



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



Основана в 1724 году

**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. Рогалев
«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. Владивостоке пос. Змеинка» на стадии
обоснования инвестиций»**

г. Москва

№ 3/16

22 июня 2016 г.

Присутствовало: 58 чел.

Со вступительным словом выступил член-корр. РАН Г.Г. Ольховский.
В своём вступительном слове член-корр. РАН **Г.Г. Ольховский** сказал следующее.

Сегодня мы рассматриваем результаты технологического и ценового аудита проекта «Строительство ГТУ-ТЭЦ в г. Владивостоке пос. Змеинка» 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. Владивосток, пос. Змеинка выступил С.М.

Моисеев — директор проектного института АО «Хабаровская энерготехнологическая компания». Ниже приведены основные положения доклада.

Существующее положение

В настоящее время электро- и теплоснабжение данного района (полуостров Голдобина) осуществляется ВТЭЦ-2 филиала «Приморская генерация» АО «ДГК» и муниципальными котельными. Электрическая мощность ВТЭЦ-2 составляет 497 МВт. Тепловая мощность ВТЭЦ-2 равна 1051 Гкал.

При разработке обоснования инвестиций в качестве исходных материалов принята схема теплоснабжения Владивостокского городского округа на период 2015 – 2029 гг.

Предпосылки строительства ГТУ-ТЭЦ в пос. Змеинка

На территории Владивостокского городского округа (ВГО) планируется стабильное развитие всех видов экономической деятельности с ростом капитального строительства, развития транспорта и агропромышленного комплекса. Экономическое развитие ВГО необходимо обеспечить надёжной и эффективной системой тепло- и электроснабжения.

На новый источник тепловой энергии планируется подключить следующих потребителей:

- потребители муниципальных котельных №№ 31, 34, 63, 25;
- часть существующих потребителей Голдобинской тепломагистрали ВТЭЦ-2;
- потребители котельной ОАО «Владивостокский морской рыбный порт» (ОАО «ВМРП»);
- потребители перспективного микрорайона Улица Босфора, 3 и перспективной уплотнительной застройки Первомайского района г. Владивостока.

Строительство ГТУ-ТЭЦ вблизи перспективных жилых микрорайонов и существующих потребителей, подключённых в настоящее время к Голдобинской тепломагистрали ВТЭЦ-2, позволит решить следующие задачи:

- снять с ВТЭЦ-2 тепловую нагрузку части существующих и перспективных потребителей на полуострове Голдобин;
- разгрузить перегруженные водяные тепломагистрали Голдобинская;
- исключить затратные и трудоёмкие мероприятия в условиях значительных планировочных ограничений в ВГО по реконструкции тепломагистрали Голдобинская для обеспечения подключения перспективных потребителей;
- обеспечить подключение перспективных потребителей полуострова Голдобин;
- повысить надёжность работы централизованной системы теплоснабжения ВГО.

Обоснование выбора площадки строительства

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

- минимизация ущерба, причиняемого природной среде;
- обеспечение надёжности и безаварийности при эксплуатации;
- обеспечение устойчивого развития территорий, развития инженерной, транспортной и социальной инфраструктуры;
- размещение перспективных потребителей энергии в центре или близко к центру с целью минимизации затрат на строительство.

Площадка предполагаемого строительства расположена на незастроенной территории. Ближайшие жилые зоны расположены на расстоянии 500 м с севера и 200 м с запада. На расстоянии 50 м от площадки находится территория крематория с колумбарием, на востоке площадка ограничена территорией кладбища.

Данная площадка обозначена для строительства ГТУ-ТЭЦ в схеме теплоснабжения и генеральном плане развития ВГО.

Обоснование тепловой мощности ГТУ-ТЭЦ

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

Таблица 1

Потребители	Тепловая нагрузка, Гкал/ч		
	существующая	перспективная	суммарная
Котельные МУПВ «ВПЭС»	18,36	-	18,36
Существующие потребители Голдобинской тепломагистрали ВТЭЦ-2	66,55	-	66,55
микрорайон ул. Босфора,3	-	39,35	39,35
Уплотнительная застройка в Первомайском районе	-	19,01	19,01
Котельная ТСЖ Калинина	1,58	-	1,58
ВСЕГО на ГТУ-ТЭЦ	86,49	54,61	144,86

С учётом значительной доли перспективной нагрузки строительство ГТУ-ТЭЦ предусматривается двумя этапами. Необходимая тепловая мощность по каждому из этапов (с учётом потерь в теплосети и собственных нужд) составит:

- для первого этапа — не менее 89,5 Гкал/ч (часть перспективной нагрузки запланирована в ближайшие годы, до ввода ГТУ-ТЭЦ в эксплуатацию);
- для второго этапа — не менее 148,0 Гкал/ч.

Варианты основного оборудования

В качестве основного оборудования рассматриваются газовые турбины (ГТУ) отечественного и импортного производства единичной электрической мощностью от 7 до 17 МВт. Применение ГТУ меньшей мощности нецелесообразно, так как в этом случае их количество будет больше, что приведёт к удорожанию проекта.

ГТУ единичной мощностью более 20 МВт также не рассматриваются, поскольку в данном случае нельзя обеспечить покрытие тепловой нагрузки на горячее водоснабжение (ГВС) в летний период от блоков ГТУ+КУВ (до 10 Гкал/ч для первого этапа строительства ГТУ-ТЭЦ).

Рассмотренные варианты ГТУ приведены в 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	GPB80D	Kawasaki (Япония)

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 ТТ100 тепловой мощностью 16,5 и 20 МВт (14,2 и 17,2 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	GPB80D
Технические показатели					
Электрическая мощность, МВт	17,17	15,63	16,0	13,89	7,47
Электрический КПД, %	33,4	35,23	35,5	34,8	33,0
Температура на выхлопе, °С	538	490	485	545	526
Расход выхлопных газов, кг/с	57,9	54,2	55,7	42,6	26,4
Тепловая мощность КУВ, Гкал/ч	25,2	23,2	20,6	18,1	10,32
Необходимое давление газа, МПа	3,0	3,5	3,2	2,9	3,0
Ресурс между капремонтами, ч	35 000	25 000	25 000	48 000	35 000
Масса установки, т	160	126	181	175	74
Коэффициент использования топлива, %	76	76,5	80,6	84,3	77,3
Экологические показатели					
Уровень шума, дБА (1 метр)	85	85	80	85	85
Концентрация NO _x , мг/м ³	25	50	50	50	25
Концентрация CO, мг/м ³	100	40	100	100	100

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

Таблица 4

Показатель	Варианты				
	1	2	3	4	5
Газотурбинные энергоблоки					
Тип газовой турбины	GPB180D	ГТЭ-16	ГТЭ-16ПА	SGT-400	GPB80D
Производитель	Kawasaki	РЭПХ	Авиадвиг.	Siemens	Kawasaki
Электрическая мощность ГТУ, МВт	17,17	15,63	16,0	13,9	7,47
Тепловая мощность КУВ, Гкал/ч	25,2	23,2	20,6	18,1	10,32
Пиковые водогрейные котлы					
Тип котлоагрегата	ТТ100	ТТ100	ТТ100	ТТ100	ТТ100
Производитель	Энтророс	Энтророс	Энтророс	Энтророс	Энтророс
Тепловая мощность котла, Гкал/ч	14,2	17,2	17,2	17,2	17,2
Первая очередь					
Количество ГТУ, штук	3	3	3	3	6
Электрическая мощность, МВт	51,51	46,9	48,0	41,7	44,82
Тепловая мощность КУВ, Гкал/ч	75,6	69,7	61,9	54,2	61,91
Количество котлов ПВК, штук	2	2	2	2	2
Тепловая мощность ПВК, Гкал/ч	28,37	34,39	34,39	34,39	34,39
Тепловая мощность первой очереди, Гкал/ч	103,94	104,09	96,29	88,59	96,3
Вторая очередь					
Количество ГТУ, штук	-	-	-	-	-
Электрическая мощность, МВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Тепловая мощность КУВ, Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Количество котлов ПВК, штук	4	4	4	4	4
Тепловая мощность ПВК, Гкал/ч	56,75	68,79	68,79	68,79	68,79
Тепловая мощность второй очереди, Гкал/ч	56,75	68,79	68,79	68,79	68,79
Полное развитие					
Электрическая мощность, МВт	51,51	46,89	48,0	41,66	44,82
Тепловая мощность, Гкал/ч	160,71	172,84	165,10	157,35	165,09
КУВ	75,57	69,66	61,92	54,17	61,91
ПВК	85,12	103,18	103,18	103,18	103,18

Технико-экономические показатели ГТУ-ТЭЦ по вариантам состава основного оборудования приведены в табл. 5.

Таблица 5

Показатель	Ед. изм.	Варианты				
		1	2	3	4	5
Первая очередь						
Электрическая мощность	МВт	51,51	46,9	48,0	41,7	44,82
Тепловая мощность	Гкал/ч	103,9	104,05	96,29	88,56	96,3
Отпуск электроэнергии	млн кВт·ч	197,68	208,35	211,53	209,10	209,78
Отпуск тепла	тыс. Гкал	239,70	239,70	239,70	239,70	239,70
Число часов использования установленной электрической мощности	ч	4217	4883	4843	5515	5143
Число часов использования установленной тепловой мощности	ч	2778	2775	2998	3260	2998
Расход газа	млн нм ³	83,38	76,23	77,26	74,58	80,36
Расход условного топлива	тыс. т у. т.	94,10	86,03	87,19	84,17	90,69
УРУТ на отпуск э/э	г у. т/кВт·ч	319,25	267,12	260,08	252,44	281,22
УРУТ на отпуск тепла	кг у. т/Гкал	129,27	126,74	134,23	130,95	132,24
Полное развитие						
Электрическая мощность	МВт	51,51	46,9	48,0	41,7	44,82
Тепловая мощность	Гкал/ч	160,71	172,84	165,1	157,35	165,09
Отпуск электроэнергии	млн кВт·ч	281,05	272,59	265,55	262,44	266,64
Отпуск тепла	тыс. Гкал	419,58	419,58	419,58	419,58	419,58
Число часов использования установленной электрической мощности	ч	5996	6388	6080	6923	6538
Число часов использования установленной тепловой мощности	ч	3090	2873	3008	3156	3008
Расход газа	млн нм ³	121,20	109,15	113,89	111,79	116,60
Расход топлива	тыс. т у. т.	136,78	123,18	128,53	126,16	131,59
Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии	г у.т/кВт·ч	288,83	243,32	259,23	255,07	272,45
Удельный расход топлива на отпуск тепла	кг у.т/Гкал	132,53	135,51	142,26	141,15	140,47

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

Таблица 6

	Варианты				
	1	2	3	4	5
Стоимость в пределах площадки строительства ГТУ-ТЭЦ, млн руб. с НДС					
Оборудование	4 692	4 507	4 296	4 141	5 329
Строительные работы	1 769	1 741	1 718	1 734	1 737
Монтажные работы	529	524	549	547	569
Прочие (в том числе ПИР и ПНР)	1 223	1 204	1 186	1 173	1 276
Стоимость в границах площадки	8 213	7 976	7 749	7 595	8 911
Стоимость строительства внеплощадочных объектов, млн руб. с НДС					
Схема выдачи электрической мощности	1 301,769				
Схема выдачи тепловой мощности	913,122				
Внеплощадочный газопровод	91,333				
Прочие инженерные сети	61,874				
Стоимость внешних объектов	2 368,098				
Итого стоимость ГТУ-ТЭЦ	10 580,885	10 347,098	10 117,098	9 663,098	11 279,098

Схема выдачи тепловой мощности

На новый источник предлагается подключить:

- потребителей муниципальных котельных;
- часть существующих потребителей Голдобинской тепломагистрали ВТЭЦ-2;
- потребителей котельной ОАО «ВМРП»;
- потребителей перспективного микрорайона Улица Босфора, 3 и перспективной уплотнительной застройки Первомайского района г. Владивостока.

Существующие котельные к моменту подключения к магистральной тепловой сети от ГТУ-ТЭЦ должны быть реконструированы в центральные тепловые пункты (ЦТП). Все работы по реконструкции существующих котельных выполняет собственники данных котельных МУПВ «ВПЭС», ОАО «ВМРП», ТСЖ Калинина, 115. Для передачи тепловой энергии необходимо предусмотреть строительство ПНС в районе УТ 1311 с подкачивающими насосами на обратном трубопроводе напором 30 м.

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

- первая очередь строительства — переключение тепловых сетей ВТЭЦ-2 от УТ1302 до УТ1320, муниципальных котельных №№ 31, 34, 63, перспективного микрорайона Улица Босфора, 3 в районе г. Змеиной (7 Гкал/ч) и части уплотнительной застройки полуострова Голдобин. Протяжённость тепловых сетей для первой очереди строительства составляет 5986 м, в том числе новое строительство — 5652 м, реконструкция существующих сетей — 334 м;

- вторая очередь строительства — переключение тепловых сетей ВТЭЦ-2 от УТ1320 до УТ1260, муниципальной котельной № 25, перспективного микрорайона Улица Босфора, 3 в районе г. Змеиной (до 35 Гкал/ч), части уплотнительной застройки полуострова Голдобин и потребителей котельной ОАО «ВМРП». Протяжённость новых тепловых сетей для второй очереди строительства составляет 1092 м. Диаметры трубопроводов составляют 1000, 800, 600, 500, 400, 300, 250, 200 мм.

Схема выдачи электрической мощности

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

- проектируемую ГТУ-ТЭЦ предлагается подключить по схеме «заход-выход» к проходящей в непосредственной близости ВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 – Голдобин с отпайками на ПС 110 кВ Загородная и ПС 110 кВ Улисс и ВЛ 110 кВ Патрокл-Голдобин с отпайкой на ПС 110 кВ Улисс и строительством заходов до шин ПС 110 кВ Улисс и ПС 220 кВ Патрокл;

- заходы на ГТУ-ТЭЦ рекомендуется выполнить кабелем АПвПу2г сечением 800 мм² и заменить существующий провод на подходах к ПС Голдобин (190 м) на провод АС-300. Чтобы исключить необходимость расширения существующих ПС 110 кВ Улисс и ПС 220 кВ Патрокл и до места заходов необходимо построить ЛЭП 110 кВ от РУ 110 кВ ГТУ-ТЭЦ пос. Змеинка до места отпайки на ПС Улисс и до места заходов на ПС Патрокл. При этом образуется КЛ 110 кВ Патрокл – ГТУ-ТЭЦ пос. Змеинка, КВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 — ГТУ-ТЭЦ пос. Змеинка и КВЛ 110 кВ ГТУ-ТЭЦ пос. Змеинка-Голдобин с отпайкой на ПС 110 кВ Улисс №№1, 2.

Выбор оптимальных вариантов ГТУ-ТЭЦ

Вариант 4 набора оборудования предусматривает использование импортных газотурбинных машин, для реализации которых потребуется привлечение кредитных средств в размере 100 % только отечественных банков. Строительство со стороны отечественных финансовых структур по варианту 4 выглядит менее привлекательным.

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

Вариант 5 по многим критериям уступает варианту 1, и это особенно видно по стоимостным показателям установки, показателям удельной стоимости строительства, общей стоимости строительства, удельному расходу топлива на отпуск тепла.

С учётом этих критериев и того, что варианты оборудования 1 и 5 представлены одним и тем же иностранным производителем целесообразно рассматривать для дальнейшей реализации из этих двух вариантов вариант 1.

Таким образом, варианты 2, 4, 5 предлагается исключить из рассмотрения.

Критерии выбора, характеризующие техническую и экономическую целесообразность вариантов 1 и 3. приведены в табл. 7.

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	17,17	16,00
Тепловая мощность на выходе ГТУ	МВт, Гкал/ч	25,19	20,64
Количество ГТУ	шт.	3	3
Общая электрическая мощность	МВт	51,51	48,00
Тепловая мощность КУВ	Гкал/ч	100,76	82,56
Тепловая мощность ПВК	Гкал/ч	85,12	103,18
Общая тепловая мощность	Гкал/ч	160,71	165,10
Технико-экономические показатели			
Годовой отпуск электроэнергии	млн кВт х ч	281,05	265,55
Годовой отпуск тепла	тыс. Гкал	419,58	419,58
Удельный расход условного топлива на отпуск тепла	кг/Гкал	132,53	142,26
Максимальное давление природного газа	МПа	2,6 – 3	2,8 – 3,2
Полный КПД	%	80	До 80
Ресурс агрегата до капремонта	ч	35 000	25 000
Общая стоимость строительства (без внеплощадочных сетей)	млн руб. с НДС	8 213	7 749
Удельная стоимость строительства (при курсе 65 руб/дол.) без учёта внеплощадочных сетей	дол/кВт	2 453	2 483
Стоимость строительства внеплощадочных сетей	млн руб. с НДС	2 368	
Общая стоимость строительства (с учётом внеплощадочных сетей)	млн руб. с НДС	10 580	10 117
Общий тариф на энергию (на 2019 г.)	руб/тыс. Гкал	10,89	10,24
Показатели экономической эффективности			
Простой срок окупаемости (PBP)	лет	8,03	7,97
Внутренняя норма рентабельности (IRR)		17,4	17,6
Экологические показатели			
Содержание NOx в дымовых газах	мг/м ³	25	менее 50
Содержание CO в дымовых газах	мг/м ³	менее 100	менее 100

Сравнение стоимостей 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.

Удельная стоимость GPB180D меньше, чем у ГТЭ-16ПА.

Если сравнивать варианты 1 и 3, необходимо отметить, что вариант 1 является более предпочтительным по следующим показателям:

- ресурс агрегата до капитального ремонта;
- единичная электрическая и тепловая мощность на выходе ГТУ;
- полный КПД;
- удельная стоимость установки;
- удельный расход топлива на отпуск тепла;
- удельная стоимость строительства;
- меньше вредных выбросов в окружающую среду;
- величина общего тарифа на энергию.

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

Одно из наиболее весомых преимуществ варианта 1 — возможность привлечения финансирования банков Японии, учитывая 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:

- широкий диапазон рабочих температур наружного воздуха;
- общая стоимость строительства;
- простой срок окупаемости;
- коэффициент использования топлива.

Рассматриваемые варианты имеют схожие характеристики, и ни один из них не выглядит более предпочтительным, чем другой. С учётом всех приведенных технических и экономических критериев 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. Владивостоке пос. Змеинка» на стадии обоснования инвестиций**» выступил А.Е. Шмырев — руководитель проекта ООО «ЭФ-ТЭК». Ниже представлено основное содержание доклада.

Оценка спроса на тепловую и электрическую энергию

Подключаемая к ТЭЦ тепловая нагрузка до 2029 г. составляет 145,05 Гкал/ч (с учётом закрытия муниципальных котельных и переключения части существующих потребителей Владивостокской ТЭЦ-2 и котельной ОАО «ВМРП»).

Спрос на электрическую энергию определён исходя из числа часов использования установленной мощности ГТУ-ТЭЦ 5 – 6 тыс. ч в год.

Комментарий Аудитора:

- величина спроса на тепловую энергию было принята на основании утвержденной Схемы теплоснабжения Владивостокского городского округа (ВГО) на период 2015 – 2029 гг., выполненной в 2014 г. ООО «Научно-исследовательский проектный институт перспективного развития энергетических систем» (г. Санкт-Петербург). Аудитор рекомендует отслеживать изменения схемы теплоснабжения Владивостокского городского округа и учитывать их на дальнейших стадиях проектирования;

- 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, основываясь на анализе режимов работы аналогичных отопительных ТЭЦ в России.

Результат ТЦА по направлению

После корректировки 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. Змеинка на территории ВГО. Альтернативные варианты площадки не рассматриваются. Площадка относится к рекреационной зоне (городских лесов и лесопарков) и частично попадает в производственную зону. Выбор оптимального варианта размещения площадки проведён в зоне разрешённого использования.

Здания предусматриваются по индивидуальным проектам со стальным каркасом и лёгкими ограждающими конструкциями.

Комментарий Аудитора:

- площадка расположена в центре тепловых нагрузок, имеется доступ к водоснабжению;

- выбор площадки предварительно согласован с местной администрацией.

Площадка может быть выбрана для реализации Проекта. Рекомендуется отслеживать утверждение изменений в генплан развития ВГО.

Генплан разработан в соответствии с требованием действующих норм технологического проектирования и 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.

Экспертная оценка предлагаемых технологических решений

Рассмотренные варианты оборудования представлены в табл. 9.

Таблица 9

Вариант	Оборудование	Мощность	
		электрическая, МВт	тепловая, Гкал/ч
1	Kawasaki 3хГТУ+3хКУ+6хПВК	51,51	160,69
2	РЭПХ 3хГТУ+3хКУ+6хПВК	46,89	172,84
3	Авиадвигатель 3хГТУ+3хКУ+6хПВК	48	165,1
4	Siemens 3хГТУ+3хКУ+6хПВК	41,66	157,35
5	Kawasaki 6хГТУ+6хКУ+6хПВК	44,82	165,09

Комментарий Аудитора:

- технология генерации (ГТУ-ТЭЦ с ПВК) выбрана корректно;
- рассмотрение первых четырех вариантов со сходной единичной установленной мощностью явно избыточно. Не рассмотрены варианты ГТУ мощностью 25 МВт;
 - лишь ГТУ Siemens, Авиадвигатель и Kawasaki рассматриваются в двухтопливном исполнении (по турбинам других производителей подтверждения нет). Применение однотопливных ГТУ в проекте противоречит выбранной в Проекте схеме топливоснабжения;
 - котлы-утилизаторы приняты без дожигания и без обоснования этого решения (нет сравнения дожигания с установкой ПВК);
 - Аудитор обнаружил ряд существенных ошибок в расчёте технико-экономических показателей. В окончательной версии Проекта эти ошибки исправлены.

Результат ТЦА по направлению

В ходе корректировки Проекта исправлены многочисленные ошибки в расчёте технико-экономических показателей. 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 Проекте рассмотрены ГТУ ведущих мировых (Kawasaki, Siemens,) и отечественных производителей (РЭП-Холдинг, Авиадвигатель), поставляющих

ГТУ этого класса мощности. Список следовало бы дополнить производителями Caterpillar Solar Turbines и General Electric, ГТУ которые уже работают в России.

Аудитор отмечает, что вариант ГТУ Kawasaki не удовлетворяет требованиям СТО 70238424.27.100.007-2008 в части энергетической эффективности (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, 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, 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 Проекта).

Результат ТЦА по направлению

В ходе корректировки Проекта 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 ПСД | — январь – апрель 2016 г.; |
| • экспертиза ПСД | — май – июль 2016 г.; |
| • начало строительных работ | — сентябрь 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 третьими лицами не завершен и составит 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 с сентября 2014 г.;

сроки реализации Проекта не учитывают процедуру привлечения финансирования с учётом получения согласований от регулирующих органов.

С учётом изложенного Аудитор считает нереалистичным пуск первой очереди ТЭЦ в пос. Змеинка 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. Сметная стоимость не включает затраты на внеплощадочные сети (дополнительно около 2,4 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	8,62	8,21
2	8,99	7,98
3	8,55	7,75
4	8,97	7,60
5	9,39	8,91

К первоначальной версии стоимости строительства Аудитор высказал следующие замечания:

- стоимость реализации Проекта существенно (на 20 – 50 %) превышает российские аналоги. Структура стоимости не соответствует российской и международной практике;
- стоимость строительно-монтажных работ (СМР) и вспомогательного оборудования завышены;
- не учтены дополнительные затраты на компенсацию землепользователям, на перевод категории земель, на источник водоснабжения; на проведение торгов, авторский надзор и др.;

- не составлен ССР на внеплощадочные тепловые сети, не учтены затраты по главам 1, 8 – 12 по внеплощадочным тепловым сетям, что составляет 20 – 30 % стоимости СМР;

- не учтена инфляция на период строительства.

В окончательной версии Проекта замечания в основном устранены.

Результат ТЦА по направлению

После корректировки повышено качество расчётов стоимости строительства ГТУ-ТЭЦ. Оценка сметной стоимости строительства ГТУ-ТЭЦ уменьшена на величину от 0,4 до 1,4 млрд рублей, что составляет до 12 %.

Выявление возможностей для оптимизации сметной стоимости строительства ГТУ-ТЭЦ

Аудитор рекомендует рассмотреть следующие возможности оптимизации сметной стоимости строительства:

- выбрать для реализации вариант с наименьшими капитальными затратами (вариант 3 вместо рекомендованного варианта 1). Эффект от оптимизации составит 464 млн руб. по капитальным затратам;

- более точный подбор единичной мощности и количества ПВК с устранением избытков установленной тепловой мощности ТЭЦ позволит сократить суммарную мощность ПВК на 4 – 26 % в зависимости от варианта, что составит до 84 млн руб.;

- применить более дешёвые варианты технических решений по вспомогательному оборудованию в соответствии с рекомендациями п. 12. Суммарный эффект может достигнуть 259 млн руб.

Результат ТЦА по направлению

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

Оценка операционных доходов/расходов

В Проекте доходы определяются величинами спроса на энергию и экономически обоснованными тарифами на энергию. Выручка до 2044 г. составляет около 79 млрд руб. (на примере варианта 1). Дополнительно учтены доходы от технологического присоединения 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 экономически обоснованных тарифов. Дополнительно запланировано привлечение кредитов (выплата по процентам составляет около 43 млрд руб. до 2044 г.).

Комментарий Аудитора:

- в первоначальной версии Проекта 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 Проекта указанные замечания в основном устранены.

Результат ТЦА по направлению

После корректировки 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 инвестора по всем вариантам 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.

Оценка показателей эффективности Проекта

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

- чистая приведенная стоимость (NPV) 913,3 – 989,7 млн руб.;
- дисконтированный срок окупаемости (PBP) 13,5 – 13,85 лет;
- простой срок окупаемости 7,97 – 8,03 лет;
- внутренняя норма рентабельности (IRR) 17,4 – 17,6 %;
- норма доходности дисконтированных затрат (PI) 1,10-1,12.

Величины экономически обоснованных тарифов (средние за период 2018-2044) составляют:

- на электроэнергию 6,6 – 8,1 руб/кВт·ч;
- на тепловую энергию 3400 – 3723 руб/Гкал.

Комментарий Аудитора:

- без установления экономически обоснованных тарифов показатели эффективности Проекта являются отрицательными;

- сравнение вариантов между собой только по показателям эффективности инвестиций невозможно, поскольку все варианты имеют разные расчётные величины экономически обоснованных тарифов и соответственно различные тарифные последствия для потребителей тепловой и электрической энергии. Это определяется методологией расчёта экономически обоснованных тарифов.

Результат ТЦА по направлению

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

Идентификация основных рисков Проекта

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 и 4) из-за удалённости заводов-изготовителей от г. Владивосток;
- применение ГТУ стационарного типа нежелательно из-за низкой надёжности в резкопеременных режимах.

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 для Проекта на уровне существенно ниже экономически обоснованного.

Риск недостижения плановых технико-экономических параметров Проекта

Результат ТЦА по направлению

Проект характеризуется высокими рисками для инвестора.

Анализ целесообразности и технической возможности реализации Проекта

В Проекте принято, что в случае применения экономически обоснованного («сглаженного») тарифа компания обеспечивает свою безубыточность в любом из вариантов, о чём 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 условиям, 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

Вариант 4 исключается из рассмотрения (100 % финансирование отечественных банков затруднено для импортных ГТУ).

Вариант 2 исключается из рассмотрения (однотопливность).

Вариант 5 по ряду критериев (в основном стоимость) значительно уступает варианту 1 и исключается из рассмотрения.

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 3 (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 (вариант 3) будут иметь некоторое преимущество за счёт лучшей приспособленности к режиму работы;
- вариант 5 является наиболее дорогим из всех рассмотренных и обладает наибольшим «условным тарифом на условную энергию»;
- 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 по отпуску тепловой энергии;
 - хорошие экологические показатели.

Результат ТЦА по направлению

Рекомендуется выбрать для дальнейшего рассмотрения варианты 3 и 1. Рекомендуется также приостановить проектирование и провести переговоры с поставщиками ГТУ и кредиторами с целью предоставления ими более привлекательных предложений.

Заключение экспертной организации по ТЦА

1. Проект строительства ГТУ-ТЭЦ в пос. Змеинка может быть реализован только при условии установления экономически обоснованных тарифов на тепловую и электрическую энергию. В этом случае он является 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 предложений.

4. В ходе проведения ТЦА удалось снизить технические риски, а также уменьшить сметную стоимость строительства до 15 %. Для достижения дополнительного эффекта рекомендуется учесть 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. Владивостоке.

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. Владивостоке пос. Змеинка предполагается строить на очень дорогие кредиты, обслуживание которых с учётом погашения тела долга и выплаты

процентов до 2044 г. составляет 42,7 млрд руб. (в том числе собственно кредит на строительство ГТУ-ТЭЦ и внеплощадочных сетей — 13,1 млрд руб., оборотный кредит — 7,5 млрд руб., выплата процентов — 22,1 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. Владивостоке пос. Змеинка 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 городских округов 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. Владивостока 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 затраты на строительство внеплощадочных объектов. Затраты на строительство теплотрасс, кабельных и воздушных линий электропередачи должны быть профинансированы муниципалитетом г. Владивостока. 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. Владивостоке, а также создать технические и тарифные условия для задействования в домах в ночное время электрического подогрева водоразбора горячей воды через баки-аккумуляторы. Это позволит выровнять 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. Владивостоке, должна подтверждаться анализом совместных режимов работы новых и ранее построенных электростанций в энергосистеме. 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 снижения излишней тепловой мощности, так и выравнивания графика электрических нагрузок (целесообразно рассмотреть строительство баков аккумулирования тепла, распределительных устройств 10 кВ для подключения рядом расположенных потребителей и др.).

7. Показатели эффективности проекта ГТУ-ТЭЦ в г. Владивостоке 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, 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. Владивостоке пос. Змеинка 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. Владивостоке пос. Змеинка, 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



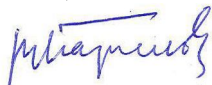
В.В. Молодюк

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



Я.Ш. Исамухамедов

Учёный секретарь Секции по проблемам
надёжности и безопасности больших
систем энергетики Научного совета РАН
по системным исследованиям в
энергетике, заведующий отделением
ОАО «Энергетический институт им. Г.М.
Кржижановского»,
д.т.н., академик АЭН РФ



В.А. Баринов