



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



**Российская Академия Наук  
Секция по проблемам надежности и  
безопасности больших систем  
энергетики Научного совета РАН по  
системным исследованиям в энергетике**

## **УТВЕРЖДАЮ**

Президент НП «НТС ЕЭС»,  
д.т.н., профессор

**Н.Д. Роголев**

«29 » июня 2016 г.

## **ПРОТОКОЛ**

совместного заседания

Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС» и Научного совета РАН по проблемам надёжности и безопасности больших систем энергетики на тему:  
**«Рассмотрение результатов технологического и ценового аудита проекта  
«Строительство ГТУ-ТЭЦ в г. Артём пос. Синяя сопка» на стадии  
обоснования инвестиций»**

г. Москва

№ 2/16

22 июня 2016 г.

Присутствовало: 58 чел.

**Со вступительным словом выступил**

член-корр. РАН **Г.Г. Ольховский**. В своём вступительном слове **Г.Г. Ольховский** сказал следующее.

Сегодня мы рассматриваем результаты технологического и ценового аудита проекта «Строительство ГТУ-ТЭЦ в г. Артём пос. Синяя сопка» на стадии обоснования инвестиций. Разработчиком проекта строительства ГТУ-ТЭЦ является проектный институт АО «Хабаровская энерготехнологическая

компания». Доклад проектировщиков мы заслушаем первым. Затем мы заслушаем доклад аудитора — ООО «ЭФ-ТЭК».

С докладом по разработке обоснования инвестиций проекта «Строительство ГТУ-ТЭЦ в г. Артёме, пос. Синяя сопка» выступил С.М. Моисеев — директор проектного института АО «Хабаровская энерготехнологическая компания». Ниже приведены основные положения доклада.

#### *Существующее положение*

Артёмовская ТЭЦ (филиал «Приморская генерация» АО «ДГК») является единственным централизованным источником теплоснабжения на территории Артёмовского городского округа (АГО). Установленная электрическая мощность составляет 400 МВт. Установленная тепловая мощность равна 297 Гкал/ч. Присоединённая тепловая нагрузка составляет 288,2 Гкал/ч. Из-за значительных ограничений, связанных с состоянием бойлерного оборудования и особенностями тепловой схемы, располагаемая тепловая мощность составляет 215 Гкал/ч. Дефицит тепловой мощности составляет 73,2 Гкал/ч.

Оборудование Артёмовской ТЭЦ морально устарело ( $p_0 = 90$  атм.) и характеризуется высоким физическим износом.

Кроме того, на территории АГО находится значительное количество неэффективных устаревших распределённых угольных, дизельных и мазутных котельных филиала «Артёмовский» КГУП «Примтеплоэнерго».

#### *Предпосылки строительства ГТУ-ТЭЦ Синяя сопка*

На территории АГО планируется развитие экономической деятельности с ростом капитального строительства, развитием транспорта и агропромышленного комплекса. Одним из крупных инвестиционных проектов в АГО является строительство жилого микрорайона Синяя сопка, общий жилищный фонд которого составляет 600 тыс. м<sup>2</sup>.

Экономическое развитие АГО необходимо обеспечить надёжной и эффективной системой тепло- и электроснабжения.

Строительство ГТУ-ТЭЦ недалеко от микрорайона Синяя сопка позволит решить следующие задачи:

- обеспечить подключение перспективных тепловых потребителей микрорайона Синяя сопка;
- покрыть дефицит тепловой мощности в г. Артёме;
- переключить потребителей неэффективных угольных и мазутных котельных с переводом котельных в режим центральных тепловых пунктов (ЦТП);
- повысить надёжность и эффективность системы теплоснабжения АГО;
- улучшить экологическую обстановку.

#### *Обоснование выбора площадки строительства*

Основными при выборе площадки размещения ГТУ-ТЭЦ являлись следующие критерии:

- минимизация ущерба, причиняемого природной среде;

- размещение в центре или близко к центру перспективных потребителей энергии;
- обеспечение устойчивого развития территорий, развития инженерной, транспортной и социальной инфраструктуры.

Выбранная площадка ГТУ-ТЭЦ расположена на границе Артёмовского и Владивостокского городских округов в центре планируемых к подключению тепловых нагрузок. Данная площадка обозначена для строительства ГТУ-ТЭЦ в схеме теплоснабжения и генеральном плане развития АГО. Других альтернативных площадок под размещения ГТУ-ТЭЦ в этом районе нет.

*Обоснование тепловой мощности ГТУ-ТЭЦ*

Тепловые нагрузки подключаемых потребителей (без учёта потерь в тепловых сетях) приведены в табл. 1.

Таблица 1

Потребитель	Тепловая нагрузка, Гкал/ч		
	существующая	перспективная	суммарная
Артёмовский городской округ	75,8	20,0	95,8
пос. Угловое	8,7	20,0	28,7
г. Артём (дефицит)	67,1	-	67,1
Владивостокский городской округ	29,9	129,8	159,7
пос. Трудовое	29,9	11,3	41,2
микрорайон Синяя сопка	-	118,4	118,4
ВСЕГО	105,7	149,8	255,5

Строительство ГТУ-ТЭЦ предусматривается в два этапа. Необходимая тепловая мощность по каждому из этапов (с учётом потерь в теплосети и собственных нужд) составит:

- для первого этапа — не менее 163,0 Гкал/ч (часть перспективной нагрузки запланирована в ближайшие годы до ввода ГТУ-ТЭЦ в эксплуатацию);
- для второго этапа — не менее 273,4 Гкал/ч.

*Варианты основного оборудования*

В качестве основного оборудования рассматриваются газовые турбины отечественного и импортного производства единичной электрической мощностью от 14 до 20 МВт.

Применение ГТУ меньшей мощности нецелесообразно, так как в этом случае их количество будет больше, что приведёт к удорожанию проекта. ГТУ мощностью более 20 МВт также не рассматриваются, поскольку в этом случае не будет обеспечено покрытие тепловой нагрузки системы горячего водоснабжения (ГВС) в летний период от блоков ГТУ+КУВ (до 10 Гкал/ч для первого этапа строительства ГТУ-ТЭЦ).

Рассмотрены следующие варианты ГТУ (табл. 2).

Таблица 2

Вариант	Тип ГТУ	Производитель ГТУ
1	GPB180D	Kawasaki (Япония)
2	ГТЭ-16	ЗАО «РЭП Холдинг» (Россия)
3	ГТЭ-16ПА	ОАО «Авиадвигатель» (Россия)
4	SGT-400	Siemens (Германия);
5 и 5а	LM2500 DLE	General Electric (США).

В качестве водогрейных котлов-утилизаторов (КУВ) выбраны КУВ производства ООО «Белэнергомаш-БЗЭМ», г. Белгород, Россия. Тепловая мощность КУВ определяется для каждого варианта ГТУ на основании температуры и расхода уходящих дымовых газов ГТУ.

В качестве пиковых водогрейных котлов (ПВК) выбраны водогрейные котлы типа Термотехник ТТ300 тепловой мощностью 40 МВт (34,4 Гкал/ч) фирмы ООО «Энтророс», г. Санкт-Петербург, Россия.

Характеристики ГТУ представлены в табл. 3.

Таблица 3

Показатели	GPB180D	ГТЭ-16	ГТЭ-16ПА	SGT-400	LM2500
<b>Технические показатели</b>					
Электрическая мощность, МВт	17,47	15,63	16,0	13,89	20,88
Электрический КПД, %	33,4	35,23	35,5	34,8	34,4
Температура на выхлопе, °С	537	490	481	545	547
Расход выхлопных газов, кг/с	58,9	54,2	56,3	42,6	66,5
Тепловая мощность КУВ, Гкал/ч	25,2	23,2	20,6	18,1	28,9
Необходимое давление газа, МПа	3,0	3,5	3,2	2,9	3,0
Ресурс между капремонтами, ч	35 000	48 000	25 000	48 000	48 000
Масса установки, т	160	126	181	175	180
Коэффициент использования топлива, %	77,8	78,3	82,5	86,3	77,1
<b>Экологические показатели</b>					
Уровень шума, дБА (1 метр)	85	85	80	85	85
Концентрация NO <sub>x</sub> , мг/м <sup>3</sup>	25	50	50	50	51
Концентрация CO, мг/м <sup>3</sup>	100	40	100	100	31

Конфигурации ГТУ-ТЭЦ по вариантам состава основного оборудования и основные технические показатели представлены в табл. 4.

Таблица 4

Показатели	Вариант					
	1	2	3	4	5	5а
<b>Газотурбинные энергоблоки</b>						
Тип газовой турбины	GPB180D	ГТЭ-16	ГТЭ-16ПА	SGT-400	LM2500	LM2500
Производитель	Kawasaki	РЭПХ	Авиадвигатель	Siemens	GE	GE
Электрическая мощность ГТУ, МВт	17,5	15,6	16,0	13,9	20,9	20,9
Тепловая мощность КУВ, Гкал/ч	25,2	23,2	20,6	18,1	28,9	28,9
<b>Пиковые водогрейные котлы</b>						
Тип котлоагрегата	ТТ300	ТТ300	ТТ300	ТТ300	ТТ300	ТТ300
Производитель	Энтророс	Энтророс	Энтророс	Энтророс	Энтророс	Энтророс
Тепловая мощность котла, Гкал/ч	34,4	34,4	34,4	34,4	34,4	34,4
<b>Первая очередь</b>						
Количество ГТУ, штук	3	3	3	3	4	3
Электрическая мощность, МВт	52,4	46,9	48,0	41,7	83,5	62,6
Тепловая мощность КУВ, Гкал/ч	75,6	69,7	61,9	54,2	115,6	86,7
Количество котлов ПВК, штук	3	3	3	3	2	3
Тепловая мощность ПВК, Гкал/ч	103,2	103,2	103,2	103,2	68,8	103,2
Тепловая мощность первой очереди, Гкал/ч	178,8	172,8	165,1	157,4	184,3	189,9
<b>Вторая очередь</b>						
Количество ГТУ, штук	1	1	1	1	-	-
Электрическая мощность, МВт	17,5	15,6	16,0	13,9	0,0	0,0
Тепловая мощность КУВ, Гкал/ч	25,2	23,2	20,6	18,1	0,0	0,0
Количество котлов ПВК, штук	3	3	3	3	3	3
Тепловая мощность ПВК, Гкал/ч	103,2	103,2	103,2	103,2	103,2	103,2
Тепловая мощность второй очереди, Гкал/ч	128,4	126,4	123,8	121,2	103,2	103,2
<b>Полное развитие</b>						
Электрическая мощность, МВт	69,9	62,5	64,0	55,6	83,5	62,6
Тепловая мощность, Гкал/ч:	307,1	299,2	288,9	278,6	287,5	293,0
КУВ	100,8	92,9	82,6	72,2	115,6	86,7
ПВК	206,4	206,4	206,4	206,4	172,0	206,4

Сравнение технико-экономических показателей ГТУ-ТЭЦ по вариантам состава основного оборудования представлено в табл. 5.

Таблица 5

Показатель	Ед. изм.	Варианты					
		1	2	3	4	5	5а
<b>Первая очередь</b>							
Электрическая мощность	МВт	52,4	46,9	48,0	41,7	83,5	62,6
Тепловая мощность	Гкал/ч	178,8	172,8	165,1	157,4	184,3	189,9
Отпуск электроэнергии	млн кВт·ч	249,44	237,22	221,97	220,58	318,64	275,29
Отпуск тепла	тыс. Гкал	411,96	411,96	411,96	411,96	411,96	411,96
Число часов использования установленной электрической мощности	ч	5230	5559	5082	5818	4192	4829
Число часов использования установленной тепловой мощности	ч	2622	2771	2838	2978	2542	2468
Расход газа	млн нм <sup>3</sup>	109,92	101,18	102,80	101,21	123,10	112,06
Расход условного топлива	тыс. т у. т.	124,05	114,19	116,02	114,23	138,93	126,47
Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии	г у.т/кВт·ч	281,09	250,18	259,88	255,82	277,52	267,84
Удельный расход топлива на отпуск тепла	кг у.т/Гкал	130,93	133,13	141,60	140,30	122,58	128,01
<b>Полное развитие</b>							
Электрическая мощность	МВт	69,9	62,5	64,0	55,6	83,5	62,6
Тепловая мощность	Гкал/ч	307,1	299,2	288,9	278,6	287,5	293,0
Отпуск электроэнергии	млн кВт·ч	386,3	361,3	345,3	340,1	430,0	344,9
Отпуск тепла	тыс. Гкал	808,2	808,2	808,2	808,2	808,2	808,2
Число часов использования установленной электрической мощности	ч	6075	6352	5929	6728	5658	6051
Число часов использования установленной тепловой мощности	ч	2830	2905	3009	3120	3023	2967
Расход газа	млн нм <sup>3</sup>	186,36	173,35	176,34	172,34	186,34	171,19
Расход топлива	тыс. т у. т.	210,32	195,63	199,01	194,50	210,3	193,20
Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии	г у.т/кВт·ч	274,30	248,15	255,04	247,96	252,99	250,17
Удельный расход топлива на отпуск тепла	кг у.т/Гкал	129,13	131,13	137,27	136,33	125,61	132,3

Сметная стоимость строительства ГТУ-ТЭЦ по вариантам состава основного оборудования приведена в табл. 6.

Таблица 6

	Варианты					
	1	2	3	4	5	5а
Стоимость в пределах площадки строительства ГТУ-ТЭЦ, млн руб. с НДС						
Оборудование	5 997, 43	5 699,21	5 414,55	5 207,90	6 980,05	5 652,12
Строительные работы	1 079,89	1 053,19	1 037,36	1 053,00	1 015,74	1 021,24
Монтажные работы	579,11	568,07	676,31	677,10	661,89	587,09
Прочие (в том числе ПИР и ПНР)	1 116,49	1 088,37	1 070,33	1 053,77	1 201,91	1 083,60
Стоимость в границах площадки	8 772,92	8 408,85	8 198,55	7 991,76	9 859,59	8 344,05
Стоимость строительства внеплощадочных объектов, млн руб. с НДС						
Схема выдачи электрической мощности	1 466,04					
Схема выдачи тепловой мощности	2 304,83					
Внеплощадочный газопровод	342,67					
Прочие инженерные сети	401,19					
Стоимость внешних объектов	4 514,73					
Итого стоимость ГТУ-ТЭЦ	13 287,65	12 923,58	12 713,28	12 506,49	14 374,32	12 858,77

#### *Схема выдачи тепловой мощности*

На новый источник предлагается подключить потребители со стороны:

- Владивостокского городского округа (ВГО);
- Артемовского городского округа (АГО).

Существующие котельные к моменту подключения к магистральной тепловой сети от ГТУ-ТЭЦ реконструируются в ЦТП.

Существующие котельные АГО ко времени подключения на магистральную тепловую сеть от ГТУ-ТЭЦ переводятся в режим ЦТП с переводом котлов в резерв.

С учётом подключения к магистральной сети котельных, переведённых в режим ЦТП, к новому строительству предлагается следующее:

- для вывода на ВГО — 7728 м, в том числе надземная прокладка — 1475 м, канальная прокладка — 6253 м;
- для вывода на АГО 12320 м, в том числе надземная прокладка — 802 м, канальная — 11518 м.

Диаметры трубопроводов составляют 1000, 800, 600, 500, 400, 300, 250, 200 мм.

#### *Схема выдачи электрической мощности*

Для реализации оптимальной схемы выдачи электрической мощности ГТУ-ТЭЦ предусматривается выполнить следующие мероприятия:

- строительство КРУЭ 110 кВ ГТУ-ТЭЦ с установкой восьми ячеек выключателей;
- установка четырех силовых трансформаторов 110/10 кВ мощностью 25 МВА на ГТУ-ТЭЦ;
- строительство двух КЛ 110 кВ ГТУ-ТЭЦ – Западная сечением 400 мм<sup>2</sup> протяженностью 3,5 км каждая;
- расширение ПС 110 кВ Западная на три линейных ячейки;
- строительство двух одноцепных заходов на ВЛ 110 кВ Западная – Шахта-7 протяженностью 3,5 км с образованием КЛ 110 кВ ГТУ-ТЭЦ-Западная и КВЛ 110 кВ ГТУ-ТЭЦ-Шахта-7. Заходы предусмотрены в кабельном исполнении сечением кабеля 400 и 185 мм<sup>2</sup>.

#### *Выбор оптимальных вариантов ГТУ-ТЭЦ*

Варианты набора оборудования 4, 5 и 5а предусматривают использование импортных газотурбинных машин, для реализации которых потребуется привлечение кредитных средств только отечественных банков в размере 100 %. По этой причине варианты 4, 5 и 5а выглядят менее привлекательными.

Вариант 2 имеет существенный недостаток — завод-изготовитель не изготавливает в настоящее время двухтопливные ГТУ и не подтвердил возможность изготовления в будущем ГТУ в двухтопливном варианте, что может в дальнейшем серьезно отразиться на экономической эффективности проекта.

Варианты 2, 4, 5, 5а предлагается исключить из рассмотрения.

Для принятия решения по выбору оптимальных вариантов приведём основные технические и экономические критерии выбора состава оборудования по вариантам 1 и 3 (табл. 7).

Было также определён размер тарифа на энергию для вариантов 1 и 3.



Таблица 7

Критерий	Ед. изм.	Варианты	
		1	3
Тип газовой турбины	-	GPB180B	ГТЭ-16ПА
Производитель	-	Kawasaki	Авиадвигатель
Электрическая мощность ГТУ	МВт	17,47	16,00
Тепловая мощность на выходе ГТУ	МВт, Гкал/ч	23,7	19,3
Количество ГТУ	штук	4	4
Общая электрическая мощность	МВт	69,88	64,00
Тепловая мощность КУВ	Гкал/ч	100,76	82,56
Тепловая мощность ПВК	Гкал/ч	206,36	206,36
Общая тепловая мощность	Гкал/ч	307,12	288,92
<b>Технико-экономические показатели</b>			
Годовой отпуск электроэнергии	млн кВт·ч	386,3	345,3
Годовой отпуск тепла	тыс. Гкал	808,2	808,2
Удельный расход условного топлива на отпуск тепла	кг/Гкал	129,13	137,27
Максимальное давление природного газа	МПа	2,6 - 3	2,8 – 3,2
Полный КПД	%	80	до 80
Ресурс агрегата до капитального ремонта	ч	35 000	25 000
Общая стоимость строительства (без внеплощадочных сетей)	млн руб. с НДС	8 773	8 198
Удельная стоимость строительства без учёта внеплощадочных сетей (при курсе 65 руб/дол.)	дол/кВт	1 931	1 971
Стоимость строительства внеплощадочных сетей	млн руб. с НДС	4 515	
Общая стоимость строительства (с учётом внеплощадочных сетей)	млн руб. с НДС	13 287	12 713
Общий тариф на энергию (на 2019 г.)	руб/тыс. Гкал	8,13	8,20
<b>Показатели экономической эффективности</b>			
Простой срок окупаемости (PBP)	лет	8,02	7,99
Внутренняя норма рентабельности (IRR)		17,4	17,6
<b>Экологические показатели</b>			
Содержание NO <sub>x</sub> в дымовых газах	мг/м <sup>3</sup>	25	менее 50
Содержание CO в дымовых газах	мг/м <sup>3</sup>	менее 100	менее 100

Сравнение стоимости GPB180D и ГТЭ-16ПА приведено в табл. 8.

Таблица 8

Наименование ГТУ	Номинальная производительность, МВт	Стоимость ГТУ, млн руб/шт.	Удельная стоимость, млн руб/МВт
GPB180D	17,47	570,0*	32,65
ГТЭ-16ПА	16,0	528,3	33,02

\* - по обменному курсу 1,82 японской йены/руб.

Из данных табл. 8 видно, что удельная стоимость GPB180D меньше, чем ГТЭ-16ПА. Если сравнивать варианты 1 и 3 по техническим и экономическим критериям, то вариант 1 является более предпочтительным по следующим показателям:

- ресурсу агрегата до капитального ремонта;
- единичной электрической и тепловой мощности на выхлопе ГТУ;
- полному КПД;
- удельной стоимости установки;
- удельному расходу топлива на отпуск тепла;
- удельной стоимости строительства;
- вредным выбросам в окружающую среду;
- величине тарифа на энергию.

Общая стоимость строительства, простой срок окупаемости у варианта 1 незначительно ниже, чем у варианта 3, коэффициент использования топлива (КИТ) ниже, чем у варианта 3.

Одно из наиболее весомых преимуществ варианта 1 — возможность привлечения финансирования банков Японии. Это обстоятельство необходимо учитывать, принимая во внимание развитие российско-японских отношений, активное взаимодействие между ПАО «РАО Энергетические системы Востока» с Kawasaki Heavy Industries Ltd.

Вариант 3 выглядит более предпочтительным по следующим показателям:

- широкому диапазону рабочих температур наружного воздуха;
- общей стоимости строительства;
- простому сроку окупаемости;
- коэффициенту использования топлива.

Рассматриваемые варианты имеют схожие характеристики, и ни один из них не выглядит намного более предпочтительным, чем другой. Поэтому варианты 1 и 3 могут быть рекомендованы заказчику для дальнейшего рассмотрения и принятия окончательного решения.

С докладом **«Рассмотрение результатов технологического и ценового аудита проекта «Строительство ГТУ-ТЭЦ в г. Артём пос. Синяя сопка» на стадии обоснования инвестиций»** выступили к.т.н. Ю.В. Мельников — директор по развитию ООО «ЭФ-ТЭК». Ниже представлено основное содержание доклада.

#### *Оценка спроса на тепловую и электрическую энергию*

В проекте строительства ГТУ-ТЭЦ в г. Артём пос. Синяя сопка на стадии обоснования инвестиций (Проект) подключаемая к ТЭЦ тепловая нагрузка до 2029 г. определена величиной 145,05 Гкал/ч.

Предусматривается закрытие муниципальных котельных и переключения части существующих потребителей Владивостокской ТЭЦ-2 и котельной ОАО «Владивостокский морской речной порт».

Обоснование величины спроса на тепловую энергию в Проекте проведено на основании утвержденной Схемы теплоснабжения Владивостокского

городского округа (ВГО) на период 2015 – 2029 гг., выполненной ООО «НИПИ ПРЭС», г. Санкт-Петербург в 2014 г.

ООО «ЭФ-ТЭК» (Аудитор) рекомендует отслеживать утверждение изменений Схемы теплоснабжения ВГО и учитывать их на дальнейших стадиях проектирования.

В Проекте спрос на электрическую энергию определён исходя из принятой условной загрузки ТЭЦ на уровне 5 – 6 тыс. ч в год.

В первоначальной версии Проекта величина числа часов использования установленной мощности не была обоснована на основе режимно-балансового анализа. В окончательной версии Проекта принято, что ТЭЦ будет работать только по тепловому графику. Аудитор считает такое предположение обоснованным и соответствующим режимам работы аналогичных отопительных ТЭЦ в России.

#### *Результат технологического и ценового аудита (ТЦА) по направлению*

После корректировки в Проекте повысилось качество прогноза спроса на энергию. Аудитор считает прогноз спроса в целом обоснованным.

#### *Экспертная оценка оптимальности выбора площадки, архитектурно-планировочных и конструктивных решений*

В Проекте площадка расположена в районе пос. Синяя сопка на границе Артёмовского и Владивостокского городских округов (ГО). Альтернативные варианты площадки не рассматриваются. Выбор оптимального варианта размещения площадки проведён в зоне разрешённого использования. Здания сооружаются по индивидуальным проектам со стальным каркасом и лёгкими ограждающими конструкциями.

#### Комментарий Аудитора:

- площадка может быть выбрана, поскольку она расположена в центре тепловых нагрузок, имеется доступ к водоснабжению. Площадка предварительно согласована с местной администрацией;
- рекомендуется отслеживать изменения в генплане Артёмовского ГО. Генплан разработан в соответствии с требованием действующих норм технологического проектирования, с учётом максимального использования территории под застройку, оптимальных связей между зданиями и сооружениями. Конструктивные решения стандартны и отвечают современным нормам и требованиям.

#### *Результат ТЦА по направлению*

Аудитор считает выбранные решения по площадке, планировке и строительной части корректными.

#### *Варианты оборудования ГТУ-ТЭЦ*

Рассмотренные в Проекте варианты оборудования представлены в табл. 9.

Таблица 9

Вариант	Оборудование	Мощность	
		электрическая, МВт	тепловая, Гак/ч
1	Kawasaki 4xГТУ+4xКУ+6xПВК	69,76	301,3
2	РЭПХ 4xГТУ+4xКУ+6xПВК	63,6	299,6
3	Авиадвигатель 4xГТУ+4xКУ+6xПВК	64	283,5
4	Siemens 4xГТУ+4xКУ+6xПВК	54,58	271,7
5	GE 4xГТУ+4xКУ+5xПВК	83,7	286,5
5a	GE 3xГТУ+3xКУ+6xПВК	62,8	292,3

Комментарий Аудитора:

- технология генерации ГТУ-ТЭЦ с ПВК выбрана корректно;
- рассмотрение шести вариантов со сходной единичной установленной мощностью явно избыточно;
- не рассмотрены варианты ГТУ мощностью 30 – 40 МВт, а также титульная ГТУ GPB80D без обоснования;
- лишь ГТУ Siemens, Авиадвигатель и Kawasaki рассматриваются в двухтопливном исполнении (по турбинам других производителей подтверждения нет). Применение однотопливных ГТУ противоречит выбранной в Проекте схеме топливоснабжения;
- КУ приняты без дожигания и без обоснования этого решения (нет сравнения дожигания с установкой ПВК);
- Аудитор обнаружил в первоначальной версии Проекта ряд существенных ошибок в расчёте технико-экономических показателей (ТЭП). В окончательной версии Проекта эти ошибки исправлены.

*Результат ТЦА по направлению*

В ходе корректировки в Проекте исправлены многочисленные ошибки в расчёте ТЭП. Некоторые технологические решения недостаточно обоснованы, но в целом технология генерации выбрана корректно.

*Оценка соответствия принятых технологических решений современному международному уровню развития технологий*

Комментарий Аудитора:

- отопительная ГТУ-ТЭЦ на природном газе на основе современных газовых турбин, работающих преимущественно в режиме когенерации, — оптимальный профиль электростанции для структуры спроса на тепловую и электрическую энергию в рамках Проекта;
- в Проекте рассмотрены ГТУ ведущих мировых (Kawasaki, Siemens, General Electric) и отечественных производителей (РЭП-Холдинг, Авиадвигатель), поставляющих ГТУ этого класса мощности. Список следовало бы дополнить производителем Caterpillar Solar Turbines, ГТУ которой уже работают в России.

Аудитор отмечает, что вариант ГТУ Kawasaki не удовлетворяет требованиям СТО 70238424.27.100.007-2008 в части энергоэффективности (КПД ГТУ класса мощности 15 – 25 МВт должен быть не менее 34 %). У компании Kawasaki есть ГТУ GPB300D (L30A) гораздо более современная машина с лучшими техническими характеристиками, но она в Проекте не рассматривалась.

#### *Результат ТЦА по направлению*

Основные технологические, электротехнические и строительные решения, принятые в Проекте по большинству вариантов соответствуют уровню лучших технических решений в российской и международной практике. В Проекте рассмотрена ГТУ Kawasaki предыдущего поколения. Более современная и соответствующая мировому уровню развития технологий ГТУ GPB300D не рассмотрена

*• Выявление возможностей оптимизации предлагаемых технических решений*

Аудитор рекомендует:

- пересмотреть количество и мощность ПВК;
- рассмотреть возможность увеличения установленной мощности энергоблока ГТУ+КУ;
- применить КУ без байпасных газопроводов;
- рассмотреть возможность применения КУ с дожиганием с целью замещения тепловой мощности ПВК;
- отказаться от водогрейных котлов для подогрева подпиточной воды и организовать схему подогрева прямой сетевой водой;
- изменить систему охлаждения оборудования ТЭЦ с отказом от градирен;
- отказаться от установки подготовки обессоленной воды для промывки компрессоров ГТУ, пересчитать расчётную потребность станции в воде (замечание учтено в окончательной версии обоснования инвестиций);
- принять температурный график теплосети 130/70°C вместо 115/70 °C (замечание учтено в окончательной версии Проекта);
- оптимизировать трассировку трубопровода теплосети от ГТУ-ТЭЦ в сторону г. Владивосток;

#### *Результат ТЦА по направлению*

В ходе корректировки в Проекте учтены некоторые рекомендации Аудитора по оптимизации технических решений. Большая часть рекомендаций не вошла в окончательную версию Проекта.

*Экспертная оценка эффективности установленных сроков и графика реализации Проекта*

В Проекте представлены следующие сроки реализации:

- разработка проектно-сметной документации — январь – апрель 2016 г.;
- экспертиза проектно-сметной документации (ПСД) — май – июль 2016 г.;
- начало строительных работ — август 2016 г.;

- пуск первой очереди — 2018 г.;
- пуск второй очереди — 2029 г.

Комментарий Аудитора:

- график реализации проекта в Проекте не приведён;
- принятые сроки реализации Проекта не обоснованы по следующим

причинам:

процесс согласования Проекта с ДЗО/ВЗО Заказчика и с третьими лицами не завершён и составляет до шести месяцев;

срок прохождения экспертизы три месяца принят исходя из предположения об успешном получении положительного заключения Главгосэкспертизы с первой попытки. Аудитор сомневается в обоснованности такого предположения с учётом того, что обоснование инвестиций по Проекту разрабатывается проектным институтом уже более года с сентября 2014 г.;

сроки не учитывают процедуру привлечения финансирования на реализацию проекта с учётом получения согласований от регулирующих органов.

Аудитор считает нереалистичным пуск первой очереди ТЭЦ до конца 2018 г.

*Результат ТЦА по направлению*

Установленные сроки реализации Проекта нереалистичны. График реализации Проекта Аудитору не представлен.

*Экспертная оценка обоснованности стоимости строительства ГТУ-ТЭЦ в сравнении с объектами-аналогами*

Сметная стоимость строительства ГТУ-ТЭЦ по вариантам в ценах 3 квартала 2015 г. с НДС представлена в табл. 10. Она не включает затраты на внеплощадочные сети (дополнительно около 4,7 млрд руб. в ценах 2015 г. с НДС).

Таблица 10

Вариант	Сметная стоимость строительства ГТУ-ТЭЦ, млрд руб. (в ценах 3 квартала 2015 г. с НДС)	
	первоначальная	скорректированная
1	9,06	8,77
2	9,49	8,41
3	8,91	8,20
4	9,48	7,99
5	10,13	9,86
5а	8,67	8,34

К первоначальной сметной стоимости строительства Аудитор высказал следующие замечания:

- сметная стоимость строительства существенно (на 20 – 50 %) превышает российские аналоги. Структура стоимости строительства не соответствует российской и международной практике;
- стоимость строительно-монтажных работ (СМР) и вспомогательного оборудования завышена;
- не учтены дополнительные затраты на компенсацию землепользователям, на перевод категории земель, на источник водоснабжения; на проведение торгов, авторский надзор и др.;
- не составлен сводный сметный расчёт (ССР) на внеплощадочные тепловые сети, не учтены затраты по главам 1, 8 – 12 по внеплощадочным тепловым сетям, что составляет 20 – 30 % от стоимости СМР по ним;
- не учтена инфляция на период строительства.

В окончательной версии обоснования инвестиций замечания в целом устранены.

#### *Результат ТЦА по направлению*

После корректировки Проекта повышено качество расчётов стоимости строительства. Сметная стоимость строительства уменьшена на величину от 0,3 до 1,5 млрд руб., что составляет до 12 %.

Аудитор рекомендует рассмотреть следующие возможности оптимизации ССР:

- выбрать для реализации вариант с наименьшими капитальными затратами (вариант 3). Эффект от оптимизации составит 960 млн руб. по капитальным затратам;
- стоимость схемы выдачи электрической мощности может быть сокращена за счёт уточнения расценок по экспертной оценке на величину до 50 %, что составляет около 500 млн руб.
- более точный подбор единичной мощности и количества ПВК с устранением избытков установленной тепловой мощности ТЭЦ позволит сократить суммарную мощность ПВК на 5 – 19 % в зависимости от варианта, что составит до 114 млн руб.;
- применить более дешёвые варианты технических решений по вспомогательному оборудованию в соответствии с рекомендациями п. 12. Суммарный эффект может достигнуть 365 млн руб.

#### *Результат ТЦА по направлению*

Аудитор выявил ряд направлений для оптимизации сметной стоимости за счёт изменения технических решений и уточнения оценки стоимости СВМ на общую сумму до 1,8 млрд руб. (до 15 %).

В Проекте доходы определяются величинами спроса на энергию и экономически обоснованных тарифов (ЭОТ) на продажу энергии. Выручка до 2044 г. составляет около 105 млрд руб. (вариант 1). Дополнительно учтены доходы от технологического присоединения (ТП) новых потребителей тепловой энергии. Расходы определяются затратами на топливо и амортизацию (суммарно

— более 50 % общих расходов). Сумма расходов равна сумме доходов за счёт подбора величины ЭОТ. Дополнительно запланировано привлечение кредитов (выплата по процентам около 55 млрд руб. до 2044 г.).

Комментарий Аудитора:

- в первоначальной версии обоснования инвестиций Аудитором были обнаружены ошибки в оценке как операционных доходов (в части величины спроса на электрическую энергию), так и операционных расходов (в части расходов на топливо, амортизацию, сервисное обслуживание и др.);
- в окончательной версии обоснования инвестиций указанные замечания в целом устранены.

*Результат ТЦА по направлению*

После корректировки Проекта устранены ошибки в расчёте расходов/доходов. Аудитор считает оценку доходов/расходов в целом обоснованной.

*Оценка доли собственного/привлеченного капитала в объеме инвестиций*

В Проекте доля собственного капитала инициатора по всем вариантам обоснования инвестиций составляет 0 %.

Комментарий Аудитора:

- выбранная структура финансирования определяет необходимость привлечения дорогостоящих кредитов как для первоначальных инвестиций, так и для покрытия кассовых разрывов в течение жизни Проекта.
- эти затраты ухудшают показатели экономической эффективности Проекта и создают долгосрочные риски невозврата кредитов в случае, например, колебания валютных курсов (для кредитов в иностранной валюте).

*Результат ТЦА по направлению*

Аудитор считает выбранную структуру финансирования рискованной.

*Интегральные показатели эффективности Проекта*

В Проекте интегральные показатели эффективности для инвестиционных затрат на период 2015 – 2044 гг. при условии установления для Проекта экономически обоснованных тарифов (для различных вариантов) составляют:

- чистая приведённая стоимость (NPV) 1,1 – 1,4 млрд руб.;
- дисконтированный срок окупаемости (PBP) 13,55 – 15,41 лет;
- простой срок окупаемости 7,91 – 8,02 лет;
- внутренняя норма рентабельности (IRR) 17,4 – 17,6 %;
- норма доходности дисконтированных затрат (PI) 1,11 – 1,12.

Величины экономически обоснованных тарифов (средние за период 2018 – 2044 гг.) составляют:

- на электроэнергию 6,0 – 8,0 руб/кВт·ч;
- на тепловую энергию, 2945 – 3950 руб/Гкал.

Комментарий Аудитора:

- без установления экономически обоснованных тарифов показатели эффективности Проекта являются отрицательными;
- сравнение вариантов по показателям эффективности инвестиций только между собой невозможно, поскольку все варианты имеют разные



расчётные величины ЭОТ и соответственно различные тарифные последствия для потребителей тепловой и электрической энергии. Это определяется методологией расчёта ЭОТ.

*Результат ТЦА по направлению*

Аудитор предлагает сравнивать варианты на основе оценки тарифных последствий для потребителей тепловой и электрической энергии.

Комментарий Аудитора:

Инвестиционные риски

- риск реализации с потерей доходов инвестора (инициатора) очень высокий.

Технологические факторы

- применение однотопливных ГТУ противоречит нормативам;
- ГТУ Kawasaki не сертифицированы для применения в России и имеют наихудшие показатели энергоэффективности среди всех рассмотренных вариантов;

- трудности логистики при осуществлении сервисного обслуживания ГТУ (в особенности для вариантов 2, 4, 5, 5а) из-за удалённости заводов-изготовителей от г. Артём;

- применение ГТУ стационарного типа нежелательно из-за низкой надёжности в резкопеременных режимах;

- неопределённость подключения к сети газоснабжения. Этот риск состоит в нерешённости вопроса газоснабжения планируемой ТЭЦ. Аудитор рекомендует уделить проработке этого вопроса особое внимание на этапе проектирования.

Операционные факторы:

- риски увеличения стоимости сервисного обслуживания газотурбинного оборудования.

Финансовые риски:

- валютный, инфляционный, налоговый риски;
- риск роста стоимости кредитных средств;
- риск недофинансирования (неверная оценка оборотного капитала);
- рыночные риски (падение темпов жилищного строительства);
- риск удорожания стоимости Проекта и увеличения сроков строительства (низкое качество разработки проектной и сметной документации, управления проектом строительства и контроля над генподрядчиком).

Риск недостижения запланированной рентабельности:

- снижение ожидаемого размера выручки и увеличение запланированного объёма затрат;

- утверждение тарифов на уровне существенно ниже экономически обоснованных в Проекте;

- риск недостижения плановых технико-экономических параметров Проекта.

*Результат ТЦА по направлению*

В ходе корректировки Проекта снят высокий технологический риск отсутствия водоснабжения за счёт корректировки расчёта потребности в водоснабжении по рекомендациям Аудитора. Проект характеризуется высокими рисками для инвестора (инициатора).

В случае применения экономически обоснованного («сглаженного») тарифа компания обеспечивает свою безубыточность в любом из вариантов, о чем свидетельствуют интегральные показатели эффективности («для собственного капитала»). При этом строительство ГТУ-ТЭЦ приведёт к росту тарифов.

Комментарий Аудитора:

- без установления экономически обоснованных тарифов показатели эффективности Проекта являются отрицательными, и в этом случае он не может быть рекомендован к реализации;
- в случае установления экономически обоснованных тарифов проект является эффективным и технически реализуемым. Выбор конкретного варианта рекомендуется проводить по тарифным последствиям, техническим возможностям, уровню надёжности, рискам и т. д.

*Результат ТЦА по направлению*

Анализ вариантов целесообразно проводить, сравнивая тарифные последствия, а не показатели эффективности инвестиций. Для сравнения вариантов Аудитором предложен метод «условного тарифа на условную энергию».

*Анализ целесообразности и технической возможности реализации инвестиционного проекта*

В Проекте варианты 4, 5 и 5а исключаются из рассмотрения (100 % финансирование отечественных банков затруднено для импортных ГТУ). Вариант 2 исключается из рассмотрения (однотопливность).

Варианты 1 и 3 имеют схожие характеристики и могут быть рекомендованы Заказчику для рассмотрения и принятия окончательного решения.

Комментарий Аудитора:

- по величине «условных тарифов на условную энергию» лучшими вариантами являются 4 и (на 5 – 6 % ниже, чем у вариантов 1, 2, 5);
- по техническим характеристикам рассмотренные ГТУ находятся на сравнимом уровне. Наихудший показатель электрического КПД у варианта 1. Авиационные ГТУ (варианты 3 и 5) будут иметь некоторое преимущество за счёт лучшей приспособленности к режиму работы;
- вариант 3 имеет наименьшую валютную составляющую в структуре стоимости строительства.

Преимущества варианта 1 состоят в следующем:

- привлечение иностранного финансирования с пониженными кредитными ставками;
- минимальная удалённость от завода-изготовителя;
- относительно небольшая удельная стоимость строительства;
- небольшая величина удельного расхода топлива на отпуск тепловой энергии;

- хорошие экологические показатели.

#### *Результат ТЦА по направлению*

Рекомендуется выбрать для дальнейшего рассмотрения варианты 3 и 1.

Рекомендуется приостановить проектирование и провести переговоры с поставщиками ГТУ и кредиторами с целью предоставления ими более привлекательных предложений.

#### *Заключение по результатам технологического и ценового аудита*

1. Проект строительства ГТУ-ТЭЦ в пос. Синяя сопка может быть реализован только при условии установления экономически обоснованных тарифов на тепловую и электрическую энергию. В этом случае он является в целом обоснованным и технически реализуемым с учётом высказанных Аудитором замечаний и рекомендаций.

2. По совокупности критериев Аудитор рекомендует Заказчику выбрать для дальнейшего рассмотрения варианты 3 и 1.

3. Аудитор рекомендует Заказчику приостановить проектирование и провести переговоры с поставщиками ГТУ и кредиторами с целью предоставления ими более привлекательных предложений по цене оборудования и сервиса, а также по величине кредитной ставки. Окончательный выбор варианта следует делать на основе сравнения окончательных предложений.

4. В ходе проведения ТЦА удалось нивелировать ряд технических рисков, а также снизить оценку сметной стоимости на величину до 12 %. Для достижения дополнительного эффекта рекомендуется учесть в дальнейшем рекомендации Аудитора по оптимизации проекта.

#### **В обсуждении докладов приняли участие:**

Член-корр. РАН **Г.Г. Ольховский** — президент ОАО «ВТИ», член-корр. АЭН РФ к.э.н. **В.А. Джангиров** — заместитель председателя комитета Торгово-промышленной палаты РФ по энергетической стратегии и развитию ТЭК, к.т.н. **Ю.В. Мельников** — директор по развитию ООО «ЭФ-ТЭК», **В.Н. Бородин** — заместитель генерального директора по технической политике – главный инженер ПАО «РАО Энергетические системы Востока», д.т.н. **А.Я. Копсов** — президент компании ООО «ГЭС-газотурбинные технологии», **Д.А. Рожков** — заместитель генерального директора по экономике и финансам АО «ХЭТК», д.т.н. **В.В. Кудрявый** — председатель Комитета по надёжности совета директоров ПАО «РусГидро», д.т.н. **А.М. Брянцев** — генеральный директор ООО «ЭСКО», **В.В. Галанин** — заместитель начальника департамента технологического развития ПАО «ФСК ЕЭС», **А.А. Удалов** — директор по перспективным проектам и программам развития ПАО «РАО Энергетические системы Востока», **А.Г. Дорохин** — начальник отдела сопровождения экспертизы и формирования ИРД ПАО «ФСК ЕЭС», д.т.н. **В.А. Барин** — заведующий отделением перспектив развития электроэнергетики ОАО «ЭНИН им. Г.М. Кржижановского», **Ю.А. Степанов** — ЗАО «Свеко Союз Инжиниринг», к.т.н. **А.Э. Голодницкий** — управление научно-инновационной деятельности фонда «Энергия без границ».

## **Совместное заседание ОТМЕЧАЕТ:**

1. Высокую стоимость строительства ГТУ-ТЭЦ в г. Артём.

ПАО «РАО Энергетические системы Востока» необходимо провести переговоры с поставщиками ГТУ с целью снизить стоимость оборудования, т. к. в настоящее время она соизмерима со стоимостью оборудования зарубежных фирм. Окончательное решение по продолжению проектирования ГТУ-ТЭЦ следует сделать на основе результатов этих переговоров.

2. Высокая стоимость строительства ГТУ-ТЭЦ во многом определяется сложившейся в нашей стране практикой финансирования проектов. Так, ГТУ-ТЭЦ в г. Артёме предполагается строить на очень дорогие кредиты, обслуживание которых с учётом погашения тела долга и выплаты процентов до 2044 г. составляет 59,6 млрд руб. (в том числе собственно кредит на строительство ГТУ-ТЭЦ и внеплощадочных сетей — 17,5 млрд руб., оборотный кредит — 9,3 млрд руб., выплата процентов — 32,7 млрд руб.). Такая высокая стоимость кредитных ресурсов, используемых для финансирования проектов, делает развитие электроэнергетики чрезвычайно затруднительным.

ПАО «РАО Энергетические системы Востока» целесообразно обратиться в Правительство России с предложением выдавать кредиты по ставке рефинансирования Центрального банка России с 50 % компенсацией кредитной ставки государством. Срок предоставления кредита — до 25 лет.

3. Важной предпосылкой строительства ГТУ-ТЭЦ в г. Артёме является то, что её строительство позволит обеспечить электрической и тепловой энергией новых потребителей и переключить потребителей неэффективных угольных и мазутных котельных на централизованное теплоснабжение с переводом котельных в режим центральных тепловых пунктов. Однако существует большой риск невыполнения схем теплоснабжения городского округа и отказа промышленных и муниципальных котельных от подключения к централизованной системе теплоснабжения.

ПАО «РАО Энергетические системы Востока» необходимо добиться гарантий администрации Приморского края и муниципалитета г. Артёма за сроки и объёмы подключения новых электрических и тепловых нагрузок и переключения потребителей угольных и мазутных котельных на централизованное теплоснабжение от новой ГТУ-ТЭЦ.

4. Необходимо исключить из стоимости ГТУ-ТЭЦ в г. Артёме затраты на строительство внеплощадочных объектов. Затраты на строительство теплотрасс, кабельных и воздушных линий электропередачи должны быть профинансированы муниципалитетом г. Артёма. Это не только снизит стоимость строительства ГТУ-ТЭЦ, но и повысит общую ответственность за своевременное обеспечение потребителей электрической и тепловой энергией.

5. Целесообразно предусмотреть подключение к новым электростанциям освещения городских кварталов в г. Артёме, а также создать технические и тарифные условия для задействования в домах в ночное время электрического подогрева водоразбора горячей воды через баки-аккумуляторы. Это позволит

выравнить суточные графики нагрузок, упростит работу делительной автоматики для выделения ГТУ-ТЭЦ на изолированную работу в аварийных ситуациях.

Рассмотрение возможности и целесообразности электрического подогрева водоразбора горячей воды через баки-аккумуляторы необходимо осуществлять сравнением с принятой «классической» схемой теплоснабжения от теплофикационного (когенерационного) источника, когда подогрев горячей воды в ЦТП (в т. ч., с работой на баки-аккумуляторы) происходит сетевой водой от теплофикационного оборудования ТЭЦ, работающего в режиме совместного производства тепловой и электрической энергии. Снижение тепловой нагрузки ТЭЦ в пользу электрического подогрева одного из контуров системы теплоснабжения не должно приводить к вынужденному конденсационному (с работой на байпас в атмосферу при ГТУ-ТЭЦ) режиму производства электроэнергии.

6. Эффективность каждого проекта, в том числе и рассматриваемой ГТУ-ТЭЦ в г. Артёме, должна подтверждаться анализом совместных режимов работы новых и ранее построенных электростанций в энергосистеме. Что касается данного проекта, то в нём имеется много возможностей усовершенствовать структуру мощностей и оптимизировать режимы работы оборудования проектируемой ГТУ-ТЭЦ в составе энергосистемы.

Совместное заседание рекомендует выполнить анализ режимов работы ГТУ-ТЭЦ в энергосистеме как с точки зрения возможного снижения тепловой мощности, так и выравнивания графика электрических нагрузок (целесообразно рассмотреть строительство баков аккумуляирования тепла, распределительных устройств 10 кВ для подключения рядом расположенных потребителей и др.).

7. Показатели эффективности проекта ГТУ-ТЭЦ в г. Артёме оценены при условии установления для неё экономически обоснованных (фактически завышенных) тарифов на тепловую и электрическую энергию. Без установления экономически обоснованных тарифов показатели эффективности проекта являются отрицательными. В то же время проекты строительства новых энергетических объектов являются эффективными, если они позволяют снизить или стабилизировать тарифы на электрическую и тепловую энергию. Проблема высоких тарифов на тепловую и электрическую энергию для потребителей Дальнего Востока является чрезвычайно острой, поскольку при высоких тарифах промышленность Дальнего Востока развиваться не будет. В любом случае нельзя допустить на Дальнем Востоке роста тарифов на электрическую и тепловую энергию сверх уровня инфляции. В условиях высокого риска невозврата средств, вложенных в ГТУ-ТЭЦ в г. Артёме, необходимо внедрить механизм возврата инвестиций в строительство ГТУ-ТЭЦ и централизованной системы теплоснабжения. Одним из вариантов механизма возврата вложенных средств в строительство ГТУ-ТЭЦ и централизованной системы теплоснабжения может быть установление специального тарифа на электрическую и тепловую энергию от новой ГТУ-ТЭЦ.

### **Совместное заседание РЕШИЛО:**

1. Отметить необходимость строительства ГТУ-ТЭЦ в г. Артёме пос. Синяя сопка для обеспечения надёжного энергоснабжения потребителей на территории городского округа и решения, прежде всего, проблем теплоснабжения путём замещения системой централизованного теплоснабжения котельных, работающих на угле и мазуте.

2. Одобрить технологические решения и выбор основного оборудования, принятые АО «Хабаровская энерготехнологическая компания» в рамках разработки обоснования инвестиций в ГТУ-ТЭЦ в г. Артёме пос. Синяя сопка, с учётом замечаний, представленных ООО «ЭФ-ТЭК» в результатах технологического и ценового аудита, и предложений, высказанных на Совместном заседании.

3. Рекомендовать ПАО «Энергетические системы Востока»:

- совместно с Минэнерго России поставить перед Правительством России вопрос об оптимизации кредитной политики и разработке системы льгот для финансирования строительства новых и технического перевооружения действующих электростанций, прежде всего на территории Дальнего Востока, с целью обеспечить приемлемую стоимость и окупаемость проектов и не допустить роста тарифов на электрическую и тепловую энергию для потребителей;

- обобщить имеющийся опыт проектирования и строительства новых тепловых электростанций для выработки общих технических требований и типизации проектов и смет, разработки оптимальных методов финансирования строительства и организации эксплуатации электростанций.

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

В.В. Молодук

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

Я.Ш. Исамухамедов

Ученый секретарь секции Научного  
совета РАН по системным  
исследованиям в энергетике, зав.  
отделением ОАО «Энергетический  
институт им. Г.М. Кржижановского,  
д.т.н. академик АЭН РФ

В.А. Баринов