

РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК  
ИНСТИТУТ НАРОДНОХОЗЯЙСТВЕННОГО ПРОГНОЗИРОВАНИЯ

---

Открытый семинар  
**«Экономические проблемы  
энергетического комплекса»**

Сто девятнадцатое заседание  
от 29 марта 2011 года

**Н.И. Воропай, С.М. Сендеров**

**ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ:  
СУЩНОСТЬ, ОСНОВНЫЕ ПРОБЛЕМЫ, МЕТОДЫ  
И РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ**

Семинар проводится при поддержке  
Российского гуманитарного научного фонда  
(проект № 10-02-14031г)

Издание осуществлено при финансировании ИНП РАН

Москва – 2011

Руководитель семинара  
профессор, доктор экономических наук  
**А.С. НЕКРАСОВ**

## СОДЕРЖАНИЕ

*Н.И. Воронай, С.М. Сендеров*

### **ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ: СУЩНОСТЬ, ОСНОВНЫЕ ПРОБЛЕМЫ, МЕТОДЫ И РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ**

История вопроса, сущность и основные проблемы энергетической безопасности России .....	4
Общая схема исследований энергетической безопасности	
Угрозы энергетической безопасности .....	
Возможные проблемы топливо- и энергоснабжения России в период до 2030 года через призму реализации стратегических угроз энергетической безопасности .....	
Оценка уровня энергетической безопасности .....	
Методология использования индикативного анализа для оценки уровня энергетической безопасности страны и регионов .....	
Пример использования индикативного анализа для оценки уровня энергетической безопасности страны и регионов .....	
Литература .....	

### **ДИСКУССИЯ**

<b>Вопросы</b> .....	64
<b>Выступления</b> .....	80
<i>Чернавский С.Я.</i> .....	80
<i>Платонов В.В.</i> .....	82
<i>Невелев В.А.</i> .....	82
<i>Черепанов В.М.</i> .....	84
<i>Моргунов Р.В.</i> .....	85
<i>Субботин С.А.</i> .....	85
<i>Саенко В.А.</i> .....	87
<i>Некрасов А.С.</i> .....	88

**ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ:  
СУЩНОСТЬ, ОСНОВНЫЕ ПРОБЛЕМЫ, МЕТОДЫ  
И РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ<sup>1</sup>**

*История вопроса, сущность и основные проблемы энергетической безопасности России.* В условиях разразившегося в России в 90-х годах экономического кризиса системы энергетики стали испытывать значительные трудности в обеспечении потребителей топливом, электроэнергией и теплом. В отдельных регионах (Дальний Восток, Северный Кавказ, северные районы) острый дефицит энергоресурсов привел к частым и порой глубоким нарушениям энергоснабжения. Анализ состояния и перспектив развития топливно-энергетического комплекса свидетельствовал о высоком износе и катастрофическом старении основных фондов систем энергетики, значительном ухудшении сырьевой базы энергоресурсов и резком сокращении объемов геологоразведочных работ, высокой энергоемкости экономики при крайней недостаточности и ярко выраженной тенденции к снижению инвестиционных вложений в обновление и развитие всех звеньев энергетического хозяйства. Стало ясно, что уязвимость и нестабильность работы систем энергетики в новых условиях обусловлены не только низкой надежностью и безотказностью энергетического оборудования, техногенными авариями (опасность которых возросла), но и усилением негативных процессов в финансовой и инвестиционных областях, региональной и внешнеэкономической деятельности, в социальной сфере. В связи с этим при рассмотрении вопросов развития и функционирования ТЭК уже недостаточно было ограничиваться анализом надежности и живучести входящих в него СЭ, но следовало переходить к комплексным исследованиям широкого круга факторов, определяющих энергетическую безопасность страны. Это, свою очередь, вело к необходимости формирования, по существу, новой области энергетических исследований, связанных с анализом и обеспечением энергетической безопасности (ЭБ) России и ее регионов [1-3].

Понятие «энергетическая безопасность» было сформулировано Международным энергетическим агентством после нефтяного кризиса в 1973 г. в следующей трактовке. ЭБ есть «уверенность в том, что энергия будет иметься в распоряжении в том количестве и того качества, которые требуются при данных экономических условиях» [4]. Исходя из

---

<sup>1</sup> Докладчик: Сендеров Сергей Михайлович, д.т.н., Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения РАН (ИСЭМ СО РАН), Иркутск.

этого, а также из определения понятия «безопасность» в Законе Российской Федерации «О безопасности» [5], в ИСЭМ СО РАН предложено определение ЭБ, впервые опубликованное в [2], подробнее обоснованное в [6], которое позднее было рекомендовано для использования специалистами отраслей энергетики [7].

Энергетическая безопасность – это состояние защищенности граждан, общества, государства, экономики от угроз дефицита в обеспечении их потребностей в энергии экономически доступными энергетическими ресурсами приемлемого качества, от угроз нарушений бесперебойности энергоснабжения. При этом состоянии защищенности – состояние, соответствующее в нормальных условиях обеспечению в полном объеме обоснованных потребностей (спроса) в энергии, в экстремальных условиях – гарантированному обеспечению минимально необходимого объема потребностей.

Формирование понятийного аппарата ЭБ отчасти базируется на надежностной идеологии (отчасти – на идеологии национальной безопасности), однако в отличие от понятий надежности систем энергетики и бесперебойности (надежности) энергоснабжения, которые являются атрибутами систем энергоснабжения, понятие энергетической безопасности имеет более общий характер и несет большую смысловую нагрузку.

Энергетическая безопасность характеризуется тремя главными факторами:

- способностью топливно-энергетического комплекса обеспечить достаточное предложение экономически доступных и качественных топливно-энергетических ресурсов (ТЭР);
- способностью экономики (как системы потребителей ТЭР) рационально (бережно) расходовать энергоресурсы и соответственно ограничивать свой спрос;
- достаточно высоким уровнем устойчивости систем энергетики и ТЭК в целом к возмущающим воздействиям при реализации потенциальных угроз ЭБ (экономических, социально-политических, техногенных, природных, управленческо-правовых), а также устойчивости сферы энергопотребления к дефицитам и нарушениям энергоснабжения, вызванным этими угрозами.

При этом для реализации названных факторов общество и экономика должны обеспечивать благоприятные экономические, политические, институциональные и другие условия, включая благоприятный инвестиционный и инновационный климат. Таким образом, ЭБ – атрибут не только энергетики и даже не только производственной сферы, но и общества в целом. И поэтому ЭБ имеет не только технико-экономический, но в определенной мере и политический смысл [6-10].

Для уточнения различий между понятиями “энергетическая безопасность” и “надежность” были рассмотрены основные факторы, опреде-

ляющие их отличие, табл. 1 [10]. Одновременно с этих же позиций имеет смысл проанализировать и понятие “безопасность”, поскольку из-за созвучности понятий “безопасность” и “энергетическая безопасность” может сложиться впечатление, что это одно и то же.

Таблица 1

Характеристика понятий надежности и энергетической безопасности

Основные факторы	Анализируемые понятия			
	Надежность Reliability	Живучесть Survivability, Security	Безопасность Safety	Энергетическая безопасность Energy security
Научная (философская) категория	Свойство	Свойство	Свойство	Состояние
Атрибут принадлежности	Объекты (системы) энергетики			Государство, общество, экономика
События	Отказы элементов	Массовые (с каскадным развитием) отказы элементов	Опасные воздействия на людей и окружающую среду	Реализация угроз ЭБ
Причины событий	Дефекты оборудования и систем управления, ошибочные действия людей			Те же причины, а также экономические, социально-политические; внешние политические и экономические факторы
Последствия событий	Потеря производственной мощности, снижение резервов, недоотпуск энергоресурсов, нарушение бесперебойности энергоснабжения	Недоотпуск энергоресурсов с массовым нарушением питания потребителей	Ущерб здоровью и гибель людей, ухудшение состояния окружающей среды	Значительный недоотпуск энергоресурсов, нарушение бесперебойности энергоснабжения. Энергетический кризис. Ослабление экономической и в целом национальной безопасности

Надежность (включая живучесть) и безопасность – это свойства объектов (систем) энергетики, а энергетическая безопасность – состояние общества (экономики). Определение ЭБ как состояния восходит к узаконенному термину “безопасность” [5]. Однако это различие понятий имеет и достаточно глубокий содержательный смысл. Определяя надежность и безопасность как свойства объектов (систем) энергетики,

мы тем самым подразумеваем и рассмотрение средств и мероприятий, улучшающих эти свойства, применительно к рассматриваемым объектам. Определяя же энергетическую безопасность как состояние общества (экономики, государства), мы имеем в виду, что приемлемый уровень этого состояния обеспечивается не только воздействием на объекты энергетики, но и на внешние по отношению к ним факторы, снижающие опасность возникновения и реализации угроз ЭБ.

Различие понятий подтверждает анализ следующих двух базовых категорий – события и их причины (см. табл. 1). В понятиях “надежность” и “безопасность” эти категории рассматриваются только как происходящие в пределах объекта исследований, хотя первопричины этих событий могут быть и внешними по отношению к нему, а при исследовании энергетической безопасности рассмотрение соответствующих угроз предполагает более широкий взгляд на влияющие факторы и возможности управления ими [10].

Исследования надежности систем энергетики как комплексного свойства, включающего в качестве единичного свойства живучесть, связаны с различными уровнями глубины и продолжительности последствий. При обычных, ординарных отказах последствия относительно невелики и система сама их компенсирует за счет различного рода резервирования и адекватного управления. При крупных воздействиях (с ними связан анализ живучести систем энергетики) глубина и продолжительность их последствий велика и в большинстве случаев система “не справляется” с противодействием возмущению. В этом случае последствия выходят за рамки системы энергетики, что требует достаточно детального анализа реакции потребителей.

В связи с этим логично, что исследования энергетической безопасности на первом этапе были связаны именно с ситуациями крупных воздействий на энергетику при реализации угроз различного рода, т.к. в этих случаях существует реальная опасность дестабилизации энергоснабжения народного хозяйства. При этом исследования собственно систем энергетики с позиций энергетической безопасности связаны с исследованиями их живучести [1, 11].

Проблема живучести СЭ стала актуальной в 1980-х годах в связи с тем, что по мере развития систем энергетики повышается опасность возникновения крупных, в т.ч. каскадного характера, аварий, переходящих при неблагоприятных стечениях обстоятельств в «системные». В ИСЭМ СО РАН были разработаны (1987-1994 гг.) концепция и методы комплексных исследований живучести систем энергетики и создано методологическое и программно-информационное обеспечение этих исследований [12]. Последующие исследования показали, что предложенные математические методы и модели для изучения живучести систем энергетики могут быть адаптированы для исследований проблем энергетической без-

опасности. Эти математические модели и методы совпадают в части представления систем энергетики, но различаются в части моделирования неблагоприятных воздействий на системы энергетики и способов компенсации их негативных последствий. Такие же различия характерны и в отношении представления потребителей и управления ими.

Отдельные вопросы, касающиеся живучести специализированных систем энергетики ставились и решались в отраслевых научно-исследовательских коллективах (ОАО «Газпром ВНИИгаз», ОАО «Институт Нефтепродуктпроект» (бывший ГИПРОнефтетранс), ОАО «ГИПРОВостокнефть» и др.).

В конце 1990-х годов при тесном сотрудничестве с ИСЭМ СО РАН локальные работы, касающиеся индикативного анализа энергетической безопасности регионов, были начаты в Институте экономики УрО РАН. В Институте энергетической стратегии Минэнерго РФ под руководством д.т.н. В.В. Бушуева при подготовке к проведению саммита G-8 (2006 г.) выполнялись работы в области исследования вопросов глобальной энергетической безопасности совместно с ИСЭМ СО РАН.

Зарубежный опыт при исследовании энергетической безопасности можно было использовать очень ограниченно, поскольку в большинстве своем, развитые страны мира в большей или в меньшей степени обеспечивают свои энергетические потребности за счет импорта ТЭР. Этим определяется направленность соответствующих работ по проблемам энергетической безопасности этих стран, в основном за счет изучения (поиска путей) диверсификации импортных источников ТЭР с целью обеспечения энергетической независимости своих стран. В целом же, работы, подобные выполняемым в настоящее время коллективом исследователей ИСЭМ СО РАН ранее не выполнялись ни в нашей стране, ни за рубежом.

Изложенное выше понимание (трактовка) энергетической безопасности сложилось в результате преодоления расширительной и чрезмерно узкой трактовки. Расширительная трактовка давалась в работах [13-15 и др.] и даже в проекте Доктрины ЭБ РФ [16]. Согласно такой трактовке, ЭБ определяется не только инфраструктурными функциями ТЭК – обеспечивать энергетические нужды общества, но и его особой, «локомотивной» ролью в развитии российской экономики, выполнением таких задач, как «обеспечение высокой меры участия ТЭК в формировании доходов и экспортного потенциала государства» («поддержание на экономически обоснованном уровне экспорта энергоносителей»), «удовлетворение требований технологической и экологической безопасности», «способствование укреплению внутренних и внешних интеграционных связей».

Все эти задачи действительно стояли и отчасти стоят до сих пор перед энергетикой (отчасти, поскольку ТЭК уже не рассматривается претендентом на «локомотивную» роль, хотя задача зарабатывания средств за счет экспорта ТЭР (прежде всего нефти и газа) для решения социаль-

ных проблем и модернизации экономики в значительной мере сохраняется). Но это иные, помимо обеспечения ЭБ, задачи, а именно задачи энергетики, ТЭК по обеспечению экономической и других составляющих национальной безопасности.

Преодолению расширительной трактовки понятия ЭБ послужила предложенная нами дополнительная категория «энергетические аспекты национальной безопасности», которая в [9] определена как «совокупность факторов, определяющих влияние качества и эффективности развития и функционирования энергетики, роста (снижения) масштабов энергетического хозяйства на уровень национальной безопасности и отдельных ее составляющих (видов безопасности)». В пояснениях указано, что этим понятием учитывается «вклад» энергетики в обеспечение, помимо ЭБ, также экономической, технологической, экологической и других видов безопасности. Таким образом, энергетические аспекты национальной безопасности – более широкое понятие по сравнению с ЭБ и включает последнюю. Схематически взаимосвязь понятий показана на рис. 1 [7].

Следует заметить, что, несмотря на достигнутый консенсус в определении понятия ЭБ (например, в Энергетической стратегии России на период до 2020 года (ЭС-2020) [17, 18] дается трактовка ИСЭМ СО РАН, расширительная трактовка еще встречается.



Рис. 1. Соотношение видов безопасности

Что касается обуженных интерпретаций, то таковые встречались, иногда еще встречаются, двух родов. Первая рассматривает ЭБ как функцию только топливно-энергетического комплекса и систем энергетики, т.е. системы энергоснабжения, упуская систему энергопотребления. Между тем последняя, которая по существу представляет собой всю экономику, взятую в ее ипостаси потребителя ТЭР, является в неко-

тором смысле равноправным с ТЭК субъектом обеспечения ЭБ: если ЭБ – это фактически бездефицитность энергетического баланса, то она определяется как достаточностью предложения ТЭР (функция ТЭК), так и почти в равной мере, умеренностью спроса, энергоэффективностью потребителей (функция экономики в указанной ее ипостаси). Понимая это, разработчики ЭС-2020 в качестве одного из важнейших принципов обеспечения ЭБ называют «предотвращение нерационального использования энергоресурсов (взаимосвязь с политикой энергетической эффективности)» [17].

Обуженная интерпретация второго рода связывает ЭБ, вслед за живучестью систем энергетики, только с уникально крупными возмущениями, достаточно маловероятными. Эта вторая обуженная интерпретация соответствует, и то лишь частично, только одной из двух компонент ЭБ – тактической компоненте, которая в [6] определена как состояние защищенности страны или ее региона от угроз массового нарушения бесперебойности энергоснабжения из-за физической или экономической недоступности ТЭР приемлемого качества. Другими словами, тактическая компонента ЭБ характеризует защищенность страны или ее региона от перебоев, временных нарушений энергоснабжения.

В отличие от тактической, стратегическая компонента ЭБ характеризует защищенность страны от угрозы значительного и длительного дефицита энергоресурсов, который приводит к сдерживанию (торможению) экономического роста и соответственно социального прогресса или даже препятствует поддержанию нормального функционирования общества и экономики при минимальном либо нулевом экономическом росте.

Эволюция исследований ЭБ от акцента на тактическую компоненту, тактические (текущие) угрозы, к акценту на стратегическую компоненту, на стратегические угрозы ЭБ, была объективно, исторически обусловленной. Действительно, в конце 80-х годов и в первой половине 90-х годов 20 века наибольшие опасения вызывали такие экономические, социальные и политические угрозы ЭБ, как: разрыв или ослабление традиционных экономических связей России и ее энергетических предприятий с другими республиками СССР, ставших самостоятельными государствами, и с государствами Восточной (Центральной) Европы – членами СЭВ (Совета экономической взаимопомощи), распавшегося к началу 90-х годов, а также нарушения или слабость внутрироссийских хозяйственных связей, прежде всего из-за краха централизованной распределительной системы и медленного становления новой системы связей; трудовые конфликты и забастовки; сепаратистские тенденции, региональные, этнические и другие политические конфликты (включая войну в Чечне), диверсионно-террористические акты; финансовая нестабильность экономики и ее энергетического сектора, рост неплатежей и задолженностей (кредиторской и дебиторской). К середине – концу 90-х годов эти угрозы в значительной мере притупились или были преодолены.

Одновременно в связи с анализом и разработкой средне- и долгосрочных энергетических перспектив – сначала на период до 2010 г. [19], затем – до 2020 г. [17], наконец, до 2030 г. – выяснилось, что главная опасность для ЭБ в долгосрочной перспективе – вероятность длительного дефицита физически и экономически доступных ТЭР: невозможность обеспечить ими требуемые (заданные государственным руководством) темпы экономического роста и социального прогресса. Таким образом, на первый план выдвинулась стратегическая компонента ЭБ. Важнейшие из стратегических угроз – чрезвычайно высокая энергорасходительность народного хозяйства, глубокий физический и моральный износ основных фондов ТЭК, длительная задержка с освоением новых месторождений газа и нефти, глубокий кризис системы теплоснабжения, проблематичность масштабного наращивания вклада угля, атомной и возобновляемой энергии в баланс первичных энергоресурсов, крайне медленное преодоление всех этих трудностей, прежде всего из-за недоинвестирования ТЭК и энергосбережения, а также из-за институциональных и управленческих причин (проблем).

Спад производства в результате разразившегося в 2008-2009 гг. экономического кризиса предоставляет некоторую отсрочку грозящему дефициту ТЭР, и ее необходимо использовать для формирования устойчивого курса на преодоление указанных стратегических угроз. Важным условием успеха в этом направлении является радикальное совершенствование и обновление методов и инструментария для исследования ЭБ России и ее регионов и обоснования путей ее обеспечения (укрепления), имея в виду, что до сих пор для этих целей использовался инструментарий, в значительной мере унаследованный от исследования надежности и живучести систем энергетики.

**Общая схема исследований энергетической безопасности.** Основным смыслом исследований ИСЭМ СО РАН в сфере обеспечения энергетической безопасности страны – это, в первую очередь, обоснованный выбор направлений деятельности по достижению и поддержанию бездефицитного снабжения потребителей всеми необходимыми ТЭР на долгосрочную перспективу. Выбранные в рамках данных направлений меры должны быть инвариантны к различным возможным негативным ситуациям в экономике и энергетике. Другое направление исследований в сфере энергетической безопасности – создание условий для обеспечения потребителей требуемыми видами ТЭР в необходимых объемах во время ЧС.

Основой для выбора мероприятий, касающихся долгосрочного бездефицитного топливо- и энергоснабжения потребителей, является такая исходная информация, как: состояние ТЭК; потребности в разных видах энергии на исходный и прогнозные моменты времени с учетом реализации энергосберегающей политики; условия развития отраслей ТЭК на заданную перспективу; множество возможных потенциальных угроз ЭБ в

этот же период; набор принципиально возможных мер по достижению и обеспечению требуемого уровня ЭБ для страны в целом или ее региона.

Принципиальная схема исследования проблем обеспечения энергетической безопасности страны, сложившаяся к настоящему времени – результат многолетнего опыта исследований в области живучести систем энергетики и надежности ТЭК. Принципиальная схема исследования развития ТЭК с учетом живучести систем энергетики и безопасности их функционирования была сформирована при исследованиях с непосредственным участием академика Ю.Н. Руденко, чл.-корр. РАН Н.И. Воропая, д.т.н. Л.Д. Криворуцкого и др. [11, 20]. Эта схема предусматривает исследования ТЭК на двух иерархических уровнях (ТЭК и СЭ).

В ходе реализации указанной схемы в ИСЭМ СО РАН в разные годы были получены значительные результаты в области исследования вопросов живучести отраслевых систем энергетики: электроэнергетической системы, систем газо-, нефте- и нефтепродуктоснабжения [21-24 и др.].

На уровне ТЭК базой для исследований энергетического комплекса, с позиций обеспечения энергетической безопасности, стали модели комплексной оптимизации развития энергетики страны с учетом живучести («РЭКС») и оценки состояния систем топливо- и энергоснабжения в экстремальных ситуациях («ПОТОК»), реализованные под руководством Л.Д. Криворуцкого [25, 26]. Данные модели в дальнейшем вошли в ПВК «Оптимизация ТЭК», на базе которого в ИСЭМ, также под руководством Л.Д. Криворуцкого, был создан ПВК «Энергия», предназначенный для исследований живучести ТЭК с решением задач на агрегированном уровне [27]. ПВК «Энергия» позволял моделировать динамику развития систем энергетики на уровне ТЭК страны, а также на уровне отраслевых и региональных систем энергетики и на этой базе проводить анализ различных вариантов развития энергетики с позиций обеспечения надежности топливо- и энергоснабжения потребителей и обеспечения живучести отраслевых энергетических систем.

Базируясь на указанных общей схеме и инструментарии исследования развития ТЭК и СЭ с учетом живучести, в ИСЭМ была разработана [8, 28] схема исследования ТЭК России и систем энергетики с позиций энергетической безопасности, представленная на рис. 2, создан соответствующий инструментарий (в том числе путем адаптации упомянутых моделей и ПВК).

В отличие от исследований проблем живучести СЭ исследования проблем энергетической безопасности России и ее регионов базируются на приоритете интересов потребителей ТЭР и возможностей более эффективного использования ими энергии при комплексном учете отличительных особенностей российского ТЭК. Среди таких особенностей – высокая изношенность ОПФ энергетических отраслей; трудности с ин-

вестициями в ТЭК; отставание с освоением новых районов добычи нефти и газа и др. При этом, в дополнение к требованиям по обеспечению надежного топливо- и энергоснабжения внутренних потребителей, необходимо учитывать и значительные по объемам долгосрочные контракты по экспортным поставкам ТЭР



Рис. 2. Взаимосвязь задач, решаемых при исследованиях ТЭК страны с позиций ЭБ

**Угрозы энергетической безопасности.** Первым шагом при обосновании путей решения проблем энергетической безопасности для различных

сценариев развития экономики и энергетики России и ее регионов стала идентификация и систематизация существующих и потенциальных угроз энергетической безопасности. На основе многолетних исследований проблем энергетической безопасности [1-3, 8, 28-31] систематизированы основные возможные угрозы энергетической безопасности России и ее регионов. Вся совокупность угроз ЭБ представлена в виде пяти групп:

- экономические (дефицит инвестиционных ресурсов, энергорасточительность экономики, высокие цены на ТЭР, слабая диверсифицированность энергоснабжения и т.д.);
- социально-политические (трудовые конфликты, диверсии, терроризм, экстремистские действия общественных движений анти-энергетической направленности);
- техногенные (аварии, взрывы, пожары антропогенно-техногенного происхождения на объектах ТЭК, те же события на объектах других отраслей экономики, связанных с объектами ТЭК);
- природные (стихийные бедствия, суровые зимы с превышениями нормативных температурных условий, учитываемых при проектировании систем отопления; длительные маловодья на реках с ГЭС);
- управленческо-правовые (ошибки в экономической политике государства, неполнота проработки решений по перспективному развитию энергетики; неэффективность энергосберегающей политики государства и т.д.).

При этом к экономическим отнесены не только собственно угрозы ЭБ общеэкономического происхождения, но также дестабилизирующие факторы и диспропорции в энергетике производственно-экономического характера, представляющие опасность для обеспечения надежного, бездефицитного энергоснабжения.

В настоящее время и в ближайшей перспективе с точки зрения устойчивости энергоснабжения доминирующее значение имеют угрозы экономического и управленческо-правового характера. Однако в отдельных случаях может резко возрасти относительная важность тех или иных техногенных и природных угроз.

В условиях отмеченного выше повышения значимости стратегического аспекта ЭБ в ИСЭМ СО РАН были выделены основные стратегические угрозы ЭБ, чреватые долговременным и масштабным сдерживанием темпов развития национальной экономики в силу возможного проявления значительных дефицитов ТЭР у потребителей страны в период до 2020-2030 гг. Перечень этих угроз представлен на рис. 3, здесь же показаны и взаимосвязи между ними [32-35].

Основные стратегические угрозы энергетической безопасности России можно характеризовать следующим образом:

**Энергорасточительность экономики.** Обусловлена низкой энергоэффективностью технологий и оборудования, потерями при транс-

портировке, трансформации и хранении ТЭР, в значительной степени усилена сырьевым перекосом в структуре российской экономики.



Рис. 3. Стратегические угрозы энергетической безопасности России и их взаимосвязи

**Низкие темпы преодоления ценовых перекосов между газом и углем.** С позиций ЭБ в России сложилась нерациональная структура спроса на первичные ТЭР. Соотношение цен угля и газа против 1:1,4-1:1,5 (на 1 т у.т.), что соответствует потребительским свойствам этих ресурсов, сегодня составляет 1:1,1. Следствие – замедление диверсификации энергобаланса, усиление угрозы доминирования природного газа в ТЭБ европейских регионов РФ, ослабление ЭБ страны в условиях запаздывания с выходом в новые районы добычи газа. В то же время слишком быстрое изменение данного соотношения в настоящее время способно привести к глубокому кризису в сфере отечественного производства.

**Отставание прироста разведанных запасов углеводородов от объемов их добычи.** На начало 2010 г. извлекаемые запасы нефти в России по разным оценкам составляли от 10 до 20 млрд. т. Качество сырьевой базы неуклонно ухудшается. Удельный объем инвестиций (на 1 т

добываемой нефти) в России составляет 25-29 против 40-50 долл./т в мире. Не преодолено снижение объемов ГРП.

Основные оставшиеся доказанные запасы российского газа вроде бы и велики (48 трлн. куб. м), но находятся они на глубинах 2.5-4 км в ачимовских и валанжинских залежах, на шельфе арктических морей и в труднодоступных районах Сибири и Дальнего Востока. Для освоения таких запасов необходимы значительные дополнительные финансовые ресурсы. Отношение прироста разведанных запасов газа к добыче за последние годы составило 1,1 при необходимой величине такого соотношения менее чем 1,2.

Ныне работающие основные газовые месторождения России в значительной степени выработаны, поэтому просто необходим выход в новые районы с более дорогим газом.

Снижение объемов добычи газа из-за экономического риска освоения газовых ресурсов Ямала и шельфа северных морей. Расчеты показывают, что только себестоимость добычи и транспорта газа Ямала до границ со странами Центральной Европы может составить порядка 240 долл./тыс. куб. м, а газа шельфа Карского моря – не менее 300 долл./тыс. куб. м. Эти величины могут оказаться слишком близки к ожидаемому уровню цен на газ в Европе. Отсюда значительный экономический риск связанный с выходом на эти газоносные площади. Запоздывание же с освоением запасов газа на Ямале может заметно сказаться на объемах добычи газа в стране и на достижении ориентиров ЭС-2030.

***Слишком высокая доля природного газа в ТЭБ европейских регионов России.*** Нерациональна структура топливно-энергетического баланса страны с явным перекосом в использовании газа (особенно, в европейской части и на Урале, где проживает 88 % населения страны). В целом по России доля газа в балансе КПТ составляет более 70%, в европейских районах России (Центральный, Приволжский, Северо-Кавказский, Южный федеральный округа – более 90%, Северо-Западный федеральный округ – 75%. По отдельным регионам эта доля доходит до 95-99%. При этом практически во всех ныне действующих районах газодобычи возможности по добыче сокращаются. Отсюда крайне высокая зависимость регионов европейской части страны и Урала от надежности работы газовой отрасли в техническом плане и колоссальная зависимость всей экономики страны от своевременности неизбежного чрезвычайно дорогостоящего выхода в новые недостаточно освоенные и разведанные районы.

***Недостаточный уровень инвестиций и низкие темпы обновления оборудования в отраслях ТЭК.*** Негативную ситуацию с топливно-энергоснабжением потребителей России можно ожидать в среднесрочной и долгосрочной перспективе и из-за ограниченности инвестиций в развитие отраслей ТЭК, что сохраняет в эксплуатации старые, низкоэконо-

мичные, физически изношенные основные производственные фонды. Подобное положение приводит к неприемлемо медленному повышению технического уровня объектов ТЭК.

Имеет место хроническое недофинансирование программ реконструкции газотранспортной сети: порядка 70 % магистральных нефтепроводов имеют возраст более 20 лет, 30% – в эксплуатации более 30 лет, 10% газоперекачивающих агрегатов находятся в эксплуатации более 30 лет.

*Суммарная мощность устаревшего оборудования электростанций страны порядка 40% установленной мощности.* Среднегодовой ввод генерирующих мощностей не более 1-2 млн. кВт. Коэффициенты обновления ОПФ отраслей ТЭК за последние 10 лет – менее 2%. Соответствующие данные по состоянию генерирующего оборудования, распределительным электрическим и тепловым сетям были представлены на заседании Совета безопасности РФ в конце 2010 г. заместителем председателя Правительства РФ И.И. Сечиным, рис. 4, 5.

*Возможные проблемы топливо- и энергоснабжения России в период до 2030 года через призму реализации стратегических угроз энергетической безопасности.* Перспективы обеспечения внутренних потребностей страны в первичных ТЭР определяются ожидаемым уровнем таких потребностей, ситуацией с обеспечением потребителей страны энергоресурсами в последние годы и перспективными производственными возможностями отраслей ТЭК при учете возможных масштабов реализации стратегических угроз энергетической безопасности перечисленных выше.

#### Оборудование ГЭС России

Всего		Срок эксплуатации от 30 до 50 лет			Срок эксплуатации более 50 лет		
кол-во агрегатов (шт.)	кол-во агрегатов (шт.)	Мощность (ГВт)	Доля от общей мощности ГЭС	кол-во агрегатов (шт.)	Мощность (ГВт)	Доля от общей мощности ГЭС	
510	173	22,6	56,8%	196	8,3	20,9%	

#### Оборудование АЭС России

Всего		Срок эксплуатации до 20			Срок эксплуатации от 20 до 40 лет		
кол-во агрегатов (шт.)	кол-во агрегатов (шт.)	Мощность (ГВт)	Доля от общей мощности АЭС	кол-во агрегатов (шт.)	Мощность (ГВт)	Доля от общей мощности АЭС	
39	5	5,0	20,4%	34	19,5	79,6	

#### Оборудование ТЭС России

Всего				Срок эксплуатации от 30 до 50 лет				Срок эксплуатации более 50 лет			
Котлов (шт.)	Турбин (шт.)	Мощность (ГВт)	Доля, %	Котлов (шт.)	Турбин (шт.)	Мощность (ГВт)	Доля, %	Котлов (шт.)	Турбин (шт.)	Мощность (ГВт)	Доля, %
3136	2180	145,3		1847	955	75,6	52%	669	360	10,2	7%

Высокая степень изношенности основного оборудования ТЭС приводит к снижению его эффективности: КПД ТЭС в России составляет 36,6%, а в развитых странах – 39-41,5%, технические параметры пара российских ТЭС, включая давление (25МПа) и температура (545-550°С) уступают аналогичным показателям в мире – 30-35 МПа и 600-650°С

Рис. 4. Износ генерирующего оборудования в РФ



Рис. 5. Износ тепловых и распределительных сетей в РФ

Понятно, что ожидаемые потребности страны в ТЭР для долгосрочной перспективы будут определяться, главным образом, годовым приростом ВВП и снижением его удельной энергоёмкости. Для количественной оценки потребностей можно воспользоваться выражением:

$$Q_{i+1} = Q_i (K_{ВВП} - K_{уэ}) \quad (1)$$

где  $Q_i$  и  $Q_{i+1}$  – внутренние потребности России в первичных ТЭР для  $i$ -го и  $(i+1)$ -го года;  $K_{ВВП}$  и  $K_{уэ}$  – коэффициент увеличения ВВП страны и коэффициент снижения удельной энергоёмкости ВВП за  $(i+1)$ -й год.

При оценке ожидаемых значений коэффициентов  $K_{ВВП}$  и  $K_{уэ}$  следует учитывать следующие моменты: мала вероятность резкого изменения структуры промышленного производства в стране до 2020 года за счет широкого использования наукоемких, энергосберегающих технологий и заметного улучшения этого положения в период с 2020 по 2030 г.; значения коэффициентов  $K_{ВВП}$  и  $K_{уэ}$  взаимосвязаны (чем больше  $K_{ВВП}$ , тем больше мотивация снижения  $K_{уэ}$ ). С учетом вышесказанного такие значения были приняты, представлены они в табл. 2.

Таблица 2

Значения коэффициентов  $K_{ВВП}$  и  $K_{уэ}$  на период с 2011 по 2030 г., %

Год	$K_{ВВП}$	$K_{уэ}$
2011-2015	4,0-4,5	2,5
2016-2020	3,5-4,0	2,0
2021-2030	3,0-3,5	2,5

При оценке перспективного спроса на первичные ТЭР за исходный год предлагается взять 2009 г. с величиной их внутреннего потребления

равной 990 млн. т у.т. [36]. В данном случае сделано допущение о том, что после некоторого застоя с уровнем потребления энергоресурсов в стране в 2009-2010 гг., связанного с экономическим кризисом, можно ожидать роста потребностей в ТЭР с 2011 г. С учетом сказанного и данных табл. 2 были определены внутренние потребности России в первичных ТЭР в виде диапазонов возможных значений, табл. 3.

Таблица 3

Диапазоны возможных значений внутренних потребностей России в первичных ТЭР по опорным годам до 2030 г., млн т у.т.

Опорные годы	Потребности
2015	1070-1090
2020	1150-1210
2030	1210-1340

Полученные потребности отличаются в меньшую сторону от ориентиров, приведенных в ЭС-2030 [37]. Там диапазон их возможных значений на конец рассматриваемого периода составляет 1375-1565 млн т у.т. Основная причина подобного расхождения – разный взгляд на ожидаемые среднегодовые приросты ВВП.

О ситуации с обеспечением страны первичными видами ТЭР в последние годы можно судить по данным табл. 4. Здесь приведены количественные показатели работы ТЭК России для периода времени с 2000 по 2009 гг. в отношении собственного производства различных видов ТЭР, потребления ТЭР внутри страны, импорта и экспорта ТЭР.

Некоторое несовпадение отдельных показателей табл. 4 с различными источниками связано с использованием более обоснованных, по мнению авторов, значений коэффициентов перевода натуральных объемов ТЭР в условное топливо, а также тем обстоятельством, что часть среднеазиатского газа предназначенная для Украины считается здесь транзитной, в то время как в других источниках, весь среднеазиатский газ рассматривается в качестве импортируемого в Россию.

Судя по данным табл. 4 [36, 38-41], в период 2000-2008 гг. в стране росли производство первичных ТЭР, их внутреннее потребление, а также поставки ТЭР на экспорт. Правда, из-за очень холодных дней в январе-феврале 2006 года, поставки ТЭР на экспорт были ниже показателей 2003 и 2008 гг., а в 2007 году из-за теплой зимы внутреннее потребление ТЭР оказалось меньше показателей и 2006 и 2008 гг.

В связи с благоприятной конъюнктурой заметно нарастали добыча и экспорт нефти (с 2000 по 2008 год ее добыча выросла на 50 %, а экспортные поставки – на 59 %). Суммарный объем экспорта ТЭР из России в 2008 году составил 754 млн т у.т. (или на 6 % больше, чем в 2007

году). Из-за мирового экономического кризиса в 2009 г. ситуация в ТЭК России меняется в худшую сторону, за исключением, добычи нефти. Если добыча нефти даже немного выросла, то добыча газа за это же время сократилась на 12%, а производство угля – на 9,5%. Сократился и суммарный объем экспорта всех видов российских ТЭР. Имело место сокращение и внутреннего потребления первичных ТЭР.

Таблица 4

ТЭК России в 2000-2009 гг.

Показатель	Год					
	2000	2003	2006	2007	2008	2009
Собственное производство первичных ТЭР, всего, млн. т у.т.	1421	1608	1751	1766	1791	1680
в том числе						
природный газ (включая попутный), млрд. куб. м	584	620	656	654	665	584
нефть и газовый конденсат, млн. т	324	421	481	491	488	494
уголь, млн. т	258	277	309	314	329	298
электроэнергия ГЭС, АЭС и прочие ТЭР, млн. т у.т.	145	145	148	144	145	138
Импорт ТЭР, млн. т у.т.	49	48	37	38	34	41
Всего (приход), млн. т у.т.	1470	1656	1788	1804	1825	1721
Внутреннее потребление первичных ТЭР, всего, млн. т у.т.	925	986	1144	1091	1071	990
Экспорт ТЭР, всего, млн. т у.т.	545	670	640	713	754	723
в том числе						
нефть, млн. т	144	223	222	229	248	250
газ природный, млрд. куб. м	194	181	152	186	187	151
уголь, млн. т	44	58	87	93	96	105
нефтепродукты, млн. т	63	78	76	84	88	93
электроэнергия, млрд. кВт·ч	15	12	21	19	21	15
Всего (расход), млн. т у.т.	1470	1656	1788	1804	1825	1721

Основываясь на приведенной базе, проанализируем перспективные производственные возможности различных отраслей ТЭК России в части обеспечения ее внутренних потребностей в первичных ТЭР до 2030 года с учетом возможной реализации стратегических угроз ЭБ.

**Нефтяная отрасль.** Требуемые объемы нефти при получении нефтепродуктов для внутреннего использования зависят от ожидаемых объемов потребления светлых нефтепродуктов внутри страны и ожидаемого процента выхода этих нефтепродуктов при переработке сырой нефти. Суммарные поставки на внутренний рынок страны основных светлых нефтепродуктов (автотопливо, авиакеросин, дизельное топливо) в 2007 г. по данным [39] составили 66,3 млн. т, в 2008 г. – 69,7 млн. т [40] и в 2009 г. – 71,0 млн. т [36].

В перспективе до 2015-2020 гг. потребность в основных светлых нефтепродуктах в целом по стране должна расти с некоторым замедлением роста ближе к 2020 г. (продолжается рост числа единиц транспортных средств на фоне некоторого снижения удельных затрат исполь-

зуюемого топлива). Затем (до 2030 года) суммарные внутренние потребности в таких нефтепродуктах, если и будут меняться в ту или иную сторону, то не очень значительно. Выход основных светлых нефтепродуктов в среднем по нефтеперерабатывающим заводам (НПЗ) России в 2008 г. составил 55,8 %. Считаем, учитывая возможности некоторой модернизации нефтепереработки, что к 2015-2020 гг. их выход может возрасти до 57-58%, а к 2030 г. – до 62-64%. В табл. 5 представлены результаты оценки для перспективы до 2030 года требуемых объемов нефти, необходимых для переработки и получения светлых нефтепродуктов в соответствии с внутренними потребностями в них. Итоговые цифры табл. 5 можно считать тем минимальным объемом добычи нефти в стране, который необходим для обеспечения внутренних ее потребностей в нефтепродуктах.

Таблица 5

Оценка требуемых объемов нефти, перерабатываемой на НПЗ  
для нужд внутри России

Показатель	Опорные годы			
	2010	2015	2020	2030
Прогнозируемый спрос на основные светлые нефтепродукты (автобензин, авиакеросин, дизельное топливо) внутри России, млн т*	72	75-78	80-85	90-95
Выход основных светлых нефтепродуктов, %**	56	57-59	60-62	62-64
Требуемые объемы нефти для получения нефтепродуктов для внутреннего использования,				
млн т	128	130-135	130-140	140-150
млн. т у.т.	180	180-190	180-200	200-210

\* Принятые среднегодовые темпы роста потребностей: 2010-2015 гг. – 1,5%; 2016-2020 гг. – 1%; 2021-2030 гг. – около 0,5%; за исходное состояние взята потребность 2010 г. – 72 млн. т.  
\*\* Принято с учетом изложенных выше условий.

Уровни добычи нефти в России сегодня таковы, что ее вполне хватает и для внутреннего потребления (после ее переработки) и для поставок на экспорт (см. табл. 4). Для того, чтобы оценить динамику изменения объемов добычи нефти в стране для долгосрочной перспективы (до 2030 года), необходимо учесть ряд обстоятельств.

На начало 2010 г. извлекаемые запасы нефти в России оценивались в 8-10 млрд. т. В прошедшие 2007, 2008, 2009 гг. объемы прироста запасов относились к годовой добыче как 1,12; 1,02 и 1,25 соответственно. Если взять последнее наибольшее отношение за ориентир, то запасы российской нефти теоретически могут приблизиться к нулевым уже через 10 лет при коэффициенте извлечения нефти (КИН) равном 0,3 и через 12 лет при КИН равном 0,35. Легко подсчитать, что для того, чтобы запасов нефти хватало на 20-25 лет (эти цифры наиболее часто произно-

сят) при существующих КИН, среднегодовое отношение прироста запасов нефти к объемам ее добычи должно составлять в этот период как минимум 2,2-2,3. Сегодня степень разведанности территории России в целом составляет чуть более 40 % и запасы с помощью активизации ГРП должны будут приращиваться. Однако, даже при очень благоприятной ситуации (хорошая внешне-рыночная конъюнктура на нефтяных рынках, отсутствие серьезных проблем с инвестициями, появление возможностей для заметного улучшения применяемых технологий добычи и т.д.) указанных выше 10-12 лет может не хватить на открытие новых (достаточно крупных) месторождений и на их освоение. Отсюда вытекает высокая вероятность наступления периода падения объемов добычи российской нефти. Учитывая вышесказанное, можно предположить, что даже при относительно благоприятных условиях объемы добычи жидких углеводородов в России могут составить: в 2015 г. – 440÷460 млн. т, в 2020 г. – 400÷420 млн. т и в 2030 г. – 380÷400 млн. т. Приведенные объемы надо считать (для каждого опорного года) верхним возможным уровнем объемов добычи нефти в соответствующем году. Для выхода на нижние уровни надо учесть ряд моментов, так или иначе связанных с реализацией таких стратегических угроз ЭБ как ухудшение состояния запасов нефти; неудовлетворительное положение дел с поисками новых районов добычи нефти; недостаток инвестиций; отставание темпов обновления ОПФ.

О состоянии запасов нефти можно судить по сегодняшним и ожидаемым показателям средней себестоимости добычи и среднего дебита нефтяных скважин в стране. Сегодня себестоимость добычи нефти в России в различных районах составляет 8-15 долл./баррель, а средний по стране дебит одной скважины – чуть меньше 9 т/сутки. Для сравнения – средний дебит скважины в Саудовской Аравии составляет около 600 т/сутки при себестоимости добычи в 1-1,5 долл./барр.

В настоящее время приходится уходить в районы нефтедобычи со все более дорогой нефтью; удельный объем инвестиций в нефтяной комплекс (на 1 т добываемой нефти) в России пока почти в 2 раза ниже, чем в международной практике (25-29 долл./т против 40-50); не преодолено снижение объемов геологоразведочных работ на нефть, начавшееся в начале 80-х прошлого века.

С учетом сказанного, оценка авторов нижнего уровня объемов добычи нефти по опорным годам такова: 2015 год – 400÷420 млн. т; 2020 год – 350÷370 млн. т; 2030 год – 300÷320 млн. т.

Исходя из вышесказанного, приняв за основу средние величины диапазонов верхнего и нижнего уровней, можно получить возможные диапазоны перспективных значений объемов добычи нефти и газового конденсата в России, табл. 6.

Возможные объемы добычи нефти и газового конденсата  
в России по опорным годам до 2030 г., млн. т

Показатель	Опорные годы			
	2010	2015	2020	2030
Объем добычи	505	410÷450	360÷410	310÷390

Если представленные цифры сопоставить с требуемыми объемами нефти при получении нефтепродуктов для внутреннего пользования (см. табл. 4), то в анализируемый период Россия не будет испытывать трудности в обеспечении своих потребителей нефтепродуктами. Однако появляется проблема обеспечения экономической безопасности страны в условиях вынужденного снижения экспорта нефти и нефтепродуктов.

В 2010 г. на внешних рынках Россией было продано 377 млн. т нефти и нефтепродуктов. С учетом ожидаемых объемов добычи жидких углеводородов и их объемов, используемых для внутренних нужд страны, объемы продаж нефти и нефтепродуктов на внешних рынках до 2030 г. могут составить: в 2015 г. – 280÷320 млн. т, в 2020 г. – 230÷270 млн. т, в 2030 г. – 170÷240 млн. т. Отсюда, предполагаемое снижение указанных продаж по сравнению с 2009 г. может быть следующим: 2015 г. – около 15%, 2020 г. – порядка 30%, 2030 г. – до 40%. Для условий России подобное снижение экспорта жидких углеводородов в итоге может стать чувствительным ударом по приходной части бюджета.

**Газовая отрасль.** В 2010 г. в России было добыто газа всеми соответствующими хозяйствующими субъектами 651 млрд. куб. м (газ газовых, газоконденсатных месторождений и попутный газ нефтяных месторождений). В это же время из стран Средней Азии было импортировано 36 млрд. куб. м. Таким образом, приходная часть ТЭКа по газу составила 687 млрд. куб. м. На внутреннее потребление, включая собственные нужды газовой отрасли, утечки, увеличение запасов газа в ПХГ, использования газа, как сырья в химической промышленности, ушло 520 млрд. куб. м; экспорт российского газа составил 167 млрд. куб. м.

Сокращение добычи газа в 2009 г. до 584 млрд. куб. м (с 665 млрд. куб. м – в 2008 г.) имело место не по причинам резкого снижения возможностей по добыче, а в основном из-за снижения потребностей (как внутренних, так и экспорта).

Для оценки возможностей газовой отрасли России за пределами 2010 г. были определены возможности ныне действующих районов газодобычи и предполагаемые объемы добычи газа в потенциально новых районах: Западно-Арктическая зона (Ямал, шельф северных морей, по-

луостров Гыдан), газоносные районы Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, Восточно-Сибирская платформа, включая Ковыктинское газоконденсатное месторождение в Иркутской области, и морской шельф Сахалина. Относительно экспорта российского газа и импорта газа в Россию были приняты следующие предпосылки. Объемы экспорта будут оставаться неизменными (170-180 млрд. куб. м/год) до 2012-2013 гг.; затем эти объемы растут (до 2020 г.) – пусть и не очень заметно; в период с 2020 по 2030 гг. – объемы экспорта остаются неизменными. Объемы импорта газа в Россию будут нарастать до 50-70 млрд. куб. м – в 2030 г.

При получении диапазонов возможных значений по объемам добычи газа учитывалась возможность более быстрых (чем сегодня) темпов снижения этих объемов в ныне действующих районах газодобычи и учитывался фактор неопределенности относительно сроков начала добычи газа в новых районах (Ямал и шельф северных морей).

При оценке возможностей ныне действующих газодобывающих районов, во внимание принимался тот факт, что более 90 % всей добычи российского газа сегодня приходится на Надым-Пур-Тазовский район, где:

- основные месторождения района (Уренгой, Ямбург, Медвежье и Вынгапур) уже давно работают в режиме падающей добычи;
- достигнут проектный уровень (потолок) добычи газа на Заполярном месторождении;
- 90% всего газа добывается из сеноманских залежей, где запасы стремительно сокращаются (этот газ легко и относительно недорого извлекается);
- более 50% оставшихся запасов в ныне действующих районах газодобычи относится к валанжинским и ачимовским залежам, извлечение которых будет обходиться заметно дороже по сравнению с сеноманским газом.

Для новых районов газодобычи в исследовании приняты следующие моменты:

- добыча газа на Ямале начинается в 2012-2016 гг. и затем будет нарастать, достигнув к 2025-2030 году «потолочного» уровня в 220-280 млрд. куб. м в год;
- за пределами 2014 гг. может начаться добыча газа на Штокмановском месторождении с выходом на максимум газовой добычи к 2022-2025 гг. в 60-70 млрд. куб. м в год; этот уровень добычи до 2030 г. сохранится неизменным;
- за пределами 2025 г. начнется освоение запасов газа на шельфе Карского моря (Ленинградское и Русановское месторождения), а также на полуострове Гыдан; на уровне 2030 г. суммарный объем добычи в указанных районах может составить 50-70 млрд. куб. м в год;

- суммарный объем добычи во всех остальных новых районах (из перечисленных выше) в 2015-2020 гг. может составить здесь 50-70 млрд. куб. м в год, а в 2030 г. – 80-100 млрд. куб. м в год.

Результаты оценки перспективных возможностей газовой отрасли в виде диапазонов возможных значений представлены в табл. 7. Здесь, как и в случае с объемами добычи жидких углеводородов, прогнозы по добыче газа в стране расходятся с ожидаемыми объемами по добыче газа в различных документах и в том числе с ЭС-2030. Причина такого расхождения – недостаточный учет возможных последствий реализации стратегических угроз ЭБ.

Таблица 7

Возможности газовой отрасли России в 2010-2030 гг.

Показатель	Год			
	2010	2015	2020	2030
Добыча в ныне действующих районах газодобычи, млрд. куб. м	631	450-480	280-320	160-200
Добыча в новых районах, млрд. куб. м	20	120-170	230-300	410-520
в том числе:				
п-ов Ямал	-	70-110	140-180	220-280
Штокманское	-	20	30-40	60-70
п-ов Гыдан	-	-	-	50-70
остальные районы	20	30-40	60-80	80-100
Итого добыча, млрд. куб. м	651	570-650	510-620	570-720
импорт	36	30-40	40-60	50-70
экспорт	167	170-180	190-200	190-200
Возможности для использования внутри страны,				
млрд. куб. м	520	430-510	360-480	430-590
млн. т у.т.	600	490-590	410-550	490-680

**Угольная отрасль.** Объемы добычи угля в России за последние годы изменялись следующим образом: 2003 г. – 277 млн. т, 2006 г. – 309 млн. т, 2007 г. – 314 млн. т, 2008 г. – 326 млн. т и 2009 г. – 303 млн. т. Не весь добываемый уголь использовался внутри страны, часть его шла на экспорт: 2003 г. – 58 млн. т, 2006 г. – 87 млн. т, 2007 г. – 93 млн. т, 2008 г. – 96 млн. т и в 2009 г. – 105 млн. т.

Для прогнозирования уровней развития угольной отрасли до 2030 г. можно воспользоваться показателями, представленными в Энергетической стратегии России на период до 2030 г. [37]. По углю там рассматривается два варианта – увеличение угледобычи к 2030 г. на 25% по отношению к 2008 г. и это же увеличение – до 40%. Можно предполагать, что пониженный вариант учитывает такие стратегические угрозы ЭБ, как сохранение до 2030 г. несоответствия внутренних цен в стране на газ и уголь их потребительским свойствам, а также трудностей пере-

броски больших количеств угля из Сибири в европейские районы страны.

В принципе, сегодня можно считать, что объемы экспорта российского угля и импорта угля в Россию в рассматриваемый период до 2030 г. будут оставаться, примерно, на уровне сегодняшнего дня (такие данные приводятся и в ЭС-2030). В 2009 г. объемы экспорта составили 106 млн. т, а импорта – около 30 млн. т.

В итоге, диапазоны возможных значений основных показателей развития угольной отрасли до 2030 года могут быть следующими, табл. 8. При этом коэффициент перевода натуральных тонн угля в условное топливо здесь принят равным 0,6 (по сравнению с 0,7 в ЭС-2030).

Таблица 8

Диапазоны возможных значений основных показателей развития угольной отрасли России до 2030 года

Показатель	Опорные годы			
	2010	2015	2020	2030
Добыча угля в России, млн. т	323	300-330	340-390	410-460
Импорт угля, млн. т	30	10-20	10-20	10-20
Экспорт угля, млн. т	106	100-110	100-110	100-110
Использование внутри страны млн. т	247	210-240	250-300	320-370
млн. т у.т.	150	130-150	150-180	190-220

**Атомная энергия, гидроэнергия, прочая возобновляемая энергия и прочие первичные ТЭР (дрова, торф, сланцы и т.д.).** В настоящее время суммарная доля всех указанных видов ТЭР в приходной части баланса первичных ТЭР страны составляет около 8%. Общий годовой объем производства указанных ТЭР с 2000 по 2009 гг. оставался примерно на одном уровне (150-160 млн. т у.т.). До 2015 г. суммарный объем этих же ТЭР вряд ли превысит 170-200 млн. т. Основные факторы, повлиявшие на такие выводы, следующие: иностранные инвестиции в российский ТЭК в 2009 г. сократились почти в два раза относительно 2008 г. [42]; выход из строя Саяно-Шушенской ГЭС; не предвидится ввод в эксплуатацию крупных блоков АЭС и крупных ГЭС до 2015 г.

При относительно благоприятных условиях развития экономики и ТЭК России в период с 2015 до 2030 г. может увеличиться использование возобновляемых источников энергии (энергия ветра, солнца, тепла подземных горячих источников) – с 4 млн. т у.т./год (сегодня) до 50 млн. т у.т.; останется неизменным годовой объем использования прочих ТЭР; сегодня этот объем составляет около 30 млн. т у.т./год.

Безусловно, можно ожидать роста объема вырабатываемой атомной электроэнергии. В 2010 г. на АЭС России было выработано 170 млрд.

кВт·ч; но уже к 2030 году согласно ЕС-2030 объем выработки электроэнергии на АЭС может увеличиться до 356-437 млрд. кВт·ч. Даже при относительно благоприятных условиях достижение верхней границы указанного диапазона значений вряд ли реально (трудности с инвестициями, нарастание проблемы инженерных кадров, необходимость восстановления соответствующей отрасли машиностроения и т.д.). По мнению авторов, в такой ситуации нижний предел указанного выше диапазона значений в ЭС-2030 – есть предельно возможный уровень выработки российской атомной электроэнергии в 2030 году.

По тем же причинам, что приведены для АЭС, даже при относительно благоприятных условиях развития экономики страны вряд ли достижима верхняя граница диапазона возможных объемов производства электроэнергии на ГЭС в 2030 г. (согласно ЭС-2030 около 400 млрд. кВт·ч). Здесь также (как и для АЭС) более реально верхним пределом возможностей по выработке электроэнергии считать нижний предел по ЭС-2030 (примерно, 300 млрд. кВт·ч). Рост выработки электроэнергии на ГЭС со 167 млрд. кВт·ч в 2010 г. до 300 млрд. кВт·ч в 2030 г. может быть обеспечен за счет модернизации существующих ГЭС, достройки тех ГЭС, что строятся сейчас и строительства одной-двух новых крупных ГЭС.

Оценка нижних пределов возможного диапазона суммарных значений объемов производства атомной, гидроэнергии, возобновляемых видов энергии и прочих первичных ТЭР приводится ниже для неблагоприятных условий развития экономики и ТЭК страны. Эти условия будут характеризоваться снижением добычи углеводородов, а следовательно снижением поступлений в бюджет страны от продажи этих видов ТЭР и реализацией в большей степени (чем при рассмотрении относительно благоприятных условий развития экономики) таких стратегических угроз ЭБ, как дефицит инвестиций, моральное и физическое старение основных производственных фондов, отставание развития энергомашиностроения, трудности восстановления энергостроительного комплекса и т.д.

При неблагоприятных условиях развития экономики объем использования прочих ТЭР (дрова, торф, сланцы и т.д.) до 2030 года может вырасти до 40 млн. т у.т. Для этих же (неблагоприятных) условий нижние пределы диапазона возможных значений производства электроэнергии на АЭС и ГЭС в 2030 г. могут составить 80-85% от значений верхних пределов соответствующих диапазонов.

С учетом сказанного выше, вся прогнозная информация о возможностях ГЭС, АЭС, нетрадиционных источников энергии и источников прочих ТЭР обобщена и представлена в табл. 9. При этом условно можно считать, что все ТЭР, показанные здесь, используются для обеспечения внутренних потребностей страны.

Суммарные возможности всех отраслей ТЭК России по обеспечению внутренних ее потребностей в первичных ТЭР сведены в табл. 10.

Для сопоставления внутренних потребностей России в первичных ТЭР на период до 2030 года (см. табл. 3) с возможностями ТЭК по их обеспечению (табл. 9) из этих таблиц были взяты средние значения соответствующих диапазонов (как наиболее вероятный вариант). Результаты сопоставления указанных потребностей и возможностей приведены в табл. 11.

Таблица 9

Диапазоны возможных значений объемов производства электроэнергии на АЭС и ГЭС, производства возобновляемых и прочих ТЭР в период до 2030 г.

Показатель	Опорные годы			
	2010	2015	2020	2030
Выработка электроэнергии, млрд. кВт·ч на АЭС	170	170-200	200-250	300-360
на ГЭС	167	180-210	220-260	250-300
Выработка электроэнергии на АЭС и ГЭС млрд. кВт·ч	337	350-410	420-510	550-660
млн. т у.т.*	130	140-160	160-190	210-250
Возобновляемые и прочие ТЭР, млн. т у.т.	30	30-40	40-60	50-70
Итого, млн. т у.т.	160	170-200	200-250	260-320

\* Замещение минерального топлива.

Таблица 10

Возможности отраслей ТЭК России по обеспечению ее внутренних потребностей в первичных ТЭР, млн. т у.т.

Показатель	Опорные годы			
	2010	2015	2020	2030
Нефтяная	180	180-190	180-200	200-210
Газовая	600	490-590	410-550	490-680
Угольная	150	140-160	160-190	200-230
АЭС, ГЭС, ВИЭ и прочие ТЭР	160	170-200	200-250	260-320
Итого	1090	980-1140	950-1190	1150-1440

Данные табл. 11 показывают, что даже для скромного сценария по темпам экономического развития страны (среднегодовой прирост ВВП в 3-4%) перспективы обеспечения ее потребностей в первичных ТЭР до 2030 года нельзя считать удовлетворительными.

Таблица 11

Сопоставление внутренних потребностей России в первичных ТЭР и возможностей ТЭК удовлетворить эти потребности до 2030 г., млн. т у.т.

Опорные годы	Внутренние потребности	Возможности ТЭК по покры- тию внутренних потребностей	Дефицит	
			абс.	отн., %
2015	1080	1060	20	2
2020	1180	1070	110	10
2030	1270	1300	-	-

После 2010 г. при указанных темпах развития экономики в стране может возникнуть дефицит в первичных ТЭР в значительной мере нарастающий к 2020 г. Отсюда следует основной вывод – без кардинальных мер по нейтрализации стратегических угроз ЭБ ТЭК России не сможет обеспечить заданные темпы ее экономического роста.

Из приведенного выше материала видно, что значения возможного дефицита в период 2015 – ориентировочно 2025 г. могут быть сведены к нулю при выходе на верхние границы диапазонов перспективных возможностей отраслей ТЭК при условии интенсификации процессов энергосбережения. Но сам выход на такие высокие (в реальных сегодняшних условиях) возможности потребует значительных дополнительных усилий, как во всех энергетических отраслях, так и на уровне ТЭК в целом. Энергетическая безопасность страны в анализируемый период может быть обеспечена только при условии принятия практических решений на государственном исполнительном и законодательном уровне. Незамедлительно должен быть ликвидирован дефицит инвестиций в ТЭК, имея в виду и ГРП на газ и нефть, что позволит нормализовать темпы поиска, утверждения и освоения запасов углеводородов; интенсифицировать процессы обновления изношенных и морально устаревших ОПФ отраслевых систем энергетики и развития их мощностей. Кроме того, должны быть проведены крупномасштабные исследовательские и на их базе практические организационные мероприятия с тем, чтобы постепенно перестроить структуру ТЭБ страны в направлении повышения доли угля и атомной энергии, а где возможно и возобновляемой энергии при снижении доминирующей роли природного газа в ТЭБ европейских регионов России. Значительные сдвиги в деле снижения энергоемкости экономики при этом также должны иметь место, снижая тем самым напряженность ТЭБ, кстати в самих энергетических отраслях этот эффект будет безусловно достигнут в процессе обновления их ОПФ.

**Оценка уровня энергетической безопасности.** Технология исследований. В исследованиях посвященных оценке уровня энергетической безопасности страны и регионов анализируемый выше перечень угроз ЭБ – лишь исходный пункт их выявления и анализа. Следующая важнейшая задача – идентификация фактических и ожидаемых угроз, то есть установление, где, когда, с какой интенсивностью, в какой форме и с какими особенностями проявляются или проявятся (реализуются) конкретные угрозы, насколько они приближаются к предельно допустимому их уровню или превосходят его.

Количественно эта информация отображается, с одной стороны, системой показателей – индикаторов различных аспектов развития и функционирования систем энергоснабжения и энергопотребления, то есть системой индикаторов ЭБ. С другой – она отображается сравнением фактических значений индикаторов с предельно допустимыми (пороговыми) значениями, представляя, в совокупности, информационную базу для обоснования и принятия решений по обеспечению ЭБ в регионе или в стране в целом. С тем, чтобы идентифицировать угрозы ЭБ и оценить тенденции развития событий в плане реализации этих угроз были детально проработаны [7, 30, 43] и затем использованы такие средства, как мониторинг и индикативный анализ ЭБ. При этом мониторинг ЭБ характеризуется как совокупность операций по систематическому наблюдению, регистрации, диагностике и анализу процессов в энергетике и в энергопотреблении (влияющих на уровень энергетической безопасности) с целью идентификации угроз, оценки существующего и ожидаемого уровней ЭБ, подготовки информации для решения задач развития энергетики с учетом фактора ЭБ и для обоснования и выбора мер по ее (ЭБ) обеспечению [6, 7, 30]. Индикативный анализ ЭБ – заключительная стадия мониторинга энергетической безопасности, состоящая в оценке состояния ЭБ соответствующей территории, в том числе глубины и характера угроз ЭБ, на основе сравнения полученных значений индикаторов ЭБ с нормативно (экспертно) установленными пороговыми значениями и анализа складывающихся тенденций в изменении полученных значений.

Выше уже указывалось, что при решении задач управления развитием и функционированием систем топливо- и энергоснабжения страны и регионов с учетом фактора энергетической безопасности необходимо использовать такую технологию исследований, которая связывала бы уровень рассмотрения всего ТЭК и уровень рассмотрения отдельных систем энергетики. При этом важен итерационный процесс согласования результатов расчетов на обоих уровнях, т.е. в данном случае необходима двухуровневая технология исследований. Такой подход позволяет адекватно отслеживать взаимосвязи между системами энергетики и ТЭК в целом и тем самым, учитывать межотраслевые аспекты обеспечения ЭБ. На этой основе можно оценивать возможности энергетики по удовлетворению потребителей конечными видами энергии в различных условиях, что является главным требованием энергетической безопасности. При этом должны быть учтены возможности по диверсификации топливо- и энергоснабжения и взаимозаменяемости топлив.

Верхний иерархический уровень двухуровневой технологии представляет система моделей для проведения исследований по оценке состояния ТЭК при возможных возмущениях и их влияния на условия топливо- и энергоснабжения потребителей с позиций обеспечения энергетической

безопасности [44, 45]: модель оценки текущего состояния ТЭК в нормальных и критических ситуациях; модель оптимизации уточненной территориально-производственной структуры ТЭК с позиций требований энергетической безопасности (на основе принятых стратегий развития ТЭК).

В данной системе модели связаны между собой балансовыми и технологическими (структурными) соотношениями, но отличаются длительностью рассматриваемого временного интервала. Обе модели подробно представляют территорию страны с выделением федеральных округов и субъектов РФ, обеспечивают достаточно подробное представление объектов систем энергетики и средств резервирования. Основными особенностями этих моделей являются во-первых, возможности определения оптимального развития энергетических технологий (с учетом структурной избыточности в виде резервов мощностей, запасов топлива, взаимозаменяемости энергоресурсов) и оптимального распределения потребляемых энергоресурсов, а также дефицитов ТЭР в целом по стране и в отдельных регионах. Во-вторых, в целевую функцию помимо традиционных приведенных затрат по ТЭК включены условные штрафы за недопоставку энергоресурсов потребителям.

Решаемая с помощью этих моделей задача оптимизации балансов топливно-энергетических ресурсов по регионам России в условиях возможных возмущений представляет собой в математическом смысле классическую задачу линейного программирования, в содержательном (энергоэкономическом) смысле – территориально-производственную модель ТЭК с блоками электроэнергетики, тепло-, газо- и углеснабжения, а также нефтепереработки – мазутоснабжения.

В нижний уровень двухуровневой технологии входят отраслевые модели. В рамках двухуровневой технологии используются модели нефте- и нефтепродуктоснабжения, газовой, угольной отраслей, электроэнергетики. Использование в исследованиях подробных моделей энергетических отраслей позволяет оценить потенциальные возможности систем по удовлетворению потребителей соответствующими энергоресурсами, как в нормальных условиях функционирования, так и в условиях чрезвычайных ситуаций. В основном это имитационные потоковые модели, в которых критерием оптимальности распределения потоков при решении задачи оценки состояния системы после возмущения служит минимум дефицита энергоресурса у потребителя при минимальных затратах на производство энергоносителя и его доставку потребителям. Изменение состояния объектов системы приводит к решению задачи распределения потоков в системе с целью максимальной подачи энергоресурса потребителям, т.е. модели формализуются как задачи о максимальном потоке [46, 47].

В условиях крупномасштабных возмущений на работу системы приходится сталкиваться с проблемой возможного ограничения поставок

энергоресурсов потребителям. Каким образом определить «узкие» места, ограничивающие в данных ситуациях возможности системы по удовлетворению потребителей требуемым количеством ресурса? Как проранжировать эти места по значимости их влияния на производственные возможности системы (либо по приоритетности проведения мероприятий для рационального увеличения производственных возможностей системы в данной ситуации), с тем, чтобы путь выхода из чрезвычайной ситуации со снабжением потребителя соответствующим энергоресурсом был как можно короче и проще? Решение этих вопросов было предложено в [48-50]. Для полного удовлетворения потребителей максимальный поток, найденный при решении задачи о максимальном потоке, необходимо увеличить на величину суммарного дефицита ресурса у потребителей. В определенных рамках это позволяют сделать технологические особенности трубопроводных систем (для ЕСН за счет повышения давления и увеличения интенсивности работы дискретного транспорта; для ЕСГ за счет включения в работу резервных компрессоров на КС, там, где это возможно). Величина и места увеличения пропускных способностей определяются при решении потоковой задачи, в которой в качестве потребностей в узлах выступают дефициты, полученные при первом решении, а в качестве пропускных способностей – возможные приращения пропускных способностей дуг транспортного графа.

Для согласования моделей разных уровней иерархии в рассматриваемых исследованиях был применен методический подход, позволяющий решать соответствующие задачи при исследованиях ТЭЖ с применением многоуровневой иерархии оптимизационных исследований. Взаимосвязь моделей и основные решаемые задачи представлены на рис. 6. В этом подходе модели верхнего уровня строятся путем агрегирования моделей нижнего уровня в соответствии с предварительно полученными для них условно оптимальными решениями.

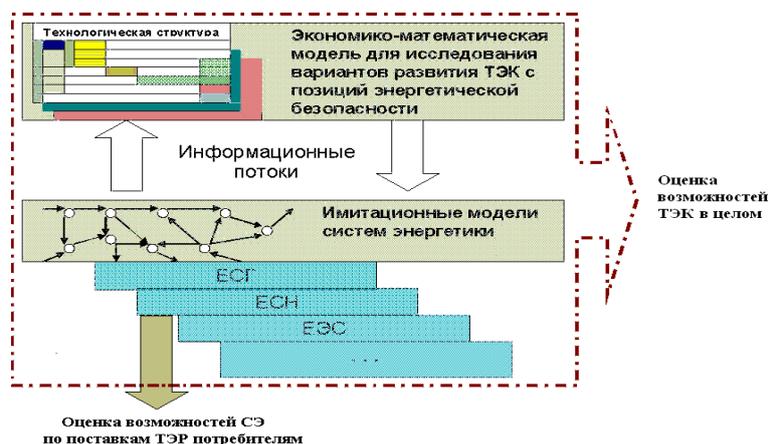


Рис. 6. Взаимосвязь моделей двухуровневой технологии и основные решаемые задачи

При этом модели нижнего уровня представляют собой имитационные модели систем энергетики для анализа вариантов их развития, оценки живучести и выявления «узких» мест при функционировании в различных условиях. Агрегированные решения, найденные с помощью моделей верхнего уровня, передаются в модели нижнего уровня и используются ими как границы, в пределах которых отыскивается детализированное решение.

Порядок проведения исследований с применением двухуровневой технологии следующий:

- формирование расчетных условий для моделей двух уровней (с учетом результатов качественного анализа последствий возмущения для СЭ и ТЭК);
- выявление "узких" (с позиций энергетической безопасности) мест в отраслевых системах топливо- и энергоснабжения на основе решения отраслевых моделей, описывающих на достаточно подробном уровне внутренние связи;
- проведение расчетов на моделях ТЭК (на основе результатов, полученных в отраслевых моделях), учет возможностей по взаимозаменяемости отдельных ТЭР, условий возможной диверсификации топливо- и энергоснабжения; определение наиболее рациональных путей выхода из ЧС в системах топливо- и энергоснабжения потребителей посредством перераспределения нагрузки по отраслевым СЭ;
- на основе повторного решения задачи на моделях отраслевых СЭ, определение наиболее приемлемых в данной ситуации путей достижения возложенных на эти системы требований;

- комплексная оценка возможностей выхода отраслей и ТЭК из рассматриваемой ситуации и формирование требований по обеспечению энергетической безопасности.

На основе созданных в ИСЭМ СО РАН описанных выше методических подходов была разработана схема получения интегральной оценки уровня энергетической безопасности региона, базирующаяся на индикативном анализе энергетической безопасности региона и на модельных исследованиях, рис. 7.

Совместное использование аппарата комбинаторного моделирования и инструмента индикативного анализа [51] позволило разработать программно-вычислительный комплекс «Корректива» для выработки направлений корректировки вариантов развития ТЭК страны с позиций энергетической безопасности (рис. 8) [52]. Основная идея разработки состоит в автоматизации процесса формирования, а затем и первичного выбора (из множества возможных) направлений развития ТЭК, удовлетворяющих требованиям энергетической безопасности. Это позволяет сформировать базу для выработки направлений предупреждения, преодоления, либо смягчения последствий реализации стратегических угроз энергетической безопасности.



Рис. 7. Схема получения интегральной оценки уровня энергетической безопасности региона

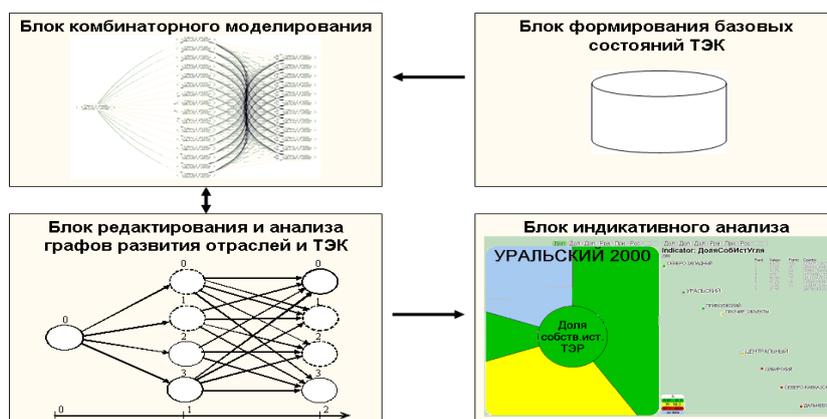


Рис. 8. ПВК «Корректива» для выработки направлений корректировки вариантов развития ТЭК страны с позиций энергетической безопасности

**Методология использования индикативного анализа для оценки уровня энергетической безопасности страны и регионов.**

*Методические подходы.*

Анализ зарождающихся либо угасающих тенденций, определяющих уровень ЭБ, а также оценка основных факторов и показателей состояния энергетики, как обобщенных, так и частных, осуществляется на основе использования системы индикаторов ЭБ, т.е. системы показателей, характеризующих уровень, состав и глубину угроз ЭБ. Эти показатели (индикаторы) могут быть частными, которые рассчитываются на базе первичных данных о состоянии того или иного процесса или явления, а могут быть интегрированными, обобщающими ряд близких или взаимосвязанных процессов.

Вопросам выделения наиболее значимых индикаторов из многочисленного состава показателей, характеризующих различные процессы в ТЭК, равно, как и вопросам упорядочивания индикаторов и распределения их по областям и отдельным объектам мониторинга посвящены отдельные объемные разработки [30, 53 и др.]. С целью более качественного и эффективного восприятия большого количества индикаторов, отражающих результаты мониторинга ЭБ России и ее регионов и являющихся информационной базой для обоснования решений по развитию ТЭК и СЭ с учетом требований ЭБ) всю совокупность показателей-индикаторов есть смысл ранжировать по территориальному признаку (уровень страны, региона) и по приоритетности (степени важности).

В табл. 12 приведен состав важнейших индикаторов ЭБ России, выделенный экспертным путем [8]. Безусловно, сами по себе значения

этих индикаторов без соответствующей их обработки и интерпретации не позволяют говорить о кризисности, либо некризисности соответствующих явлений и процессов. С целью оценки значений индикаторов в более ранних работах предлагалось аргументировать и обозначить некоторые пороговые значения, т.е.:

- предкризисное, как порог между приемлемым (нормальным) и предкризисным состоянием энергетики в аспекте, описываемом данным индикатором;
- кризисное, как порог между предкризисным и кризисным (чрезвычайным, неприемлемым) состояниями.

Сопоставление оцененного значения индикатора (на интересующем временном этапе) с его пороговым значением дает возможность говорить о качественном состоянии (степени кризисности) данного процесса или явления.

Описанное выше, представляет собой общий подход к оценке уровня кризисности того или иного индикатора. Для того же, чтобы оценить уровень ЭБ при том или ином состоянии или сценарии развития экономики и энергетики необходимо разработать механизм свертки значений тех индикаторов, которые характеризуют состояние, направление и динамику изменения процессов напрямую или косвенно связанных между собой и в значительной степени определяющих указанный уровень ЭБ.

Таблица 12

#### Важнейшие индикаторы ЭБ России

Область мониторинга	Объект мониторинга	Индикатор
Оборудование и технологии ТЭК	Износ фондов	Средний физический износ ОПФ по отраслям ТЭК, %
Энергетический баланс	Диверсифицированность энергоснабжения	Доля доминирующего вида топлива в структуре потребляемого КПТ, %
	Дефициты и ограничения	Отношение объема недопоставок ТЭР потребителям по России в целом и суммарной потребности в них, %
Резервы и запасы	Обеспеченность добычи	Отношение годового прироста промышленных извлекаемых запасов первичных ТЭР и их добыче, %

	Резервы производства	Отношение фактического превышения производственных возможностей отраслей по производству и поставкам соответствующих ресурсов к суммарному спросу на них (включая экспорт), %
	Запасы топлива	Отношение суммарных запасов КИТ на складах всех категорий на начало отопительного периода к годовому потреблению, %
Экономика и финансы	Энергоемкость	Относительное снижение (рост) удельной энергоемкости ВВП, %
	Инвестиции в энергетику	Коэффициент обновления ОПФ ТЭК, %
	Поставки для энергетики	Динамика изменения коэффициента импортной зависимости по отраслям, %

Другими словами, речь идет о некоей глобальной (интегрированной) оценке уровня ЭБ, по возможности учитывающей ожидаемые изменения в состоянии большинства индикаторов на рассматриваемую перспективу. Для того, чтобы эта оценка была реально осуществимым делом (учитывая колоссальную взаимозависимость большинства индикаторов) необходимо попытаться выделить из общего числа индикаторов такие, которые в совокупности с интегрированной оценкой всех остальных, наиболее выпукло (объемно) характеризовали бы состояние энергетической безопасности для принятого к рассмотрению сценария развития ТЭК.

Ранее, в работах ИСЭМ СО РАН уже демонстрировались принципы исследования вопросов энергетической безопасности на уровне ТЭК с помощью экономико-математической модели ТЭК. Эта модель позволяет отследить взаимосвязи в работе отдельных СЭ и ТЭК в целом, оценить возможности взаимозаменяемости топлив и диверсификации энергоисточников. Матрица условий модели включает как технологические, так и финансово-экономические характеристики, а также показатели взаимозависимости работы отдельных отраслей ТЭК.

При рассмотрении подробного списка индикаторов, характеризующих состояние основных объектов мониторинга ЭБ [53], можно видеть, что показатели большей части индикаторов учитываются в данных, заложенных в матрицу условий и прямо или косвенно влияют на значения

этих данных. Следовательно, можно считать, что численные значения рассматриваемых индикаторов непосредственно влияют на результаты расчетов и тем самым на то или иное решение и его стоимостную оценку, получаемые с помощью экономико-математической модели ТЭК.

Исследование определенного варианта развития энергетики на этой модели позволяет получить функционал (читай «стоимость решения») и физические объемы недопоставок конечных энергоресурсов. Дополнительное исследование, не допускающее дефицита энергоресурсов у потребителя, позволяет говорить о стоимости принятия мер по выходу на возмозможности удовлетворения полного спроса на энергоресурсы в данной ситуации. В качестве стоимости такого выхода можно трактовать разницу в функционалах первого и второго решений. Разумеется, для того, чтобы получить адекватные оценки, необходимо тщательно продумать процесс формирования финансовых и производственных показателей, участвующих в расчетах. Из важнейших индикаторов здесь должны найти отражение и показатели износа, и положение с запасами КПП на складах, и динамика снижения или роста энергоемкости, и коэффициент обновления ОПФ ТЭК.

Определившись со стоимостью выхода на возможности, закладываемые в исследуемых сценариях развития энергетики, мы можем дать сравнительные характеристики различных вариантов. Основным методом для сравнения при этом будет сумма следующих составляющих:

- стоимость решения для условий продиктованных исследуемым вариантом развития ТЭК, с учетом реализации угроз энергетической безопасности (с возможным дефицитом ТЭР у потребителей);
- стоимость выхода на возможности по удовлетворению полного спроса на энергоресурсы в сложившихся условиях.

Таким образом, можно утверждать, что с помощью проведения исследований на экономико-математической модели ТЭК при грамотном описании процессов мы учитываем значения большинства индикаторов, описывающих технологические и финансово-экономические характеристики функционирования энергетики. При этом получаем некую интегрированную оценку уровня ЭБ в той части, и в том аспекте, которые описываются учитываемым в модели набором индикаторов. В то же время вряд ли существует насущная необходимость и даже возможность загружать модель такими индикаторами, входящими в список важнейших как, например:

- доля доминирующего вида топлива в структуре КПП;
- отношение годового прироста промышленно извлекаемых запасов первичных ТЭР и их добыче;
- отношение фактического превышения реальных производственных возможностей отраслей ТЭК по производству и поставкам

соответствующих ресурсов к суммарному спросу на них (включая экспорт).

Следить за динамикой значений и самими значениями этих индикаторов и пытаться на основе их анализа формировать пути решения соответствующих проблем чрезвычайно важно для поддержания приемлемого уровня ЭБ в стране.

Для получения полной интегральной оценки уровня энергетической безопасности появляется необходимость введения еще одного принципа ранжирования всей совокупности индикаторов ЭБ – по характеру их учета. Необходимо определиться – значения каких индикаторов (или их взаимосвязей) могут быть учтены в модели и значения каких индикаторов необходимо отслеживать другими методами наряду с «модельной» оценкой. При этом стоит оговориться, что число таких отдельно оцениваемых индикаторов должно быть подъемным для анализа. Другими словами, это должны быть действительно важнейшие индикаторы такого же уровня, как для примера приведенные выше.

Учитывая вышесказанное можно остановиться на следующем этапе получения интегральной оценки уровня ЭБ при исследовании возможностей реализации того или иного сценария развития энергетики:

- определение двух составляющих общей стоимости решения, описанных выше, и анализ их соотношения для получения интегральной оценки энергетической безопасности по результатам исследований на экономико-математической модели ТЭК;
- определение значений группы индикаторов, высвечивающих отдельные важнейшие моменты, на которые необходимо обратить внимание с целью их последующего отслеживания и (при необходимости) усиления соответствующих позиций.

В результате проведения двух вышеописанных операций, значение каждого индикатора из группы отдельно отслеживаемых, равно как и значение модельной оценки, необходимо оценить по уровню их состояния или по уровню кризисности, согласно расстановке конкретных для каждого случая пороговых значений на соответствующей шкале.

Состояние того или иного индикатора в зависимости от расположения его фактического или ожидаемого значения на шкале состояний, можно оценить следующим образом:

$$f(S_i) = \begin{cases} H, & S_i < S_i^{ПК} \\ ПК, & S_i^{ПК} \leq S_i < S_i^K \\ K, & S_i \geq S_i^K \end{cases} \quad i = 1, n \quad (2)$$

где  $n$  – количество оцениваемых индикаторов;  $S_i$  – фактическое (ожидаемое) значение  $i$ -го индикатора;  $S_i^{ПК}$ ,  $S_i^K$  – значения предкризисного и кризисного пороговых значений  $i$ -го индикатора; Н, ПК, К – ка-

качественная оценка состояния индикатора: нормальное, предкризисное и кризисное соответственно.

С помощью выражения (2) можно получить качественную оценку состояния того или иного индикатора энергетической безопасности.

Следующим шагом перед определением интегрального состояния энергетической безопасности должно быть определение значимости конкретного (*i*-го) индикатора в общей шкале индикаторов или выяснение его «удельного веса» в общей системе ценности индикаторов.

Вероятнее всего, наиболее простым и эффективным путем «развески» индикаторов по степени приоритетности отслеживания их значений и по значимости их влияния на уровень ЭБ является способ попарного сравнения их (индикаторов) значимости экспертным путем. Для большей объективности такой оценки может быть использован метод интерполяции независимых мнений группы экспертов в данной области. Удельный вес конкретного индикатора в общей сумме «весов» всех исследуемых индикаторов может быть определен следующим образом:

$$V_i = \sum_{j=1}^n v_{ij} / \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n v_{ij}, \quad (3)$$

где  $V_i$  – удельный вес *i*-го индикатора в системе оцениваемых индикаторов;  $v_{ij}$  – условная значимость *i*-го индикатора в сравнении с *j*-м индикатором.

Эта условная значимость  $v_{ij}$  как раз и есть усредненное значение мнений экспертов по поводу относительной значимости *i*-го индикатора перед *j*-м. Матрица сравнительных характеристик условной значимости индикаторов энергетической безопасности представлена рис. 9.

	1	2	3	...	<i>n</i>
1	1	$v_{12}$	$v_{13}$	...	$v_{1n}$
2	$v_{21}$	1	$v_{23}$	...	$v_{2n}$
3	$v_{31}$	$v_{32}$	1	...	$v_{3n}$
...	...	...	...	1	...
<i>n</i>	$v_{n1}$	$v_{n2}$	$v_{n3}$	...	1

Рис. 9. Матрица сравнительных характеристик условной значимости индикаторов энергетической безопасности

Определив удельные веса конкретных индикаторов в общей системе ценности всех рассматриваемых индикаторов, можно приступить к их свертке и качественной интегральной оценке общего состояния ЭБ в стране или в регионах по индикаторам.

$$Q_u = \begin{cases} H, & \sum_{i=1}^n V_i^H / \sum_{i=1}^n V_i \geq \delta_H \\ ПК, & \sum_{i=1}^n V_i^K / \sum_{i=1}^n V_i \leq \delta_K \text{ и } (\sum_{i=1}^n V_i^K + \sum_{i=1}^n V_i^{ПК}) / \sum_{i=1}^n V_i > \delta_H, i=1, n \\ K, & \sum_{i=1}^n V_i^K / \sum_{i=1}^n V_i \geq \delta_K \end{cases} \quad (4)$$

где  $Q_u$  – интегральная оценка качественного состояния энергетической безопасности по индикативной оценке;  $V_i$  – удельный вес  $i$ -го индикатора;  $V_i^H, V_i^{ПК}, V_i^K$  – удельный вес  $i$ -го индикатора, находящегося в области нормальных, предкризисных и кризисных значений, соответственно;  $\delta_H, \delta_K$  – соответственно коэффициенты, характеризующие уровень достижения нормального или кризисного состояния.

Введение коэффициентов  $\delta_H, \delta_K$  можно пояснить следующим образом:  $Q_u = H$ , когда суммарный удельный вес всех индикаторов, находящихся в нормальном состоянии составит не менее ( $\delta_H$ ) часть от суммы удельных весов всех индикаторов. Точно также если суммарный удельный вес всех индикаторов, находящихся в кризисном состоянии составит ( $\delta_K$  и более) часть от суммы удельных весов всех индикаторов, то  $Q_u = K$ . В остальных же случаях  $Q_u = ПК$ . Логично предположить, что значение коэффициента достижения нормального состояния  $\delta_H$  может располагаться в границах от 0,7 до 1, т.к. значение  $\delta_H$  меньшее чем 0,7 может означать, что 30% удельного веса индикаторов находится в зоне кризисных значений,  $\delta_K$ , в свою очередь, может располагаться в пределах от 0,4 до 1 и означать, что состояние энергетической безопасности по индикативной оценке можно характеризовать, как кризисное, если 40% и более от удельного веса индикаторов находится в состоянии кризиса.

Если же состояние энергетической безопасности по индикативной оценке находится между областями, определенными как нормальная и кризисная, то оно должно быть воспринято, как предкризисное.

Вряд ли в процессе оценки состояния энергетической безопасности по группе индикаторов и назначения относительных весов конкретных индикаторов в общей «системе ценностей» можно оценить значимость модельного решения («интегрального» модельного индикатора). Необходимо отдавать себе отчет, что в силу глобальности объема учитываемых показателей индикаторов и их взаимосвязей значимость «модельного решения», или "модельного индикатора" по своему уровню и информативности априори выше, чем значимость любых отдельно взятых индикаторов, а потому его роль является определяющей при выборе путей развития ТЭК с позиций обеспечения ЭБ страны или отдельного региона.

Выше был приведен тезис о том, что уровень кризисности модельного решения (состояние энергетической безопасности на основе исследований на моделях) можно оценивать в зависимости от отношения стоимости выхода из дефицитного решения к стоимости первоначального решения при данном варианте развития энергетики. Принцип оценки этого состояния может быть следующий:

$$Q_m = \begin{cases} H, & (f_{\delta\delta} - f_{\delta}) / f_{\delta} < g_{ПК} \\ ПК, & g_{ПК} \leq (f_{\delta\delta} - f_{\delta}) / f_{\delta} < g_K, \\ K, & (f_{\delta\delta} - f_{\delta}) / f_{\delta} \geq g_K \end{cases} \quad (5)$$

где  $Q_m$  – интегральная оценка качественного состояния энергетической безопасности на основе модельно оцениваемых значений индикаторов и их взаимосвязей;  $f_{\delta}, f_{\delta\delta}$  – соответственно стоимость первоначального решения с возможными дефицитами энергоресурсов у потребителей (при учете существующих или предполагаемых тенденций изменения во времени численных значений основных индикаторов ЭБ) и стоимость "бездефицитного" решения (с реализацией мероприятий по выходу из дефицитного состояния);  $g_{ПК}, g_K$  – соответственно предкризисное и кризисное пороговые значения отношения стоимости преодоления дефицита энергоресурсов к стоимости первоначального (дефицитного) решения.

Как и в случае с оценкой пороговых значений других индикаторов, пороговые значения вышеуказанного отношения могут быть оценены экспертным путем (к примеру,  $g_{ПК} = 0,2$ ;  $g_K = 0,3$ ).

По-видимому, интегральная оценка уровня энергетической безопасности по обеим группам отслеживаемых индикаторов должна определяться согласно следующей логике: когда состояние одной из двух составляющих интегральной оценки ЭБ попадает в предкризисную область, а состояние другой составляющей пребывает в области нормальных значений, налицо – переход в предкризисную область состояния ЭБ; в случае же, когда состояние хотя бы одной составляющей становится кризисным, можно говорить о кризисности интегральной оценки ЭБ в целом.

Данная оценка в значительной степени формальна, но отдельное рассмотрение ее составляющих дает возможность оценить наиболее опасные формирующиеся, либо развивающиеся тенденции в различных аспектах функционирования ТЭК. В дальнейшем эта оценка позволит сделать выводы о предпочтительности того или иного варианта развития энергетики с позиций обеспечения энергетической безопасности, либо о возможностях и основных направлениях его корректировки.

Ниже представлен пример практической реализации изложенного подхода при оценке уровня энергетической безопасности регионов России.

**Пример использования индикативного анализа для оценки уровня энергетической безопасности страны и регионов.** Оценить уровень ЭБ региона, определяемый состоянием объектов ТЭК и организацией

топливо- и энергоснабжения в регионе, можно с помощью численно оцениваемых индикативных показателей, используя статистические данные о параметрах объектов и регистрируемых процессов, а также модельные расчеты.

Индикативная оценка уровня ЭБ регионов страны осуществлена по трем, в значительной степени взаимосвязанным, блокам индикаторов: производственной и ресурсной обеспеченности системы топливо- и энергоснабжения региона; надежности системы топливо- и энергоснабжения региона; состояния ОПФ систем энергетики на территории региона.

По первым двум блокам конкретные индикаторы распределены весьма условно, так как прямо или косвенно связаны друг с другом.

Использованный при оценке состав важнейших индикативных показателей энергетической безопасности на региональном уровне, структурированный по блокам, приведен в табл. 13.

С использованием выше указанной методики, были экспертно определены пороговые значения индикативных показателей для всех субъектов РФ. При этом все регионы были распределены по соответствующим группам территорий [53], а значения индикаторов были количественно соотнесены с их пороговыми значениями. В результате, стало возможным оценить качественное состояние каждого индикатора в соответствующем субъекте анализа.

Информация о качественном состоянии энергетической безопасности по федеральным округам в последние годы будет приведена ниже. Сам же процесс получения качественной оценки состояния энергетической безопасности регионов представлен здесь на примере Северо-Западного федерального округа (СЗФО).

Таблица 13

Состав важнейших индикаторов энергетической безопасности  
регионального уровня

1. Блок производственной и ресурсной обеспеченности системы топливо-и энергоснабжения региона
Отношение суммарной располагаемой мощности электростанций региона к максимальной электрической нагрузке потребителей на его территории.
Отношение суммы располагаемой мощности электростанций и пропускной способности межсистемных связей региона с соседними к максимальной электрической нагрузке потребителей на его территории.
Возможности удовлетворения потребностей в КИП из собственных источников региона.
2. Блок надежности топливо- и энергоснабжения региона
2.1. Доля доминирующего ресурса в общем потреблении КИП на территории региона.
2.2. Доля наиболее крупной электростанции в установленной электрической мощности региона.
2.3. Уровень потенциальной обеспеченности спроса на топливо в условиях резкого по-

холодания (10-процентный наброс потребления) на территории региона.
3. Блок состояния ОПФ систем энергетики на территории региона
3.1. Степень износа ОПФ энергетического хозяйства региона. 3.2. Отношение среднегодового ввода установленной мощности и реконструкции электростанций региона за предшествующий 5-летний период к установленной мощности региона.

Для качественной оценки состояния индикатора 1.1 «Отношение суммарной располагаемой мощности электростанций региона к максимальной электрической нагрузке потребителей на его территории» субъекты РФ на территории СЗФО были распределены по соответствующим группам территорий, табл. 14.

Таблица 14

Группировка регионов СЗФО по индикатору 1.1

Гр.	Характеристика	ПК*	К*	Регион
		Доли ед.		
1	Регионы с относительно мощными электрическими связями с территориями, избыточными по электроэнергии (суммарная мощность возможных межрегиональных переговок электроэнергии – не менее 50% от установленной электрической мощности региона)	0,5	0,3	Респ. Карелия; Вологодская, Ленинградская, Мурманская, Новгородская, Псковская области
2	Регионы со средней мощностью электрических связей (суммарная мощность возможных межрегиональных переговок электроэнергии – от 20 до 50 % от установленной электрической мощности региона)	0,7	0,5	Респ. Коми, Архангельская Калининградская области

\* ПК, К – соответственно предкризисное и кризисное пороговые значения индикатора.

Фактические значения индикатора были количественно соотнесены с его пороговыми значениями, предложенными выше. Результат анализа представлен на рис. 10.

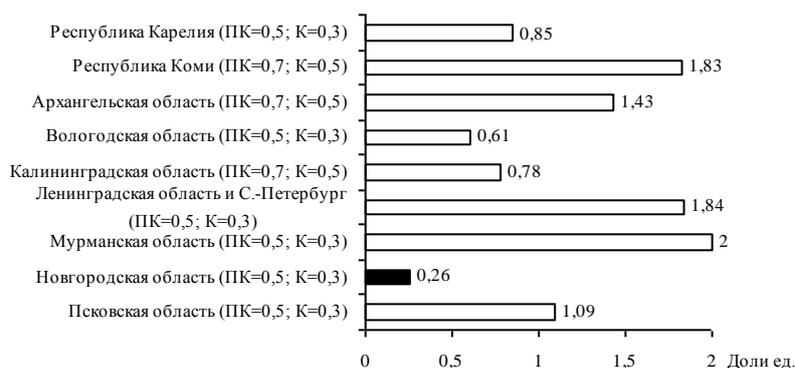


Рис. 10. Значения индикатора 1.1. «Отношение суммарной располагаемой мощности электростанций региона к максимальной электрической нагрузке потребителей на его территории» для СЗФО

Фактически по данному индикатору можно отметить кризисный уровень обеспеченности собственной электроэнергией в Новгородской области. Во всех остальных субъектах РФ, расположенных на территории СЗФО, значения индикатора 1.1 с достаточным запасом располагаются в зоне приемлемых значений с позиций ЭБ. До 2006 г. также в кризисной ситуации находилась Калининградская область, но пуск в конце 2005 г. первого блока Калининградской ТЭЦ-2 мощностью 450 МВт вывел значения данного индикатора в область приемлемых, хотя и с небольшим запасом.

*Индикатор 1.2 «Отношение суммы располагаемой мощности электростанций и пропускной способности межсистемных связей региона с соседними к максимальной электрической нагрузке потребителей на его территории»* характеризует суммарные возможности по удовлетворению максимальной электрической нагрузки потребителей региона. Для всех территорий на основании [53] определены следующие пороговые значения такого индикатора: ПК=1,5, К=1,2. Результаты анализа представлены на рис. 11.

По индикатору 1.2 по всем субъектам СЗФО, исключая опять же Новгородскую область, ситуацию можно считать приемлемой с позиций ЭБ. Электрические связи Новгородская область имеет с Ленинградской и Псковской областями, их суммарная пропускная способность оценивается порядка 450 МВт, что в сумме с установленной электрогенерирующей мощностью Новгородской области составляет чуть больше 660 МВт, этого явно недостаточно при максимуме нагрузки системы в 550-560 МВт в последние годы. Установленная мощность системы не увеличивается соответственно приходится отмечать, что по данному показателю положение в области ухудшается, и из зоны предкризисных значений уже с 2002 г. ситуация стабильно находится в области кризиса.

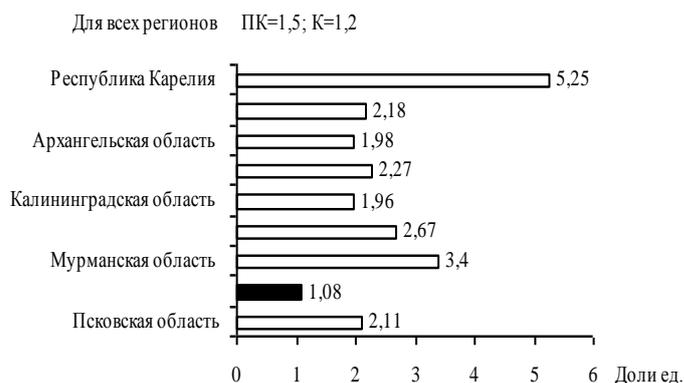


Рис. 11. Значения индикатора 1.2. «Отношение суммы располагаемой мощности электростанций и пропускной способности межсистемных связей региона с соседними к максимальной электрической нагрузке потребителей на его территории» для СЗФО

По индикатору 1.3 «Возможности удовлетворения потребностей в КИТ из собственных источников региона» субъекты РФ на территории СЗФО распределены по соответствующим группам территорий, табл. 15.

Таблица 15

Группировка регионов СЗФО по индикатору 1.3

Гр.	Характеристика	ПК	К	Регион
		%		
1	Регионы, имеющие магистральные железнодорожные связи с угольными регионами, либо по территориям которых проходят мощные газотранспортные коридоры из газодобывающих районов	40	20	Вологодская, Ленинградская, Новгородская, Псковская области
2	Регионы, имеющие железнодорожные связи средней силы с угольными регионами и незначительные по мощности перетоков магистральные газопроводные связи	60	40	Республики Карелия; Коми, Архангельская, Калининградская, Мурманская области

Фактические значения индикатора были количественно соотнесены с его пороговыми значениями, предложенными выше. Результат анализа представлен на рис. 12.

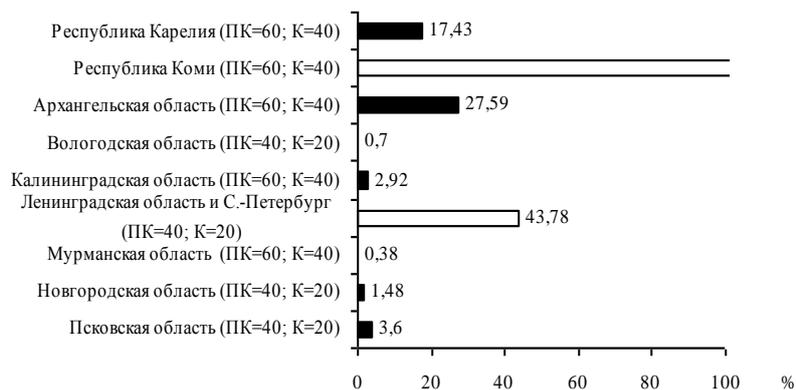


Рис. 12. Значения индикатора 1.3. «Возможности удовлетворения потребностей в КПП из собственных источников региона» для СЗФО

По индикатору 1.3 ситуацию можно считать устойчиво приемлемой с позиций ЭБ лишь в республике Коми и с 2005 г. – в Ленинградской области, включая г. Санкт-Петербург. В республике Коми это связано с достаточными возможностями собственной добычи и производства всех видов КПП (уголь, газ, мазут), потребляемых в республике. В Ленинградской области переход в область приемлемых значений с 2005 г. связан со значительными объемами производства топочного мазута на Киришском НПЗ. Все остальные субъекты РФ на территории СЗФО характеризуются крайне низкими с позиций ЭБ возможностями удовлетворения потребностей в КПП из собственных источников.

По индикатору 2.1 «Доля доминирующего ресурса в общем потреблении КПП на территории региона» субъекты РФ на территории СЗФО распределены по соответствующим группам территорий, табл. 16.

Комментируя данные табл. 16 необходимо отметить, что для самообеспеченных КПП регионов (для СЗФО – республика Коми) логично отсутствует кризисное значение индикатора. Кризисной ситуации в таких регионах не будет и в случае близкого к 100 % использования одного вида КПП. Но, с позиций возможной диверсификации топливо- и энергоснабжения в условиях ЧС, негативные моменты с энергоснабжением могут быть погашены значительно быстрее, если в регионе есть опыт и налажена структура использования других (резервных) видов КПП. Именно это и учитывает условно назначенное предкризисное пороговое значение описываемого индикатора.

Таблица 16

#### Группировка регионов СЗФО по индикатору 2.1

Гр.	Характеристика	ПК	К	Регион
		%		
1	Регионы, самообеспеченные по КПП	90	-	Респ. Коми
2	Регионы с незначительными собственными топливными ресурсами, не способные обеспечить необходимые объемы потребления КПП за счет собственных источников	40	70	Респ. Карелия, Архангельская, Вологодская, Ленинградская, Калининградская, Мурманская, Новгородская, Псковская области

Фактические значения индикатора были количественно соотнесены с его пороговыми значениями, предложенными выше. Результат анализа представлен на рис. 13.

Из рис. 13 видно, что доля доминирующего ресурса в СЗФО неприемлемо высока в Ленинградской, Мурманской, Новгородской, Псковской и Калининградской областях и предкризисна в Вологодской области и республике Карелия. Во всех этих регионах, исключая Мурманскую область, доминирует западносибирский природный газ, что в условиях ЧС с газоснабжением или в условиях холодных зим может иметь серьезные негативные (с позиций ЭБ) последствия для потребителей топлива и энергии данных территорий.

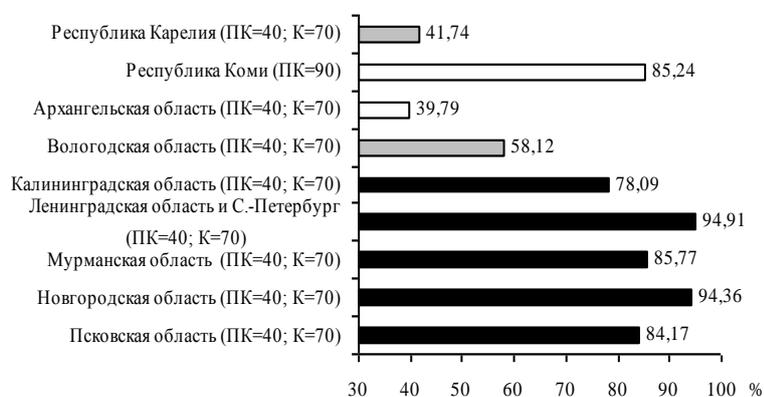


Рис. 13. Значения индикатора 2.1 «Доля доминирующего ресурса в общем потреблении КПП на территории региона» для СЗФО

Особенно актуально это для Калининградской области, находящейся на периферии российской газовой сети (положение с доминированием природного газа здесь еще более осложнилось с пуском в конце 2010 г. второго блока ПГУ 450 МВт). В Мурманской области значительно доминирует в потреблении КПП наиболее дорогой вид – топочный мазут,

доставляемый сюда железной дорогой. На грани предкризиса балансируют значения данного индикатора в Архангельской области (с запасом в 0,2%). Приемлемая ситуация в данном случае лишь в республике Коми (доля поступающего в республику газа – 55% от всего потребляемого в республике КПТ).

По индикатору 2.2 «Доля наиболее крупной электростанции в установленной электрической мощности региона» группировка регионов соответствует группировке для индикатора 1.1, т.е. приведена выше в табл. 14. Пороговые значения для первой группы территорий следующие: ПК=50%, К=70%, для второй группы – ПК=40%, К=50%. Конкретные пороговые значения для каждой территории и результаты соответствующего анализа представлены на рис. 14.

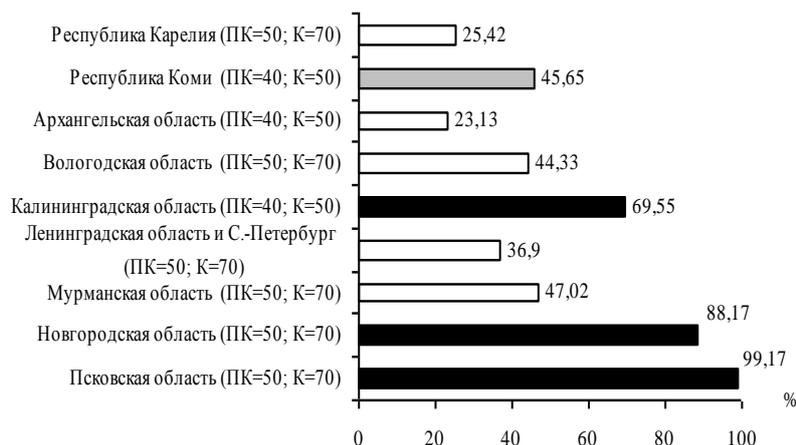


Рис. 14. Значения индикатора 2.2 «Доля наиболее крупной электростанции в установленной электрической мощности региона» для СЗФО

По данному индикатору резко кризисной ситуацию с доминированием крупнейшего электрогенерирующего источника можно считать в Псковской (доля Псковской ГРЭС в общей установленной мощности – 99,2%) и Новгородской (доля Новгородской ТЭЦ-20 – 88,2%) областях. Кризисное состояние в Калининградской области с 2006 г. объясняется тем, что в суммарной установленной мощности почти 70% приходится на долю Калининградской ТЭЦ-2 (на момент расчетов на станции был введен лишь один блок ПГУ 450 МВт, в конце 2010 г. введен в работу еще один такой же блок, ситуация с доминированием одного крупнейшего источника в области с позиций ЭБ в значительной степени усложнилась). Как предкризисную по данному индикатору ситуацию можно трактовать в республике Коми (доля Печорской ГРЭС выше 40%). По

остальным территориям ситуацию в данном аспекте можно квалифицировать, как приемлемую.

По индикатору 2.3 «Уровень потенциальной обеспеченности спроса на ТЭР в условиях резкого похолодания (10% наброс потребления) на территории региона» субъекты РФ на территории СЗФО с учетом [54], распределены следующим образом, табл. 17.

Таблица 17

Группировка регионов СЗФО по индикатору 2.3

Гр.	Характеристика	ПК	К	Регион
		%		
1.	Регионы со сравнительно мягким климатом (температура наиболее холодной пятидневки до минус 20°C)	100	80	Калининградская обл.
2.	Регионы с умеренным (умеренно холодным) климатом (температура наиболее холодной пятидневки от минус 20°C до минус 30°C)	100	90	Ленинградская, Мурманская, Псковская области
3.	Регионы с холодным климатом (температура наиболее холодной пятидневки ниже минус 30°C)	100	< 100	Респ. Карелия, Респ. Коми, Архангельская, Вологодская, Новгородская области

Модельно рассчитанные при похолодании на территории Северо-Западного, части Уральского и Центрального округов значения индикатора 2.3 были количественно соотнесены с его пороговыми значениями, предложенными выше. Результат анализа представлен на рис. 15.

Кризисная и предкризисная ситуации по данному индикатору в большинстве регионов округа связана с высокой долей газа в балансе КПП и размещением большинства субъектов округа, исключая Вологодскую область, на периферии ЕСГ, т.е. на концевых газопроводах. В Мурманской области предкризисная ситуация связана со значительными объемами потребления топочного мазута, его высокой ценой и с недостаточными возможностями по быстрому увеличению объемов его поставки с ближайших НПЗ.

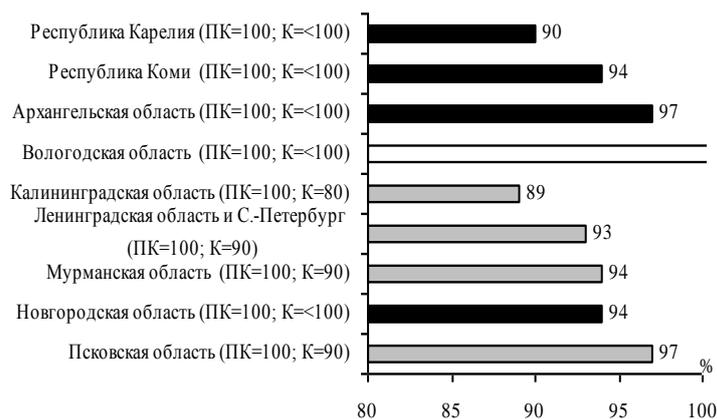


Рис. 15. Значения индикатора 2.3 «Уровень потенциальной обеспеченности спроса на топливо в условиях резкого похолодания (10 % наброс потребления) на территории региона» для СЗФО

По индикатору 3.1 «Степень износа ОПФ энергетического хозяйства региона» ситуация в принципе не должна зависеть от особенностей системы топливо- и энергоснабжения потребителей различных регионов. Поэтому и пороговые значения для всех субъектов в данном случае одинаковы: ситуация считается предкризисной при износе ОПФ энергетики более 40% и кризисной при износе более 60%.

Данные по износу ОПФ в энергетических отраслях были соотнесены с балансовой стоимостью этих отраслей [55]. На этой основе были получены данные по среднему износу ОПФ энергетики региона. Полученные значения индикатора были количественно соотнесены с его пороговыми значениями, представленными выше. Результат анализа показан на рис. 16.

Численные значения индикатора износа ОПФ ТЭК региона, позволяют говорить о том, что в последние годы несмотря на проводимые капитальные ремонты кризисна ситуация с изношенностью энергетического оборудования в Новгородской, Архангельской, Псковской областях, республиках Коми и Карелии. Продолжает ухудшаться ситуация в среднем по энергетическим отраслям и в Вологодской, Ленинградской и Мурманской областях, оставаясь пока в диапазоне предкризисных значений. Положительное в этом плане единомоментное обновление ОПФ энергетики наблюдалось лишь в одном субъекте анализа – Калининградской области в конце 2005 г. с вводом 1-го блока Калининградской ТЭЦ-2 мощностью 450 МВт. Этот ввод вывел область из крайне тяжелого состояния в аспекте, описываемом данным индикатором в состояние началь-

ного предкризиса. Ввод второго блока ПГУ 450 МВт привел область к приемлемым значениям по данному индикатору с 2011 г.

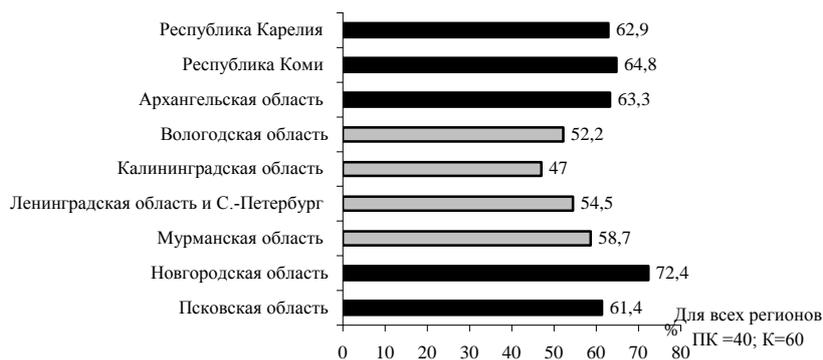


Рис. 16. Значения индикатора 3.1 «Степень износа ОПФ энергетического хозяйства региона» для СЗФО

В значительной степени величина значений данного индикатора обусловлена вводами новых, капитальным ремонтом и техническим перевооружением существующих электрогенерирующих мощностей, что является предметом анализа следующего индикатора 3.2 «Отношение среднегодового ввода установленной мощности и реконструкции электростанций региона за предшествующий 5-летний период к установленной мощности региона». Здесь также пороговые значения одинаковы для всех регионов. Ситуация по данному индикатору показана на рис. 17.



Рис. 17. Значения индикатора 3.2 «Отношение среднегодового ввода установленной мощности и реконструкции электростанций региона за предшествующий 5-летний период к установленной мощности региона» для СЗФО

Кризисной по данному индикатору ситуацию приходится признавать по Ленинградской области и г. Санкт-Петербургу, капитальные ремонты на Южной ТЭЦ, ТЭЦ-5 и ТЭЦ-15 за последние пять лет позволили лишь несколько удержать ситуацию, не переломив тенденции старения фондов электроэнергетики. Также балансирует на грани перехода в кризис по данному индикатору в республике Коми, чуть лучше, но не выходит из предкризисного состояния ситуация в республике Карелия и в Архангельской области. В 2005 г. после долгого пребывания в кризисной зоне по данному индикатору Калининградская область скачкообразно попала в зону приемлемых состояний. Уже было сказано, что связано это исключительно с вводом 450 МВт Калининградской ТЭЦ-2. Реконструкция двух блоков Кольской АЭС в 2003-2004 гг. и другие капремонты позволяют находиться в зоне приемлемых по данному индикатору значений Мурманской области, Это же относится и к Псковской (капремонт 3-го блока Псковской ГРЭС в 2006 г.), Новгородской и Вологодской областям.

В табл. 18 представлена информация о качественном состоянии всех выше анализированных индикаторов энергетической безопасности по субъектам РФ на территории Северо-западного федерального округа за 2005 и 2007 гг. Также в таблице представлена качественная характеристика состояния энергетической безопасности данных субъектов, полученная на основании методов изложенных в [51]. Анализ количественных изменений сумм удельных весов по группам индикаторов показывает направление и динамику изменения ситуации с обеспечением энергетической безопасности от 2005 до 2007 гг.

Безусловно, самая тяжелая ситуация с обеспечением энергетической безопасности в целом наблюдается в Новгородской области. Значения практически всех анализируемых индикаторов находятся в глубоко кризисных областях и имеют устойчивую отрицательную динамику. Только вывод 12% электрогенерирующих мощностей из капитального ремонта в 2007 г. несколько облегчил ситуацию по сравнению с 2005 г. Также ситуация кризисна по большинству индикаторов и в Псковской области, но за счет проведения капитального ремонта 215 МВт 3-го блока Псковской ГРЭС в 2006 г., в целом с 2005 г. она несколько улучшилась.

Об этом свидетельствует уменьшение суммы удельных весов индикаторов с «кризисными» значениями и наоборот – увеличение суммы удельных весов индикаторов с «приемлемыми» значениями. За счет уменьшения доли доминирования природного газа в потреблении КПП несколько улучшилась ситуация в Архангельской области. Прямо противоположный процесс привел к ухудшению ситуации в республике Карелия, что также видно из анализа данных табл. 18.

Таблица 18

Качественная оценка состояния энергетической безопасности  
на территориях Северо-Западного федерального округа в 2005 и 2008 гг.

Субъект РФ	Год	Порядковые номера оцениваемых индикаторов ЭБ											Сумма удельных весов по состояниям			Качественное состояние ЭБ		
		Удельные веса индикаторов											Границы состояний					
		1.1	1.2	1.3	2.1	2.2	2.3	3.1	3.2	К	ПК	Н						
		0,104	0,138	0,133	0,120	0,079	0,170	0,127	0,129	0,4-1								
Респ. Карелия	2005	Н	Н	К	Н	Н	К	К	ПК	К	К	ПК	0,43	0,129	0,441			К
	2008	Н	Н	К	ПК	Н	К	К	ПК	К	К	ПК	0,43	0,249	0,321			К
Респ. Коми	2005	Н	Н	Н	Н	ПК	К	К	ПК	К	К	ПК	0,297	0,208	0,495			ПК
	2008	Н	Н	Н	Н	ПК	К	К	ПК	К	К	ПК	0,297	0,208	0,495			ПК
Архангельская обл.	2005	Н	Н	К	ПК	Н	К	К	ПК	К	К	ПК	0,43	0,249	0,321			К
	2008	Н	Н	К	Н	Н	К	К	ПК	Н	К	ПК	0,43	0,129	0,441			К
Вологодская обл.	2005	Н	Н	К	ПК	Н	Н	Н	ПК	Н	Н	ПК	0,133	0,247	0,62			ПК
	2008	Н	Н	К	ПК	Н	Н	Н	ПК	Н	Н	ПК	0,133	0,247	0,62			ПК
Калининградская обл.	2005	К	Н	К	ПК	К	К	ПК	ПК	К	К	ПК	0,316	0,417	0,267			ПК
	2008	Н	Н	К	К	К	К	ПК	ПК	Н	Н	ПК	0,332	0,297	0,371			ПК
Ленинградская обл. и г. С.-Петербург	2005	Н	Н	Н	К	Н	ПК	ПК	ПК	К	К	ПК	0,12	0,426	0,454			ПК
	2008	Н	Н	Н	К	Н	ПК	ПК	ПК	К	К	ПК	0,249	0,297	0,454			ПК
Мурманская обл.	2005	Н	Н	К	К	Н	ПК	ПК	ПК	К	К	ПК	0,253	0,297	0,45			ПК
	2008	Н	Н	К	К	Н	ПК	ПК	ПК	К	К	ПК	0,253	0,297	0,45			ПК
Новгородская обл.	2005	К	К	К	К	К	К	К	К	К	К	К	1	0	0			К
	2008	К	К	К	К	К	К	К	К	К	К	К	0,871	0	0,129			К
Псковская обл.	2005	Н	Н	К	К	К	К	К	ПК	К	К	К	0,588	0,17	0,242			К
	2008	Н	Н	К	К	К	К	К	ПК	К	К	К	0,459	0,17	0,371			К

Практически не изменилась с 2005 г. предкризисная ситуация с обеспечением энергетической безопасности в Вологодской, Мурманской областях и республике Коми, имеющиеся негативные моменты по этим регионам описаны при анализе соответствующих индикаторов. С переходом индикатора усредненного за 5 лет относительного ввода электрогенерирующей мощности из предкризисного в кризисное состояние ухудшилась ситуация в Ленинградской области. Что касается Калининградской области, то можно считать, что уровень ЭБ ее повысился за счет достаточной обеспеченности максимума электрической нагрузки с вводом первого блока Калининградской ТЭЦ-2. Но в то же время, значение доли доминирующего ресурса (природный газ) перешло в область кризисных для этой удаленной от основных коридоров необеспеченной собственными ресурсами КПП области значений. Таким образом, в результате проводимой сегодня в Калининградской области энергетической политики, здесь в значительной степени усилилась возможность проявления негативных последствий с энергоснабжением потребителей при ЧС в ЕСГ, да еще в условиях реализации стратегических угроз ЭБ связанных с развитием газовой отрасли.

На основании приведенной выше системы формирования качественных индикативных оценок, были построены графики отражающие уровень энергетической безопасности всех рассмотренных субъектов РФ. По оси абсцисс отложены значения суммы удельных весов индикаторов, находящихся в нормальном состоянии, по оси ординат – то же, но индикаторов, находящихся в кризисном состоянии. На графиках посредством нанесения границ достижения предкризисной и кризисной областей выделены соответствующие области: К – кризис, ПК – предкризис, Н – приемлемое с позиций ЭБ состояние. Согласно [51] состояние «кризис» следует относить к субъектам, у которых сумма удельных весов индикаторов находящихся в кризисном состоянии превышает 0,4, приемлемое же с позиций ЭБ состояние относится к субъектам у которых сумма удельных весов индикаторов находящихся в нормальном состоянии превышает 0,7. При реализации данного подхода, данные табл. 18 могут быть интерпретированы следующим образом (рис. 18).

На примере территорий Северо-Западного федерального округа был подробно показан выход на качественную оценку уровня энергетической безопасности. В таком же порядке с использованием тех же индикаторов была оценена ситуация с обеспечением ЭБ территорий остальных федеральных округов России.

Анализ показал достаточно сложную ситуацию с обеспечением ЭБ в Центральном федеральном округе (рис. 19). Большинство субъектов РФ здесь расположено в области кризисных значений. Наряду с высоким (как и в большинстве регионов) износом ОПФ энергетики, основная причина – низкая обеспеченность собственным топливом и чрезвычайно высокая доля

доминирования природного газа. Только четыре области: Воронежская, Тамбовская, Тульская и Ярославская располагаются в зоне предкризисных состояний, имея те же проблемы, но по территории их проходят мощные по потокам газа магистральные газопроводные коридоры.

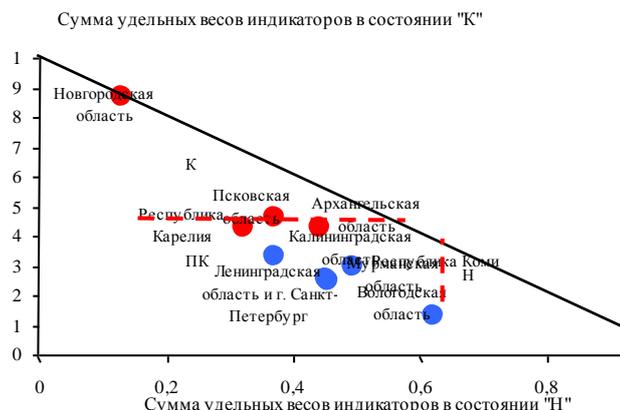


Рис. 18. Качественная оценка ЭБ Северо-Западного федерального округа, 2008 г.

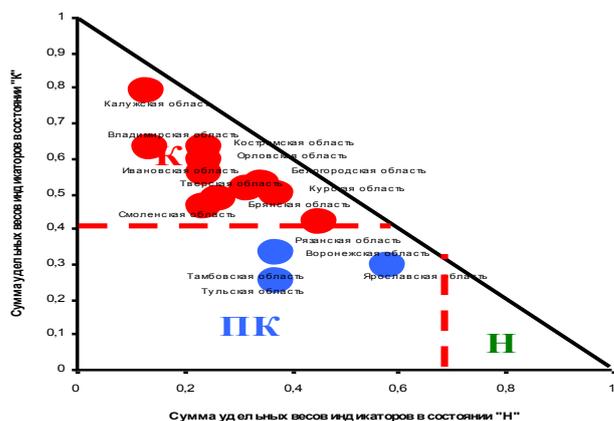


Рис. 19. Качественная оценка ЭБ Центрального федерального округа, 2008 г.

В Южном федеральном округе (рис. 20) большинство регионов также располагается в области кризисных значений. Наиболее опасная ситуация в республиках Адыгея, Ингушетия, Кабардино-Балкария, Калмыкия, Ставро-

польский край и др. В предкризисной области, значительно тяготея к «кризисной» располагаются Карачаево-Черкесская, Чеченская республики, Краснодарский край, Астраханская и Волгоградская области. Основные причины те же: износ фондов в энергетике, слабая обеспеченность собственным КПП, высокая доля доминирования природного газа.

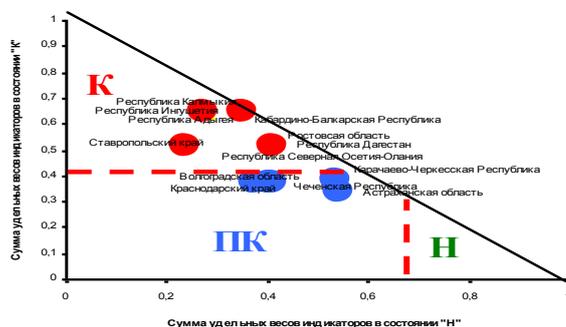


Рис. 20. Качественная оценка ЭБ Южного федерального округа, 2008 г.

Что касается Приволжского федерального округа (рис. 21), то и здесь ситуация не намного отличается от вышерассмотренных округов. Явно кризисное состояние ЭБ проявляется в республиках Мордовия, Удмуртия, Марий Эл и др. и всего три региона располагаются в предкризисной области: Саратовская, Нижегородская и Самарская области.

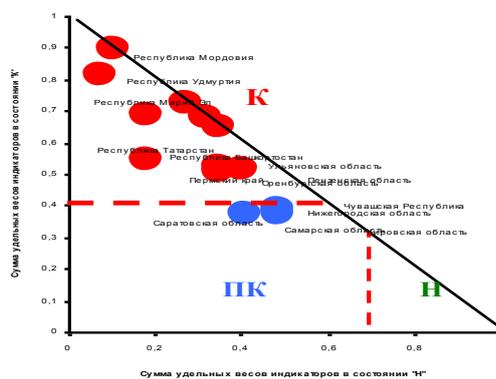


Рис. 21. Качественная оценка ЭБ Приволжского федерального округа, 2008 г.

Ситуация с обеспечением ЭБ территорий Уральского федерального округа (рис. 22) сложилась следующим образом: Тюменская область, Ханты-Мансийский и Ямало-Ненецкий автономные округа располагаются в области предкризисных значений, остальные регионы – в кризисной области. Основные причины негативной ситуации здесь (наряду с износом ОПФ энергетики и высокой долей доминирования одного ресурса) еще и часто недостаточные по мощности межсистемные электроэнергетические связи.

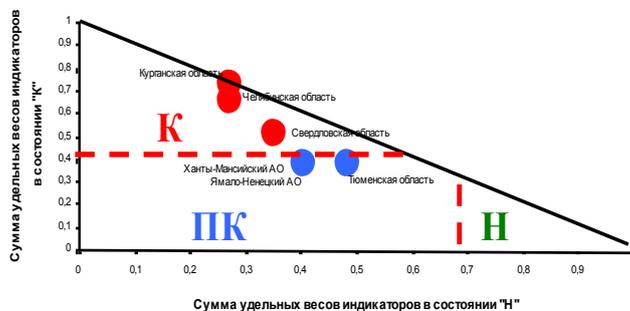


Рис. 22. Качественная оценка ЭБ Уральского федерального округа, 2008 г.

Наиболее благополучным по уровню обеспечения ЭБ, можно считать Сибирский федеральный округ (рис. 23). Это единственный округ в котором целый ряд территорий располагается в области приемлемых с позиций ЭБ значений индикаторов (Кемеровская, Иркутская и Томская области).

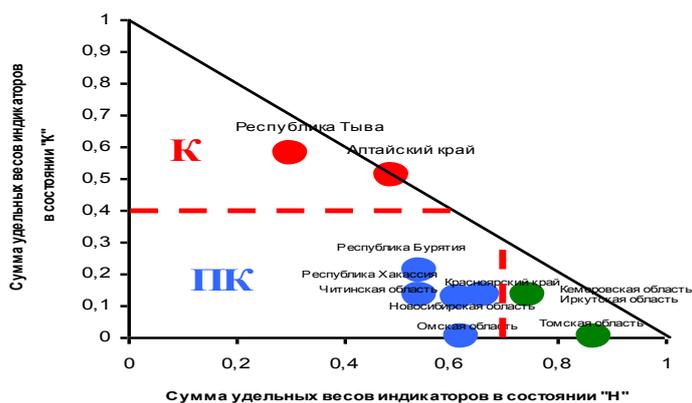


Рис. 23. Качественная оценка ЭБ Сибирского федерального округа, 2008 г.

Остальные территории, за исключением республики Тыва и Алтайского края, находятся в предкризисной области, тяготея к границе перехода к приемлемым значениям. Основные проблемы здесь – высокий износ ОПФ энергетики.

В Дальневосточном федеральном округе (рис. 24) в области приемлемых значений индикаторов ЭБ располагается республика Саха (Якутия) у которой ни одно из значений индикаторов не входит в кризисную зону, подводит лишь все тот же высокий износ ОПФ энергетики. Кроме данного фактора у других субъектов округа, находящихся в предкризисной зоне значений основные проблемы обозначены, как низкая самообеспеченность КПП с высокой долей доминирования одного ресурса (в основном уголь), а также чрезмерно высокая доля крупнейшего источника в установленной электрической мощности.

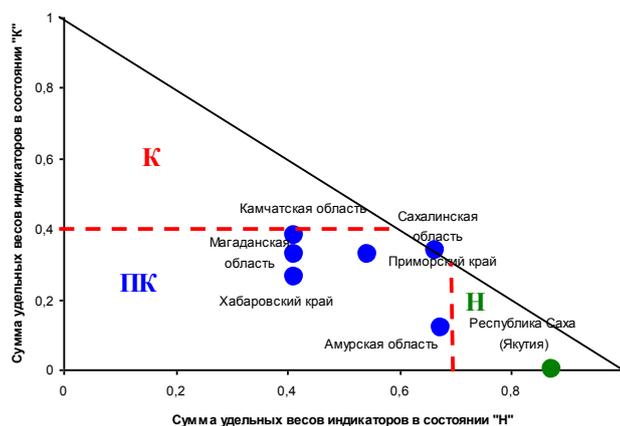


Рис. 24. Качественная оценка ЭБ Дальневосточного федерального округа, 2008 г.

В итоге следует отметить, что в наиболее тяжелом состоянии по ЭБ пребывают Приволжский, Центральный и Южный федеральные округа. В наиболее благоприятном состоянии по сравнению с остальными, находится Сибирский ФО. В целом же приходится констатировать, что ситуация с обеспечением энергетической безопасности не может считаться приемлемой ни в одном федеральном округе.

В результате проведенного анализа среди всех регионов с кризисной ситуацией в обеспечении ЭБ были выделены субъекты РФ с наиболее тяжелой ситуацией, табл. 19. Это регионы, в которых более 70% общего веса индикаторов пребывает в состоянии кризиса.

## Регионы РФ с наиболее острой ситуацией в обеспечении ЭБ, 2008 г.

Федеральный округ, субъект РФ	Сумма удельных весов индикаторов в состоянии «кризис»	Итоговое состояние ЭБ
Новгородская область	Северо-Западный 0,87	К
Калужская область	Центральный 0,79	К
Республика Мордовия	Приволжский 0,76	К
Республика Удмуртия	0,82	К
Пензенская область	0,73	К
Курганская область	Уральский 0,73	К

Кроме того, можно отметить, что индикатор 2.1 Доля доминирующего ресурса в общем потреблении КПП на территории является кризисным более чем в 75% всех рассматриваемых регионов, так как в большинстве регионов европейской части России основным источником КПП является природный газ. Доля кризисного состояния индикатора 3.1 Степень износа ОПФ энергетического хозяйства территории – также порядка 75%, так как в большинстве регионов отсутствует эффективное и систематическое обновление генерирующих мощностей. Что же касается индикатора 3.2 Отношение среднегодового ввода установленной мощности и реконструкции электростанций региона за предшествующий 5-летний период к установленной мощности региона, то ситуация оценивается как кризисная в 77% случаев.

В процессе оценки уровня энергетической безопасности отдельных регионов были выявлены общие и специфические черты в системах топливо- и энергоснабжения, с позиций обеспечения энергетической безопасности, различных территорий. Ниже представлены три основные группы регионов:

- 1-я самая большая группа – регионы европейской части страны, не обеспеченные собственными ТЭР и характеризующиеся высокой долей доминирования природного газа в балансе КПП;
- 2-я группа – регионы азиатской части страны с недостаточно развитой энергетической транспортной инфраструктурой, прежде всего ЛЭП;
- 3-я группа, пересекающаяся с двумя первыми – энергетически изолированные регионы, где крайне важно добиваться приемлемого состояния ОПФ энергетического хозяйства, приемлемой доли доминирующего энергоресурса и достаточных возможностей удовлетворения спроса на КПП и электроэнергию. Для регионов

группы очень важна роль крупнейшего электрогенерирующего источника. К этой группе относится большая часть регионов Дальневосточного федерального округа и Калининградская область.

В результате соответствующего анализа возможные направления мер по обеспечению ЭБ регионов страны структурированы следующим образом:

- совершенствование структуры ТЭК и систем энергетики с позиций обеспечения их живучести и повышения надежности топливо- и энергоснабжения.
- разработка и внедрение нового оборудования и технических усовершенствований в интересах повышения уровня надежности топливо- и энергоснабжения потребителей.
- проведение производственно-технических мероприятий по повышению готовности систем энергоснабжения к работе в чрезвычайных ситуациях с минимизацией возможного ущерба для потребителей.
- различное рода деятельность потребителей ТЭР по сокращению спроса и более эффективному использованию ТЭР, по повышению гибкости потребительских энергоустановок в отношении качества и параметров энергоносителей.

При этом одним из главных направлений обеспечения ЭБ должно быть незамедлительное обновление ОПФ энергетики, проведение мер по повышению самообеспеченности КППТ, увеличению возможностей межрегионального транспорта ТЭР, а также рациональная децентрация энергопроизводства. Безусловно важным является также и проведение активной энергосберегающей политики, что позволяет существенно снизить напряженность энергобаланса.

#### Литература

1. Вороний Н.И., Криворуцкий Л.Д., Руденко Ю.Н. и др. Об энергетической безопасности государства // Энергетика и электрификация (Украина), 1995, № 3, с. 49-51.
2. Вороний Н.И., Клименко С.М., Криворуцкий Л.Д. и др. О сущности и основных проблемах энергетической безопасности России // Изв. РАН. Энергетика. – 1996, № 3. – С. 38-49.
3. Вороний Н.И., Клименко С.М., Криворуцкий Л.Д. и др. Некоторые проблемы энергетической безопасности России и ее регионов // Энергетика России в переходный период: проблемы и научные основы развития и управления / Под ред. Меренкова А.П. – Новосибирск: Наука, Сиб. издат фирма РАН. – 1996. – С. 23-35.
4. Energy Dictionary/ World Energy Council. – Paris: Jouve SI, 1992. – 635 p.
5. Федеральный закон “О безопасности” от 05.03.92 № 2446-1 (в ред. Закона РФ от 25.12.92 № 4235-1, Указа Президента РФ от 24.12.93 № 2288) // Безопасность России. Правовые, социально-экономические и научно-технические аспекты. основополагающие государственные документы. Часть 1. – М.: МГФ Знание, 1998. – С. 117-127.
6. Вороний Н.И., Криворуцкий Л.Д., Пяткова Н.И., Славин Г.Б., Чельцов М.Б. Энергетическая безопасность – надежность систем энергетики – надежность энергоснабжения: соотношение понятий и аспектов исследования // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 48. Актуальные проблемы надежности систем энергетики в новых условиях. – Мурманск, 1996. – С. 74-80.
7. Энергетическая безопасность. Термины и определения/ Отв. ред. чл.-корр. РАН Вороний Н.И. – М.: ИАЦ Энергия, 2005. – 60 с.

8. Энергетическая безопасность России / В.В. Бушуев, Н.И. Воропай, А.М. Мастепанов, Ю.К. Шафраник и др. – Новосибирск: Наука, Сиб. Изд. Фирма РАН, 1998. – 306 с.
9. Славин Г.Б., Чельцов М.Б. Энергетическая безопасность: термины и определения. – Иркутск, 1999. – 31 с. (Препринт ИСЭМ СО РАН, № 4).
10. Воропай Н.И., Славин Г.Б., Чельцов М.Б. О формировании терминологии в области энергетической безопасности // Энергетическая политика России на рубеже веков, т. 1. – М.: Папирус ПРО, 2001. – С. 157-166. (Первоначально опубликовано в: Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 51. Межотраслевые проблемы и междисциплинарные аспекты исследования надежности системы энергетики. – Сыктывкар, 2000. – С. 19-25).
11. Воропай Н.И., Криворуцкий Л.Д., Руденко Ю.Н. и др. Основные методические принципы исследования и обеспечения живучести систем энергетики // Методы и модели исследования живучести систем энергетики. Новосибирск: Наука, Сиб. отделение, 1990. С. 9-17.
12. Антонов Г.Н., Воропай Н.И., Криворуцкий Л.Д. и др. Комплексные исследования живучести систем энергетики // Изв. РАН. Энергетика. – 1992, № 6. – С. 31-41.
13. Шамраев Н.Г., Троицкий А.А. Энергетическая безопасность России – важнейший фактор ее экономической безопасности // Энергетическая политика. – 1996. – № 2. – С. 13-14.
14. Бушуев В.В., Мастепанов А.М., Родионов П.И. Энергетическая безопасность России // Газовая промышленность. – 1997. – № 8. – С. 12-15.
15. Макаров А.А. Проблемы энергетической безопасности России // Энергетическая политика России на рубеже веков, т. 2. – М.: Папирус ПРО, 2001. – С. 83-87. (Первоначально опубликовано в: Роль ядерной энергетики... – М.: 1996).
16. Проект Доктрины энергетической безопасности Российской Федерации // Энергетическая политика. – 1996. № 2. – С. 2-7.
17. Энергетическая стратегия России на период до 2020 года // ТЭК. 2003. № 2. С. 5-37.
18. Энергетика России. Стратегия развития. Научное обоснование энергетической политики / Минэнерго РФ, ИЭС. – М., 2003. – 799 с.
19. Новая энергетическая политика России / под общей ред. Ю. Шафраника. – М.: Энергоатомиздат, 1995. – 512 с.
20. Криворуцкий Л.Д., Массель Л.В. Информационная технология исследований развития энергетики. – Новосибирск: Наука, Сиб. издат. фирма РАН, 1995. – 160 с.
21. Азарков О.А., Воропай Н.И., Кычаков В.П. и др. Исследование некоторых вопросов живучести электроэнергетических систем с учетом нетрадиционных средств управления / Методы и модели исследования живучести систем энергетики. Под ред. Руденко Ю.Н. – Новосибирск: Наука, Сиб. отд-ние, 1990. С. 198-203.
22. Храмов А.В., Еникеева С.М., Хрусталева Н.М. и др. Программное и информационное обеспечение решения задач живучести Единой системы газоснабжения СССР // Методы и модели исследования живучести систем энергетики. Под ред. Руденко Ю.Н. – Новосибирск: Наука, Сиб. отд., 1990. – С. 86-91.
23. Пичурина М.И., Сендеров С.М., Янченко В.А. Модель оценки состояния единой системы нефте- и нефтепродуктоснабжения как инструмент для исследования ее живучести / Методы анализа и оптимального синтеза трубопроводных систем. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1991. – С. 130-138.
24. Клименко С.М., Сендеров С.М., Янченко В.А. Исследование проблем повышения устойчивости и экологической безопасности магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов / Новые информационные технологии управления развитием и функционированием трубопроводных систем энергетики. – Иркутск: СЭИ СО РАН, 1993. – С. 119-126.
25. Криворуцкий Л.Д., Зоркальцев В.И., Малевская Т.В. и др. Экономико-математическая модель для анализа надежности ТЭК // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 24, кн.1. – Ереван: изд-во «Айстан», 1983. – С. 51-57.
26. Криворуцкий Л.Д., Пяткова Н.И., Сафронов А.Н. и др. Исследование направлений повышения надежности топливо- и энергоснабжения потребителей в периоды прохождения максимума нагрузки. / Энергетика страны и регионов. Теория и методы управления. – Новосибирск: Наука, 1988. – С. 68-80 и др.
27. Антонов Г.Н., Антонова Н.Н., Беланова Г.А., Немоляев С.А. Программно-вычислительный комплекс для анализа развития и функционирования энергетическо-

- го комплекса с учетом живучести // *Современные проблемы системных исследований в энергетике*. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1990. – С. 5-14.
28. Вороняй Н.И., Клименко С.М., Криворуцкий Л.Д. и др. *Энергетическая безопасность России (введение в проблему)*. – Иркутск, 1997. – 56 с. (Препринт ИСЭМ, 1997, № 1).
  29. Вороняй Н.И., Клименко С.М., Криворуцкий Л.Д. и др. *Проблемы надежного топливно-энергоснабжения потребителей в условиях критических ситуаций* // *Известия АН СССР. Энергетика*. – 1994. – № 4. – С. 9-18.
  30. Вороняй Н.И., Клименко С.М., Славин Г.Б. и др. *Основные положения и методология мониторинга и индикативного анализа энергетической безопасности России и ее регионов*. – Иркутск, 1998. – 69 с. (Препринт ИСЭМ, 1998, № 4).
  31. Вороняй Н.И., Лагерев А.В., Рабчук В.И. и др. *Перспективы энергетики России в условиях глобальных вызовов* // *Перспективы энергетики*. – 2006. – Т. 10, № 2. – С. 157-164.
  32. Пяткова Н.И., Рабчук В.И., Сендеров С.М., Славин Г.Б., Чельцов М.Б. *Стратегические угрозы энергетической безопасности и их влияние на реализацию энергетической стратегии России* // *Энергетика России в XXI веке: Развитие, функционирование, управление. Сборник докладов Всероссийской конференции 12-15 сентября 2005 г., Иркутск, Россия*. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2005. – С. 177-204.
  33. Вороняй Н.И., Пяткова Н.И., Рабчук В.И., Сендеров С.М. и др. *Стратегические угрозы энергетической безопасности России* // *Энергетика России: проблемы и перспективы: труды Научн. сессии РАН / Под. ред. В.Е. Фортова, Ю.Г. Леонова*. – М.: Наука, 2006. – С. 73-82.
  34. Вороняй Н.И., Пяткова Н.И., Сендеров С.М. и др. *Стратегические угрозы энергетической безопасности России / ЭКО. Всероссийский экономический журнал*. – 2006. – № 12. – С. 42-58.
  35. Вороняй Н.И., Пяткова Н.И., Рабчук В.И. и др. *Энергетическая безопасность России: стратегические угрозы / Энергетическая политика*. – 2006. – Выпуск 1. – С. 45-53.
  36. *Итоги производственной деятельности отраслей ТЭК за январь-декабрь 2009 года* // *Минтоп*, 2010, № 1, с. 22-64.
  37. *Энергетическая стратегия России на период до 2030 г. (утверждена распоряжением Правительства РФ от 13 ноября 2009 г. №1715-р)* // *Собрание законодательства Российской Федерации*, 2009, №48, ст.5835.
  38. *Топливо-энергетический комплекс России 2000-2006 гг. (Справочно-аналитический обзор)*. М.: Энергия, 2007, 478 с.
  39. *Итоги производственной деятельности отраслей ТЭК в декабре и с начала 2006 года* // *Минтоп*, 2007, № 1, с. 21-59.
  40. *Итоги производственной деятельности отраслей ТЭК в декабре и с начала 2007 года* // *Минтоп*, 2008, № 1, с. 22-59.
  41. *Итоги производственной деятельности отраслей ТЭК за 2008 год* // *Минтоп*, 2009, № 1, с. 22-59.
  42. Виноградова О. *Иностранные инвестиции в кризисный год*. // *Нефтегазовая вертикаль*, 2010, № 2, с. 22-27.
  43. Вороняй Н.И., Клименко С.М., Криворуцкий Л.Д., Славин Г.Б. *Мониторинг и индикативный анализ энергетической безопасности* // *Энергетическая политика*. – 1996. – № 2. – С. 15-16.
  44. Пяткова Н.И., Сендеров С.М., Чельцов М.Б., Бондаренко А.Н. *Применение двухуровневой технологии исследований при решении проблем энергетической безопасности*. // *Известия РАН. Энергетика*. – 2000. – № 6. – С. 31-39.
  45. Бондаренко А.Н., Криворуцкий Л.Д., Пяткова Н.И., Чельцов М.Б. *Система моделей для исследования проблем энергетической безопасности и методы анализа их решений* // *Надежность систем энергетики: достижения, проблемы, перспективы*. Под ред. Вороняй Н.И. – Новосибирск: Наука, Сиб. предпр. РАН, 1999. – С. 122-129.
  46. Храмов А.В., Еникеева С.М., Хрусталева Н.М. и др. *Программное и информационное обеспечение решения задач живучести Единой системы газоснабжения СССР* // *Методы и модели исследования живучести систем энергетики*. Под ред. Руденко Ю.Н. Новосибирск: Наука, Сиб. отд. 1990. – С.86-91.
  47. Форд Л.Р., Фалкерсон Д.Р. *Потоки в сетях*. Пер. с англ. М.: Мир, 1966. – 276 с.
  48. Сендеров С.М., Еделев А.В., Еникеева С.М. *Исследование живучести ЕСГ и определение путей преодоления ЧС с газоснабжением потребителей, как важная составляющая обеспечения энергетической безопасности страны* // *Материалы международ-*

- ного семинара по методическим вопросам исследования надежности больших систем энергетики. – Казань, 2001. – С. 45-49.
49. Сендеров С.М., Еделев А.В. Методика определения "узких" мест в работе единой системы газоснабжения и выбор путей преодоления чрезвычайных ситуаций с газоснабжением потребителей // Известия РАН. Энергетика. – 2002. – № 4. – С. 57-62.
50. Voropai N.I., Klimenko S.M., Krivorutsky L.D. & oth. Comprehensive substantiation of the adaptive development of energy systems in terms of changing external conditions // International Journal of Global Energy Issues. – Vol. 20, No. 4, 2003. – P. 416-424.
51. Сендеров С.М. Модельно-индикативный подход к оценке уровня энергетической безопасности страны при различных вариантах развития энергетики // Известия РАН. Энергетика. – 2005. – № 4. – С. 3-9.
52. Пяткова Н.И., Рабчук В.И., Сендеров С.М., Еделев А.В. и др. Методические основы выбора направлений корректировки решений по развитию энергетики государства с позиций энергетической безопасности. – Известия РАН. Энергетика. – 2006. – № 3, С. 21-27.
53. Надежность топливо- и энергоснабжения и живучесть систем энергетики регионов России / Под науч. ред. Н.И. Воропая, А.И. Татаркина. Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2003. -392 с.
54. СНиП 2.01.01-82. Строительная климатология и геофизика / Минстрой России. – М.: ГП ЦПП, 1996. – 140 с.
55. Данные территориальных управлений Росстат за 2005-2007 гг.

## ДИСКУССИЯ

### **Вопросы**

**А.С. НЕКРАСОВ, председатель**

Какие будут вопросы к докладчику?

**А.М. КАРЕНИН – ИТЭУ**

Можно ли скопировать ваши слайды?

**С.М. СЕНДЕРОВ**

Да, конечно.

**А.М. КАРЕНИН**

Вы обратили внимание на сырьевые угрозы. Вы считаете это приоритетным или не хватило времени на остальные угрозы, или все приоритетные, а сырьевые угрозы, в том числе?

**С.М. СЕНДЕРОВ**

Трудно сказать, какие более приоритетные угрозы – износ фондов, когда все рассыпается, что на магистральных газопроводах, что у линий электропередач или на других участках или сырьевые угрозы. Но мы начинали с сырьевых. Пытались показать, что без активизации геологоразведочных работ и без выхода на новые газовые месторождения Россия с большой долей вероятности придет к дефициту первичных энергоресурсов.

**А.М. КАРЕНИН**

Зачем нужен интегрированный показатель энергетической безопасности? В конце 2010 года в Японии был такой интегрированный показатель, очень высокий. Зачем он нужен?

**С.М. СЕНДЕРОВ**

Начинали мы с регионов с тем, чтобы посмотреть тенденцию, где ухудшается, где улучшается, куда нужно бить в каждом регионе, какие средства, какие мероприятия здесь нужно проводить в первую очередь для того, чтобы погасить красные лампочки, т.е. кризисные индикаторы. А зафиксировать эти кризисные индикаторы мы можем, сведя все показатели в интегральную оценку, и глядя в первую очередь на те регионы, ситуация в которых с позиций энергетической безопасности – кризисная. Этот интегральный показатель высветил например Новгородскую область. Новгородская область – любимый пример, Псковская область тоже ушла не далеко. 98% – доля газа в балансе котельно-

печного топлива. При этом «сидит» Новгородская область на одной нитке магистрального газопровода диаметром 500 мм. Через область даже не проходят транзитные газопроводы. Вы представляете, где она находится? Это же север России, а не Сахара.

***Ю.В. СИНЯК – ИНП РАН***

Вы умышленно не включили в число угроз экологию, техническую отсталость, здоровье людей? Эти показатели тоже определяют факторы безопасности и направления развития технологической структуры?

***С.М. СЕНДЕРОВ***

Я вначале пытался показать, что есть энергетическая безопасность, чем мы занимаемся, где она располагается в спектре проблем национальной безопасности, экономической безопасности. Мы умышленно придумали такую категорию, как энергетические аспекты национальной безопасности или энергетические аспекты экономической безопасности. Там жизнь людей, их здоровье, там негативное воздействие на окружающую среду, в том числе на людей. Техническая безопасность лежит, безусловно, в рамках энергетической безопасности. Сначала мы говорили про текущие угрозы энергетической безопасности, затем выделили стратегические угрозы, которые не могут не влиять на перспективное удовлетворение потребностей России в энергоресурсах.

***Ю.В. СИНЯК***

Как вы считаете, введение жестких ограничений на выпуск CO<sub>2</sub> влияет на структуру потребления топлива в 2030 году? Это ведь тоже определенная угроза.

***С.М. СЕНДЕРОВ***

Да, это угроза. Но я бы их отнес к управленческо-правовым или даже политическим угрозам. Это больше политика. К сожалению, да, это серьезные ограничения на развитие.

***Ю.В. СИНЯК***

Система индикаторов иерархическая. Вы отсекаете прогнозы на региональном уровне. А на самом деле это может быть страна, регион, предприятие, отрасль. Не делали ли оценки по стране, какие-то индикаторы для того, чтобы оценить ситуацию?

***С.М. СЕНДЕРОВ***

Я показывал важнейшие индикаторы на уровне страны. Мы просто еще не подходили пока к качественным оценкам.

**Ю.В. СИНЯК**

Меня интересует не просто набор коэффициентов – геолого-разведка и т.д. или этого пока еще нет?

**С.М. СЕНДЕРОВ**

Качественная оценка ситуации дана. Кризисная ситуация с этим.

**Ю.В. СИНЯК**

Вы предлагаете какой-то метод количественной оценки каждого фактора?

**С.М. СЕНДЕРОВ**

Мы занимались пока субъектами. На уровне страны пока не сводили к качественным оценкам, но я показывал, что в данном случае модельная оценка априори выше индикативной. Мы пытались рассмотреть, как в условиях реализации угроз стратегической национальной безопасности могут развиваться наши основные отрасли энергетики. Как раз модели показывают, как в условиях реализации текущих и стратегических угроз энергетической безопасности могут развиваться основные отрасли энергетики. И эти модели показывают, что мы можем придти к дефициту уже к 2015 году. О каких других оценках может идти здесь речь, кроме кризисной?

**С.Я. ЧЕРНАВСКИЙ – ЦЭМИ РАН**

Я, честно говоря, не понял вашего основного определения, что такое, по вашему мнению, безопасность? Возьмем такой объект, как государство. Отсюда возникает особая национальная энергетическая безопасность. Что такое национальная безопасность в вашем понимании?

Второй вопрос. Государство находится в состоянии безопасности. Что такое небезопасность?

**С.М. СЕНДЕРОВ**

Это состояние защищенности от каких-то угроз, если мы говорим о состоянии безопасности государства. Если есть это состояние защищенности, значит, государство может считать, что оно более менее защищено в данном плане.

**С.Я. ЧЕРНАВСКИЙ**

Угрозы приведут к тому, что государство перестанет существовать. В этом смысле вы определяете безопасность?

**С.М. СЕНДЕРОВ**

Если мы будем допускать какие-то крайние примеры...

***С.Я. ЧЕРНАВСКИЙ***

Если строго слово безопасность.

***С.М. СЕНДЕРОВ***

Может быть, конечно. Если государство не справляется с защищенностью от той или иной угрозы, и это не такое большое государство, как наше, маленькое, то здесь может быть взрыв.

***С.Я. ЧЕРНАВСКИЙ***

Что такое безопасность региона?

***С.М. СЕНДЕРОВ***

Мы здесь говорим только об энергетической безопасности.

***С.Я. ЧЕРНАВСКИЙ***

Регион перестает функционировать. Что это такое?

***С.М. СЕНДЕРОВ***

Да, регион перестанет функционировать. Новгородская область перестанет функционировать, если оборвать эту трубу зимой. Если мазута туда слишком много свести, как было у нас в 2006 году (холодная зима на северо-западе страны), может быть, и можно справиться. Но перестанет, если 99% всей энергии из одной газовой нитки поставляется. Конечно, это как-то странно говорить, но перестанет функционировать.

***С.Я. ЧЕРНАВСКИЙ***

Вы опираетесь на эмпирические факторы. Какие состояния реально были в регионах, которые перестали функционировать или в странах, которые перестали функционировать?

***С.М. СЕНДЕРОВ***

Слава Богу, у нас ни один регион не перестал функционировать. Работает система топливо- и энергоснабжения. Но когда люди замерзают и нам приходится всяческие усилия применять к тому, чтобы они остались более-менее здоровы, это не говорит о том, что регион перестал функционировать, безусловно. Но энергетической безопасности там никакой, ситуация кризисная.

***С.Я. ЧЕРНАВСКИЙ***

Когда вы рассматриваете национальную безопасность, с точки зрения этого определения, почему вы в качестве угрозы рассматриваете снижение КПД электростанций?

**С.М. СЕНДЕРОВ**

Это просто так звучит: «общий износ и снижение КПД электростанции». Но ведь все это действует на увеличение энергопотребления, на низкую энергоэффективность, на напряженность энергетического баланса.

**С.Я. ЧЕРНАВСКИЙ**

Правильно ли я понимаю, что в вашем определении любые угрозы – это угрозы безопасности?

**С.М. СЕНДЕРОВ**

Я говорил только про энергетическую безопасность.

**С.Я. ЧЕРНАВСКИЙ**

Как вы определяете требования к прогнозам? Вы установили некую норму в прогнозе, сколько должно быть употреблено электроэнергии. Но ведь это не вопрос энергетики, а вопрос экономики. Почему вы это воткнули в энергетическую безопасность?

**С.М. СЕНДЕРОВ**

Потому, что обязанность энергетики удовлетворять потребности экономики.

**С.Я. ЧЕРНАВСКИЙ**

Но ведь потребности экономики вы не знаете, вы же не определяете их.

**С.М. СЕНДЕРОВ**

Почему? В принципе мы смотрим ту линейку, тот тренд, который был получен в предыдущие годы. Мы говорим о развитии производства. Мы знаем примерно энергоемкость нашего ВВП. У нас что, структура экономики завтра поменяется, и мы все будем в Силиконовой долине производить деньги? Нет. Мы знаем эту структуру.

**С.Я. ЧЕРНАВСКИЙ**

У меня вопросов нет. Вы понимаете, что существует этот сектор, у него есть те или иные правила. Они могут быть такие, сякие. Почему вы изменение этих показателей рассматриваете в контексте не так, как рассматривается экономика массового сектора, почему вы рассматриваете их в контексте экономической безопасности? Да, меняются показатели. Но какое это может иметь отношение к энергетической безопасности, если энергетическую безопасность вы понимаете как условие существования государства, прекращение функционирования региона.

***С.М. СЕНДЕРОВ***

Это вы шли от безопасности. А мы говорим про энергетическую безопасность, и говорим о состоянии защищенности государства и экономики от угроз дефицита энергетических ресурсов, об их доступности.

***С.Я. ЧЕРНАВСКИЙ***

Вы действительно хотите нас уверить, что действительно рассматривали 4 миллиона вариантов, анализируя их?

***С.М. СЕНДЕРОВ***

Нет. Я же сказал, что наша модель, построенная на базе методов комбинаторного моделирования, позволяет получить и обработать порядка 4 миллионов вариантов. Они разной стоимости. А дальше накладывая ограничения по стоимости, либо другие ограничения мы просто их обрезаем. Дальше мы работали уже с подъемным количеством.

***Н.А. ВОЛЫНСКАЯ – ТЭНИ***

Я хочу вернуться к очень простому вопросу, который меня очень смущает. В самом начале доклада называлась такая проблема, как соотношение цен угля и газа. Из нее была выведена оценка рационального соотношения этих цен – 1 к 1,3-1,4. Правильно ли я вас поняла? Откуда берется эта рациональная оценка?

***С.М. СЕНДЕРОВ***

Правильно поняли. Соотношение 1 к 1,3-1,4 в калорийном эквиваленте диктуется потребительскими качествами обоих ресурсов.

***В.В. ПЛАТОНОВ – ИБРАЭ РАН***

Вы говорите о связи между национальной и энергетической безопасностью. Как влияет на энергетическую безопасность то, что часть природных ресурсов и энергетики передаем иностранным инвесторам? Это касается и добычи нефти в сибирском регионе, и с тем, что у нас треть генерирующих мощностей в руках иностранных инвесторов.

***С.М. СЕНДЕРОВ***

Да, они в руках иностранных инвесторов, но они остаются на нашей территории. И здесь уже могут быть ошибки из области несовершенства управления, проблемы в законодательной базе, проблемы в правилах заключения таких договоров. Но если правильно выстроить этот процесс, то приход иностранных инвесторов ничего плохого не сулит, потому что кроме прочего, он несет внедрение новых технологий, модернизацию оборудования и т.д. Я тут не специалист, но, по-моему, нужно

правильно выстроить отношения с инвестором. На каких условиях он приходит, сколько нам остается, что мы с этого имеем?

***В.В. ПЛАТОНОВ***

В основном у вас речь шла о сырьевой ориентации экономики. А как энергетическая безопасность связана с переработкой сырья, газа и нефти?

***С.М. СЕНДЕРОВ***

Для переработки тоже нужны энергоресурсы.

***Р.В. МОРГУНОВ – ИПР РАН***

Обеспечение энергетической безопасности стран-экспортеров и стран-импортеров вы рассматривали?

***С.М. СЕНДЕРОВ***

Рассматривали немножко в других работах. У стран-импортеров, безусловно, этот вопрос стоит острее. Есть еще и особенности энергетической инфраструктуры, износ фондов, воспроизведение ресурсной базы. Особенности везде есть, и везде за этим нужно следить. У импортеров на первое место, безусловно, выходит энергетическая независимость в смысле диверсификации поставщиков, разных стран. Если где-то появились какие-то проблемы, то страна может быть удовлетворена поставками из других источников. Может быть и диверсификация по видам ресурсов, чтобы не было случаев чрезвычайных ситуаций, чтобы не было большого ущерба для экономики страны, для потребительского сектора. А у стран-экспортеров остаются проблемы, близкие нам.

***Р.В. МОРГУНОВ***

По странам-экспортерам вроде все понятно, там все есть. Какие-то специфические моменты, важные именно для страны-экспортера.

***С.М. СЕНДЕРОВ***

Это мы не смотрели. Мы начинали с России и занимались ее энергетической безопасностью. А как, что и где лучше продать – не предмет энергетической безопасности. Это энергетические аспекты экономической безопасности.

***Р.В. МОРГУНОВ***

Институциональные аспекты обеспечения энергетической безопасности. Роль биржи для обеспечения энергетической безопасности и, может быть, экономического форсайта именно с точки зрения институтов обеспечения энергетической безопасности.

***С.М. СЕНДЕРОВ***

Трудно мне по вопросу энергетической безопасности говорить про биржи.

***Р.В. МОРГУНОВ***

Экономические механизмы, дисбалансы.

***С.М. СЕНДЕРОВ***

У меня такое мнение, что без государства в деле обеспечения энергетической безопасности никак не обойтись. Я сразу же оговорился, что невозможно сейчас газ сделать в 1,4 раза дороже угля. Грубо говоря, у нас взорвется большая часть промышленности, потому что они у нас потребляют газ, а мы сейчас взвинтим цену. Это тяжелые моменты. Интересно этим заниматься, но мы до этого еще не дошли.

***В.А. САЕНКО – ГУ ИЭС***

Какой исходной информацией вы пользовались в своих расчетах? Судя по тому, что вы говорили, они оторваны от реальной действительности. Вы дали темпы роста ВВП, еще какие-то переменные брали. Это очень важно: что положишь, то и получишь. А в реальности цифры отличаются от этих цифр. На самом деле сегодня соотношение цен газ/уголь составляет 1,5:1.

***С.М. СЕНДЕРОВ***

Вы возьмите эти данные по калорийному эквиваленту, сложите, и тогда этого не будет.

Почему мы взяли такие темпы роста ВВП и соответствующие низкие темпы снижения удельной энергоемкости. Я и сказал, что они взаимозависимы. Для того чтобы показать: даже на перспективу до 2015-2020-2030 года мы не сможем покрыть потребности страны. Если темпы роста будут 6-8%, какие они декларируются, мы тем более не покроем свои потребности в энергии, потому что мы не перестроим в такой короткий срок структуру своей экономики с тем, чтобы она у нас потребляла меньше энергии и была вся сплошь наукоемкая.

***В.А. САЕНКО***

ВВП, может быть, такое и сгодится. Если мы возьмем темпы снижения энергоемкости, структуру, мы же об этом говорим. Я совершенно не согласен с реальной картиной, вот о чем идет речь.

Не кажется ли вам, что проблема в нефтегазовой сфере, когда вы говорите о запасах, не в абсолютном объекте безопасность заключается. У нас в стране запасы доказаны, я могу это заявить, как балансовые запасы, они достаточно велики – что в газовой, что в нефтяной сфере. Ес-

ли взять нефтяную сферу, то 20 лет, если взять нашу оценку, то еще выше – 25-30 лет. Нигде в мире таких глобальных запасов нет. У них 10-15 лет максимум. Не кажется ли вам, что проблема на самом деле заключается не в объеме запасов. Мы сейчас переходим на другие запасы, они трудно извлекаемые, более отдаленные, более дорогие. Они ориентированы совсем на другие газовые месторождения. Мы от сухого газа уходим на жирный газ и т.д. Вот о чем идет речь.

***С.М. СЕНДЕРОВ***

Я полностью с вами согласен. Я хотел это подчеркнуть. Может быть, мне это не совсем удалось.

***В.А. САЕНКО***

Я не услышал вообще ни одного слова, рассматриваете ли вы механизмы регулирования госполитики? Мы все прекрасно понимаем, что на самом деле это не какой-то абстрактный процесс, а это процесс, который государство регулирует во многом. Плохо ли, хорошо – сейчас можно спорить. На самом деле, это функция некой политики – налоговая, инвестиционная, региональная и т.д. Что в этом плане у вас в модели – в расчетах или в ваших рекомендациях – существует?

***С.М. СЕНДЕРОВ***

Не дошли мы до этого в моделях, так как шли от энергетики. Мы – энергетический институт. Есть наработки по мероприятиям в этой сфере, но пока это – все. Наверное дальше нужно это делать.

***Л.Д. УТКИНА – эксперт***

Как вы оцениваете достоверность ваших результатов? Насколько они от действительности отличаются? На сколько процентов?

***С.М. СЕНДЕРОВ***

Мы никогда не считали, на сколько процентов. Мы не знаем, насколько процентов произойдет, что мы не выйдем вовремя в Западно-Арктическую зону. А если выйдем, то там такой экономический риск, что газ, который мы транспортируем до наших западных границ придет туда с теми ценами, которые там существуют. Имеет ли это смысл? А не выходя в эту зону, мы столкнемся с дефицитами в удовлетворении собственных потребностей.

***Л.Д. УТКИНА***

В какой мере достоверность ваших результатов зависит от качества исходной информации и как можно улучшить эту информацию? Столько институтов, разных агентств. Как это организовать?

***С.М. СЕНДЕРОВ***

Как это организовать – не знаю. Мы работаем с отраслевыми институтами, достаточно плотно работаем с ВНИИГАЗом, как головным институтом Газпрома в области добычи и магистрального транспорта газа. Что касается перспективы, то здесь всего лишь оценки, подходы. У одних коллективов – одни, у других – иные подходы. Мы пытаемся обосновывать, что мы не очень далеки от истины. Как нам сравнить в будущем, реализуется это или нет. Мы считаем, что реализуется, потому что ничего не делается у нас в стране.

***О.М. МАМЕДОВ – ВИНТИ РАН***

Когда ставилось исследование, как смотрелась, это как политическая или техническая задача? Каковы ваши приоритеты?

***С.М. СЕНДЕРОВ***

Они, конечно, очень сильно пересекаются. Наверное, больше политическая.

***О.М. МАМЕДОВ***

Я понимаю, что все присутствующие это чувствуют. Энергосбережение, по крайней мере, я не почувствовал, что очень жестко и как-то внимательно рассматривалось. Наверное, все это присутствует. Насколько этот фактор может повлиять? Почему я задаю такой вопрос. Все мы прекрасно понимаем, что все, о чем вы говорите, сравнимо с инвестициями.

***С.М. СЕНДЕРОВ***

На сколько процентов влияет, я Вам не могу ответить. Там не об одном энергосбережении речь идет. Мы все уповаем и надеемся на изменение структуры экономики. А это уже не энергосбережение, а снижение удельной энергоемкости валового продукта. Ну и энергосбережение, безусловно, кстати, оно идет и с модернизацией оборудования и отраслей, производственных фондов.

***О.М. МАМЕДОВ***

С вашей точки зрения, решение этой проблемы безопасности – федеральная или региональная задача?

***С.М. СЕНДЕРОВ***

Безусловно, федеральная. И региональная, конечно, в региональном аспекте. От региона в какой-то мере зависит и структура потребляемого топлива.

***М.О. МАМЕДОВ***

Я имею в виду исполнение.

***С.М. СЕНДЕРОВ***

Ставить задачу надо с федеральным центром, а исполнять уже и на федеральном, и на региональном уровне.

***В.С. ПУЗИКОВ – Журнал «Новости теплоснабжения»***

Первый вопрос. В ходе своего доклада вы сказали, что до 2030 года предусматривается снижение потребления газа котельными. Уточните, пожалуйста, цифры?

***С.М. СЕНДЕРОВ***

Я не сказал котельными. Я сказал, что мы искали наиболее рациональную с позиций энергетической безопасности траекторию развития и можем дойти с 77% доли газа в балансе котельно-печного топлива сейчас до 64% к 2030 году.

***В.С. ПУЗИКОВ***

За счет каких мероприятий?

***С.М. СЕНДЕРОВ***

Там и интенсификация возобновляемой энергетики и развитие атомной, гидроэнергетики, безусловно, уголь.

***В.С. ПУЗИКОВ***

Второй вопрос. На примере Новгородской области, независимо от газа, вы не рассматривали соседний с вашим регионом Забайкальский край, где основным источником является уголь, угольная генерация. В то же время Улан-Удэнская ТЭЦ-1 и Гусиноозерская – на население. Если мы рассмотрим выход из строя Саяно-Шушенской ГЭС, мощности Красноярской хватило бы, здесь вопрос поставки электрической энергии не возникает. Что делать в данном случае с тепловой генерацией? Все мы понимаем, что если что-то случается с 1, 2 ТЭЦ, то население города остается без тепла, что достаточно важно. По опыту этого года, в Улан-Удэ проблемы были в течение трех месяцев из-за незначительной аварии.

***С.М. СЕНДЕРОВ***

Безусловно, этот вопрос рассматривается и в сфере теплоснабжения, и в рамках проблем энергетической безопасности. Там с Новгородской областью значительное отличие в том, что если в области, не дай Бог, перекроют газ, все перестанет работать. И те небольшие связи с соседними регионами не помогут. Что Бурятия, что Забайкальский край они потребляют свой уголь или уголь соседних регионов, и основное дело там – состояние тепловых сетей, состояние теплоисточников, централизация теплоисточников. Вопрос действительно серьезный.

**В.С. ПУЗИКОВ**

То есть для данного региона возможен вариант развития.

**В.С. СЕНДЕРОВ**

Там должно быть, безусловно, обновление основных фондов, строительство дополнительных теплогенерирующих источников, а уголь там свой, с ним особых проблем нет.

**В.А. НЕВЕЛЕВ – ГУ ИМЭИ**

Проводили ли вы анализ энергобезопасности России и регионов?

**С.М. СЕНДЕРОВ**

Нет, не проводили. Если на основании индикаторов, то мы проводили оценку регионов, говоря об интегральной качественной оценке. Стратегические угрозы и оценка перспектив развития энергетических отраслей – это делалось по стране. Возможный дефицит первичных энергоресурсов, это тоже по стране, а оценку уровня энергетической безопасности – по субъектам Федерации, ведь из субъектов состоит страна.

**В.А. НЕВЕЛЕВ**

Вы брали интегральные показатели энергобезопасности. Мне хотелось бы уточнить экономическую структуру этого интегрального показателя. Каким образом вы используете интегральный показатель?

**С.М. СЕНДЕРОВ**

Экономическая сущность – только в части модельных исследований. Показатели мы сворачиваем по индикаторам. В каком-то случае, это – кризис, в каком-то – предкризисная ситуация, в каком-то – нормальная. Мы их сворачиваем, получаем качественное значение по субъекту, по регионам. По стране мы такое не делаем. А по стране, если говорить по экономической составляющей, там функционал модели показывает стоимость на каждом производственном процессе, на каждом участке производства энергии, ее транспорта, распределения. Дальше мы сравниваем дефицитное решение при реализации какой-то угрозы и бездефицитное, с минимизацией последствий реализации этой угрозы. Какова эта дельта? Занимает она, скажем, 20% первоначального функционала или не занимает? Только в этой части.

**В.А. НЕВЕЛЕВ**

Проводили ли вы расчетные соотношения отдельных показателей, в том числе интегрального показателя?

***С.М. СЕНДЕРОВ***

У интегрального показателя мы не устанавливали пороговых значений, а у отдельных индикаторов, конечно, проводили, если идет речь о субъектах. Если по стране, то нет. Проведено по отдельным субъектам.

***В.А. НЕВЕЛЕВ***

На перспективу до 2015 года?

***С.М. СЕНДЕРОВ***

Нет, только современное состояние.

***В.М. ЧЕРЕПАНОВ – ИМЭИ***

Саяно-Шушенская ГЭС. Были ли такие попытки у вас до аварии посмотреть вашим методом, вашими индикаторами, после аварии? Соизмерите это дело с экономическим ущербом, который был после аварии.

***С.М. СЕНДЕРОВ***

Экономический ущерб – важно, энергетическая безопасность – это то, чем мы занимаемся. В случае аварии на Саяно-Шушенской ГЭС очень больших-то ущербов в плане обеспечения потребителя электроэнергией не получилось. Там компенсировали за счет других электростанций, за счет возможностей Сибири всего лишь потому, что у нас упало производство, и упала потребность в электроэнергии. Это было компенсировано каким-то образом. Безусловно, там было с соответствующим ущербом, но было компенсировано. Уже до аварии по индикаторам мы показывали в Хакасии, что доля Саяно-Шушенской ГЭС – 99%, больше ничего нет, эта кризисная ситуация. Как это было до аварии, так и после аварии осталось. После аварии Хакасия перестала снабжаться своей электроэнергией, а стала снабжаться соседней электроэнергией. Значения еще одного индикатора упали.

***В.М. ЧЕРЕПАНОВ***

Последний вопрос – по поводу амортизации. На Саяно-Шушенской ГЭС не такой большой износ. Эта часть в ваших индикаторах не проявилась? Износ у вас стоял на первом месте.

***С.М. СЕНДЕРОВ***

В этом плане были достаточно хорошие значения показателя износа. К тому же в дальнейшем набор индикаторов может дополняться.

***Л.С. СМЕРНОВА – НИЦ «Курчатовский институт»***

Ваш доклад – это текущее состояние. Анализировали ли вы причины, приведшие к этому состоянию: планы, процессы, риски, т.е. причины, которые привели к этому состоянию? Есть у вас какие-то рекомендации?

***С.М. СЕНДЕРОВ***

Есть рекомендации. По существующему состоянию энергетической безопасности в субъектах Федерации нужно смотреть конкретно каждый субъект, где горит «красная лампочка», какой индикатор находится в кризисном состоянии. Но еще я сказал, что доля доминирующего ресурса в общем потреблении котельно-печного топлива – этот индикатор кризисный, более чем в 70% рассматриваемый в регионах. Речь идет в основном о Европейской части, о том же природном газе.

***О.А. ЭЙСМОНТ – ИСА РАН***

Как соотносятся ваши прогнозы 15-летней давности с реализацией?

***С.М. СЕНДЕРОВ***

Мы три года назад начали это дело.

***О.А. ЭЙСМОНТ***

У вас есть много рекомендаций. Каким образом вы собираетесь их реализовать в условиях, когда сейчас никакого Госплана нет, и вы не можете заставить кого-то делать то, что кажется вам нужным.

***С.М. СЕНДЕРОВ***

Наверное, здесь должны быть пересмотрены полномочия и функции государства. Случаи с рыночной экономикой говорят о том, что когда есть чрезвычайные возмущения на глобальную систему, начинает вмешиваться государство. Я не знаю, мы этим не занимались, но функции что министерства энергетики, что государства должны быть заточены каким-то образом на обеспечение этих вопросов. В 2010 г. мы работали по госконтракту с Миннерго в рамках реализации дорожной карты по обеспечению надежности и безопасности ТЭК. Наш институт был головным в этой работе и мы разработали такую дорожную карту с институтами ИНЭИ РАН, ВНИИГаз, ВЭИ, ОАО «РКС». Видимо государство заинтересовано, раз заказывает такие вещи, а дальше начнется реализация мероприятий по этой дорожной карте. Может быть.

***А.С. НЕКРАСОВ, председатель***

Ваш доклад называется «энергетическая безопасность...». Качественные характеристики энергетических ресурсов того состояния вы рассматривали? Когда вы говорите о количестве газа, то забываете, что в сибирском газе – это гелий и надо как-то выкручиваться с ним, что там большое CO<sub>2</sub> плюс гелий, этот вопрос тоже надо решать. А просто так продавать, это себе накладно, как вы сами понимаете. То же самое касается и других ресурсов. Эти вопросы вы там рассматривали?

***С.М. СЕНДЕРОВ***

Я говорил о качестве. В Ковыктинском газе большое содержание гелия. Конечно эти вопросы нужно решать.

***А.С. НЕКРАСОВ***

Это не только в Ковыктинском, в Чаяндинском, в других месторождениях, которые на территории Иркутской области, Красноярского края. Там большое число месторождений. Я имею в виду в любых вопросах качественную характеристику ресурса.

***С.М. СЕНДЕРОВ***

Качественную характеристику ресурса мы рассматриваем, когда говорим о газе Западно-Арктической зоны, где нужно выходить на труднодоступные запасы, на более глубокое залегание газа. Мы говорим, что это будет значительно дороже. То, что в Ковыкте газ с высоким содержанием гелия – этот вопрос в рамках обеспечения энергетической безопасности не рассматривался.

***А.С. НЕКРАСОВ***

Вы вскользь сказали, что мы увеличиваем объемы добычи или использования угля. Но за этим стоит экология. Вы рассматривали в связи с этим экологические проблемы?

Второе. Вы знаете, что тот уголь, который у нас используется в стране, не стандартизирован. То, что продается на экспорт, там обязательное обогащение в соответствии с требованиями мирового рынка. Все, что подается на потребителя в России – это безобразие. Наверное, вы знаете, в чем дело. Скажите, пожалуйста, в какой мере в своих работах вы учитывали эти факторы?

***С.М. СЕНДЕРОВ***

Эти факторы мы учитывали только в том плане, что нужно приходиться к новым потребительским установкам, с гораздо более широким спектром использования различных видов угля.

***А.С. НЕКРАСОВ***

Скажите, пожалуйста, сколько лет у нас была газовая пауза? И после этого у нас сохранились проектные организации и соответствующие производственные мощности по производству современного котельного оборудования?

***С.М. СЕНДЕРОВ***

Нет, это упадок везде.

***А.С. НЕКРАСОВ***

Как можно это решать? Можно только говорить и ничего не предлагать.

Третий вопрос. Вы говорили о том, что прогнозировали климатические характеристики в связи с 10-процентным холодом. Каким методом вы определяли наброску, по какой модели это делали? Известно, что такие процессы, как сток рек, ход температур описывается трехпараметрическим гамма-распределением. Вы этот метод использовали, когда говорили о 10-процентном набросе?

***С.М. СЕНДЕРОВ***

Нет. Мы такие методы не использовали. Мы смотрели в принципе, как это происходит с холодными зимами. Еще в Коми научном центре проводились в свое время такие исследования. Дальше мы взяли среднее увеличение потребности в топливе, посчитали 5%, посчитали 10%. И сказали, что особо холодные зимы требуют увеличения потребления топлива в количестве порядка 10%.

## **Выступления**

### **А.С. НЕКРАСОВ, председатель**

Есть еще вопросы? Вопросов больше нет.  
Кто хотел бы выступить?

### **С.Я. ЧЕРНАВСКИЙ – ЦЭМИ РАН**

Как справедливо заметил автор доклада, тема энергетической безопасности не нова. Первый раз эта проблема по-настоящему возникла тогда, когда произошел первый мировой энергетический кризис. И перед странами-импортерами, в первую очередь перед США, встал реально вопрос о том, что делать им с экономикой. Было очевидно, что растущие цены были сильным ударом по экономике. Поскольку нефть была самым дорогим ресурсом, там экономическая проблема максимизации роста экономики и т.д. свелась к тому, что надо что-то делать с импортом нефти. И вот оттуда возникло целое направление.

Другое дело, когда мы имеем нефтеэкспортирующую страну. В нефтеэкспортирующей стране, если рассматривать страну в целом, угрозы, что не хватит энергетических ресурсов, вообще-то говоря, нет. Кто-то говорил о запасах нефти, газа, угля полно. Поэтому вычленив в такой стране, собственно, предмет исследования, как энергетическая безопасность, требуется особый подход и это не просто сделать.

Я говорю сейчас о работе как таковой. С этой точки зрения, думаю, работа сделана совершенно неудачно. Почему? Одно дело, когда у вас есть административная система. В этой административной системе есть Госплан, централизованное распределение ресурсов, мы в соответствии с рассмотрением отраслевого баланса, какими-то другими методами должны решать, а что, собственно, должна делать энергетика, определяем ее задачи, а потом спускаемся к этим энергетикам и говорим: давайте, ребята, обеспечивайте нам эти показатели – роста, энергоемкости, износа, обновления оборудования, капиталовложений, зарплаты. Вы нам должны это обеспечить, потому что мы уже определили ваши задачи. В этой системе централизованного распределения вам не нужно думать о том, какие там прогнозы. Вы просто берете из этой программы и говорите: необходимо такие-то показатели, такие-то меры предпринять для того, чтобы это показать.

Но в наших условиях уже распределительной системы не существует. У нас уже есть довольно большой сектор, который все еще продолжает регулироваться государством. Что здесь регулируется? На самом деле, объем регулирования ограниченный: это лицензии, в некоторых местах это ценовое регулирование, это технический регламент, еще кое-что. В других местах все это делается не так. В других местах, когда вы

говорите о том, сколько должно быть произведено ресурсов, у вас же есть функция спроса на ресурсы. Вы не можете сказать, какая потребность в 2020 году в ресурсах, не рассматривая экономику, не рассматривая рынок этих энергоресурсов, вы просто этого не можете сказать. Поэтому бессмысленна постанова, что вы должны притянуть вашу энергетику к этим показателям. Вы просто их не знаете. Есть и другое. Если вы рассматриваете спрос на те или иные виды энергоресурсов, и говорите, что цена будет повышена, но в соответствии со спросом, если цена повышается, то у вас в соответствии с эластичностью будут снижаться и потребности ресурсов. Вы считаете, что ваши потребности заранее определены, задачи уже ясны и вы хотите только подтянуть вами же выдуманные показатели к энергетике. И отсюда говорите, что энергетику такой показатель не потянет, она будет небезопасной и т.д.

Хочу сказать, что в наших условиях на самом деле проблема энергетической безопасности как таковая, в отрыве от угроз экономики, просто не существует. У нас нефтеэкспортирующая страна и второе – действительно это нужно рассматривать в разрезе экономики, потому что все прогнозные показатели, которые вы здесь ставите, определяются, разумеется, из экономических соображений. А поскольку нет заданий для энергетики, по существу, вы выдумали эту задачу. Я скажу крамольное утверждение, что на самом деле проблемы энергетической безопасности в том контексте, о котором вы говорите, ее просто в России нет. Есть проблема угроз экономики. Да, действительно, есть такие проблемы, это правда. Надо смотреть, какие угрозы являются значимыми, какие – не значимыми. Но без экономического анализа это сделать никак нельзя.

По существу-то, как вы представили, доклад посвящен описанию энергетики как таковой. Все факторы рассмотрели, не особенно разбираясь, влияет это на состояние энергетики в целом, не влияет. Ну да, КПД несколько другой. Ну и что из этого следует? Это зависит от эластичности. Даже если рассматривать экономические показатели, как он влияет на экономику. Ничего этого нет.

Кроме того, что очень важно. Со стороны энергетики, со стороны экономики существует много всякого рода угроз. Но с чем связаны эти угрозы? Частью они связаны объективно с состоянием природных ресурсов, которые для России более менее благополучны, за исключением межрегиональных перетоков, с железными путями, с железными дорогами и т.д., либо трубопроводами. Таких угроз нет. Либо они регулируются эгоистическим поведением отдельных компаний, отсутствием корпоративного поведения, либо монополизацией отдельных отраслей. Это же совсем другой аспект. Вы же этого совсем не рассматриваете. Вы не делаете анализ институтов, которые есть в обществе, а они регулируют, вы не рассматриваете, как государство относится к этим институтам. Поэтому по существу вы действуете так, как действовал бы институт в том случае, когда суще-

ствуется административная экономика. Более менее, но вы продолжаете. С тех пор уже прошло 30 лет, чуть меньше.

Если вы действительно хотите заниматься такой темой, надо ее поставить как угрозы экономики, разумеется, причем тут разные темы существуют. И анализировать по-настоящему те угрозы, которые возникают в экономике со всех сторон, а не с той стороны, с которой вы смотрите. Многие ваши технические параметры совсем не существенны. Так или иначе, общество к этому приспосабливается. Есть частный капитал, который это регулирует и т.д. А вы делаете так, как будто все решает государство.

Спасибо.

#### ***В.В. ПЛАТОНОВ – ИБРАЭ РАН***

Я прослушал доклад с удовольствием и считаю, что он выполнен на актуальную тему. И вопросы энергетической безопасности у нас стоят актуально, хотя бы вытекают из того, что в докладе автор показал, что больше половины нашей страны находится в состоянии угрозы энергетической безопасности. Это наводит на размышления.

Почему я решил выступить? Я не согласен с позицией автора о том, что мы можем приватизировать наши национальные ресурсы и систему жизнеобеспечения иностранными инвесторами. И ничего страшного в этом нет. Допустим, инвестор захотел поднять тарифы пару раз, у него контрольный пакет акций, как это скажется на нашей системе жизнеобеспечения? Или ТНК ВР купит половину сибирских ресурсов или нефти, потом будет диктовать свои условия. Поэтому я представляю, что угрозу энергетической безопасности представляет передача системы жизнеобеспечения под контроль иностранных инвесторов. Это неправильно и ни одна страна в мире себе этого не позволяет.

То же самое можно сказать и по поводу энергетических ресурсов, переработке сырья. Мы, по сути дела, все время ориентируемся только на самое примитивное использование сырьевых ресурсов, а нам нужно, чтобы все страны, которые располагают этими ресурсами, 80% средств вкладывают в переработку этих ресурсов. У нас этого нет. Это тоже снижает энергетическую безопасность.

Спасибо.

#### ***В.А. НЕВЕЛЕВ – ГУ ИМЭИ***

Уважаемый Александр Семенович!

Уважаемые коллеги!

Сегодня мы заслушали доклад на очень актуальную тему, потому что в целом ряде работ и в экономической литературе, и на публичных собраниях обсуждаются проблемы экономической безопасности с точки зрения повышения энергетической эффективности. К сожалению, автор

в своем докладе недостаточно уделил внимания этому очень важному аспекту. Здесь надо комплексно рассматривать, как об этом говорили Александр Семенович и Юрий Владимирович. Это не чисто экономический аспект, но и экологический, и социальный аспект, как правильно отмечал Юрий Владимирович, это влияние и на здоровье людей. Так что это целый комплекс проблем, решение которых может повлиять не только на энергетическую составляющую экономической безопасности, но и на всю национальную безопасность страны. А это уже очень серьезная угроза и об этом надо очень серьезно задуматься.

Несмотря на очень серьезные исследования, которые проводились в вашем очень уважаемом институте, как правильно отметил сегодня С.Я.Чернавский, именно рыночного характера, я не знаю, как остальные, но мы с Сергеем Яковлевичем не почувствовали. Как можно рассматривать экономические проблемы энергетической безопасности без соотношения спроса и предложения. Хотя занимаются этими вопросами в целом ряде институтов, в том числе в Институте проблем рынка, есть модели эластичности спроса по ценам и по доходам. У вас этого нет. Вы предлагаете модели, а как правильно заметила Л.Д.Уткина, какова достоверность. Достоверность этой информации, которую вы используете в своих исследованиях, мы, к сожалению, не почувствовали.

Хотелось бы подчеркнуть, что эта проблема № 1, но представьте, что если всю энергетическую систему вывести из строя, как может развиваться экономика, да и не только экономика, но и производственная сфера? Никак не может. Поэтому вывод Саяно-Шушенской ГЭС очень серьезно повлиял на развитие экономики региона. Я уже не говорю о том, что Российская Федерация (зоны Севера) составляют примерно 70%. Как вы правильно сказали, надо учитывать эти особенности энергопотребления именно в северных регионах, потому что здесь присутствует целая система факторов, которые влияют на энергосбережение, энергоэффективность. Вы на это правильно указали, но, видимо, пока еще не провели серьезных исследований.

Я хочу сказать, что в целом доклад был интересный не только с теоретической, но и с практической точки зрения. У меня есть пожелание, чтобы авторы продолжили свои исследования по этой актуальной проблеме.

Благодарю за внимание.

#### ***В.М. ЧЕРЕПАНОВ – ИМЭИ***

Хочу поддержать. Действительно, мне представляется, что проблема актуальна и хотел бы встать все-таки на позицию автора, представившего соответствующий доклад. Почему? На мой вопрос по поводу амортизации был правильный ответ: Саяно-Шушенская ГЭС не есть проблема амортизации. Что такое амортизация? Мы сейчас на самом деле толком

даже не знаем. То ли это экономический показатель, как было в советское время, то ли это бухгалтерский показатель, как сейчас, соответствующий налоговому кодексу, то ли что-то еще, как выходит за балансовые счета. Тем не менее, косвенная вещь, связанная с износом, а износ это есть накопленная сумма амортизации, у вас фигурирует в числе первых показателей. Здесь есть масса соответствующих проблем.

Хотел бы упомянуть такую чрезвычайную ситуацию, которая связана была с электроэнергетикой. Здесь в Москве в мае 2005 года была т.н. Чагинская авария. Я немножко ее позанимался в таком аспекте. Попытался не с точки зрения технической, а с экономической точки зрения. В ночь перед аварией что-то произошло. Хватило буквально 100 тыс. рублей, чтобы залатать дыры, выйти в ночную смену. А дальше начались всеерные проблемы, которые, а я немножко отследил в течение полугода, потом года, а потом трех лет, когда Чубайс и Лужков помирились, вроде бы. По крайней мере, средства массовой информации это дело продемонстрировали. Фигурировали 20, 40 млрд. рублей, потому что нужно было увеличить электрические мощности. Нужно еще отслеживать сопряженные проводящие системы, а там тоже есть соответствующий износ.

Кроме того, есть нюанс опять же на примере Чагинской аварии. Авария, по существу, произошла из-за рыночного потребителя – нефтеперерабатывающего завода. Для рынка важен и покупатель, и поставщик. Поскольку распределительная станция не является производителем, она держится за каждого потребителя, особенно выгодного. А есть выгодные, а есть – невыгодные. Чагинцы до последнего ампера боролись за то, чтобы не отключать нефтеперерабатывающий завод. Это привело в конечном итоге к целой веренице – в Очаково и т.д.

Есть масса недостатков, не хочу сейчас о них упоминать. Доклад справедливо критиковали в определенной части. Начинать надо все-таки с элементов технического состояния, с элементов технического взгляда на те потребности. Не безразлично – рубль, два, мне важно киловатты. Этот взгляд, мне кажется, в такой плоскости позволил мне по-новому взглянуть. Применение математических методов (сам этим делом занимался и знаю все издержки и каверзы этих вещей). Вы аккуратно от них отмежевались.

С другой стороны, вы попытались найти труднейший интегральный показатель, потому что ни в математических, ни в программистских методах не существует научно-обоснованного метода, как объединить «ужа и трепетную лань». Нет таких вещей, и надо приходиться к каким-то консенсусам через объявление некоторых объективных вещей, на которых вы стоите. Вы их объявили. Честь и хвала вам.

Считаю, что работа на актуальную тему. С учетом всех замечаний, посоветовал бы продолжить. По крайней мере, услышать в следующий раз, что было до Саяно-Шушенской ГЭС, что было после.

Спасибо.

***Р.В. МОРГУНОВ – ИИП РАН***

Хотелось бы обобщенно сказать, что проблемой энергетической безопасности в последние годы тоже занимался. Основное, что увидел, у вас вообще нет четкого определения, с которым бы специалисты согласились, что такое энергетическая безопасность. В принципе исследования в этой области, с моей точки зрения, как раз и являются наиболее актуальными: определение энергетической безопасности, предмет, объект. Может быть, опять же я ошибаюсь. Скажем, а стоит ли учитывать экологию (коллеги говорили об этом), это относится к экологической безопасности или к энергетической?

В принципе я бы хотел остановиться пока на этом. С моей точки зрения, основной проблемой на ближайшее рассмотрение – это сами определения – предмет, объекты и сущность, как энергетическая категория.

Спасибо за внимание.

***С.А. СУББОТИН – НИЦ «Курчатовский институт»***

Проблемой безопасности мы занимались вместе с Николаем Ивановичем в комиссии. Эти определения я выучил когда-то наизусть. Помню первое определение, что такое безопасность, потом национальная безопасность. Я там помню приоритет угроз: сначала экономические угрозы, потом оборона, и на последнем месте стоит продовольствие, а перед ней – энергетическая. Сейчас мы понимаем, что сначала остается продовольствие, потом энергетика. Когда мы говорим: система энергетики, система экономических показателей – это всегда упрощение. Мы просто задачу разбиваем на системы и подсистемы. Что такое система? Это набор каких-то элементов, который мы скомпоновали. И вдруг он начинает себя вести непредсказуемо, начинает генерировать какие-то не нужные нам вещи. В этом плане, когда мы говорим об энергетической безопасности, что мне вспоминается – наш ядерный объект. У нас есть пределы и условия эксплуатации, предположим. Там есть аварийный сигнал, есть предельный сигнал, при котором оператор отключается и падает аварийная защита. Вы видите все равно, что что-то происходит. Смею вас заверить, это что-то произойдет. Считаю, это прекрасная работа, но это только часть. Нужно еще бесконечное множество работ. Что такое безопасность в ядерной энергетике? 9 Международных конвенций, которые мы подписали, 31 указ Президента, 41 Постановление правительства и 104 регламентирующих документа. Упомнить нельзя, и все равно что-то происходит.

Что здесь происходит? Более менее возникает какой-то механизм, который позволяет следить за какими-то индикаторами и системами, в частности, энергетики. Дальше должна быть система управления защитой, как у нас, в энергетике. Это 2/3 стоимости объекта, как минимум.

Все равно не успеваем поймать. Где тот механизм, который позволял бы нам организовывать механизмы управления, который позволял бы нам выполнить эти необходимые требования. Действительно, правильно говорите, зачем нам нужна энергетика, нужно, чтобы была экономика. Развитие экономики рассматривается как аварийный процесс. Мы же понимаем, что развитость – это кто быстрее съест то, что кончается. Маразм полный. Где те установки в экономике, где тот механизм, который нам позволит безопасно развиваться. Как я помню, определение в энергетической безопасности, есть последний раздел – форс-мажорные обстоятельства. Нам бы выжить. И вот вопрос стоит так: эту систему предусматриваем, как тогда в Новгородской области – не предусматриваем. Мы живем и надеемся на господ бога. Я был как-то в Институте микроэкономики на семинаре: после Чернобыльской аварии я подошел, сказал: батюшка, помогите нам с безопасностью. Он говорит: нет проблем безопасности, есть проблема спасения. В гербе МЧС нет безопасности, там есть предупреждение, защита, спасение. Да, мы придумали систему безопасности. Мы понимаем, что это эфирное. Я даже не могу себе представить, что такое безопасность, как и не могу представить экономику. И мы попали с вами в ту интересную область, когда мы играем в какие-то игрушки. Они бесполезные, они очень полезные. Мы только учимся еще решать проблему. В 1999 году появился сборник трудов по минимуму затрат на выживание, какая-то швейцарская школа. Мне сказали, что это – причуды богатых. Мы сейчас входим примерно в ту ситуацию, когда у нас действительно встает серьезная проблема. Те органы государственного управления, которые раньше были, на основе прошлого опыта, развиты подо что-то – национальная безопасность, развитие экономики, нужно прямо сказать, они абсолютно не справляются с решением проблем продовольственной и энергетической безопасности, у них цель другая. Когда эти органы появятся, может быть, и появится возможность правильно поставить задачу о необходимости и этой работы, и разных моделей, и разных институтов. И только после этого можно надеяться на решение своевременно этой проблемы.

Работа мне очень понравилась, я с удовольствием все это выслушал. Природа не цифруемая, мы все цифры упрощаем. У нас нет другого выбора, мы пользуемся только моделями. Я считаю, что 400 индикаторов – это очень сложно, мы не переварим. У нас на станции примерно 30-40 индикаторов, за которыми мы следим, иногда все равно пропускаем, не успеваем. Мы с вами все время пытаемся свести технические риски, это важно, это все измеряемо. Над нами стоит еще такая система, неопределенность риска больше, чем у нас в энергетике. Как это все увязать? Я не первый раз в этой аудитории призываю надо объединить усилия. Отдельно взятые люди, какие бы решения они не делали, а общего решения не получается. Как объединиться, я не знаю.

### ***В.А. САЕНКО – ГУ ИЭС***

Я хотел бы сказать, что актуальность данного исследования совершенно не вызывает сомнений. Хотел бы напомнить вам, что в конце прошлого года было специальное заседание Совета безопасности. Один из слайдов видели здесь. По результатам этого совещания было дано очень много поручений. Из них три поручения непосредственно касаются сегодняшнего вопроса.

Первое поручение. В мае этого года уже подготовить методику региональной энергетической безопасности.

Второе поручение. До конца ноября правительству подготовить доктрину энергетической безопасности страны.

Третье поручение. Осуществлять мониторинг энергетической безопасности и делать соответствующий доклад и в правительстве, и в Совете безопасности.

Как вы понимаете, эти вопросы абсолютно востребованы, там есть поручения как министерствам и ведомствам, так и Российской академии наук. Там во многих пунктах, по крайней мере, в двух из трех, есть соответствующее поручение Российской Академии наук.

Поэтому данное исследование я приветствую, оно необходимо. Естественно, это исследование возникло не на пустом месте. Еще в конце 1990-х годов была подготовлена первая редакция доктрины энергобезопасности, которая была утверждена Научным советом Совета безопасности России. Так что какая-то версия его существует. Ежегодно, будучи работником Минэнерго, мы готовили доклад о состоянии региональной энергетической безопасности и докладывали этот вопрос. Поэтому нельзя сказать, что ничего в этом плане не делалось. Эта работа, по крайней мере, в течение последних 15 лет проводилась. Здесь участвовали как Российская Академия наук, ее институты, прежде всего Институт систем энергетики имени Мелентьева, Институт экономики Уральского отделения Академии наук, а также отраслевые институты, институты Минэнерго, Газпром и т.д.

Какие, на мой взгляд, замечания к сегодняшнему докладу?

Думаю, можно спорить о компетенции энергетической безопасности. Наверное, это требует разграничения в документах, о которых я сказал. Это будет сделано. Но показалось, что не нужно было сегодня излишне демонстрировать эти расчеты несколько абстрактно, которые оторваны от состояния экономики страны. Эти исследования можно было бы сделать на абсолютно реальной информационной базе. И совершенно не получились бы эти страшилки, как получились с нефтяной промышленностью, когда мы скатимся на 350 млн. тонн добычи нефти и т.д. Эти страшилки я уже 15 раз слышу. На самом деле, все происходит совершенно по другим сценариям. Это говорит о том, что мы работаем на не-

достоверной информации. Мы не осуществляем реального прогнозирования. Мне кажется, это очень важный вопрос.

И третье, наиболее важное для сегодняшней аудитории, мы – институт, который будет принимать участие в этих вещах, и, наверное, какие-то сводные функции выполнять, очень ждем от Российской Академии наук конкретных предложений к документам, о которых я сказал. Есть разные точки зрения, и позиция Российской академии наук ведущая или одна из самых важных. Хотя, как у нас слушают ученых, мы прекрасно понимаем. Тем не менее, это абсолютно необходимо. Поэтому на каком-то этапе мы постараемся привлечь и учесть эти мнения.

Спасибо.

***А.С. НЕКРАСОВ, председатель***

Сергей Михайлович, вы сделали очень жесткое выступление, когда сказали, что вы рассчитывали на 3% роста ВВП и больше этого энергетика не выдержит. На прошлой неделе было заседание секции экономики, на которой была доложена одна из работ нашего института, показывавшая, что если в стране сегодня будет только 3%, то, по сути дела, страна будет идти к сворачиванию и затуханию. Нужно 6-8%. Я сейчас не привожу тех обоснований, которые там назывались. То сочетание, о котором вы сказали – 3%. А если нужно 6-8%, а вы говорите, что энергетика не позволяет. Но я не слышал в вашем докладе: а какая база, что у нас есть в машиностроении, в металлургии, в строительстве, которая обеспечивает потребности энергетика? Она в состоянии, или мы должны, как сейчас, большую часть средств, которые мы получаем за рубежом, продавая туда наши ресурсы, тратить на покупку продуктов? Нам что, придется тратить и на закупку энергооборудования за рубежом? То есть возникают такие циклы, которые прямо влияют на вопросы безопасности.

Второй вопрос, о котором можно говорить. Мы все слышали несколько ссылок на аварию на Саянке, на подстанции Чагино. Откуда все это произошло? Это же следствие уровня специалистов в целом и того технического обслуживания на сегодняшний день. Если брать Саянскую станцию, то нужно знать, что она вся построена к праздникам: к 1 мая, 7 ноября, к Новому году, к 8 марта. Для того чтобы бетон схватился, в него было добавлено немного соли. А потом эта соль оттуда вымылась и в результате? Есть фильм о том, что творилось на этой станции, как ее заливали. Это страшное дело. До сих пор на этой станции не решен вопрос с «зубом», в который плотина упирается, потому что он «поехал». То, что произошло, почему не могли остановить этот водопад? Потому что всю электрику сделали зависимой. Отключилась электрика, надо было, чтобы человек пробежал 280 метров по ступенькам, и ручным способом закрывал сандоры на входе водовода. То есть целый ряд вещей был допущен из-за низкого качества подготовки.

Вы упомянули Чагинскую аварию. Я должен вам сказать, что в 1949 г. в Москве была серьезная авария. Она произошла из-за одновременного и полного повреждения московской энергосистемы. Самолет садился, выпустил шасси, зацепился за линию электропередач, порвал провода. Одновременно в этот же момент произошел взрыв одного из полевых котлов на электростанции. Наложение этих двух аварий остановило энергосистему. Она была восстановлена меньше, чем за 4 часа. Сколько времени восстанавливалась авария в Чагино? По крайней мере, сутки, чтобы восстановили не само Чаги, а систему. Это вопрос кадров, вопрос их подготовки, который сегодня не учитывается. Когда мы говорим о безопасности, грош ей цена, если этот фактор не учитывается. Василий Васильевич провел исследование о том, что из себя представляют топ-менеджеры РАО ЕЭС. Там кого угодно можно было найти, но почти не было специалистов-энергетиков. Этот вопрос является чрезвычайно острым, особенно в условиях, когда у вас создаются определенные дефицитные состояния. Надо это все обязательно учитывать.

Из-за того, что у нас на каждую электростанцию поставляется уголь своего месторождения, а не стандартизованный уголь, она является привязанной к этому месторождению. А это полный монополизм. Хозяин этого месторождения может проделать с той или иной электростанцией все, что захочет. На экспорт идет хороший уголь. Он стандартизован, он обогащен, в соответствии с требованиями.

Когда я был студентом, мне эту проблему рассказывали мои учителя. Как видно, «воз и ныне там». Задумайтесь об этом. Поэтому вопрос безопасности – это не просто вопрос количества. Это вопрос качества, в широком смысле слова.

Доклад, который мы слышали, это большая работа, которая сделана сегодня. Думаю, что институт, который занимается в течение многих лет этой проблемой, и уже более широкой тематикой, чем Ю.Н.Руденко, заслуживает только положительной оценки при всех тех проблемах, которые существуют и которые еще преодолевать и преодолевать.

Поблагодарим докладчика за интересный доклад.

Компьютерный набор и верстка  
оригинал-макета выполнены в  
Институте народнохозяйственного прогнозирования РАН

Формат 60x90/16  
Объем 5,5 п.л.  
Тираж 100 экз.