимо предусмотреть проведение наладочных мероприятий на теплосети для уточнения тепловых нагрузок и увеличения времени работы в теплофикационном режиме. Рекомендуются рассмотреть вариант теплосети с графиком 120 – 65 °С с оценкой затрат у потребителя.

Аудитор согласен с рассчитанными экологическими показателями. Уточняющие замечания приведены в соответствующих разделах отчёта ОАО «ВТИ». Необходимо оценить высоту новых дымовых труб ПГУ.

В Проекте предусмотрено охлаждение пара после паровой турбины ПГУ с помощью воздушных сухих градирен. Рекомендуются рассмотреть вариант использования морской циркуляционной воды, которая может быть направлена на ПГУ, что позволит углубить вакуум и отказаться от строительства двух сухих градирен.

По мнению экспертов, стоимость проекта по варианту 5а может быть снижена за счёт:

- охлаждения паровой турбины ПГУ от прежней циркуляционной системы и отказа от строительства сухой градирни. Калужский турбинный завод имеет опыт эксплуатации конденсаторов на морской воде. Расчётный расход циркуляционной воды на одну турбину Т-110 составляет примерно 13 000 м<sup>3</sup>/ч;
- отказа от строительства пиковой водогрейной котельной.

По имеющимся прогнозам потребность в паре к 2020 г. снизится до 150 т/ч. Следовательно, от турбогенераторов (ТГ) ст. №№ 5 и 6 можно будет получить 170 т/ч, которые целесообразней направить на имеющиеся пиковые бойлеры после их ремонта.

**В ходе дискуссии выступили академик РАН А.А. Саркисов, В.Н. Бородин** — заместитель генерального директора технической политике — главный инженер ОАО «РАО Энергетические системы Востока», член-корр. РАН **Г.Г. Ольховский** — президент ОАО «ВТИ», **Т.Г. Маркова** — технический директор ООО «ЭФ ТЭК», д.т.н. **А.Я. Копсов** — президент компании ООО «ГЭС-газотурбинные технологии», **В.С. Варварский** — член экспертного совета Комитета ГД по энергетике, д.т.н. **Е.О. Адамов** — научный руководитель ФГУП «НИКИЭТ им. Н.А. Доллежала», **Е.М. Вишняков** — вице-губернатор Приморского края, **Ю.А. Яшукова** — главный инженер проекта Мосэнергопроекта — филиала ОАО «ТЭК Мосэнерго», член-корр. РАН **В.М. Батенин** — заместитель директора ОИВТ РАН, к.т.н. **В.В. Нечаев** — директор Центра анализа и технологического прогнозирования в электроэнергетике ОАО «ВТИ», к.э.н. **В.А. Джангиров** — заместитель председателя Комитета Торгово-промышленной палаты РФ по энергетической стратегии и развития ТЭК, д.т.н. **Б.И. Нигматулин** —

первый заместитель генерального директора Института проблем естественных монополий.

**Совместное заседание ОТМЕЧАЕТ:**

1. Признать актуальным и рекомендовать к реализации представленный ОАО «ТЭК Мосэнерго» проект модернизации Владивостокской ТЭЦ-2 путём строительства блоков ПГУ и выводом из эксплуатации генерирующего оборудования, отработавшего парковый и индивидуальный ресурсы.

2. Аудитор (ОАО «ВТИ») подтвердил правильность принятых технических решений в представленном проекте модернизации Владивостокской ТЭЦ-2, а также полноту и достаточность выполненных расчётов и достоверность затрат на строительство ПГУ на площадке Владивостокской ТЭЦ-2.

3. В проекте модернизации Владивостокской ТЭЦ-2 нет чёткого понимания, какой тип газовой турбины будет использован в ПГУ. Вместо газотурбинной установки типа PG6111FA производства фирмы General Electric, указанной в Проекте, рекомендуется уточнить тип газовой турбины на 6F.3, выпускаемой ООО «Русские газовые турбины» (совместным предприятием General Electric, Группы «Интер РАО» и ГК «Ростех» в лице «Объединенной двигателестроительной корпорации»).

4. Целесообразность применения в Проекте паровой турбины Т-56/73-7,8/0,04 КТЗ вызывает сомнения, так как её параметры пара по температуре высокого давления  $502,2$  ( $509,4$ )  $^{\circ}\text{C}$  значительно уступают возможной температуре пара высокого давления котла-утилизатора, поскольку при номинальной и частичных нагрузках ГТУ 6F.3 температура выхлопа близка или выше  $600$   $^{\circ}\text{C}$ . В настоящее время российской паровой турбины для дубль-блока на базе ГТУ General Electric 6F.3 нет. По этой причине на аналогичном дубль-блоке ПГУ Сызранской ТЭЦ, введённом в эксплуатацию в 2012 г., установлена импортная паровая турбина фирмы Сименс типа SST PAC 600 75 МВт «Сименс» двух давлений,  $545$   $^{\circ}\text{C}$  высокого давления. Учитывая то, что продолжительность работы ГТУ в режимах номинальной и частичных нагрузок в течение года для условий ВТЭЦ-2 может составить до 80 % календарного времени, целесообразно рекомендовать Заказчику разработать технические требования заводам на поставку отечественной паровой турбины и котла-утилизатора, предусматривающие температуру пара высокого давления в пределах  $560 - 570$   $^{\circ}\text{C}$ .

5. Заявленный удельный расход условного топлива  $238$  г/кВт·ч соответствует КПД нетто блока ПГУ  $51,5$  % в конденсационном режиме. С учётом теплофикационного режима и использования высокоэффективной паровой турбины удельный расход топлива может составить менее  $200$  г/кВт·ч отпущенной электроэнергии, удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении —  $1600$  кВт·ч/Гкал, конденсационный КПД нетто —  $53$  %.

6. Электрическая мощность дубль-блока принята равной 210 МВт. Однако во всех режимах, включая теплофикационные при использовании ГТУ GE 6F.3, её величина превысит 220 МВт. Это значение целесообразно принять в материалах обоснования инвестиций.

7. В целях снижения стоимости поставки оборудования и импортозамещения целесообразно совместно с ООО «Русские газовые турбины» рассмотреть возможность комплектации ГТУ GE 6F.3 турбогенератором российского производства.

8. Совместное заседание ещё раз обращает внимание на то, что задачи, поставленные в «Энергетической стратегии России на период до 2035 г.», не будут выполнены без обеспечения потребностей российской энергетики мощными отечественными энергетическими газовыми турбинами и ПГУ, создаваемыми на их основе. В этих условиях чрезвычайно важным является образование во исполнение поручения Президента РФ **В.В. Путина** от 28.10.2014 г. № Пр-2537 совместным приказом Министра промышленности и торговли РФ **Д.В. Мантурова** и Министра энергетики РФ **А.В. Новака** от 30.01.2015 г. № 144/33 Межведомственной рабочей группы по вопросу разработки программы импортозамещения оборудования энергетического машиностроения в области газотурбинных технологий. Приоритетные отечественные разработки в области газотурбинных технологий включают высокоэффективные газовые турбины большой мощности (110 – 180 МВт) и парогазовые установки на их основе электрической мощностью 300 – 500 МВт.

9. Научный совет РАН по проблемам надёжности и безопасности больших систем энергетики и Научно-техническая коллегия НП «НТС ЕЭС на своём совместном заседании 14 октября 2014 г. выражали крайнюю озабоченность в связи с установлением Водным кодексом Российской Федерации запрета для электростанций на проектирование прямоточных систем технического водоснабжения, используемых в целях охлаждения. Запрет для электростанций на проектирование прямоточных систем технического водоснабжения, используемых в целях охлаждения, оказывает негативное воздействие на экономические, технические и экологические показатели энергетических предприятий, приводит к значительным необоснованным затратам. Экономические и репутационные потери, возникающие из-за снижения конкурентоспособности разрабатываемых Россией проектов строительства АЭС за рубежом, где такого запрета нет, для нашей страны огромны.

На совместном заседании двух Советов был поддержан разработанный депутатами Государственной Думы и ОАО «ВТИ» проект федерального закона «О внесении изменений в статью 60 Водного кодекса Российской Федерации», разрешающий электростанциям применять прямоточные системы технического водоснабжения для целей охлаждения, и принято обращение в Минэнерго России, Минприроды России и Ростехнадзор поддержать указанный проект федерального закона. Однако Государственной Думой законопроект до сих пор не принят.

10. Исходя из предпосылок, что проект федерального закона «О внесении изменений в статью 60 Водного кодекса РФ» в настоящее время согласован с комиссиями Государственной Думы, рекомендовать ОАО «РАО Энергетические системы Востока» при разработке инвестиционного процесса «Строительство ПГУ на площадке Владивостокской ТЭЦ-2» учитывать вариант использования морской циркуляционной воды.

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

**РЕШИЛО**

1. Рекомендовать ОАО «РАО Энергетические системы Востока»:

- к реализации представленный филиалом ОАО «ТЭК Мосэнерго» Мосэнергопроект проект «Строительство ПГУ на площадке Владивостокской ТЭЦ-2» и приступить к разработке на его основе проектной документации;

- включить проект строительства ПГУ на площадке Владивостокской ТЭЦ-2 в инвестиционную программу ОАО «РАО Энергетические системы Востока» и установить источники финансирования;

- рассмотреть возможность использовать в составе ПГУ газовую турбину 6F.3, выпускаемую ООО «Русские газовые турбины»;

- разработать технические требования заводам на поставку отечественной паровой турбины и котла-утилизатора на повышенные параметры пара для дубль-блока на базе 6F.3;

- совместно с ОАО «СО ЕЭС» разработать мероприятия по усилению схемы выдачи мощности Владивостокской ТЭЦ-2 в условиях городской застройки;

- выполнить анализ тарифных последствий на электрическую и тепловую энергию с расчётом конкретных сумм для конечных потребителей Приморского края;

- проработать возможность подачи на электростанцию природного газа полного давления.

2. Ещё раз подтвердить крайнюю озабоченность Научного совета РАН по проблемам надёжности и безопасности больших систем энергетики и Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС в связи с задержкой принятия Государственной Думой проекта федерального закона «О внесении изменений в статью 60 Водного кодекса Российской Федерации», разрешающий электростанциям применять прямоточные системы технического водоснабжения для целей охлаждения.

Рекомендовать Комитету по энергетике Государственной Думы как можно скорее начать процедуру обсуждения проекта федерального закона «О внесении изменений в статью 60 Водного кодекса Российской Федерации» в Государственной Думе Российской Федерации. Экономические и



репутационные потери для нашей страны из-за запрета на проектирование прямоточных систем технического водоснабжения в энергетике огромны.

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



В.В. Молодюк

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



В.А. Баринов

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



Я.Ш. Исамухамедов