



Российская Академия Наук

НАУЧНЫЙ СОВЕТ ПО КОМПЛЕКСНОЙ ПРОБЛЕМЕ "ТЕПЛОФИЗИКА И ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА"

111250, Москва, Красноказарменная ул., 17-А

Тел.362-53-38

31.03.99 № 1143/2115/31

На № 12-10/5121

от 19.11.98.

Об отзыве на НИР
СНТТ "Техподзем-
энерго".

Заместителю Губернатора по
угольной промышленности
Кемеровской области
г-ну В.П.Мазикину

Уважаемый Валентин Петрович!

1. Предложения СНТТ рассмотрены экспертной комиссией, созданной Научным советом по комплексной проблеме "Теплофизика и теплоэнергетика" РАН.

2. На рассмотрение официально представлены документы:

2.1. Препроводительное письмо от 18.12.1998 г. №5/426 СНТТ "Техподземэнерго" стр.2;

2.2. Рукопись монографии "Подземная энергетика", автор А.В.Илюша, 1996г., с.304;

2.3. Перечень основных публикаций СНТТ "Техподземэнерго" по проблеме создания подземных энерготехнологических комплексов. Всего 42 наименования, с.6.

2.4. Доклад Института управления в энергетике Государственного университета управления "Реконструкция угольных шахт в подземные энергопроизводящие комплексы - основа стабилизации социально-экономической обстановки и формирования перспективных интегрированных топливно-энергетических комплексов угледобывающих регионов", с.16.

2.5. Научно-технический проект "Разработка технико-экономического обоснования моделей функционирования интегрированных топливно-энергетических комплексов угледобывающих регионов России, методики анализа и оценки эффективности их финансово-экономической деятельности (на примере электроэнергетики и угольной промышленности Кузбасса)", с.3.

2.6. Научно-технический проект "Финансово-экономический анализ направлений, разработка и обоснование бизнес-планов инвестиционных проектов по реконструкции угольных шахт в энергопроизводящие предприятия, как основа стабилизации социально-экономической обстановки и формирования перспективных интегрированных топливно-энергетических комплексов угледобывающих регионов России", с.3.

3. Анализ представленных документов позволяет сделать ряд выводов, основные из которых приведены ниже.

3.1. В качестве объектов подземной электроэнергетики предложены котельные жилкомбыта (КУ) и тепловые электростанции различной мощности, работающие либо на угле, либо на продуктах его газификации. Приведено значительное количество принципиальных тепловых схем КУ и ТЭС. Однако, принцип их функционирования везде в общем виде одинаков. Поэтому нет

необходимости анализировать каждую из них. Достаточно выбрать любую по принципу "Случайного события" и рассмотреть ее достоинства и недостатки. Этого будет достаточно для экстраполяции полученных результатов на все предложенное множество объектов.

Весь материал представляет собой текстовое описание принципиальных схем без количественных и качественных характеристик тепловых потоков, термодинамических циклов, характеристик оборудования и др. Тепловые схемы "слепые и неговорящие". Поэтому утверждать, что они будут работать хорошо или плохо нельзя. Нет данных для таких оценок. Вместе с тем следует отметить, что предлагаемые схемы КУ и ТЭС, в принципе, отличаются от существующих организацией подачи топлива от места добычи до котла. Разница состоит в том, что в действующих КУ и ТЭС топливо подается из шахты и разреза на угольный склад в котельную железнодорожным или водным транспортом или транспортерами. При сжигании в котлах водоугольных суспензий уголь от места добычи к месту подготовки суспензии подается наземным транспортом, а далее по трубопроводам к приемным емкостям на территории КУ или ТЭС.

В предлагаемых технологиях топливо остается в шахтах или на разрезах, а КУ или ТЭС должны опускаться под землю или располагаться в пределах карьера с целью объединения шахты (разреза) с КУ или ТЭС в единый энергоснабжающий комплекс, в котором транспорт угля от места добычи до котла сведен до минимума. В обоих случаях экономическая целесообразность определяется стоимостью конечного продукта - теплоты и электроэнергии и величиной капитальных затрат на создание комплекса.

Выше отмечалось, что в представленной работе новая технология выработки электроэнергии и теплоты в энергокомплексах предложена в двух вариантах. Первый - заглубление под землю КУ или ТЭС при шахтной добыче угля. Второй - расположение КУ или ТЭС в карьере при открытой добыче. Рассмотрим оба варианта на предмет их новизны и величины и структуры капитальных вложений. Отметим сразу, что второй вариант уже используется всегда, когда имеются необходимые для того условия. Главными из них являются: наличие топлива в карьере не менее, чем на 40 лет работы ТЭС или КУ при работе их с номинальной нагрузкой; наличие потребителей на таком расстоянии от ТЭС или КУ, чтобы при их номинальной нагрузке затраты на транспорт электроэнергии (потери в электрических сетях) не превышали 9%, а в тепловых сетях обеспечивался режим 140-70°C в период минимальных зимних температур.

В мировой практике и в СНГ создано большое количество подобных комплексов (карьер - ТЭС), которые функционируют успешно десятки лет. В качестве примера можно назвать в России Березовские ГРЭС-1 и ГРЭС-2, установленные в Канско-ачинском бассейне и работающие на березовских углях, подаваемых с карьера на угольный склад ТЭС по транспортерам и Экибастузские ГРЭС-1 и ГРЭС-2 в Казахстане, установленные на разрезах "Богатырь", 11-м и 9-м полях Экибастузского бассейна. Поэтому предложенный вариант в качестве нового считать нельзя. Что касается установки на карьерах КУ то при наличии в районе, где возможно использование отборов теплоты от паровых турбин, их строительство не имеет смысла, так как горячая вода от ТЭС значительно дешевле, чем от КУ, а при отсутствии турбин перевод КУ на

карьер усложнит строительство и эксплуатацию тепловых сетей. Капитальные вложения при заглоблении ТЭС или КУ равны стоимости обычной ТЭС + стоимость подземного помещения для размещения ТЭС + стоимость подземного помещения для ремонта нетранспортабельных крупногабаритных узлов и деталей котлов, турбин, КВО и другого оборудования + увеличение стоимости монтажа на 40% из-за невозможности осуществления блочного монтажа. Строительная часть увеличивается минимум в два раза. Статистически установленная структура усредненных капитальных затрат на обычных ТЭС с мощностью паровых турбин от 25 до 300 Мвт составляет: строительные работы 41-51%, стоимость оборудования 46-53%, стоимость монтажа 12-14%. Таким образом при комплектации ТЭС в составе подземного энергокомплекса удорожание энергетической части электростанции будет не менее, чем в 1,73 раза, т.е. 1 Квт установленной мощности возрастет (в ценах 1998 г.) с 1300 долларов США до 2250. Кроме того, при оценке капитальных затрат на создание котельного паротурбинного оборудования потребуются создание новых образцов, полностью исключающих возможности возникновения любого открытого огня (пламя, искра, нагрев поверхности до температуры вспышки метана и угольной пыли). Это обстоятельство по отдельным видам оборудования (котел, газоходы котла, углеразмольное оборудование, электродвигатели, кабельное хозяйство и аппаратура автоматики) может увеличить его стоимость в несколько раз, что приведет к еще большим капитальным затратам.

4. Нельзя рассматривать предложение о создании подземных энергокомплексов без учета специфики эксплуатации и ремонта теплоэнергетического и части электротехнического оборудования, КИП и А. Как известно, работа в шахтах с открытым огнем недопустима. В этой связи котельная ячейка, в которой установлен котел, должна быть изолирована от остальной подземной части энергетического комплекса газонепроницаемой стеной полностью, так как в работающем котле открытый огонь есть всегда. Даже при работе котлов с уравновешенной тягой, топка которых находится под разряжением или в газоплотном исполнении, нередки случаи контакта пламени с наружным воздухом через обмуровку, технологические лючки, гляделки и другие элементы котла. Все ремонты котла сопровождаются электросварочными работами, газорезкой, гибкой труб с огненным обогревом деталей. Таким образом почти в течение всего периода эксплуатации и при ремонте в котельной ячейке имеется открытый огонь. В отделении (ячейке) топливоприготовления, где устанавливается мельничное оборудование, шнеки, транспортеры, течи топлива и др. ремонт также производится с открытым огнем (сварка, резка, гибка), а в период работы шаровых и молотковых мельниц возможно искрение активной мелющей части оборудования. Поэтому не только котельная ячейка, а все котельное отделение должно изолироваться от остальной подземной части энергокомплекса газонепроницаемыми перегородками. В машинном зале и водопитательном отделении ТЭС при работе насосов, генератора электрических щитов, колонок дистанционного оборудования исключить возможность искрообразования нельзя. Наоборот имеется большая вероятность его возникновения по двум причинам: конструктивное

взрывобезопасное несовершенство и большое количество электрической аппаратуры. При ремонтах паротурбинного оборудования и вращающихся механизмов использование электрогазосварки, автогенной резки и огневого подогрева также применяется всегда.

Организация приточно-вытяжной вентиляции с целью создания воздушного режима полностью исключающего взрывоопасные метановые и пылеугольные смеси с воздухом в принципе возможна во всех помещениях кроме котельного, но ее строительство и особенно эксплуатация обойдутся очень дорого (капвложения 1,2-4,5% от всего объема затрат).

Значительное удорожание эксплуатации будет иметь место при работе тягодутьевой установки, поскольку подача воздуха и отсос дымовых газов из котла будет проходить по газо- и воздуховодам - коробам, протяженностью свыше ста метров. Значительно усложняется конструкция водопитательной установки и особенно циркуляционных водоводов для охлаждения конденсатора турбины.

Кроме перечисленных трудностей есть много других. Имеется ли выгода для угольного предприятия при создании в его структуре энергокомплексов? Приведенные выше данные показывают, что капитальные вложения окажутся недостаточными, если использовать собственные ресурсы шахты, а проценты по кредиту даже при нормальной экономике для предприятия, которое примет решение построить собственную ТЭС или КУ в подземном исполнении, непосильными.

В одном из предлагаемых вариантов создания ТЭС и КУ выдвигается предложение разделить котел на две части. Одна, где сжигается топливо (собственно топка без поверхностей нагрева) располагается под землей в шахте. Другая, где находится пароводяной тракт - на поверхности земли. В таком варианте заглубляется только топка котла, выполняющая функцию предтопка (возможно в варианте выносного циклона) и топливоприготовительное оборудование. Возможен вариант установки топливоприготовления на поверхности земли. Тогда добытый уголь из шахты подается в расположенный на поверхности завод по приготовлению угольной пыли, которая направляется обратно под землю к котлу. Этот вариант исключительно дорогой, поскольку потребуются создание новой конструкции котла с газоходом между топкой и конвективной частью протяженностью более 100м, причем температура дымовых газов около 1000^oC. Короб должен изготавливаться из жаростойкой стали (высокохромистой или аустенитного класса), а сечение короба, чтобы избежать большой скорости дымовых газов, приводящих к эрозии поверхности нагрева котла должно иметь размер 10 м² и более.

Экономическая целесообразность предложенной технологии возможна только при выполнении одного условия - стоимость квт.ч. собственной электроэнергии должна быть ниже чем в сетях РАО "ЕЭС России" настолько, чтобы обеспечить рентабельность ТЭС и КУ на весь срок эксплуатации, а окупаемость затрат не должна превышать 7-10 лет. Очевидно, что это возможно только при мощности ТЭС, вырабатывающей значительное количество электроэнергии, например - энергоблок около 300 Мвт. Указанное обстоятельство потребует больших подземных сооружений (для одного блока 300 Мвт ширина 150 м, длина 100 м, высота 60 м).

Заглублять под землю чисто отопительные котельные угольных предприятий вообще нецелесообразно, поскольку при небольшой мощности котельной стоимость оборудования невелика, а капитальные затраты на подземное сооружение значительны. К тому же сохраняются дорогостоящие мероприятия по пожаро-взрывобезопасности.

5. Значительная часть монографии содержит рекомендации по практическим мероприятиям внедрения в существующих шахтах энергокомплексов шахта-ТЭС и шахта - КУ. В частности, подземные энергокомплексы рекомендуется рассматривать как объекты малой энергетики, причем по уровню установленной мощности их предложено разделить на 3 больших класса: энергокомплексы малой мощности (6-18 Мвт), средней мощности (20-69 Мвт) и большой мощности (50-150 Мвт). Поскольку в самой идее создания комплекса заложена обязательность пристройки к существующей шахте новой ТЭС или КУ, предложенное деление мощностей должно как-то связываться с характеристиками угольного предприятия, а этого не сделано. Поэтому предложение безосновательно. К тому же следует отметить, что установленная мощность 50-150 Мвт (третья группа) к малой энергетике никак не относится. Это обычные базовые установки ТЭС РАО "ЕЭС России".

В этой связи данные об оборудовании для подземных энерготехнологических комплексов, приведенные в табл.1.1, стр.132 и 1.2, стр.133, 134 нельзя принимать даже, как общую рекомендацию.

Данные расчеты потерь давления в паропроводах различной длины на подземной ТЭС никак не связаны с конструкцией паротурбинной установки ТЭС и режимом ее работы. Поэтому непонятно с какой целью они выполнялись и для чего помещены в отчете.

Можно согласиться с автором монографии, утверждающим в §1.15 на стр.136 что "...если говорить о подземных энерготехнологических комплексах комбинированного типа ..., то скорее всего придется провести и серьезные теоретические разработки по расчету и обоснованию всех их параметров и, разумеется, по оптимизации тепломеханических режимов работы основного энерготехнологического оборудования". Следует так же согласиться с содержащимся в НИР утверждением, что "...поскольку конечные продукты теплоэнергоснабжения при этом вырабатываются непосредственно на горном предприятии, то на действующих шахтах должно быть добавлено соответствующее тепломеханическое оборудование, состав, взаиморасположение и дислокация которого в целом по шахте определяется, естественно, принятым типом подземного энергокомплекса и устанавливаются окончательно на уровне реального проектирования или на еще более ранних предпроектных стадиях, таких как разработка ТЗ на проектирование или технического предложения (стр.151). Из этого следует, что все якобы "конкретные" предложения, содержащиеся в НИР не обоснованы, а носят умозрительный характер.

В §1.21 "Прогнозные технико-экономические показатели и оценки эффективности подземных энергокомплексов" утверждается, что "изложенные в НИР принципиальные технико-экономические оценки имеют бесспорный

характер и вытекают из здравого смысла при постановке данной проблемы" (стр.164). Отмечается, что соединение в шахте угледобывающей технологии с технологией выработки электроэнергии и теплоты с соответствующим оборудованием значительно сократит затраты на транспорт топлива от места добычи к ТЭС и КУ. Реализуя предложение по созданию энергокомплекса на шахтах, стоимость квт.ч. и гкал будет меньше, чем у вырабатываемых на обычных ТЭС и КУ на величину транспортной составляющей, сильно зависящей от расстояния между ТЭС и КУ и шахтой (от 5 до 30% отпускной цены на топливо), если не учитывать другие затраты. При учете всех других факторов - амортизационные отчисления, затраты на ремонт, дополнительные затраты, связанные с усложнением эксплуатации, удорожание электрической и тепловой энергии на энерготехнологическом комплексе не только не сократится, но по экспертным оценкам увеличится в сумме на 25-30%.

6. В связи с изложенным возникает вопрос - нужны ли подземные энерготехнологические комплексы вообще и для угольной промышленности Кемеровской области в частности.

Рассмотрим основные характерные особенности базовой энергетики Кузбасса.

Установленная мощность Кузбассэнерго около 4,6 тысч.МВт. По структуре мощностей установки с давлением 130 Мпа, т.е. высокого давления составляют 73%. Выработка электроэнергии по этой категории оборудования по энергосистеме доходит до 74%. В числе ТЭС высокого давления есть энергоблоки 200 Мвт Беловской и Томь-Усинской ГРЭС. Коэффициент использования установленной мощности на Беловской ГРЭС например в 1996 г. находился на уровне 75%, а технического использования 84,3%. Весьма близкие показатели и у Томь-Усинской ГРЭС: коэффициент технического использования 85,1%, а использования установленной мощности 72,6%, т.е. весьма высокие. Неблочное менее экономичное оборудование высокого давления (котлы марки ТП-80, ТП-87 и турбины с производственными и отопительными отборами марки ПТ-60; ПТ-50; ПТ-135; Р-50) и другие имеют показатели несколько хуже: коэффициент использования установленной электрической мощности на уровне 60%, а тепловой - 50%. На некоторых ТЭС среднего давления (3 Мпа) в эксплуатации находятся очень старые котлы ЛМЗ, ТКП-1, ТП-200-1 и др.; турбины Р-15, К-20, Р-5. Практически все оборудование уже выработало или вырабатывает ресурс. Энергоблоки 200 Мвт Беловской ГРЭС с котлами ПК-41 вводились в эксплуатацию в 1964-68 г.г., выработали ресурс и морально устарели. Поэтому очевиден тот факт, что энергетика Кемеровской области потребует в ближайшее время не только внедрения мероприятий по продлению физического ресурса оборудования, но и серьезного технического перевооружения.

В настоящее время Научный совет "Теплофизика и теплоэнергетика" РАН разработал и утвердил концепцию и технические предложения по техническому перевооружению угольных энергоблоков 150-200 Мвт, выработавших ресурс, в том числе и по Беловской и Томь-Усинской ГРЭС Кузбассэнерго. Оставляя в стороне упомянутую концепцию и технические предложения, исследуем в общей постановке вопроса возможности улучшения производственной деятельности и финансово-экономического

состояния предприятий угольной промышленности Кемеровской области при техническом перевооружении тепловых электростанций на основе предложений СНТТ "Техноподземэнерго". Отметим основные положения в сложившейся технико-экономической обстановке.

Основной энергетический потенциал - тепловые электрические станции проектировались по теплоснабжению в привязке ТЭС к конкретным шахтам и разрезам, и по электрическим и тепловым сетям к ближайшим потребителям энергии соответствующей мощности. В результате выбор места установки ТЭС был оптимальным. Однако, со временем по мере увеличения спроса на электроэнергию и теплоту установленные мощности ТЭС увеличивались, а диапазон шахт и разрезов, поставляющих уголь расширялся. К настоящему времени в большинстве случаев по этой причине создать комплекс одна шахта - ТЭС или одна шахта-КУ невозможно. Примером тому может быть названа Томь-Усинская ГРЭС, на которую поставляется смесь углей с разных шахт, имеющих калорийность 6200 Ккал/кг; уголь с разреза Красногорский и 3-4 с калорийностью 750 Ккал/кг; Колмогорский уголь и с ряда других шахт.

В подобных ситуациях привязка ТЭС в подземном исполнении с несколькими шахтами, поставляющими уголь одновременно невозможна.

При техническом перевооружении действующих ТЭС существующая строительная часть общестанционного оборудования (дороги, подъездные пути, служебные и административные помещения) остаются, меняются только паротурбинная установка, котел со вспомогательным оборудованием и автоматика. При этом ставится условие, чтобы все новое оборудование обязательно вписывалось в существующую строительную часть, а технологические существующие связи сохранялись. Сохраняется и топливо, которое сжигается в котлах в настоящее время.

Из этих исходных данных следует, что если принять при техническом перевооружении предложения "Техноподземэнерго", то надо при сохранении существующей величины энергетического потенциала Кемеровской области демонтировать старые ТЭС, снести большинство наружных технологических служебных построек, выкопать для каждой ТЭС котлован в 1,2-1,5 гектара и создать под землей новые ТЭС во взрывобезопасном исполнении, топливо к которым может подаваться из каких-нибудь близлежащих примыкающих к ТЭС шахт.

Второй вариант реализации предложений "Техноподземэнерго" - это создание на новом месте совершенно новых комплексов, которые примут на себя нагрузку постепенно выбывающих из эксплуатации стареющих электростанций. Нет необходимости доказывать абсурдность обоих вариантов.

Можно отметить, что в доперестроечное время обсуждались вопросы создания небольших автономных подземных электростанций для работы в чрезвычайных условиях (стихийные бедствия, война и т.п.). Но впоследствии от этой идеи ученые, инженеры и руководство страны отказались, поскольку были найдены другие варианты энергоснабжения достаточно легко реализуемые на практике.

Таким образом предложения по созданию подземных энергокомплексов шахта-ТЭС или шахта-КУ, конечным продуктом которых является электрическая и тепловая энергия несостоятельны для обычных неэкстремальных условий и должны быть отвергнуты, тем более, что никакого

оздоровления угольной промышленности при создании подземных энергокомплексов на этой основе не просматривается.

7. Создание подземных технологических комплексов весьма перспективно, если конечным продуктом будут облагороженные виды топлива, которые можно транспортировать к ТЭС и КУ по железным дорогам в цистернах или по трубопроводам и при получении других производных углепродуктов необходимых для химической, фармацевтической, оборонной и других отраслей экономики РФ. Создание подобных комплексов будет несомненно поддержано академической и отраслевой наукой. И в этом деле надо работать, не теряя времени, поскольку уже имеются перспективные наработки, достигшие уровня технических предложений для строительства первой промышленно-демонстрационной установки. Главным исполнителем в реализации технологических угольных комплексов может быть Институт высоких температур РАН.

8. Анализ представленных на рецензию материалов (см.п.2.5 и 2.6), озаглавленных как "Научно-технические проекты ...", позволяет отметить следующее:

В каждом из них обозначены укрупненно названия этапов работ, примерный круг участников и стоимость. Что в проектах будет выполняться и, самое главное, чем закончится работа и какой вид продукции получит заказчик за вложенные деньги не указывается.

Общий вывод. Предложение СНТТ "Техноподземэнерго" по созданию подземных энерго-технологических комплексов для предприятий угольной промышленности и тепловых электростанций и котельных жилбыткомплекса использовать не рекомендуется.

Председатель экспертной комиссии
член-корреспондент РАН

В.М.Батенин

Члены комиссии:

Зам.пред.Научного совета
"Теплофизика и теплоэнергетика"
к.т.н.

Г.П.Гладышев

Член Бюро Научного совета
к.т.н.

В.И.Длугосельский

Гл.специалист ВНИПИЭНЕРГОПРОМ
с.н.с.

М.А.Вол

Зав.лабораторией АО ЦКТИ
д.т.н.

В.В.Мацнев

Гл. инженер Теплоэлектропроект

А.С.Земцов



Российская Академия Наук

НАУЧНЫЙ СОВЕТ ПО КОМПЛЕКСНОЙ ПРОБЛЕМЕ "ТЕПЛОФИЗИКА И ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА"

111250, Москва, Красноказарменная ул., 17-А

Тел. 362-53-38

№ 1143/2115/19

На № 17-10/5121

от 19.11.98

РЕШЕНИЕ № 4

5 марта 1999 г.

г. Москва

В Научном совете по комплексной проблеме "Теплофизика и теплоэнергетика" РАН (НС РАН) согласно просьбе Администрации Кемеровской области (письмо от 10.11.98 г. №17-10/5121) рассмотрены проекты:

1. "Создание подземных энергокомплексов". Проект разработан в СНТТ "Техподземэнерго" и ИГД им.А.А.Скочинского. Руководитель проекта д.т.н., проф. А.В.Илюша.
2. "Системы электро и теплоснабжения на базе автономных установок газификации твердых топлив". Проект разработан в Научно-исследовательском центре им.М.В.Келдыша. Руководитель проекта к.т.н. Н.Г.Альков.
3. "Исследование возможности и целесообразности создания Мини-ТЭС, работающих на отходах углеобогащения с их установкой непосредственно на шахтах и разрезах". Проект разработан ЗАО "Научный совет теплофизика и теплоэнергетика. Новые энергетические технологии в топливно-энергетическом комплексе" и Институтом высоких температур РАН. Научный руководитель член-корреспондент РАН В.М.Батенин, ответственный исполнитель к.т.н. В.И.Длугосельский. Проект выполнялся по Договору от 17.06.1996 г. №2621-30-96 с Государственной компанией "Росуголь".

НС РАН отмечает:

1. НС РАН запросил у директора СНТТ "Техподземэнерго" д.т.н., проф. А.В.Илюши проект предлагаемой работы "Создание подземных энергокомплексов". В ответ от СНТТ "Техподземэнерго" вместо проекта поступила рукопись монографии "Подземная энергетика" на 304 страницах, автор А.В.Илюша, перечень его публикаций по этой же теме и ряд материалов вспомогательного характера в том числе и не имеющих прямого отношения к подземной энергетике. Получено также и личное сообщение А.В.Илюши, что проекта, как такового нет.

Несмотря на отсутствие проекта, представленные материалы рассмотрены специальной экспертной комиссией, которая провела их всесторонний анализ и подготовила экспертное заключение (ЭЗ).

В ЭЗ отмечено, что технические предложения по расположению котельных установок или даже целиком тепловых электростанций под землей на уровне

залегания угольных пластов, т.е. на глубине 100 и более метров является идеей абсурдной и невыполнимой по следующим причинам:

- существующее котельное оборудование непригодно для работы под землей на глубине 100 м и более из-за наличия открытого огня, возможных выбросов горячих газов с температурой около 1000°C, значительного усложнения системы пылеприготовления. Поэтому для подземных энергокомплексов требуется разработка нового котельного оборудования, что в обозримом будущем проблематично. Необходима также разработка новых схем пылеприготовления и золоудаления;

- в системе подачи в конденсатор турбины охлаждающей воды должны быть разработаны новые технические решения, так как циркуляционные насосы придется закладывать на значительно большей глубине, чем в настоящее время. Это обстоятельство повлечет за собой крупные капитальные затраты;

- потребуются разработка и внедрение новых пожаро- и взрывобезопасных устройств, которые смогут предотвратить хлопки и пожары угольной пыли или метана при его наличии. Существующее пожаро-взрывобезопасное оборудование применяемое в котельных установках и на тепловых электростанциях для работы в шахте непригодно;

- в силу уже сложившегося взаимного расположения котельных установок, шахт и тепловых электростанций их соединение (сближение), как это предполагается в проекте, выполнить невозможно физически.

Вывод экспертной комиссии:

- Создание подземных энергокомплексов, предложенных СНТТ "Техподземэнерго" и ИГД им.А.А.Скочинского невозможно из-за отсутствия теплоэнергетического оборудования и технологий, предназначенных для работы на глубине 100 и более метров, а также из-за практически невозможного создания условий и технических решений по пожаро-взрывобезопасности в котельных, совмещенных под землей с угольной шахтой. Кроме того капитальные затраты только на поисковые работы будут разорительными для любого инвестора;

- Дальнейшее обсуждение проблем, связанных с созданием подземных энергокомплексов, в составе которых, предполагается использовать теплоэнергетическое оборудование и технологии котельных установок и тепловых электростанций, может быть в ближайшие годы полезным только с точки зрения выработки научных подходов при создании объектов энергетики, предназначенных для чрезвычайных условий энергоснабжения (природные катаклизмы, война и т.п.).

Научный совет решил:

- Утвердить экспертное заключение и направить его Администрации Кемеровской области;

- Не рекомендовать Администрации Кемеровской области дальнейшую разработку проекта "Создание подземных энергокомплексов".

2. В ИС РАН из Научного центра им.М.В.Келдыша г-н Альков Н.Г. лично представил проект "Системы электро и теплоснабжения на базе автономных установок газификации твердых топлив" в двух томах. В первом томе находится пояснительная записка к проекту и во втором - резюме к проекту.