



**Некоммерческое партнерство  
«НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ  
СОВЕТ**

**Единой энергетической системы»**  
111250, г. Москва, проезд завода Серп и молот, дом 10  
Тел. (495) 012-60-07  
E-mail: [dtv@nts-ees.ru](mailto:dtv@nts-ees.ru), <http://www.nts-ees.ru/>

**УТВЕРЖДАЮ**

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

Н.Д. Роголев

« 05 » мая 2025 г.

**ПРОТОКОЛ**

заседания секции «Развитие и техническое перевооружение тепловой энергетики»  
НП «НТС ЕЭС» на тему:

**Рассмотрение результатов проведения публичного технологического и  
ценового аудита документации по объекту инвестиционной программы  
«Хабаровская ТЭЦ-4 с внеплощадочной инфраструктурой».**

г. Москва

22 апреля 2025 г.

Присутствовали:

Члены секции «Развитие и техническое перевооружение тепловой энергетики  
НП «НТС ЕЭС».

Для рассмотрения были представлены результаты технологического и ценового аудита проектной документации по объекту: «Хабаровская ТЭЦ-4 с внеплощадочной инфраструктурой», выполненного ООО «ЭФ-ТЭК».

Целью проведения технологического и ценового аудита инвестиционного проекта является экспертно-инженерная оценка целесообразности принятых технических и технологических решений, оценка сроков и графика реализации инвестиционного проекта, финансово-экономическая оценка инвестиционного проекта, идентификация основных рисков инвестиционного проекта.

Целью реализации инвестиционного проекта «Хабаровская ТЭЦ-4 с внеплощадочной инфраструктурой» является замещение тепло- и электрогенерирующих мощностей Хабаровской ТЭЦ-1, покрытие перспективных нагрузок потребителей электроэнергии и тепловой энергии в горячей воде и паре по присоединенным тепловым и электрическим сетям, повышение надежности и эффективности электроснабжения в регионе.

Строительство основных зданий Хабаровской ТЭЦ-4 (диспетчерское наименование «Южная ТЭЦ») предусматривается на площадке Хабаровской ТЭЦ-1.

В соответствии с Протоколом от 2 августа 2022 г. заседания Правительственной комиссии по вопросам развития электроэнергетики под председательством Заместителя Председателя Правительства РФ Новака А.В. предусматривается строительство Хабаровской ТЭЦ-4 на базе двух энергоблоков ПГУ, каждый из которых состоит из:

- одной газотурбинной установки (ГТУ) мощностью 155,0 МВт (при условиях SO) - ГТЭ 170.1 производства АО «Силовые машины»;
- одного парового котла-утилизатора (КУ) - Е-225/52,5-8/0.6-510/217 (ПК-168) производства АО «Подольский машиностроительный завод» (АО «ЗиО»);
- одной паротурбинной установки (ПТУ) мощностью 50,0 МВт - Т-50/70-7,5 производства АО «Уральский турбинный завод».

Выдача тепловой мощности в горячей воде предусматривается по существующим присоединенным тепловым сетям ХТЭЦ-1. Температурный график тепловых водяных сетей, присоединяемых к ХТЭЦ-4, 130/70 °С. Тепловые сети двухтрубные.

Режим работы энергоблоков ХТЭЦ-4 предусматривается по тепловому и электрическому графику нагрузок.

Поддержание температурного графика присоединенных тепловых водяных сетей осуществляется изменением тепловой мощности водогрейных котлов КТФУ или давлением в отборах ПТУ.

Реализации инвестиционного проекта «Хабаровская ТЭЦ-4 с внеплощадочной инфраструктурой» осуществляется с выделением пяти этапов строительства.

Этап 1. На данном этапе должна быть обеспечена работа Хабаровской ТЭЦ-1 без каких-либо ограничений путём замещения зданий и сооружений, входящих в состав энергетического производственно-технологического комплекса и попадающих в пятно застройки, которые будут вводиться в эксплуатацию опережающими темпами и в дальнейшем использоваться на Хабаровской ТЭЦ-4.

Этап 2. Состав оборудования по этапу 2 должен гарантированно обеспечить выдачу тепловой мощности в объеме не менее 720 Гкал/ч (ВК №1-4).

Этап 2.1. Состав оборудования должен обеспечить ввод в эксплуатацию ХВО с ВПУ и выдачу дополнительной тепловой мощности не менее 360 Гкал/ч (ВК № 5-№ 6).

Этап 3. Состав оборудования по этапу 3 должен гарантированно обеспечить выдачу электрической мощности в объеме 205 МВт - блок №1 ПГУ-205 МВт.

Этап 4. Состав оборудования по этапу 4 должен гарантированно обеспечить выдачу дополнительной электрической мощности в объеме 205 МВт - блок №2 ПГУ-205 МВт.

Заслушав выступления и мнение экспертов по результатам обсуждения, заседание секции «Развитие и техническое перевооружение тепловой энергетики» НП «НТС ЕЭС» **отмечает:**

1. Согласиться с замечаниями и рекомендациями, сделанными Аудитором.
2. Имеется сомнение касательно корректности выбора ПТУ для рассматриваемых ГТУ. Оценочно ПТУ должна быть производительнее. **Аудитором техническая**

проверка корректности выбора основного оборудования не проводилась, а только сравнивалась с ТЗ.

3. Для ПГУ корректнее было бы указывать установленную электрическую мощность энергоблока в 225 МВт, а не 205 МВт т.к. для условий ИСО в конденсационном режиме энергоблок выдает 225 МВт (в зимнее время суток значительно больше ввиду условий работы ГТУ).
4. Установленная теплофикационная мощность ПГУ-ТЭЦ в 264 Гкал/ч подлежит сомнению и проверке. Для данной ПГУ следует ожидать порядка 387 Гкал/ч (с двух блоков). Аудитором не проводилась проверка корректности полученных показателей работы энергоблоков.
5. В аудите ничего не сказано о технической возможности прохождения вновь вводимым оборудованием самой холодной пятидневки обеспеченностью 0.92 и о показателях работы для данных условиях (ровно как и для среднегодовой точки). Данные оценки необходимы ввиду особенностей работы ПГУ в зависимости от климатических параметров. Аудитором не проводилась проверка технологической возможности прохождения вновь вводимым оборудованием отопительного периода в регионе размещения.
6. Следует согласиться с Аудитором, что среднегодовой КИУМ, принятый равным 85%, является маловероятным для ПГУ-ТЭЦ.
7. Следует согласиться с Аудитором, что годовое потребление тепла – амбициозное и избыточное. В случае, если это прогнозируемое потребление тепла через 10-15 лет, то рациональнее рассмотреть этапность ввода водяных котлов и перенести ввод «прогнозируемых» тепловых мощностей на более поздний срок.
8. Имеется сомнения в корректности расчета пикового (максимального) потребления вновь вводимым оборудованием. Поверочные расчеты его не подтверждают.
9. КПД по производству тепловой энергии является нереалистичным – 110% (130,3 кг.у.т./Гкал). В целом показатели тепловой работы вновь вводимого оборудования требуют пересчетов и уточнения.
10. Вывод Аудитора, что ПТУ в ПГУ увеличивает свою теплофикационную мощность только при одновременном увеличении электрической мощности в корне не верен.
11. Не рассмотрены варианты покрытия теплового графика за счет РОУ или иных источников пара. Не рассмотрены варианты использования турбины ПТ и нет обоснования для отказа от них.
12. В ТЦА отсутствует анализ собственных электрических и тепловых нужд, их численная оценка и зависимость от времени года (мин/макс). Нет анализа корректности выбора единичной производительности ДКС с учетом – возможно потребуются большее количество ДКС меньшей производительности ввиду возможных технологических ограничений на минимальную нагрузку. Нет анализа и описания АОС.
13. В описательно части этапов на стр. 10 указывается, что на Этапе 2 обеспечивается ввод котлов №1÷4, однако в расшифровке подэтапа 2.1

- указывается уже работа котлов 5÷6. В логике нумерации, этап 2.1 входит в этап 2 и должен его расшифровывать, а не дополнять.
14. Там же ввод энергоблоков и 3 и 4 этапа запланирован на 2 квартал 2027 г, что кажется оптимистичным и нереализуемым.
  15. На стр. 15 указано: «2.2.17 Площадка слива резервного топлива из автоцистерн (ПП поз. 6.6);», хотя ранее на странице 9 говорилось, что топливо подается железнодорожным транспортом.
  16. В описании этапа 2.1 на страницах 15÷16 не приведены водогрейные котлы 5÷6 и оборудование, связанное непосредственно с ними.
  17. На странице 16 при описании этапа 3 желательно дать перечень демонтируемых объектов.
  18. На странице 18 указываются трансформаторы 110/35/6 кВ, однако генераторы имеют напряжения 15,75 кВ, что и указано Аудитором далее. Возможно дано не полное описание схемы выдачи мощностей.
  19. На странице 19 сказано: «Максимальная электрическая мощность на клеммах турбогенератора ГТУ при температуре минус 20°С и работе на природном газе составляет 171 МВт и клеммах турбогенератора ПТУ - 50 МВт (в теплофикационном режиме) и 69,8 МВт (в конденсационном режиме).» Нет ясности, чем обусловлена точка -20°С (если это работа АОС, то насколько эта точка выбрана корректно). Далее, если для условий ISO ПТУ будет выдавать мощность 50/69,8 МВт, то в более холодное время суток эти значения будут, скорее всего, выше ввиду особенностей технологии ПГУ. Вывод не корректный.
  20. На странице 20 указано: «Режим работы энергоблоков ХТЭЦ-4 предусматривается по электрическому графику.», однако ранее на странице 9 говорилось об ином.
  21. На странице 30 указано: «из расчетов работы «Корректировка схемы выдачи мощности Хабаровской ТЭЦ-4» зимний максимум (при конденсационной выработке ПТУ) принят 241 МВт, соответственно расчетная выработка для блоков ХТЭЦ-4 при работе в отопительный период принимается не менее  $241 * 2 * 0,86 = 414,5$  МВт.», при этом имеется ссылка на (Приказ Минэнерго России от 06.12.2022 № 1286). Данный вывод не имеет логического смысла:
    - a. В данном приказе речь идет про турбины типа «Т», однако в проекте его соотносят ко всей мощности ПГУ.
    - b. Турбины типа «Т» для ПСУ и турбины типа «Т» для ПГУ имеют значительные отличия, в том числе по «логике» своей работы. Турбины типа «Т» для ПГУ выдают дополнительную теплофикационную мощность только за счет уменьшения своей электрической мощности, когда турбины типа «Т» для ПСУ способны увеличивать свою тепловую мощность с одновременным увеличением электрической. Отсюда сам коэффициент теряет смысл для технологий ПГУ.
  22. **На странице 34 почему-то не делается расчет запаса аварийного топлива в случае полного прекращения подачи газа (что требуется исходя из возможной аварии, скажем, на ДКС или ГРП).**
  23. Так как для ряда котлов дизельное топливо является резервным – логично давать отдельную оценку по запасам резервного и аварийного топлив, с учетом логистики.

24. **Есть подозрение, что газопроводы – закольцованы и являются, по сути, единственным источником газа. Проверки данного факта в аудите не замечено.**
25. На странице 34 приводится ссылка на утративший силу Приказ №469 от 22 августа 2013 года «Об утверждении порядка создания и использования тепловыми электростанциями запасов топлива, в том числе в отопительный сезон». Следует применять Приказ Минэнерго России от 27 ноября 2021 г. № 1062 «Об утверждении Порядка создания и использования тепловыми электростанциями запасов топлива, в том числе в отопительный сезон».
26. Водоподготовка для подпитки водяного тракта ПГУ сделана без запаса, что может привести к техническим ограничениям и к повышению аварийности на этапе эксплуатации.
27. В ТЦА указывается система промывки водогрейных котлов, однако ничего не говорится об аналогичных системах для котлов-утилизаторов.
28. На странице 40 почему-то ничего не указывается о АСУ ТП ПТУ, КУ и генераторах.
29. Отсутствует описание и анализ противопожарной автоматики.
30. **В ТЦА отсутствует анализ экологических аспектов проекта.**
31. На странице 41 указывается, что *«Обеспечение бытовых и питьевых нужд персонала ТЭЦ, а также производственных нужд, предусматривается от существующей сети питьевого водопровода города Хабаровска Дуб00, проходящей на пересечении ул. Световой с пер. Индустриальный.»*, однако ранее утверждалось, что производственные нужды обеспечиваются от реки Амур. В целом имеется путаница в терминах «техническое» / «технологическое» / «производственное» водоснабжение т.к. в рамках проекта это одно и то же.
32. На страницу 41 указано, что *«Наружное пожаротушение проектируемых зданий объекта предусматривается осуществлять автонасосами из пожарных гидрантов. Установка пожарных гидрантов предусматривается в подземных колодцах.»*. Пожарные гидранты вокруг здания, обычно, служат для подключения пожарных машин в случае отсутствия воды во внутренних пожарных трубопроводах и подачи пожарной воды в систему пожаротушения внутри здания. Насколько там нужны автонасосы?
33. На странице 42 сказано: *«Источником производственного водоснабжения служит очищенная обеззараженная вода после очистных сооружений нефтесодержащих и дождевых стоков.»*. Получается, что при отсутствии дождевых и иных стоков система может оказаться без воды?
34. На странице 44 сказано: *«Канализация очищенных дождевых стоков предназначена для отвода избытка очищенных поверхностных сточных вод (дождевых, талых, поливомоечных) и близких к ним по составу производственных сточных вод, дренажных вод после очистных сооружений дождевого стока, и очищенных нефтесодержащих сточных вод после очистных сооружений нефтесодержащих сточных вод.»*. Нет ясности о каких избытках говорится и способе их регулирования.
35. На странице 44 сказано: *«Очищенные до норм ПДК рыбохозяйственного назначения сточные воды направляется в существующие сети промливневной*

канализации Хабаровской ТЭЦ-1.» Ранее такой вид канализации не упоминался ни в одном перечне.

36. На странице 45 сказано, что потребителем тепла от системы вентиляции с теплоносителем на основе раствора пропиленгликоля являются, в том числе, системы отопления административных помещений. Решение, скорее всего, ошибочное.
37. На странице 48 сказано: «В связи со значительной удаленностью площадки строительства от крупных строительных организаций, все работы по строительству ХТЭЦ-4 в г. Хабаровск вести методом командирования. Вахтовый метод выполнения работ данным проектом не планируется». Нет понимания, чем эти методы будут отличаться для данного проекта.
38. На страницу 49 указаны сроки этапов, при этом этап 2 должен был закончиться в 2024 году, этап 2.1 в 4 квартале 2025г. Есть сомнение в достижимости поставленных сроков.
39. Экспертом проведена оценка капитальных затрат на базе проекта-аналога (фактические сметы) и выявлено завышение итоговой стоимости в 1,683 раза (с учетом официального индекса инфляции). Возможно данное увеличение связано с особенностью региона размещения и подлежит более детальному анализу.

Заседание секции «Развитие и техническое перевооружение тепловой энергетики» НП «НТС ЕЭС» **решило:**

1. Результаты выполненного ООО «ЭФ-ТЭК» технологического и ценового аудита проектной документации по объекту «Хабаровская ТЭЦ-4 с внеплощадочной инфраструктурой», глубину его проработки считать не в достаточной мере полными и проработанными. Полнота выполненного Аудитором анализа в целом недостаточна, а замечания и выводы не характеризуют состояние выполненного проекта.
2. Рекомендовать направить на доработку ТЦА в части критических замечаний.
3. Рекомендовать поддержать замечания Аудитора, выявленные в ходе ТЦА.

Первый заместитель председателя  
Научно-технического совета НП «НТС  
ЕЭС», д.т.н., профессор



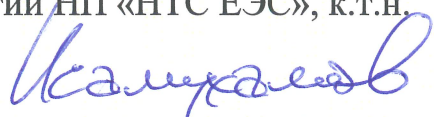
В.В. Молодюк

Председатель секции «Развитие и  
техническое перевооружение тепловой  
энергетики» НП «НТС ЕЭС», к.т.н.



А.А. Дудолин

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



Я.Ш. Исамухамедов

Ученый секретарь секции «Развитие и  
техническое перевооружение тепловой  
энергетики» НП «НТС ЕЭС», к.т.н.



С.М. Крашенинников