

ФЕДЕРАЛЬНАЯ

ИНФРАСТРУКТУРА И ЭКОНОМИКА

www.kmln.ru

№ 38 март - май 2013

строительство • транспорт • энергетика • промышленность • связь



Энергетика России
в XXI веке

СОДЕРЖАНИЕ

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ: ВЗГЛЯД ИЗ РОССИИ	4
СТРАТЕГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ: ОПТИМИЗАЦИЯ МОДЕЛИ РЫНКА, ИНВЕСТИЦИИ	18
ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ РОССИИ: ДОГМА ИЛИ ИЗМЕНЯЮЩИЙСЯ ВЗГЛЯД НА ПЕРСПЕКТИВУ?	31
НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОМПЛЕКС РОССИИ: ИНВЕСТИЦИОННЫЕ АСПЕКТЫ МОДЕРНИЗАЦИИ	44
МОДЕРНИЗАЦИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ИНВЕСТИЦИИ И НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ	54
ДАЛЬНИЙ ВОСТОК: НОВЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ВОРОТА В АТР	64
МОДЕРНИЗАЦИЯ РЕГИОНАЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ: ЗА И ПРОТИВ	80
РЕГИОНАЛЬНАЯ ЭНЕРГЕТИКА. ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ КАК ЭФФЕКТИВНЫЙ БИЗНЕС 92	
ПЕРСПЕКТИВЫ ЭЛЕКТРОТРАНСПОРТА: СОЗДАНИЕ ЗАРЯДНОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ	106

Учредитель: ИП Комольцев А.В.

Адрес редакции: 198261 Санкт-Петербург,
ул. Бурцева, д. 13, кв. 62

Тел./факс (812) 910-6978, (495) 776-8190

Свидетельство о регистрации СМИ от 24.10.2006 г. ПИ
№ ФС77-25896, выдано Федеральной службой по над-
зору за соблюдением законодательства в сфере мас-
совых коммуникаций и охране культурного наследия
Издатель, главный редактор: предприниматель
Алексей КОМОЛЬЦЕВ
komolcev_av@rambler.ru

Бухгалтер: Олег НОГА

Корреспонденты: Ольга ЛОСКУТОВА, Сергей ВАСИЛЬЕВ

Дизайн: Лариса МИТРОФАНОВА

Расшифровка: Алина НЕИЗВЕСТНАЯ,

Александра ХОМУТКОВА

Редактор по рекламе: Ольга ФЕДОРОВА

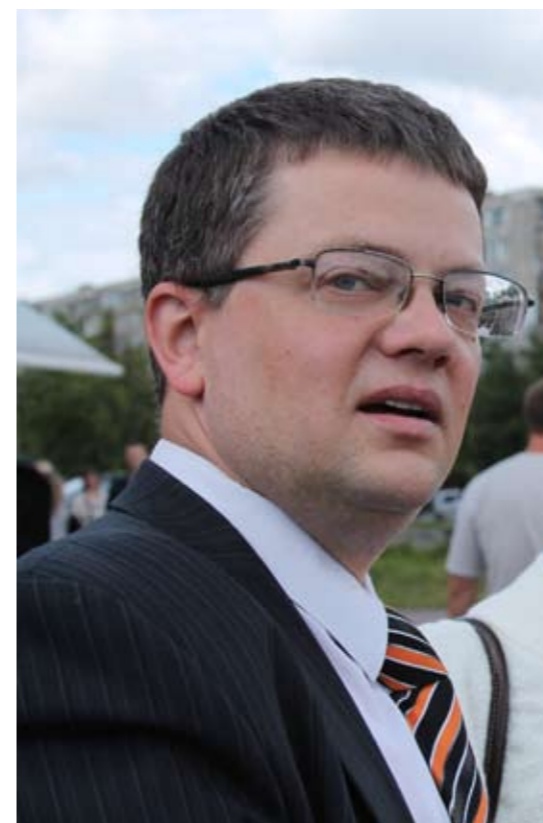
komolion@rambler.ru

Корректор: Мария ДОБРОВА

<http://www.kmln.ru>

Подписано в печать 27 мая 2013 г.
Публикации, сопровождаемые блоком адресной
информации, модули на обложках журнала, и
статьи, помеченные значком ●, публикуются
на правах рекламы.

Отпечатано в типографии
ООО «Цветпринт», г. Санкт-Петербург
Роменская ул., д. 10к
Установочный тираж 3000 экз.



С точки зрения редактора, форум «ТЭК России XXI века» является мероприятием, близким к абсолютному совершенству, вершине жанра: дискуссии мало того что интересны, а выступающие артистичны и по-ТЭКовски фактурны — так ещё и полные стенограммы дискуссий, вместе с фотоотчетом, опубликованы организаторами: чему мы рады несказанно, ибо экономим добрые полмесяца кропотливого труда по «расшифровкам» аудиозаписей: оно конечно дело привычное, но уж больно муторное, на пятнадцатый-то год работы. Собственно, 120 полос этого номера объясняются приятным наличием стенограмм.

Позволю отвлечься на приятное воспоминание, навеянное этим номером. Один из спикеров этого форума, не буду говорить кто, был одним из моих первых несомненных vip-собеседников в далёком 2000-м; то есть в один из первых самостоятельных выездов в Москву. Тогда же я выловил и первого в моей жизни министра, имевшего непосредственное отношение к теме. А время было суровое; мне на реформу достался почти безнадежный строительный «прайс», и я как раз собирал первый номер, который нужно было спасти от уже состоявшегося морального и денежного банкротства. Тогда каждый крупнокалиберный собеседник был на вес золота — ведь под него можно было вытаскивать рекламу, потому что больше аргументов за полумёртвый журнал не было. Отлично помню, какие вопли после моей попытки согласовать «интервью с министром», как гордо называл я свою добычу, поднял крутой пресс-секретарь с фамилией, кажется, Коготков, или Когтянский: мол, «знал бы, что у вас журнал на газетной бумаге — близко бы к министру не подпустил». Ну да, где нам, бедным питерским провинциалам, чай пить: но я после той абсолютно незаслуженной выволочки как-то рефлекторно держался от темы энергетики и ЖКХ подальше... и вот, пожалуй, только теперь вижу — что тема ТЭК, инфраструктурная до последней черточки, очень даже интересная. Так что постараюсь выбраться на новый «ТЭК-21» в следующем году, и как в юности, буду путаться под ногами энергичных випов и задавать вопросы. Уже не обращая внимания на мнение пресс-секретарей. Тем более что сам я теперь одной ногой пресс-секретарь, и знаю, что быть вежливым и уважительным гораздо проще, чем иногда кажется. А господину Коготкову, или как его там, желаю вечно мучаться от скуки.

Приятного чтения! Обращаю внимание на последний материал номера — статью про инфраструктуру электромобильного транспорта. Лично я читал, точнее редактировал и готовил к печати, как приключенческий роман.

Оставайтесь с нами, будет интересно.

С уважением Алексей Комольцев.

Прогнозирование мировой энергетики: взгляд из России

Модератор: А.А. Макаров. В прошлом году Институт энергетических исследований РАН и Российское энергоагентство представляли прогноз до 2035-го г. Им пользовались, на него ссылались, из него выдергивали слайды Министерство энергетики России на различных выступлениях и встречах, сессиях, «Газпром». Он был обсужден в Международном энергетическом агентстве, в Департаменте энергетики США, на многих международных форумах. Он дал основу для установления живых контактов, еще более тесных, чем они были до того. Живых контактов российских экспертов с ключевыми экспертами международного сообщества. Прогноз 2013-го г. – это исследовательская работа того же Института энергетических исследований и Аналитического центра при Правительстве России.

Какие цели ставились в этом прогнозе? Фокусом было исследование влияния технологических прорывов, ожидаемых в энергетике или около энергетики (энергетике в широком смысле слова), на перспективы, на конъюнктуру энергетических рынков. Это не те привычные прогнозы развития мировой энергетики, которые уже 30 лет разрабатываются, со времен Международного института системных исследований, даже уже 40 лет разрабатываются для того, чтобы просто увидеть, куда пойдет производство энергоресурсов, как переместится потребление, как это все расположится по видам энергоресурсов и по территории.

Речь идет о гораздо более сложной задаче – о задаче включения, вникания в те экономические изменения, институциональные экономические изменения, изменения позиции игроков, которые будут происходить на мировых энергетических рынках. Причем речь идет о рынках углеводородов: нефти и газа. Конечно, прогноз рассматривает весь топливно-энергетический баланс. Он сводит балансы электроэнергии и соответствующего обеспечения энергетики энергоресурсами, балансы угля, и так далее. Но дело не в них. Хотя, повторяю, они являются естественным результатом работы. А дело в том, как изменится конъюнктура рынка. И изменится она...

Базовый прогноз делается под один сценарий развития экономики, но с этим фокусом на рынке.

Это первый раздел нашей презентации. Второй раздел – это раскочка полученных в базовом сценарии результатов под действием самых разных (там около 10 фокусов) ожидаемых технологических прорывов в развитии энергетики. И третий раздел прогноза – это то, как все это аукнется на Россию. Если в прошлом прогнозе до 2035-го г., по сути, был выполнен отдельный прогноз мира, отдельно было представлено, что мы при этом думаем о России, как мы видим Россию, то здесь, в настоящей работе произошло слияние, интеграция этих прогнозов. Полезным для России результатом этого прогноза мы видим, прежде всего, то, каковы последствия для энергетики, а, как оказалось, и экономики России от тех изменений на мировых энергетических рынках, которые ожидаются в связи с видимыми сейчас технологическими прорывами.

Как представитель Академии наук, естественно, я должен начать с методики выполнения этой работы. Это довольно сложная методология. Мы, прежде всего, отталкиваемся от долгосрочных тенденций, если не сказать закономерностей развития мировой энергетики. В материале, который сейчас

уже вывешен на сайте Института, будут представлены как бы три картинки трендов. Не трендов, а ретроспективы. Одна из них — с перспективой до 2040-го г. Ретроспективы мировой энергетики за 150 предшествующих лет, с 1860-го г.

Мы практически уверены (хотя излагаем это в форме гипотезы), что сейчас, после трех этапов развития мировой энергетики, каждый из которых сокращался по времени (70 лет, 50 лет, 30 лет), каждый из которых замедлялся в темпах роста спроса мировой энергетики, и каждый следующий характеризовался удвоением мировых цен нефти – вот после этого мы ожидаем сейчас... Мы считаем, что мы столкнулись с четвертым этапом, и рассматриваем его особенности исходя из того, как происходили соответствующие процессы в ретроспективе.

И этот же 150-летний отрезок времени, даже более длительный, оснащен нами демонстрацией тех технических революций, которые произошли в этот период, и тех технологических прорывов, аналоги которых мы видим в перспективе. Но это гносеологическая основа нашей методологии. Нашим инструментарием является сложный комплекс математических моделей, оптимизационных моделей, которые описывают эволюцию рынков.

Что такое эволюция рынков? Скажем, на рынке газа рассматривается 170 с лишним узлов газопотребления. В модели рассматриваются 780 (округляю) районов и месторождений нефти и газа, и 500 районов и месторождений газа. Рассматриваются соответствующие газопроводные связи, перевозки, морские, в том числе, сжиженного природного газа. Модель исходит из того, что прогноз энергопотребления делается по сложной схеме, где сочетается прогноз, сделанный на демографической основе, на основе численности населения, с прогнозом, который делается на экономической основе, то есть на основе динамики валового внутреннего продукта.

Результаты тех исследований рынка, о которых я говорю, представляются именно как веер возможных, получаемых в результате расчетов эволюций, веер динамики цен нефти, цен газа, цен угля на основных энергетических рынках. Обсуждается также и то, как меняется потенциальное влияние игроков на этом рынке. В общем, я сделал все, что мог, для того чтобы вас заинтересовать. А сейчас передаю слово Татьяне Алексеевне Митровой для продолжения и углубления сказанного.

— Т.А. Митрова. Я буду проходить по нашей презентации достаточно быстро, потому что очень хочется все рассказать, а все рассказать даже за час невозможно. Где-то мы будем пролистывать, просто чтобы вас заинтересовать. Повторю, как сказал Алексей Александрович, сейчас прогноз уже будет вывешен и на сайте Института энергетических исследований, и на сайте Аналитического центра при Правительстве РФ.

А теперь к делу. Начнем с мировой энергетики. Прежде всего, я хотела бы показать наши основные выводы, а затем объяснить, как мы вообще до них дошли. Мы говорим о снижении прогнозируемых темпов роста экономики и энергопотребления по сравнению с тем, что наблюдалось в последние 30 лет. При этом заметно растет доля развивающихся стран. Мы говорим об однозначном сохранении доминирования ископаемых видов топлива на перспективу до 2040-го г. И вы видите, доля газа и доля нефти практически не меняется. Значительную роль в этом играет развитие технологий сланцевой нефти — и газодобычи, которые фактически расширили ресурсную базу и отодвинули на неопределенное время ожидаемый момент истощения коммерчески привлекательных запасов.

Причем мы достаточно широко раскочивали наш прогноз: и полный успех, бурное революционное шествие, и практически

полный провал сланцевых технологий. Во всех сценариях мы видим, что в силу фундаментальных факторов долгосрочные балансовые цены на нефть (не текущие колебания, а долгосрочный тренд) не выйдут из диапазона \$100-130 за баррель, что было для нас самих достаточно интересным и, я бы сказала, неожиданным результатом. При сохранении хорошей корреляции с ними цен газа. При этом усиливается и на рынке газа, и на рынке нефти, что особенно удивительно, регионализация рынков с разделением цен. Это тоже было достаточно неожиданно.

И то, что, наверное, всем газоведам будет приятно услышать. Наиболее существенный прирост абсолютных объемов потребления и доли в первичном энергопотреблении обеспечит газ. Ближайшие 30 лет – это такая эра газа. Но при этом, как мы покажем, у России есть риск упустить такую замечательную представляющуюся возможность.

— А теперь давайте рассмотрим более детально. Сначала я бы хотела попросить Леонида Марковича Григорьева, главного консультанта Аналитического центра при Правительстве РФ, рассказать о предпосылках, которые мы заложили в наш прогноз энергопотребления. Естественно, все начинается с людей – с населения, с демографии.

— Л.М. Григорьев. Основное, о чем меня вчера уже начали спрашивать, с запасом – это в чем разница между нынешним прогнозом по мировой экономике и прошлогодним, что в основе. Помимо того, что прошлый год прогноз был до 2035-го г., а нынешний – до 2040-го г., на самом деле, две вещи произошли за этот год, которые надо было учесть в сценариях. Два изменения. Одно, общепонятное – это Еврoзона не вышла из депрессии. Когда мы в прошлом году прикидывали, в 2012-м, рост ВВП был ноль, оказался – минус 0,5%. Вроде разница небольшая. Но с учетом истории с Кипром, мы уже понимаем, что Европа будет выходить из кризиса медленнее, и это начнет влиять на долгосрочные процессы.

Второй фактор – это, разумеется, Китай. Мы дождались, наконец, 18-го съезда КПК, он принял определенные решения. И тоже их некоторая условность: минимальный темп роста будет не 8%, а 7,5%. Но они действительно вроде бы начинают перестройку характера темпа роста. В прошлом году впервые в истории Китая за какой-то обозримый период сократилась численность трудовых ресурсов. Население еще немножко выросло, но оно стареет.

Больше того, с одной стороны, мы закладываем традиционные прогнозы, сделанные на базе – 1 ребенок. С другой стороны, вроде

Мы широко раскочивали наш прогноз: и полный успех, бурное революционное шествие, и практически полный провал сланцевых технологий. Во всех сценариях мы видим, что в силу фундаментальных факторов долгосрочные балансовые цены на нефть (не текущие колебания, а долгосрочный тренд) не выйдут из диапазона \$100-130 за баррель, что было для нас самих достаточно интересным и, я бы сказала, неожиданным результатом. При сохранении хорошей корреляции с ними цен газа. При этом усиливается и на рынке газа, и на рынке нефти, что особенно удивительно, регионализация рынков с разделением цен. Это тоже было достаточно неожиданно.





бы после съезда пресса пишет, что зашаталась власть всесильной Комиссии по планированию семьи. И там идет бешеная критика внутри страны, которую мы здесь не чувствуем. Они могут отойти от очень жесткой политики одного ребенка, потому что ощущение, что рядом вырастает огромная Индия, видимо, им тоже доставляет психологический дискомфорт в стране. Да и потом, люди все-таки хотят детей. Короче говоря, не все понятно с Китаем. Но мы начинаем учитывать эти факторы.

Еще два соображения по характеру ожидаемого экономического роста до 2040-го г. Одно – это то, что мы смотрим долгосрочно, мы не рисуем траекторию выхода туда в прогнозе. Это очень сложно. Таких моделей, чтобы рисовали еще и дорогу к этой точке, в природе нет. Это уже за пределами статистики. И дело не в моделировании. Смоделировать можно, но люди меняют свое поведение.

Что точно понятно? Что, конечно, на этом пути будут два-три кризиса. И не только в развитых странах. По мере завершения индустриализации и снижения темпов роста в развивающихся странах появятся, естественно, какие-то кризисные явления и в экономике развивающихся стран, которые сейчас идут на тренде. Уже был азиатский кризис, когда рухнули эти «тигры» в 1998-м г. Что-то будет происходить, не обязательно катастрофическое. Но мы внутренне это учитываем.

В то же время, мы не рисовали никаких катастрофических сценариев. Это важный момент. В энергетике, как ни парадоксально, в этом плане проще. Большие кризисы меняют технологические уклады. Причем не все кризисы влияют на структуру производства, но большие и особенно длительные кризисы влияют. Поэтому практически мы исходим из того, что направления технического прогресса

в энергетике более-менее уже определяют или даже определились.

В экономике немножко сложнее. Но пятiletний кризис, когда до сих пор в большинстве ведущих стран развитого мира промышленное производство не вышло, только выходит в 2012-2013 гг. на предкризисный уровень... Конечно, меняется характер экономического роста. Во время таких длительных кризисов что происходит? Изменяется смысл капиталовложений. Вместо вложений в мощности под рост, под выпуск, они переходят, естественно, на снижение издержек, на повышение эффективности, на поиск ниш для развития.

Поэтому мир меняется, и в энергетике это более заметно, чем в других областях. Но с другой стороны, мы понимаем, что это комплексные явления. Поэтому внутри прогноза стоит достаточно много таких соображений. Демография. Прогнозы по демографии брались национальные. Мы не можем взять и построить еще и демографическую модель мира – что-то надо оставить людям. Мы не стремимся к созданию безработицы у демографов. Но надо понимать, что есть некоторые вещи, которые не под силу демографам и, вообще говоря, относятся к социологам.

С точки зрения будущего развития становится важным не только и не столько параметр (кстати, и для энергетике) роста населения: второй демографический переход в развивающихся странах, когда упадут темпы, выходим мы на 9 млрд. человек к 2040-му г., видимо, это потолок нормального развития для Земли... Но какова доля среднего класса? Мы понимаем, что, так или иначе, автомобили, кондиционеры и джакузи – это все-таки часть населения. И изменение структуры населения, имущественного и доходного – это будет следующий фокус развития, я думаю.

Уже появились работы в этой области, мы уже начали туда смотреть.

Теперь по внутренним делам. Рост населения остается в Азии и, прежде всего, в Африке, если брать в процентах. И туда, может, будет сдвигаться часть трудоемких производств по мере налаживания нормальных институтов. По объективным ограничениям роста. Конечно, возникает вопрос о ресурсах. Но эта тема лежит, конечно, вне фокуса прогноза, потому что изменился характер мировых конференций даже по энергетике.

Те конференции, которые в прошлые годы были посвящены угрозе нестабильности в области снабжения энергетикой, вдруг в последний примерно год, я бы сказал, с 2012-го г., по мере того, как исчезла явная угроза физической нехватки энергоресурсов в связи со сланцевой нефтью и газом, они стали трансформироваться в конференции по ресурсам: металлам, продовольствию... Как история с редкоземельными металлами. Таким образом, мы выходим в другую фазу обсуждения мировых прогнозов. Колоссальные сдвиги в сторону Азии, соответствующее влияние на энергетические прогнозы. Мне легче ответить на вопросы, потому что общий бэкграунд понятен.

Последнее определение, на чем стоит экономическая часть прогноза. Я долго искал вчера термин и, наконец, придумал: это умеренный неоптимистический прогноз роста. Неоптимистический, но умеренный. То есть, у нас тут нет катастрофических вариантов. Мы можем их сделать, как говорится, за пивом – сколько хочешь. Но, во-первых, мы не хотим пугать человечество. А во-вторых, более важно, нельзя все время строить национальные энергетические планы под радужные ожидания всеобщего роста, всеобщего роста потребления энергоресурсов, которыми мы будем снабжать по очень высоким ценам. Надо смотреть все-таки ближе к нижней части вероятного экономического роста. Надо закладывать на неопределенности и исходить из умеренных темпов роста в обозримом будущем.

— **Т.А. Митрова. Мы взяли умеренный неоптимистический сценарий экономики, и с учетом демографических прогнозов ООН, с учетом закономерностей, которые мы наблюдаем, мы видим, что потребление первичной энергии в мире к 2040-му г. увеличится на 40%.**

На самом деле, обращаю ваше внимание, что в большинстве прогнозов 40% увеличения обещали когда-то к 2030-му, потом к 2035-му г. Вот это замедление, о котором мы говорили. Это медленнее, чем происходил рост энергопотребления в последние 30 лет.

И вы видите, весь рост – это развивающиеся страны. Развитые страны практически всё, они стабилизировались, где-то даже начинают снижаться. Мы разделили страны на 4 группы. У нас сквозь весь прогноз идет это деление: США, прочие развитые страны, кроме США, Китай, прочие развивающиеся страны, кроме Китая. У этих четырех групп есть свои особенности.

Китай сохранит абсолютные приросты, но темпы снизятся. Остальные развивающиеся страны увеличат абсолютный прирост, тоже замедляя темпы. И они обеспечат 60% прироста мирового первичного энергопотребления. Вот где будут основные дополнительные рынки сбыта энергоресурсов.

При самых разнообразных сценариях на эту перспективу до 2040-го г. сохраняется и доминирование ископаемых видов топлива. Что особенно интересно, самые высокие темпы роста показывают возобновляемые источники. Это уже привычно звучит. Но по абсолютным объемам прироста, как вы видите на правом графике, самое большое расширение и своей доли, и объемов потребления будет показывать природный газ. В абсолютных объемах он лидирует, обгоняя всех, что тоже достаточно интересный и достаточно показательный для нас результат.

Мы смотрели отдельно, конечно, электроэнергетику. И мы видим, что 84% прироста производства электроэнергии – это, опять же, развивающиеся страны. Практически весь рост идет в развивающихся странах. Вот так сейчас будет идти развитие.

При этом, опять же, газ обеспечивает наибольший прирост производства электроэнергии. Быстро будет расти использование неуглеродных энергоресурсов. Они обеспечат более 40% прироста. Это высокие темпы. Но по абсолютным объемам газ, безусловно, лидирует в электроэнергетике.

Международная торговля. Здесь мы ее смотрим в аспекте всей первичной энергии. Самый главный фактор, меняющий картину даже по сравнению с предыдущим годом – это растущее самообеспечение Северной Америки, причем, не только по газу, но и по нефти. И это экспорт не только газа, но и нефти, и угля. Соединенные Штаты становятся нетто-экспортерами всего. Достаточно неожиданный поворот.

Европа вполне ожидаемо и традиционно увеличивает свой импорт энергоресурсов. Однако если посмотреть на их состав, то при снижении спроса на нефть рост будет идти только за счет импорта газа. А развивающиеся страны Азии наращивают все большими темпами. Опять же, важный вывод, где рынки, куда вообще смотреть.

И в заключение этой части по первичному энергопотреблению – этот слайд без комментариев, просто как информация для размышления. Что бы ни предпринималось, эмиссия CO2 будет расти, и практически весь рост приходится на развивающиеся страны. И даже определенное снижение выбросов в развитых странах, конечно, даже близко не в состоянии компенсировать тот прирост, который будут генерировать развивающиеся страны.

А теперь мне бы хотелось перейти уже к той части, о которой говорил Алексей Александрович. Вот эти общие вещи по первичному энергопотреблению достаточно традиционны, есть во всех прогнозах, и цифры там не радикально отличаются. На такой большой системе даже 1% — это огромная разница в абсолютных объемах. Поэтому у всех примерно получается что-то около этого.

Главная изюминка прогноза, как мне кажется – это именно анализ отдельных энергетических рынков. Причем чисто методологически мы пошли своим путем. Мы разделили

При самых разнообразных сценариях на эту перспективу до 2040-го г. сохраняется и доминирование ископаемых видов топлива. Что особенно интересно, самые высокие темпы роста показывают возобновляемые источники. Это уже привычно звучит. Но по абсолютным объемам прироста, как вы видите на правом графике, самое большое расширение и своей доли, и объемов потребления будет показывать природный газ. В абсолютных объемах он лидирует, обгоняя всех, что тоже достаточно интересный и достаточно показательный для нас результат.



эти рынки, эту типологию энергоресурсов. То есть, у нас есть рынок жидких топлив, рынок твердых топлив и рынок газовых топлив, газовый рынок. Безусловно, есть рынок ресурсов для производства электроэнергии, куда входят все они, плюс возобновляемые источники, ядерная энергия.

Но когда мы смотрим рынок во всей красе межтопливной конкуренции и взаимозамещения, на самом деле, раскрываются новые закономерности и новые тренды. Поэтому нам кажется, что сейчас, именно с усилением межтопливной конкуренции, более корректно смотреть в таком разделении рынки.

Давайте начнем, конечно, с рынка жидких углеводородов – он, наверное, самый интересный. Традиционно основной спрос сосредоточен в транспортном секторе. И здесь как бы две тенденции борются: с одной стороны, увеличивается число автомобилей, с другой стороны, те технологии, которые уже готовятся к внедрению на автотранспорте, позволяют снизить удельный расход топлива на 50% к 2040-му г.

Сейчас, за последние 10 лет, произошло снижение на 30%. Это огромные цифры, которые обычно недооцениваются. И это именно то, что стоит за снижением потребления жидких топлив в развитых странах. И дальше, вы видите, эта тенденция усиливается.

Еще одним драйвером роста спроса на жидкие виды топлива служит субсидирование. У нас в прошлом прогнозе была аналогичная карта – механизмы регулирования цен на нефтепродукты по странам мира. И это далеко не только развивающиеся страны. Видите, Канада, например, занимается тем же самым. И эта поддержка потребителей, субсидирование внутренних рынков, регу-

лирование цен на нефтепродукты на уровне ниже мировых, естественно, подстегивает дополнительный рост спроса. Особенно ярко это проявляется в таких добывающих регионах, как Ближний Восток, Африка. Там темпы роста очень высокие.

Если посмотреть на баланс этого рынка, мы видим, что, с одной стороны, идет большой прирост за счет развивающихся стран Азии. Они дают больше половины прироста за прогнозный период. С другой стороны, этот прирост компенсируется практически на две трети приростом предложения за счет самых разнообразных нетрадиционных жидких видов топлива. Причем здесь и разные виды нетрадиционной нефти (нефтеносные пески, сланцевая нефть), и топлива, которые в рынок жидких топлив входят, а к нефти не относятся: биотопливо, газ в жидкость, уголь в жидкость. Вот эти пока совсем по чуть-чуть, а биотопливо уже играет заметную роль. И дальше мы рассмотрим в отдельном фокусе перспективы развития отдельных компонентов.

Если посмотреть более детально динамику предложения жидких топлив, вы видите, что доля всех этих нетрадиционных источников к 2040-му г. доходит до четверти. Весь прирост и даже более того – частичная компенсация падения добычи традиционной нефти – идет за счет этих различных нетрадиционных ресурсов. Это, конечно, сильное изменение всей структуры рынка. И это, безусловно, окажет влияние на нефтяную отрасль.

Наиболее интересное развитие, интересная новость на этом рынке – это сланцевая нефть в США, за которой мы очень пристально наблюдали в прошедшем году. Вообще говоря, сам цикл подготовки этого прогноза 2013-го г. начался еще в августе, когда мы

провели несколько больших исследований по сланцевой нефти и по сланцевому газу. Я думаю, многие с ними ознакомились. Они висят у нас на сайте тоже.

И то, что мы видим – конечно, фантастический рост. Реалии все время оказываются выше прогнозов. Соединенные Штаты уже сейчас добывают порядка 100 млн. тонн сланцевой нефти, что никем не ожидалось. И мы видим, что к 2030-му г. в базовом сценарии США приблизятся по добыче нефтяных топлив к Саудовской Аравии.

Это полное изменение всей нефтяной картины мира. Те сценарии, которые еще в прошлом году мы и наши коллеги по всему миру смотрели как сланцевые сценарии, такие вот экзотические, сейчас уже становятся базовыми сценариями. Очень важный аспект – то, о чем говорил Алексей Александрович: очередной, новый этап развития энергетики. Мы это называем очередным ценовым переходом. Вы видите, что если посмотреть на ретроспективу, было несколько достаточно длительных этапов, когда цены нефти держались... Сначала, до 70-х гг. – это уровень \$10-20 за баррель, потом, с 70-х до нынешнего времени, до 2007-2008 гг. – это было \$45-55 за баррель. Следующий этап – это идет утроение цен, удвоение цен... Тут, на самом деле, утроение.

То, что мы видим сейчас, та планка, та полка, на которую мы выскочили... Мы, к счастью, не пошли на утроение цен. За счет этого дополнительного ресурса нетрадиционной нефти мы остановились на удвоении и сдвинули это возможное утроение цен за временной горизонт 2040-го г. Тоже несколько парадоксальный вывод, но, тем не менее, все наше моделирование его подтверждает, весь наш анализ. Мы действительно ведем очень тесный контакт, взаимодействие с ведущими международными экспертами. Есть согласие в этом пункте. На современной стадии развития цену нефти определяют все-таки фундаментальные факторы. Вы видите, что с переходом к ценообразованию на биржах, рыночные цены стали все больше и больше приближаться к этим идеальным балансовым ценам, классического баланса спроса и предложения, несмотря на влияние столь всеми нелюбимых и попрекаемых спекулятивных факторов. Весь анализ, который мы провели более чем по 500 месторождениям и группам месторождений... На самом деле, конечно, это была отдельная песня – сбор всей информации, ее верификация. Это огромный труд. Мы видим, что коммерчески доступной нефти достаточно для удовлетворения спроса.

В базовом сценарии к 2040-му г. мы прогнозируем увеличение объемов предложе-



ния на 1 млрд. тонн. Вот эти красные полочки, которые идут такими вкрапления по всей кривой предложения — это нетрадиционные источники. И они расширяют эту кривую предложения, делают ее более пологой и тем самым ограничивают рост цен. Спрос здесь отмечен, он зафиксирован достаточно четко. Еще одна вещь, о которой я упоминала – это расслоение, разделение региональных цен нефти. Сейчас, в последние годы, мы видим, именно под влиянием добычи сланцевой нефти в США происходит разделение WTI и Brent. И сохранение этой тенденции, как мы видим, будет вести к регионализации мирового нефтяного рынка, что тоже выглядит достаточно неожиданно в рамках теории глобализации. А эта регионализация, конечно, заметно усиливает все ценовые неопределенности. Поэтому наш прогноз мы даем достаточно широким диапазоном. И эта серая зона – это ценовой коридор. Это как раз учет этого разбега цен в рамках регионализации вокруг балансовой цены нефти, определяемой спросом и предложением.

С нефтепереработкой тоже достаточно интересный вывод. Растущий спрос полностью удовлетворяется растущими мощностями. Ни о каком дефиците нефтеперерабатывающих мощностей и речи не идет. Более того, рост нефтепереработки на Ближнем Востоке и в Азиатско-Тихоокеанском регионе приведет к недогрузке нефтеперерабатывающих мощностей в Европе, что нашим компаниям, наверное, тоже стоило бы иметь в виду. Основной импортер нефти, очевидно – это Азиатско-Тихоокеанский регион. Дальше у нас идет детальный анализ по наиболее интересным для России региональным рынкам. Мы выделили их три: Северная Америка,

Европа и Северо-Восточная Азия. Вы видите, Северная Америка может стать нетто-экспортером нефти уже после 2030-го г. США догоняют Саудовскую Аравию и начинают экспортировать нефть. Сценарий, еще пару лет назад казавшийся безумным. Сейчас он у нас базовый. Повторюсь, это не какая-то экзотика, это то, что мы видим по конкретным месторождениям и группам месторождений, как вполне коммерчески обоснованное.

Северо-Восточная Азия. Здесь, подчеркну, показаны балансы сырой нефти. Часть этой нефти пойдет на нефтепереработку, часть может быть дальше из этого региона экспортирована. Здесь, конечно, растущий импорт со всего мира. И баланс сырой нефти в Европе. Мы видим снижение загрузки европейских НПЗ. И только к концу периода они начнут как-то вылезать. Европе становится дешевле импортировать дешевые нефтепродукты с Ближнего Востока, а не сырую нефть, которую еще надо у себя на заводах переработать, что тоже имеет достаточно серьезные последствия для нас и для нашей стратегии на этом рынке.

Еще пару слов о ценах, потому что цены нефти — это всегда настолько животрепещущий и интересный вопрос. Вместе с Леонидом Марковичем, который... Аналитический центр рассчитал. Видите, синие точки – это расчетные цены с учетом бюджетов, на базе бюджетов нефтепроизводящих стран. Цены, необходимые им для сведения их бюджетов. Красненькие точки – это те цены, которые они заявляют официально в самых различных ситуациях. Видите, диапазон широкий. Но все равно понятно, что те страны, которые находятся в левой части графика, то есть основные экспортеры по объемам, в принципе,

Это полное изменение всей нефтяной картины мира. Те сценарии, которые еще в прошлом году мы и наши коллеги по всему миру смотрели как сланцевые сценарии, такие вот экзотические, сейчас уже становятся базовыми сценариями. Очень важный аспект – то, о чем говорил Алексей Александрович: очередной, новый этап развития энергетики. Мы это называем очередным ценовым переходом. Вы видите, что если посмотреть на ретроспективу, было несколько достаточно длительных этапов, когда цены нефти держались... Сначала, до 70-х гг. – это уровень \$10-20 за баррель, потом, с 70-х до нынешнего времени, до 2007-2008 гг. – это было \$45-55 за баррель. Следующий этап – это идет утроение цен, удвоение цен... Тут, на самом деле, утроение.





достаточно хорошо себя чувствуют при прогнозируемых балансовых ценах. В то время, как та часть, которая находится справа, из этого коридора уже вылезает и, соответственно, будет иметь серьезные проблемы. Россия находится посерединке.

Это расслоение внутри членов ОПЕК показывает потенциальную нестабильность и возможную несогласованность действий членов организации. При таких ценах они разделяются на две группы с разными интересами. И еще одно достаточно парадоксальное открытие, которое мы сделали, просчитав это все на моделях, посмотрев детально их свободные мощности, и что ОПЕК может делать на мировом рынке. В прогнозном периоде, в отличие от того, что наблюдалось 20-30 лет назад, рыночная власть ОПЕК очень ограничена. Наши ребята детально смотрели сами прогнозы ОПЕК. ОПЕК это прекрасно понимает. И те сценарии, которые они постоянно, из года в год просчитывают, учитывали и нетрадиционную нефть, и возможное замедление спроса. То есть, они были готовы к такому изменению рынка. Именно поэтому они развивали всю нефтепереработку. И фактически сейчас они уже подготовились к такому развитию событий, превратившись в вертикально интегрированных поставщиков, а не просто продавцов сырой нефти.

Вы видите, на прогнозный период тот потенциал влияния на цену, который есть у ОПЕК, этот рычаг, которым они, заморозив все свободные мощности, введя все возможные квоты, могут влиять на рынок – это \$2-9 за баррель. То есть, это несерьезный разговор. По большому счету, они уже не могут как-то встряхнуть рынки. При том, что свободные мощности им придется задействовать или, наоборот, вывести все из оборота. Это была картина на рынке жидких топлив. Газовый рынок. То же самое, как я говорила, более 80% прироста спроса, прироста потребления приходится на развивающиеся страны. И во всех регионах основной драйвер роста спроса на газ – это газовая генерация.

Для покрытия этого растущего спроса в развивающихся странах, и компенсации падения добычи на действующих месторождениях потребуется не только активная разработка больших объемов новых месторождений, но и вовлечение самых разнообразных нетрадиционных источников газа. Этот тренд и на рынке жидких топлив, и на рынке газовых топлив: все большая и большая доля нетрадиционных источников.

При этом, предложение на газовом рынке увеличивается за счет достаточно больших объемов доступного по цене, коммерчески эффективного сланцевого газа. Вот эти красные вкрапления – это уже сланцевый газ. Вы видите, как они тоже расширяют эту кривую предложения. По большому счету, в мире достаточно объемов доступных запасов, которые могут быть к 2040-му г. добыты по цене ниже \$150 за 1 тыс. кубометров. Газа много.

Как я уже говорила, растет роль нетрадиционных запасов. К 2040-му г. в базовом сценарии они достигают 15% от всей добычи: 11% — сланцевый газ, 3% — метан угольных пластов, плюс биогаз тоже работает, хотя, конечно, в небольших объемах.

С ценообразованием на газовом рынке идет интересное развитие событий. Пока меньше 40% газа продается на конкурентной основе, но эта доля постоянно увеличивается за счет расширения спотового ценообразования. Быстрое развитие СПГ и его глобализация будет усиливать этот процесс. Причем, что наиболее важно для нас, не только в Европе, где мы это уже получили по полной программе, и где уже практически 50% всех поставок осуществляются по спотовой индексации, но и этот процесс начался в Азии, к нашему большому сожалению. Мы уже видим ряд контрактов, пока маленьких, которые заключены со спотовой индексацией. Но главное, мы видим четкую решимость покупателей настаивать именно на такой ценовой привязке, по крайней мере, в долгосрочной перспективе. Для них нынешний уровень

цен уже совершенно неприемлем. При этом мы не видим достаточных предпосылок для формирования даже к 2040-му г. единого рынка газа с единой ценой. По-прежнему рынки остаются разделенными. США – это фактически... Там ценовой диапазон, определяемый собственной добычей. В Европе мы прогнозируем определенное снижение цен после 2015-го г. с последующим повышением. Нужно будет все-таки компенсировать падение собственной добычи, и вовлекать все более дорогостоящие источники. Азия будет брать наиболее дорогостоящие месторождения, как то Австралия, наши, прямо скажем, не самые дешевые. Дополнительная премия на азиатском рынке сохранится на весь рассматриваемый период. Именно Азия будет фокусом, центром, средоточием международной торговли газом, что повлечет, конечно, необходимость развития огромной новой инфраструктуры, путей доставки.

И неприятная новость для нас – это появление новых очень крупных игроков на рынке СПГ. Помимо Австралии, про которую все знают, это Соединенные Штаты и Канада. Причем США у нас экспортируют порядка 100 млрд. кубометров к концу рассматриваемого периода, делают это легко и без серьезного повышения внутренних цен. Восточная Африка становится серьезным игроком. Конечно, это повлияет на всех традиционных производителей, включая нас.

Вот эти региональные балансы. Рынок Северной Америки. Северная Америка – это и США, и Канада вместе. Эти 100 млрд. кубометров – это не объемы, которые идут постоянно. Это их возможности реагировать на ситуацию на рынке. Как только цены повышаются, они будут готовы оперативно загрузить свои мощности по сжижению, выступая в этом случае уже как такой свинг-производитель, который будет иметь достаточно большое влияние на все рынки, что тоже меняет вообще весь расклад сил на рынке газа и, по большому счету, геополитический расклад тоже.

Европейский рынок. Рост спроса, падение собственной добычи, безусловно, ведут к увеличению потребности в импорте, хотя гораздо более сдержанному, чем это прогнозировалось ранее. Часть покрывается трубопроводным газом. Но все более растущая доля – до трети потребления к 2040-му г. – за счет СПГ. Европа диверсифицирует свой газовый баланс. И Северо-Восточная Азия, почти экспоненциальный рост. Северо-Восточная Азия – это Китай, Южная Корея, Япония. Мы смотрим только то, что для нас, для России, находится в ближайшей достижимости. Это будет второй по объемам, по емкости рынок к 2040-му г. И он, конечно, представляет очень большой интерес. Он будет наращивать импорт со всего мира.

Про рынок твердого топлива особо распространяться не буду. Понятно, что это в основном азиатская история: и спрос – это Азия, и добыча – это, в первую очередь, Азия. Мы прогнозируем умеренный рост балансовых цен на уголь под влиянием и роста спроса, и роста затрат на добычу. Опять же, мировая торговля, весь этот центр находится в Азии, в первую очередь.

Пройдусь по атомной энергетике, по возобновляемым источникам, чтобы просто завершить эту картину анализа топливно-энергетического баланса в базовом сценарии. А потом мы расскажем об этих наших фокусах и разном анализе технологий. Атомная энергетика. Несмотря на все те продления, которые осуществляются (а сейчас уже продлевают до 60 лет действие АЭС), предстоит вывод очень больших мощностей, который не во всех регионах будет компенсирован вводом новых блоков. Это создает очень серьезные проблемы, связанные именно с выводом.

Возобновляемые источники будут наиболее быстрорастущими. Причем более трети этого прироста, опять же, обеспечат страны Азии. Это уже давно не бизнес только богатых стран. Развивающиеся страны точно так же включились и будут активным образом развивать этот процесс. При этом, что принципиально важно – то, что возобновляемые источники энергии становятся все более и более конкурентоспособными даже без субсидий. Пока это можно говорить о тех ветряках, которые устанавливаются на суше. Они уже совершенно однозначно конкурентоспособны.

Но с учетом той кривой обучения, которая наблюдается, в ряде регионов, даже в ряде стран Европы возобновляемые источники вполне нормально конкурируют с импортным газом, особенно с импортным газом, привязанным к нефти. И без всякой государствен-

ной поддержки. Это тоже такой серьезный переломный момент наступил. Это не только субсидируемая часть энергетики.

На этом я сейчас закончу и передам слово Вячеславу Кулагину, руководителю Центра изучения мировых энергетических рынков Института энергетических исследований, для того, чтобы он рассказал самую вкусную, самую интересную часть прогноза – это реакция рынков на различные технологические прорывы.

— В.А. Кулагин. Ну, что ж, мы подошли действительно к одной из самых интересных частей нашего прогноза. Интересных потому, что одна из ключевых задач, которая перед нами стояла – это посмотреть, как технологии, то, что сейчас происходит, изменения в мире, могут повлиять на энергетику. Мир сейчас развивается стремительно и очень динамично. То, на что раньше требовались тысячелетия, сейчас происходит за один-два года.

Не скрою, изначально, когда мы готовили этот прогноз, у нас была следующая идея: посмотреть некоторый базовый сценарий, который соответствует текущим тенденциям, текущему видению развития рынков, и посмотреть пару сценариев с некоторыми революциями. Революции, которые действительно могут преобразить рынок. И главное, посмотреть, как они отразятся на энергобалансах, как они отразятся на всех игроках.

Для того, чтобы это сделать, мы провели достаточно детальный анализ энергетических технологий, причем по всей цепочке энергетике, то есть все ее составляющие. И получили, не скрою, достаточно неожиданные и интересные для нас выводы, которые привели к тому, что нам пришлось перекроить наш прогноз и сделать его несколько другим.

О тех выводах и результатах, которые мы получили, я скажу несколько позже. Чтобы пояснить, что именно мы смотрели, нужно сказать, что мы выделили два фактора. Один – это технологические революции, которые влияют на энергетический рынок. Второй – это прорывы. На том рисунке, который вы видите, технологические революции обозначены красным цветом, прорывы – черным. В чем отличие? Что такое революция? Это сочетание трех факторов, которые неизбежно должны сочетаться вместе. Первый – это то, что энергетика должна получить новый ресурс, который существенно расширяет границы, в рамках которых существует наша энергетика, и те возможности, в рамках которых она работает.

Второй фактор – это появление новой структуры энергетических рынков. Фактиче-

Европейский рынок. Рост спроса, падение собственной добычи, безусловно, ведут к увеличению потребности в импорте, хотя гораздо более сдержанному, чем это прогнозировалось ранее. Часть покрывается трубопроводным газом. Но все более растущая доля – до трети потребления к 2040-му г. – за счет СПГ. Европа диверсифицирует свой газовый баланс. И Северо-Восточная Азия, почти экспоненциальный рост. Северо-Восточная Азия – это Китай, Южная Корея, Япония. Мы смотрим только то, что для нас, для России, находится в ближайшей достижимости. Это будет второй по объемам, по емкости рынок к 2040-му г. И он, конечно, представляет очень большой интерес. Он будет наращивать импорт со всего мира.

Если быть ближе к сегодняшним временам, в последнее время, мы очень много слышим разного, причем достаточно кардинально отличающегося, о влиянии нетрадиционных углеводородных ресурсов (прежде всего, сланцевый газ и сланцевая нефть). При этом, если два года назад о сланцевом газе уже говорили, то о сланцевой нефти еще никто не говорил. Сегодня, как уже отметила Татьяна, те оптимистические сценарии в плане сланца, которые были, стали базовыми. Конечно, продолжение этого технологического прорыва мы не могли не посмотреть. И первый фокус, на котором я сделаю акцент – это сланцевый прорыв.

ски, это изменение структуры энергетики тем или иным образом. И третий, тоже достаточно важный фактор – это то, что этот комплекс новых технологий, который мы видим, должен позволить нам осваивать новый источник энергии, который существенно для потребителя расширяет возможности, которыми мы можем пользоваться.

Давайте в качестве примера возьмем атомную энергетику. Почему она у нас не стала технологической революцией? Появился новый ресурс? Да, появился. Первому фактору соответствует. Меняется ли структура рынков? Скажем так, структура не меняется, но определенные изменения в рынки и в их поведение были внесены. Это отчасти сработало. Но третий фактор не сработало. У нас не появился для потребителя новый ресурс, который значительно расширяет возможности. Фактически, у нас произошел некоторый прорыв, который можно считать частью революции, но революция не состоялась. Для того, чтобы она состоялась, должно быть продолжение, следующие прорывы, которые, наконец, сделают атомную энергию настолько дешевой, что она действительно даст возможность потребителю ее использовать намного конкурентоспособнее, чем другие ресурсы.

Я думаю, этот прорыв состоится. Но в рассматриваемой перспективе, до 2040-го г., мы его не видим. И если после 2040-го г., когда все-таки этот прорыв состоится, к этому моменту появятся другие технологические революции, то они могут сделать этот прорыв бессмысленным. Тогда мы сможем говорить о том, что в атомной энергетике революция и не состоялась. Но это большой вопрос, потому что там многие факторы влияют, и это уже за периодом 2040-го г.

Если быть ближе к сегодняшним временам, в последнее время, мы очень много слышим разного, причем достаточно кардинально отличающегося, о влиянии нетрадиционных углеводородных ресурсов (прежде всего, сланцевый газ и сланцевая нефть). При этом, если два года назад о сланцевом газе уже говорили, то о сланцевой нефти еще никто не говорил. Сегодня, как уже отметила Татьяна, те оптимистические сценарии в плане сланца, которые были, стали базовыми. Конечно, продолжение этого технологического прорыва мы не могли не посмотреть. И первый фокус, на котором я сделаю акцент – это сланцевый прорыв.

Что произошло? Не секрет, что технология ГРП появилась не сегодня. Она давно используется в мире, в том числе в России. Но мы нашли применение этой технологии для сланца, что дало толчок и фантастические темпы.

Мы видим, что за последние пять лет, с 2007-го по 2012-й г., в десятки раз увеличилось производство нефти и газа на данных залежах. Это очень серьезный и интересный фактор. А дальше перед нами некоторая стена, вопрос. Есть ряд барьеров, которые не дают так же активно развиваться сланцевым проектам, как с экономической точки зрения, так и с точки зрения технологии и экологии. Прежде всего, для того, чтобы состоялся следующий толчок, следующий прорыв, необходимо решить вопрос использования воды. Это те проекты и те исследования, которые сейчас ведутся в области безводных технологий, причем как добычи газа, так и добычи нефти. В нашем сценарии, который называется «Сланцевый прорыв», мы предположили, что эта проблема решается, но решается где-то уже за горизонтом 2020-го г.

Второе, снятие экологических барьеров. Для США и сейчас экология не является препятствием, но для многих стран мира является. Проводятся исследования последствий. И тут возможны разные варианты. В то же время, существует угроза того, что экология может стать достаточно серьезной стеной в развитии. Мы предполагаем, что в данном сценарии этого не происходит.

И, конечно, экономическая эффективность. Мы все знаем про те показатели, которые показывают США – во многом спорные показатели. Но также хорошо знаем, что другие страны мира, где есть залежи сланцевого газа и сланцевой нефти, по экономике существенно отстают. Здесь, конечно, требуется существенный прорыв.

И что мы видим в результате этого сценария? Немножко разную картину по рынкам нефти и по рынкам газа. Вот что мы видим по рынку нефти. Появляются новые игроки, причем их количество удваивается. Наверное, на слайде не очень хорошо видно, но в прогнозе вы сможете увидеть объемы добычи по каждому из игроков.

На рынке сланцевого газа происходит другое. Здесь не появляются новые игроки (их количество остается примерно тем же), но существенно увеличивается добыча фактически у всех производителей, кроме США. США также увеличивают. Но поскольку это замкнутый рынок, регионализированный, то там мы видим не такой высокий рост, как может быть, в других странах.

Естественно, та ситуация, которую мы рассматриваем, влияет на кривую предложения. Если вы помните, что показывала Татьяна – кривую по газу, сейчас она существенно расширилась и стала более стабильной. Колебания, как по нефти, так и по газу. У нас достаточно широкий резерв, чтобы увеличивать,

либо сокращать добычу примерно при тех же ценах. И здесь я подошел, наверное, к одному из самых важных моментов, потому что в последнее время мы очень часто слышим, в том числе в России, о том, что на фоне этих сланцевых прорывов нам надо ждать катастрофического обвала цены нефти и цены газа. Вот результаты наших сценариев. Никакого катастрофического обвала мы не видим.

У нас есть достаточно серьезный запас по цене, как в одну, так и в другую сторону, на нефти и на газе. Поэтому даже в сценарии такого сланцевого прорыва у нас отклонение цены нефти составляет примерно \$5 за баррель. В общем-то, достаточно символическое отклонение. На газ немножко более существенное \$50-60 за 1 тыс. кубических метров. Но не обвал.

Давайте посмотрим, как это повлияло на рынки. Влияние вполне предсказуемое и понятное. Что для нас наиболее важно, основной проигрыш у традиционных поставщиков нефти и газа на мировой рынок, и прежде всего у России. Здесь у нас, конечно, достаточно значительные риски, поскольку экспорт российской нефти падает на 50 млн. тонн, а газа – на 70 млрд. кубических метров. Для нас такой сценарий очень неблагоприятен.

Поскольку надо быть справедливыми, поскольку все больше говорят о том, что, может, все происходящее на сланцевом рынке не имеет под собой той основы, о которой так много говорят американцы, поскольку все больше говорят об обвалах, мы посмотрели сценарий и сланцевого провала. Честно говоря, для меня этот сценарий – даже не столько показатель того, как может развиваться рынок. Скорее, это показатель того, как мог бы развиваться рынок, если бы не было сланца. То есть, что у нас принесли и что показали сланцы. Здесь мы предпола-

гаем, что после 2012-го г. у нас происходит удорожание новых проектов, о чем многие говорят. Ресурсы. Прекрасно известно, что все те цифры по ресурсам, которые мы сейчас видим в различных источниках – это оценки (за исключением территории США, по другим территориям), не имеющие за собой хороших обоснований. Это именно оценочные данные, а не результаты качественной геологоразведки. Соответственно, вопрос с этими ресурсами достаточно большой.

Вот, мы предположили, что эти ресурсы не подтверждаются, что в экологии все-таки находят подтверждение те исследования, которые говорят о том, что экология серьезно влияет на рынки, и этот фактор действует, и, наверное, самый главный фактор – экономически рентабельные технологии безводной добычи не появляются. В результате, в этом сценарии у нас уже где-то к 2025-му г. добыча сланцевой нефти или нефти сланцевого пляя, как мы ее называем, уходит почти в ноль. Добыча газа падает, но держится до 113 млрд. кубометров к 2040-му году.

На самом деле, наверное, это самый приятный для России сценарий из всех рассмотренных, потому что балансовые цены на нефть, конечно, идут вверх. Но, опять же, даже в этом случае мы не видим скачка до \$200-250 за баррель. Примерно до \$130 они поднимаются. Вот что происходит с ценами газа по рынкам. Причем мы тут сразу показали в трех сценариях: в базовом сценарии, в «сланцевом прорыве» и в «сланцевом провале». Цены газа в «сланцевом провале» по сравнению с базовым выше примерно на \$45 за 1 тыс. кубических метров.

Но при этом я бы обратил ваше внимание на нижний график, как раз по «сланцевому провалу». Посмотрите, что произошло с США. Очень показательно. До 2005-го г. происходил очень сильный рост цен. Фактически, США

выбивались в лидеры по всему миру по ценам на газ. С 2005-2008 гг. пошел сланец – обвал. Что дальше? Дальше в этом сценарии Америка вспоминает про то, что было лет восемь-десять назад, все те сценарии по прогнозу импорта газа в районе 180-200 млрд. кубических метров, она вспоминает, что было по рынку нефти. И уже, естественно, вопрос далеко не об экспорте, а об объемах импорта. И США возвращаются и обгоняют Европу по ценам газа. Фактически, это возврат. И этот график как раз и отражает то влияние, к чему привел сланец.

И еще один важный момент. Та регионализация, о которой говорила Татьяна, и которую мы видим на верхних двух рисунках, в «сланцевом провале» уже не регионализация. Рынки уже глобализируются, и они сближаются. Это совершенно другая картина рынков.

И результаты. Конечно, в выигрыше Россия и ОПЕК. Мы наращиваем экспорт нефти, наращиваем экспорт газа. А Северная Америка, вспомнив о своих старых оценках, уходит на импорт 170 млрд. кубических метров СПГ. Вот такая картина у нас получается со «сланцевым провалом». И еще один важный момент – это характеристики рынков. Во-первых, на фоне достаточно значительного роста импорта СПГ в США у нас существенно увеличивается общий объем мировой торговли СПГ. Это основной фактор на газовом рынке. А на нефтяном рынке начинают работать альтернативы нефтяному топливу на транспортном рынке, которые в базовом сценарии у нас были неэффективны. Соответственно, потребление всех этих технологий (газомоторных топлив, угля в жидкость и так далее) увеличивается. Еще один фокус, на котором, конечно, нужно сделать акцент – это газ на транспорте. Насколько у газа есть перспективы в транспортном секторе? Мы провели достаточно серьезный анализ, в результате которого определили, какие цены газа приемлемы для переключения на газомоторное топливо. В общем-то, получилось, что практически ни по одному региону мира, за исключением США в их текущей ситуации, эти цены газа нерентабельны. Потребителю не интересно переходить на газомоторное топливо.

Но ситуация серьезно, кардинально меняется, если эта нагрузка по переводу на ГМТ с потребителя переносится на производителя автомашин. Если производитель уже на производстве начинает производить такие машины, то это (как раз серый столбик, который тут показан) существенно увеличивает привлекательность газового топлива на транспорте, но только в отдельных регионах. Вы видите, Европа, Северная Америка, Китай и Индия – это те страны, где это наиболее



приемлемо. Еще один фактор, который мы посмотрели – это биотопливо для транспорта. Нужно сказать, что всего несколько лет назад были государственные программы в США, в Европе, которые возлагали большие надежды на биотопливо. Пока эти надежды не оправдываются. Мы видим, что меняются прогнозы, меняются оценки. Возник целый ряд проблем, связанных как с рынками продовольствия, так и, прежде всего, с экономикой всего этого. И пока такое сдержанное развитие биотоплива.

При этом мы находимся в первом поколении этого сырья. Но есть еще второе и третье поколения, которые в принципе могут изменить ситуацию, но, опять же, скорее в отдаленной перспективе. По нашим оценкам биотопливо на уровне тех цен, которые мы прогнозируем в базовом сценарии — \$100-110 за баррель, рентабельно и интересно только в странах с тропическим и субтропическим климатом, то есть там, где фактически можно выращивать растения по 4-5 циклов в год. А в других регионах — \$120-140. Конечно, мы не могли не остановиться, особенно после того, как у нас при входе стоит электромобиль, на электромобилях. Очень важная тема. На графике и в прогнозе вы посмотрите, как мы видим, что должно быть сделано, чтобы электромобили стали действительно рентабельными и интересными, как в централизованной энергетике, когда речь идет об аккумуляторах, так и в децентрализованной, когда речь идет о топливных элементах.

Основной вывод, который мы сделали – это то, что сегодня при тех технологиях и даже при тех усовершенствованиях, которые мы видим, электромобили требуют существенной государственной поддержки. Но, что очень важно, если эти технологии будут (опять же, по списку в прогнозе посмотрите, какие мы видим) реализованы, если все эти предпо-

сылки сбудутся, то очень серьезное влияние на рынок окажут электромобили. 5% общего потребления или 10% в секторе моторного топлива. Кажется, немного. Но когда мы смотрим на эквивалент и на то, как это влияет на рынки, в частности на рынок нефти и рынок электроэнергии, очень серьезные последствия. В частности, спрос на электроэнергию у нас в мире растет на 35%. Как обеспечить этот спрос? Вот посмотрите, практически по всем топливным рынкам нам нужен прирост, причем достаточно существенный. И как оказывается, далеко не все наши топливные рынки могут это обеспечить. Например, газовому рынку не хватает ресурсов, и модель требует перехода на альтернативное топливо. То есть рынок становится более напряженным.

Подводя некоторый итог по перспективам электромобилей, я скажу, что не это совсем реалистичный сценарий, потому что цена на электроэнергию не должна превышать 15 центов за киловатт-час. А при возросшем спросе на все виды топлива для генерации эта цена будет существенно выше. И в условиях неизбежного падения цены на нефть нужно будет приложить очень большие усилия государству и производителям, чтобы объяснить потребителям, зачем они должны будут выбирать электромобили по сравнению с машинами, действующими на традиционном топливе. Поэтому очень значительных объемов мы здесь не ожидаем.

И в завершение две вещи, которые мы тоже не могли не посмотреть. Это газовые гидраты, о которых сейчас очень много говорят. Японская компания в этом году заявила о том, что начинает промышленную добычу. Расчетная цена добычи — \$540 за 1 тыс. кубических метров. По нашим расчетам получается, что рентабельным это станет только при \$390, не выше, и то в Японии. Понятно, что в США совершенно другой уровень цен,

и он будет на порядок ниже. Пока это, скорее, надежды. Но реализация этого прорыва до 2040-го г. под большим вопросом. И, конечно же, мы посмотрели биогаз. Мы видим, что биогаз конкурентоспособен и интересен в отдельных регионах мира, в отдельных местах использования, прежде всего, в удаленных, на отдельных фермерских хозяйствах. И он свою нишу займет, но нишу достаточно небольшую.

И теперь возвращаюсь к тому, с чего я начал. Что мы получили? Мы получили очень интересный вывод. Мы не увидели ни одной серьезной технологии, которая до 2040-го г. может преобразить энергетический рынок. Мы видим достаточно стабильный рынок углеводородов, который может двигаться в одну или в другую сторону. И не видим ни одной действительно серьезной революции. Прорывы видим, революции – нет.

Что касается прорывов, тут еще один очень важный вывод. Если первый был, наверное, для этой аудитории и для нашей страны, в общем-то, положительным, то второй вывод, скорее, негативный, потому что любой технологический прорыв, который мы рассмотрели, существенно ухудшает условия России на энергетических рынках. Он очень влияет на наши объемы экспорта, он очень влияет на положение наших компаний при тех ценах и при той себестоимости, которую мы можем предложить рынку. И это уже очень серьезно.

— Поскольку мы дошли до России, тут как раз самое время передать слово Алексею Александровичу. Он — один из немногих, кто достаточно серьезно понимает комплексное развитие энергетики России, не только понимает, но и чувствует.

— А.А. Макаров. Вы слышали, что анализируя рынки, мы попытались выявить факторы и оценить их силу, позволяющие изменить рыночную силу игроков. Мы поговорили, внимательно посмотрели, рассказали здесь, как изменится рыночная сила Соединенных Штатов на рынках углеводородов. Татьяна правильно отметила, что они приобретают совершенно новые рычаги влияния на этом рынке, которые будут иметь очень большие геополитические последствия, о чем они сами открыто сейчас заявляют. Их сенаторы это все спокойно проговаривают, и специалисты ведут расчеты, связанные с этим делом. Мы пытались проанализировать рыночную силу ОПЕК в новых условиях. И выяснили, что она сравнительно ограничена. Выяснили, что сам ОПЕК неустойчив, потому что на этом водоразделе цен интересы разных стран ОПЕК расходятся. И отсюда даже какие-то угрозы возможного развала организации.



И осталось исследовать третьего крупнейшего игрока мировых рынков, страну, которая производит сейчас и будет производить в будущем больше всех углеводородов, выдаваемых на внешние рынки, то есть главного игрока на мировых рынках углеводородов – Россию. Уже было сказано Татьяной, что Россия оказывается наиболее чувствительной к тем процессам, которые происходят и которые ожидаются на мировых энергетических рынках. И на рынке нефти, и на рынке газа Россия сейчас и в обозримом будущем – замыкающий поставщик. И замыкающим Россию делают не столько сами природные ресурсы (хотя те, которые приходится вовлекать в оборот, становятся все более и более дорогими), сколько желание государства налоговыми рычагами снять с этих ресурсов как можно большую прибыль. Естественное, нормальное желание.

Так вот, как мы провели исследование роли России? Мы в базовый сценарий заложили развитие экономики, энергопотребления, производства энергоресурсов, размеры возможного экспорта, возможные производства в тех объемах, которые соответствуют инновационному сценарию Министерства экономического развития, но не последнему, который вышел 1,5 недели назад, а тому, что рассматривался в январе 2013 года.

Именно эта динамика экономики и энергетики выводила Россию, давала России темпы роста выше среднемировых, выводила Россию с шестого места в мире на пятое место в мире к концу периода, вплоть до того, что мы обгоняли Японию. Все выглядело хорошо, пока мы не запустили эти условия с теми экономическими показателями возможностей производства наших ресурсов, которые мы собрали по природному газу из корпоративных, достаточно разрозненных сведений и публикаций, которые имеются, очень неполные к настоящему времени... Но мы как-то скомпоновали эту информацию. И опираясь на международную информацию (корпоративная недоступна для столь тонкого анализа) по нашим ресурсам, по возможностям добычи у нас нефти.

Расчет показал, что в этих условиях, если затраты действительно таковы, как они смотрятся сейчас в открытом доступе по ресурсам России, и налоговая система – та, что действует сейчас, то рынок не берет значительную часть наших ресурсов нефти, нефтепродуктов и природного газа. В результате получается то, что здесь показано вторыми столбиками. Экономика России с инновационного сценария развития скатывается примерно на традиционный сценарий, который тогда же рассматривался Минэкономразвития, теряя

около 1% темпов роста ВВП ежегодно. В результате, Россия сохраняется на своем шестом месте, немного отставая от среднемирового тренда, но геополитически выглядит уже существенно слабее, оставаясь, тем не менее, крупнейшим поставщиком углеводородов и третьим по объему производителем энергетических ресурсов в мире. Количество мы даем, место в этом отСпад экономики, естественно, несколько уменьшит и внутренний спрос на энергоресурсы. Но это не изменит ситуации. И общее производство энергоресурсов, хотя и уменьшится из-за падения объема экспорта, но, повторяю, мы здесь формально будем себя чувствовать по-прежнему третьими игроками рынка.

Вот что при этом происходит с выручкой от экспорта энергоресурсов, точнее, с вкладом экспорта энергоресурсов (газа и нефти, тут разделено цветами) в рассматриваемых сценариях.

Если мы вышли на тех условиях, то объемы экспорта падают так, как здесь показано каждым из вторых столбиков. Причем наиболее быстро падают до 2020-2025 гг., после чего ситуация стабилизируется. Но если вы обратили внимание, и весь мировой ценовой прогноз таков, что после 2030-го г., особенно после 2035-го, начинается предчувствие следующей волны. То есть, начинается очередной рост цен на энергоресурсы, очередные напряженности и желание получить что-нибудь типа газовых гидратов как нечто, успокаивающее рынок. Поскольку здесь газовых гидратов нет, то обрисовывается это так. Давайте снизим налоговую нагрузку на экспортеров. Мы откажемся, скажем, от экспортной пошлины, ополовиним экспортную пошлину по нефти, и откажемся целиком от 30-процентной экспортной пошлины на газ. Желание естественное. ВТО нас в этом деле очень бы поддержало, аплодировало бы нам за рыночное отношение к экономике. Мы действительно восстановили бы в значительной мере свое присутствие на рынках. Но мы проиграли бы ВВП еще больше, потому что потери на дельте, на объеме экспорта оказываются меньше, чем потери на экспортной пошлине на весь оставшийся объем.

Арифметика прозрачная и понятная, но некий холодный душ на то, что мы можем выйти из положения и сохранить свое эффективное участие на внешних рынках такой щедрой мерой отказа от социальных программ в стране. Налоговые поступления – это и есть отказ, ослабление социальных программ в стране.

На что я хочу особо обратить внимание? Это то, что вся эта пертурбация происходит в ближайшие десять лет, в ближайшие два выборных цикла. Вот здесь происходит наи-

Именно эта динамика экономики и энергетики выводила Россию, давала России темпы роста выше среднемировых, выводила Россию с шестого места в мире на пятое место в мире к концу периода, вплоть до того, что мы обгоняли Японию. Все выглядело хорошо, пока мы не запустили эти условия с теми экономическими показателями возможностей производства наших ресурсов, которые мы собрали по природному газу из корпоративных, достаточно разрозненных сведений и публикаций, которые имеются, очень неполные к настоящему времени... Но мы как-то скомпоновали эту информацию. И опираясь на международную информацию (корпоративная недоступна для столь тонкого анализа) по нашим ресурсам, по возможностям добычи у нас нефти.

большой удар по бюджету и ВВП страны, который затем успокаивается, стабилизируется. Стабилизация – это значит, система привыкла, ничего особенного дальше не происходит. А шоковая вещь происходит именно здесь.

Естественно, мы сформулировали то, что я вам сейчас сказал, в виде неких положений и рекомендаций, делая особый упор, сделав вывод для себя и желательный вывод для руководства страны, что реальным выходом из положения может быть только снижение затрат на развитие энергетики, топливно-энергетического комплекса.

Здесь показана динамика капиталовложений, объемов капиталовложений в топливно-энергетический комплекс России во все том же инновационном светлом будущем сценарии и в том, что получается из расчетов, если в ТЭК России экспорт и производство корректируются соответственно второму сценарию.

На что я хочу обратить внимание? В России мы сейчас тратим 6% ВВП в виде капиталовложений в топливно-энергетический комплекс. Мир тратит сейчас 1,3%. Вот цена, масштаб той обремененности нашей экономики энергетическим комплексом, которую мы сейчас испытываем.

В перспективе наша доля капиталовложений в ТЭК уменьшается примерно до 3%, то есть почти вдвое, но мир-то не выходит за 1,5%. Борьба за компенсацию, противодействие тем рискам мировых энергетических рисков, которые мы здесь обрисовали сегодня, должна сосредоточиться именно на факторах, связанных с капиталоемкостью проектов. Для сравнения я вам могу сказать так. Конечно, мы имеем эти наши разрозненные данные – корпоративные данные по капиталовложениям, прочим затратам на проекты в нефтегазовом секторе. Но мы имеем и международные базы данных. Они нами закуплены и просто используются в этих расчетах. Разница – 2-2,5 раза. Наши корпоративные данные... Заявленный Восточный проект, заявленные проекты на Ямале дороже тех, которые для аналогичных условий оценивают эксперты на Западе.

Мы отлично знаем множество работ западных и отечественных специалистов, где сравнивались удельные капиталовложения в близких условиях, аналогичных условий не бывает, но в близких условиях на строительство газопроводов, освоение близких по качеству месторождений, и так далее, за рубежом. И отличие было в 1,5-2 раза. Мы также знаем, что наши энергетические проекты сплошь и рядом десятилетиями выходят на проектную производительность – типа «Голубого потока», который 10 лет был не полностью загружен.



Это меры, которые мы предлагаем в нашем прогнозе. Детальная проработка эффективности и рисков наших проектов, плюс жесточайший контроль за затратами, за издержками – это единственный путь, который остается стране. И мы видим, на самом деле, одним из наиболее доступных, легких способов (но опасных политически) решения этой проблемы тот способ, который был применен на Штокмане. Введите иностранных инвесторов в проект, дайте им соответствующую возможность контролировать затраты. И проект либо сползет куда-то во времени (у нас он сполз к 2030-му г. в расчетах, что на самом деле близко к тому, о чем сейчас разговаривают возможные инвесторы), и будет жестко обсчитан в отношении реальных затрат на его реализацию.

Мы уверены, имея расчетную базу, что осуществление мер по приведению стоимости наших инвест-проектов в энергетике не в чистое соответствие, а хотя бы в наполовину соответствие с международными аналогами уже позволит нам остаться на тех позициях на мировых энергетических рынках, которые мы закладывали в нашем инновационном сценарии.

— Т.А. Митрова. Еще один аспект мы не могли не добавить, и которым, собственно, и был обусловлен этот наш скорбный труд, с которым вы сможете ознакомиться на наших сайтах. Дело в том, что в таких условиях для страны не иметь постоянного, регулярно обновляемого прогноза мировых рынков... Повторюсь, как в прошлый раз я это говорила, так говорю и в этот раз. Ничего не изменилось. Вся эта работа проделана в инициативном порядке. Министерство энергетики с

большим удовольствием использовало наш прошлогодний прогноз, но никаких выводов из этого не сделало, и ждет новый. Но это делается исключительно во Славу Божию, как фундаментальное исследование Академии наук, как инициатива Аналитического центра, не более того. Возникает впечатление, что мы готовим эти прогнозы, говорим: «Ну, прочитайте, посмотрите, это ж важно». В стране не востребована и не создана такая система. Понятно, что речь должна идти о национальной системе постоянного мониторинга. Посмотрите, какие изменения происходят за один год с той же сланцевой нефтью. Это надо отслеживать постоянно, а не раз в пять лет. За пять лет ситуация может измениться радикальнейшим образом, и мы это только что наблюдали.

Такая система необходима. Мы по-прежнему продолжаем в инициативном порядке настаивать на ее необходимости и все-таки очень рассчитываем, что в этот раз нас услышат, потому что риски становятся все больше и больше. И если мы будем по-прежнему продолжать только пользоваться какими-то компиляциями из международных прогнозов, противоречивых, или вообще ничем не пользоваться – значит, по заслугам нам.

— Л.М. Григорьев. Вообще говоря, в стране нет системы мирового прогнозирования. Есть ИМЭМО РАН, который за счет огромной индивидуальной мощи сотрудников время от времени производит оценку мировых прогнозов. Есть разбросанные люди. Не только энергетических, но и просто мировых прогнозов. Лет шесть назад ИНЭИ РАН и я независимо друг от друга писали наверх пред-

ложения о создании такой системы. Я просто возвращаюсь. Это не проблема последних двух лет. Потом, года три-четыре назад мы на Валдайском клубе стали сверять. Оказывается, мы параллельно писали буквально одни и те же тексты. А ничего не произошло. И мы реально вынуждены работать, чтобы профессионально работать и иметь дело с западными коллегами, чтобы чувствовать себя нормально в этом мире. Этот прогноз – продолжение нашей собственной научной работы, а не государственный заказ.

— *Пять лет назад, делая такой же сценарий, Вы предполагали, что сланцевая нефть повлияет на развитие мировой энергетики?*

— Т.А. Митрова. Пять лет назад мы писали записки в Правительство, в «Газпром» о сланцевом газе, про который тогда вообще никто не слушал. И говорили о том, что возможно повторение с жидким топливом. Мы не знали, как это может быть, но теоретически такую возможность предполагали. Конечно, таких объемов, которые наблюдаются сейчас... Вы видели, даже наш прошлогодний прогноз на 2012-й г. не попал – американцы превзошли все ожидания.

— *Этот прорыв вам не был виден всего лишь пять лет назад. Второе. Те многочисленные похожие сценарии, которые делаются многими организациями, в том числе ВР, американской администрацией. И какой вам больше всего нравится, помимо вашего?*

— А.А. Макаров. Ни один. Почему? Не потому, что цифры разные, не потому, что цифры нам не нравятся, а потому, что мы не видим кухню, которая стоит за этим прогнозом. Только окунувшись в этот процесс, мы поняли, насколько это манипулируемая зона. Все эти прогнозы – это инструмент политики. Мы пока политики здесь не ведем. Мы, как научно-исследовательское сообщество просто решили показать то, что нам видится более или менее объективным. Страна должна делать другое: должна влиять прогнозами на ситуацию в тех направлениях, которые ей желательно. И международные агентства, и Department of Energy успешно это делают, как, впрочем, и ОПЕК.

— *Если сложить контакты, подписанные в 2009-м г. по Ираку, в которых предусмотрено пиковая добыча, то эта добыча в Ираке будет 530 млн. т, из которых примерно 300 можно выбросить на рынок. Если мы посмотрим аналогию геологического строения подсолевых отложений Бразилии с Анголой... Вы знаете, в 2011-м г. все крупнейшие компании получили ли-*

цензии на разведку подсолевых отложений нефти. Это может быть второй Бразилией. Я могу перечислить еще несколько стран. С моей точки зрения, создастся большое изобилие на рынке. А это изобилие, особенно на азиатской площадке, должно привести не к падению цены на \$5-6, как вы говорите в ваших сценариях. Оно должно сбросить цены до \$70-80.

— Т.А. Митрова. Я начну про газ. Я его как-то больше люблю. А потом своих коллег попрошу ответить про нефть. Эти новые открытия в Восточной Африке и проекты строительства заводов СПГ у нас учтены. Мы их все взяли и вставили в модель. Откровенно говоря, не такие они супердешевые. Это все-таки офшорная добыча, это достаточно дорогостоящие заводы по сжижению. С доставкой в ту же Европу это будет... Цена доставка с ценой добычи – порядка \$ 9,5-10 за 1 млн. британских тепловых единиц. Это фактически та спотовая цена, которая формируется на рынке. Это будет тоже замыкающий поставщик. Дешевого газа там нет.

И большинство новых газовых проектов, которые мы будем смотреть (например, та же Австралия), не такие дешевые. Если вы помните эти кривые предложения, которые мы показывали, все новые месторождения, новые открытия находятся все-таки ближе к правому краю. Там получается достаточно длинная плоская часть, которая как раз находится примерно на уровне... Для газа это порядка \$300-350 за 1 тыс. кубометров, для нефти это порядка тех самых \$95-110 за баррель. Именно поэтому там добавление дополнительной ширины в этом месте не ведет к существенному росту или падению цен. Кривая предложения в этой части пологая.

Именно поэтому мы и говорим, что мы не видим серьезного падения цен. Когда мы выстраиваем все эти месторождения, ранжируем их в порядке возрастания цены добычи, мы понимаем, что сильно-то падать некуда в силу фундаментальных факторов. Хотя при этом понятно, что из-за психологических факторов какие-то краткосрочные

— Л.М. Григорьев. Всегда выходит человек и говорит: «Ребята, вы не учли». Совершенно справедливо. Я напомним, что я сказал. Мы сделали умеренно неоптимистический сценарий. Мы не показывали катастрофических ситуаций. Я легко покажу и без энергетики экономический сценарий с хорошим кризисом и обвалом. Как только мы развалим ОПЕК, я нарисую и небольшой кризис, и ОПЕК не сможет снизить квоты и добычу. И мы получим на год-полтора \$50. Но дорогие граждане, это же останавливает капиталовложения. Это же вы попадаете в большие

И большинство новых газовых проектов, которые мы будем смотреть (например, та же Австралия), не такие дешевые. Если вы помните эти кривые предложения, которые мы показывали, все новые месторождения, новые открытия находятся все-таки ближе к правому краю. Там получается достаточно длинная плоская часть, которая как раз находится примерно на уровне... Для газа это порядка \$300-350 за 1 тыс. кубометров, для нефти это порядка тех самых \$95-110 за баррель. Именно поэтому там добавление дополнительной ширины в этом месте не ведет к существенному росту или падению цен. Кривая предложения в этой части пологая.

свинги. Все читали газеты, напомним, какие были вопли во всем мире с резолюциями конгрессов в период, когда цены на нефть шли с \$20 до \$80 в начале 2000-х гг. И ОПЕК надо было удавить. У нас Ларионов, бедняга, тогда просто заболел этим вопросом. Идет тяжелейший кризис, цены за 100 и больше, и ни одной резолюции против ОПЕК. Потому что это было global public good. Поэтому мы легко сделаем катастрофический сценарий с угрозой резонансных падений.

Стратегические аспекты развития электроэнергетики: Оптимизация модели рынка, инвестиции

Модератор А.В. Григорьев: Электропотребление в стране растет запланированными темпами, в соответствии с тем, как растет ВВП. Мы вышли в 2012 году на новую цифру: свыше триллиона кВт/ч было выработано и потреблено. При этом, несмотря на опасения в начале реформы, что не будут построены запланированные электростанции, тем не менее все строится. И даже если мы уберем гигаواتт атомных мощностей из прошлого года, все равно цифры идут рекордные; скоро просто советскими темпами будем вводить новые мощности. Модернизация, конечно, существенно меньше. Раз мы советским темпом движемся, наверное, надо догонять Америку. Мы Америку догнали и перегнали в прошлом году по ценам на электроэнергию для промышленных потребителей. Это произошло в ноябре соответственно 2012 года. Наверное, не повод для гордости, но что случилось, то случилось. Много причин; говорили о том, что сети растят тарифы. Это, действительно так, но не только это влияет. Это сланцевая революция, которая все активнее влияет на внутренний рынок газа в США. И мы видим, что в 2012 году были самые низкие за период с 2000-х годов цены достигнуты на «Генри Хабе»; конечно же, это сказалось и на ценах на электроэнергию. То есть американской промышленности в этом плане повезло. И поэтому, когда сейчас говорят о том, что Америка будет еще экспортером газа, американская промышленность этому сильно сопротивляется, потому что всем хочется низких цен, всем хочется быть конкурентоспособными.

На фоне того, что в Соединенных Штатах падает стоимость газа, мы видим не самые хорошие новости: это расчетная себестоимость добычи газа Газпромом. И мы видим, что там как раз наоборот идет рост, и причем то колоссальными темпами. С этим что-то нужно делать, потому что мы так просто догоним по себестоимости добычи природного газа американцев. Это спекулятивный вопрос, сколько стоит себестоимость сланцевого газа. Но технологии развиваются, и поэтому стоит, наверное, ожидать, что, по крайней мере, она не будет сильно расти, а, возможно, и будет снижаться. Соответственно мы в результате получаем ситуацию, при которой, с одной стороны, нас подпират топливо, с другой стороны, необходимо реализовывать инвестиционные программы. Последний бастион — это цены на электроэнергию для бытовых потребителей. Приходится слышать, что у нас низкие цены на электроэнергию для бытовых потребителей. На мой взгляд, это уже не так. Если мы сравним с теми же Соединенными Штатами, то увидим, что, в принципе, не настолько уж и ниже. И если мы будем сравнивать с теми же развитыми странами, и по душевому потреблению, которое у нас от Финляндии отличается в 4 раза по электроэнергии; от США примерно так же; от Норвегии мы отличаемся в 7–8 раз. Пытаться компенсировать что-либо за счет бытовых потребителей, на мой взгляд, не очень корректно. Это подтверждение тому, что я говорил по поводу душевого потребления электроэнергии. По поводу проблемы перекрестного субсидирования, называются разные цифры — и 200, и 320, кто-то говорит о 600 млрд. рублей в год цена вопроса. Конечно, не только население сидит в этих

цифра; там и те, кто приравнен к нему, и может быть, их не так жалко. Но тем не менее, эта проблема наиболее актуальна, на мой взгляд. Когда говорят, что ее можно решить за год — я более склонен доверять оценкам Минэкономразвития, которые утверждают, что за период до 2020–2022 года мы от этого механизма не уйдем.

В заключение пара тезисов. Понимаете, принято обычно обвинять правительство в том, что оно неэффективно, то, что государство не может наладить эффективную работу сетевого комплекса. А бизнес эффективен? Этой осенью я был на форуме энерготрейдеров. Мне один факт запомнился именно по текущей рентабельности для различных генерирующих компаний. И там были «Е.он», «Фортум», «Энел», и были наши, отечественные компании. Рентабельность отличается в несколько раз. Собственно говоря, может

быть, собственно, и стоит поговорить о том, что есть какие-то и внутренние резервы; они есть как в сетевом комплексе, так и в генерации. Год назад я приводил в пример британскую реформу, — как англичане открыто обсуждают проводимую реформу, какие проблемы будут с экспертными кругами, с самыми широкими. На сайте был опубликован e-mail, по которому заинтересованные стороны могли присылать какие-то свои предложения. Вы знаете, за этот год очень многое у нас поменялось, и вот сейчас идет общественное обсуждение схемы развития сетей до 2013–2019 годов, которое закончится 15 апреля. Конечно, определенные позитивные подвижки в этом плане наблюдаются, и это от радно. Потому что действительно существует такой запрос, с одной стороны, на открытость, с другой стороны, на повышение качества регулирования. И мы очень надеемся, что,



собственно говоря, наверное, 2013 год и какая там часть 2014-го до следующего форума «ТЭК в XXI веке», будет потрачена на то, чтобы повышать открытость как самих сетевых компаний, так и регулирующих органов, и, конечно же, на повышение качества самого регулирования.

— *Для кого исследования проводили, ваша ориентировка, пускай не средняя норма, социальная? Примерно: социальная норма, естественно, должна быть дифференцированная по районам, это ясно. Только что приехал с Красноярска, с совещания со «Шнайдер Электрик»: у них 72 кВт-час в месяц на человека. Вот какие ориентировочно ваши цифры в исследованиях? Вот тут был вопрос: какая социальная норма нужна. Разумеется, она не должна быть единой. Была глупость в Госдуме один раз, два года хотели сделать 100 кВт/ч единую норму по стране. Более дурного решения не придумаешь.*

— А.В. Григорьев. Я не сторонник социальной нормы, потому что цены и тарифы для населения должны быть соответствующими, чтобы не было этой проблемы просто в принципе. Потому что во всем мире, за исключением пары ситуаций во время кризиса, никаких социальных норм не вводится. Если мы смотрим, что было в Великобритании, Германии, — сами компании малоимущим что-то пытались компенсировать именно в самый разгар кризиса. Но это экстренная мера. А мы хотим эту меру образом распространить на всех. Может быть, просто стоит каким-то образом ограничивать сверхпотребление, но говорить о том, что мы сделаем социальную норму минимальную, 50 киловатт-час — это неправильно, потому что уровень развития и общества характеризуется уровнем электропотребления: нужно больше потреблять электроэнергии. Не разбазаривать, а имеется в виду то, что будет больше приборов различных, соответственно, улучшения какие-то бытовые. То есть если мы будем потреблять больше, но энергоэффективно, это хорошо.

— *Головщиков Владимир Олегович, генеральный директор Восточносибирского объединения аудиторов.*

— В.О. Головщиков. Я к своему ужасу думал: будем рассуждать про энергомоcты между Сахалином и Японией, Восток-Запад, и прочее. Давно ли кто-нибудь из вас бывал на селе, в сетях 35 кВ и ниже? У нас проблема не в дефиците энергии, а в распределительном сетевом комплексе. Вот где все зарыто. Человеку в селе не докажешь, что нужно объединять энергосистемы юга Якутии с энергосистемой Иркутской области, чтобы войти в ЕЭС. Он этого в принципе не понимает. Для него слова

Чертово Корыто, Пеледуй, освоение золотых месторождений — это перспектива будущего; ему нужно, чтобы было не 150 вольт, а 220 и каждый день. У нас правый берег по Братскому водохранилищу практически все на дизелях стоят, и на севере Иркутской области. Огромные затраты солярки, расхлестанные дизели, и прочее. А рядом идут магистральные линии 500 кВ.

Мы в прошлом году занимались корректировкой схемы (я член этой группы рабочей по разработке этой схемы и программы развития; она у нас, действительно, качественная в Иркутской области, может быть, в отличие от многих других регионов) на 2013–2017 год. Там был большой раздел «Распределительные сети 35 кВ и ниже». В этот год, поскольку законодательство требует корректировку 2014–2018 и дальше, по настоянию диспетчерского управления, в том числе, ИРДУ (оно теперь вышло из структуры «Иркутскэнерго») проблему распределительных сетей 35 кВ и ниже выбросили; 110 и больше. На совещание по рассмотрению схемы приходит представитель ОАО «РЖД» (это Восточная Сибирь, охватывает Бурятию от Красноярского края): «Давайте быстрее строить 500 кВ вдоль БАМа». Задаю вопрос: «Зачем?» — «Мы планируем увеличить перевозки по БАМу (дата не называется) до 2,5 млн. тонн грузооборота в год». Самолучно в этот год был на БАМе и засек: 4 пары грузовых поездов прошли за сутки. Я говорю: «Что вы будете возить?» — молчок; но линию давайте строить за государственные деньги.

Вопрос следующий: пускай 2,5 млн. грузооборот, вдруг что-то будут возить с Удоканского месторождения медь, и так далее. Там ведь до сих пор однопутная линия с разъездами; этот оборот в принципе нельзя пропустить. Помалкивают. Но в целевую программу это вошло. Я еще понимаю: синхронизировать по Читинской области Иркутскую область, потому что линии 220 кВ не синхронизируются. А строить энергетический мост за колоссальные деньги... Вот предыдущий оратор говорил: это действительно успех, что мы будем объединять юг Якутии, выйдем на освоение золоторудных месторождений в соотношении 80 на 20: 20 за счет частных инвестиций, 80 за государство. А «Полюс-Золото» и прочие золоторудные компании — государственные или частные? Почему не наоборот поставить вопросы? Вам нужна энергия для освоения золота, так 80% ваши, а 20% пускай государственных, бросим их на распределение сети 110 и ниже?

В районе Иркутска 3 крупных станции, только в районе Иркутска: Иркутская ГЭС, Новоиркутская ТЭЦ, ТЭЦ-10; колоссальная

Я к своему ужасу думал: будем рассуждать про энергомоcты между Сахалином и Японией, Восток-Запад, и прочее. Давно ли кто-нибудь из вас бывал на селе, в сетях 35 кВ и ниже? У нас проблема не в дефиците энергии, а в распределительном сетевом комплексе. Вот где все зарыто. Человеку в селе не докажешь, что нужно объединять энергосистемы юга Якутии с энергосистемой Иркутской области, чтобы войти в ЕЭС. Он этого в принципе не понимает. Для него слова Чертово Корыто, Пеледуй, освоение золотых месторождений — это перспектива будущего; ему нужно, чтобы было не 150 вольт, а 220 и каждый день. У нас правый берег по Братскому водохранилищу практически все на дизелях стоят, и на севере Иркутской области. Огромные затраты солярки, расхлестанные дизели, и прочее. А рядом идут магистральные линии 500 кВ.



суммарная мощность. Мне сейчас как представителю сетевой компании, а не саморегулируемой организации уже сейчас нужно удовлетворить 60 МВт, а по постановлениям, которые вот-вот выйдут по указанию высшего руководства страны, мы должны присоединять потребителей уже не через 2 года, а через полтора месяца. Эту проблему невозможно решить. Жаль, что нет Анатолия Голомолзина, я его хорошо знаю, он раньше у нас в Академии наук работал: как собирается ФАС из этой ситуации выкручиваться? Вот эти разборки, что потребителей не присоединяем. Вот только что предыдущий оратор говорил: не нужно сокращать потребление. Я тоже за, но сетевые ограничения распределительного комплекса не дают этой возможности сейчас реализовать. Деньги в инвестиции через НВВ — необходимую валовую выручку поставить невозможно: возрастет конечный тариф. Когда говорят о социально значимых объектах «давайте через бюджет», но сегодня у нас в первой части тоже критиковали, когда было голосование, что через бюджет все хотят получить какие-то другие деньги, а где механизм? Поэтому я и говорил про социальную норму. При существующем уровне сетей это не то что ограничит людей по включению телефонов, микроволновок и все прочее; это сетевые, прежде всего, ограничения — сетевые, которые вы должны сами представлять, если здесь есть реальные электроэнергетики.

Теперь по поводу последней фразы, а потом еще закончу, кое-что хотел вам интересное рассказать. По поводу энергомоств: я эту песню слышу уже с 70-х годов. Я 22 года работал в академическом институте. Была проблема перекидывания двух объемов энергии: на постоянном токе в Китай на уровне 600 кВ, по цене не сошлись: из Иркутской области китайцы захотели иметь цену Иркутской области. Просто для информации: вы, наверное,

знаете, а может, и не знаете — у нас 72 копейки кВт/ч стоит; то есть, ничего подобного в стране нету. Им захотелось примерно тот же уровень, но это тогда было еще меньше.

Но был интересный момент: рассматривали энергомоств через Берингов пролив на Аляску. Просто смех и грех: были соответствующие комиссии и поехали; нет, взять глобус, измеритель из школьной готовальни и измерить: 90 км — была создана академическая комиссия, через Гуам летели, через США на ту сторону Аляски, чтобы посмотреть на наш берег и сказать: «Да, наверное, энергомоств может работать». И опять мы поднимаем вопрос на уровне правительства: объединение Запада, Востока, энергомоств. Наверняка завтра и послезавтра доклады будут примерно того же типа. Мне все время хочется отправить эту публику в село, когда туда приходишь от уровня областной администрации (я хожу в экспертный совет по энергоэффективности и в конкурсный по дележу денег на программы), этим людям мне нечего объяснить. Народ уже отвыкает даже в Сибири топить печки. Вот трасса от Иркутска до Усть-Илима, почти 1000 км, федеральная; сколько раз я по ней проезжал — в самый лютый мороз, пуская 40 градусов, из редкого дома идет дымок. Проще наброс: цена маленькая, даже если попадешься, использовать электроэнергию. Поэтому и ценовые вещи, и сетевые ограничения очень актуальны; вот если мы из этого не выберемся — грош цена. Да, действительно, 21 век, и надо выходить из этой ситуации. Это по сетевой части. Вторая часть: здесь нам показывали всевозможные юридические нюансы правового поля, в котором работает энергосбережение. Я сам возглавляю СРО энергоаудиторов в Восточной Сибири; у меня более 60 организаций. Мне самому уже надоела говорильня по 261-му закону. То, что устроили профанацию с энергопаспортами

и с энергообследованиями, это уже и доказывать не надо. Если посмотреть, что творилось, по крайней мере, в нашем регионе в конце 2012 года, потому что даты не были изменены, а энергопаспорт нужен был многим организациям, и чтобы не потерять деньги, приходилось утверждать и рассматривать совершенно простецкие вещи.

И мы решили кроме этого заниматься и практическими вещами. Что было сделано? Вы знаете, что зона Байкала попадает под наследие... на контроле в ООН, там ничего такого строить нельзя. До сих пор БЦБК не могут закрыть, но вот вроде приняли решение окончательное на уровне правительства, что котельную надо закрывать. И на побережье западном Байкала, если смотреть на карту, вот остров Ольхон есть, и на этой стороне есть такой поселок Онгурен; эти жители года 3 назад написали письмо Путину (тогда еще был премьер-министр он) о том, что мы живем в 21 веке (теперь у нас народ грамотный, козыряют этой фразой), а у нас электричество бывает не каждый день, и то два часа. А у них там расхлестанный дизель 100-киловаттный. Решили закрыть эту проблему с трех точек зрения. Первое: удовлетворить каким-то образом просьбу жителей. Второе: перейти от говорильни к альтернативным возобновляемым источникам энергии, посмотреть, что сделать. Третье: найти территорию (а она оказалась там лучше всего, с постоянными ветровыми и солнечными нагрузками, лучшая по Иркутской области: средний ветер 6 м/с, порывы и до 30 достигают) и посмотреть, сколько мы можем сэкономить на этой солянке дорожке. Естественно, поскольку программы и деньги областные, государственные (я скрывать не буду, уже сейчас стоимость реализованного проекта, более 30 миллионов руб.), мы должны были пройти процедуру 94-го ФЗ. Объявлен был конкурс. Выиграла ор-

ганизация, по-моему, из структуры «Нитола». Боюсь ошибиться, потому что в конкурсе по проектированию я не отслеживал ситуацию, мы просто проголосовали, что нужно идти в реальную энергетику с возобновляемыми источниками и посмотреть, с чем это едят, и руку набивать, потому что, действительно, как было сказано у предыдущего оратора, наши производители на нас тестируют свое необкатанное оборудование. И так, конкурс выиграла одна организация. Стал узнавать — в жизни ничего подобного они не проектировали. Пришел проект. Поскольку там сейсмика, климатические условия — все было разобрано; меня как электроэнергетика интересовал один вопрос: электрическая часть; даже не электроника, электрическая часть. И, представляете: волосы дыбом, седые стали, написано — для резервирования ветро-солнечной энергии (если не хватает ветра, затуманено) будет включаться дизель. Я говорю: «Каким образом будете включать дизель?» — «А как? Очень просто»; и в схеме стоит рубильник. Люди даже не представляют вопрос о синхронизации генератора переменного тока на сеть, просто рубильник в схеме нарисован. И сказал: «А как вы тут синхронизируете?» — они этого термина не слышали; а за проектирование получили приличные областные деньги, по конкурсу выиграла.

Хорошо, с проектом как-то сделали, это осталось под вопросом, что будем делать. Данных по оборудованию особенно не было; практически все иностранное, кроме ветряков. Смотрите, какие были, в особенности ветряки... это вы можете сами посмотреть, я потом скажу еще кое-что. Надо было все-таки мне поставить презентацию, это красиво и интересно. Я считаю, что это лучшая вещь, которую реализовали за Уралом. Есть в Якутии большие панели, в Красноярском крае, кое-что в Алтае. А комбинированной вот такой установки автоматической в очень отдаленном районе, я считаю, что нет. Ветряки роторного типа, вертикальные, чтобы не надо было пропеллером с поворотом, как в Дании и в Германии, ловить ветер. Нам сказали: у вас будет супер-решение. Сам генератор, который вырабатывает электрическую энергию от ветра, стоит в центре; сверху ротор, снизу статор, их взаимное кручение, как бы получается условное удвоение скорости. Хорошее решение. Но оказалось, они его просто сляпали: когда стали монтировать эти три установки (они высотой по 7,5 метров плюс основание), там по фланцам даже не подходили не то, что на миллиметры — на сантиметры; то есть, свалили, и все. Пришлось перетачивать, и так далее.

Теперь начались условия поставки после проектирования. Опять конкурс. За него билось три компании, опять выиграла совсем другие, поставили. К проекту, оказалось, подходили так: 200-киловатт на этот поселок нагрузки надо, давайте посмотрим: 100 кВт будет дизель, киловатт 80 — солнечные панели и 20 ветряки; в сумме 200 покром. Вот такой был подход; не из-за электрической части, а именно суммарная по балансу, причем примитивно. Хорошо, и это сделано. Началась поставка оборудования. Мы узнали, что нам ветряки поставили совершенно корявые. Но и этого тоже мало. Начался процесс реализации (а он уже затянулся: в мае прошлого года надо было реализовать деньги). Опять был объявлен конкурс на реализацию; выиграло его Иркутское представительство «Энерпром Электронис» (это московская фирма). Ребята откровенно сказали: «Мы этого никогда не делали, но раз есть проект, огромная куча документации — у нас голова на плечах, мы попробуем сделать». Я до сих пор поражаюсь, что они довели это до законченного. Я самостоятельно курирую проект со стороны областной организации (не только я один, потому что пришлось и поселковые сети менять, и все прочее); они довели его до конца, но была масса проблем. Оказалось, в проекте шесть лишних панелей 3x2 солнечных. Казалось бы, чем больше, тем лучше, но электронное швейцарское оборудование «Данфосс» не приспособлено для этого, и шесть панелей летом не используем. С ветряками тоже оказалось, что нагрузочных характеристик по ветру не поставили, неизвестно, какие величины от напора ветра выдает ветряк. Один вообще не работает, два от переменной. Причем проект был выбран как? — ветер используется только для зарядки 48 гигантских аккумуляторов; на сеть он не работает. На сеть работает дизель и солнечные батареи. Дизель, который стоял в селе, невозможно использовать в этой установке, и нам пришлось, опять за областные деньги, приобрести автоматически запускаемый дизель по погодным условиям, по уровню освещенности и по ветру, полярного исполнения, и все прочее. То есть, персонал не вмешивается в параллельный запуск дизеля. Но и этого мало: поскольку дорога туда практически отсутствует (по воде еще можно добираться, в летний период тоже хоть на танке ежай; сейчас еще по льду прорываются, это от истока Ангары почти еще 300 км на север Байкала), провезли это оборудование, поставили. Так вот, чтобы знать, как оно работает, мы закупили опять-таки импортную цифровую метеостанцию, которая нам сегодня показывает по спутниковому каналу все метеопараметры, ветер, освещенность, тем-

Начались условия поставки после проектирования. Опять конкурс. За него билось три компании, опять выиграла совсем другие, поставили. К проекту, оказалось, подходили так: 200-киловатт на этот поселок нагрузки надо, давайте посмотрим: 100 кВт будет дизель, киловатт 80 — солнечные панели и 20 ветряки; в сумме 200 покром. Вот такой был подход; не из-за электрической части, а именно суммарная по балансу, причем примитивно. Хорошо, и это сделано. Началась поставка оборудования. Мы узнали, что нам ветряки поставили совершенно корявые. Но и этого тоже мало. Начался процесс реализации (а он уже затянулся: в мае прошлого года надо было реализовать деньги). Опять был объявлен конкурс на реализацию; выиграло его Иркутское представительство «Энерпром Электронис» (это московская фирма).



пературу, влажность; сколько вырабатывает дизель, сколько вырабатывают солнечные батареи и сколько вырабатывают ветряки. Это есть на закрытом сайте; замгубернатора Иркутской области это у себя видит, я в кабинете тоже; ну, еще кто имеет доступ.

Теперь возник вопрос: суммарная мощность всего 100 кВт. Народ почувствовал вкус к электрической энергии: то у них было не каждый день — и по два часа. Теперь дизель работает с утра до вечера в параллели с солнечными, то есть, экономии солярки никакой не получилось. Электрическая энергия теперь круглосуточно. Добились первого, что получили энергоснабжение, снижения потребления солярки не получили. Но и это тоже замечательно. Народу уже не объяснишь. Говоришь: вы ограничьте, мы уже больше не можем. Начали нам предлагать: расширьте проект, так оказалась еще одна заковка: иностранное оборудование, которое там сформировано, не позволяет наращивать сеть путем параллельного упрочнения оборудования. Либо делать вторую автономную сеть в поселке и их стыковать через вставку постоянного тока, либо совершенно изолированно. В данный момент (вот я сюда зря приехал) у нас идет обсуждение второй очереди 200 кВт, как выкрутиться из этого? Опять нужны деньги. Место есть, эти солнечные панели, их 36 штук, 2х3, там большущие поля — замечательно.

— **Действительно, распределить у нас испытывает большие проблемы не только в Иркутской области; к сожалению, в Московской области сидят поселки на третьей категории, которые выключают эпизодически; 180 напряжение вместо 220. Знакома эта проблема буквально в 50 километрах от Москвы, в 20. Нужно ей**

решать кардинально. Таким способом, как вы рассказали, лучше и не начинать. Виктор Гуреев, проректор по научной работе, Казанского государственного энергетического университета, профессор. Тема доклада: «Малые энергетические установки — опыт внедрения в регионах». Интересно послушать, как в Казани они работают.

— В.М. Гуреев. Многие мысли о распределенной генерации уже высказали мои коллеги. И две мысли не вызывают, по-моему, ни у кого возражений. Первая: что распределенная генерация нужна там, где нет централизованного электроснабжения и теплоснабжения. И вторая: у нас практически нет собственного оборудования для реализации распределенной генерации на территории РФ. Хотелось бы высказать взгляд со стороны Республики Татарстан на эту проблему, потому что у нас она стоит по-другому. Когда мы говорим, что около 70%, 65% территории нашей страны не имеет централизованного электро- и теплоснабжения, в принципе, эта ситуация, может быть похожа на региональном уровне на ту ситуацию, которая существует в целом по стране. Карта распределения энергетических мощностей по территории Республики Татарстан показывает благополучную ситуацию; двойной запас по установленным электрическим мощностям на сегодняшний день, имеются избыточные электрические мощности. Но при этом по территории республики распределение неравномерное: есть районы с очень высокой плотностью генерации, а есть районы, где генерация практически отсутствует, и протяженность от станции до потребителей превышает 300–350 км. В каких-то районах республики приходится подключаться к сетям соседних республик, а не тащить

от собственных источников электрической мощности линии передач до потребителя. Это в миниатюре то, о чем говорится применительно ко всей нашей стране.

И несмотря на то, что у нас 100-процентное централизованное электроснабжение в республике, с точки зрения экономики ситуация требует внимательного рассмотрения, особенно если посмотреть на то, как сформированы эти мощности, на каких энергоресурсах они работают, и как приходится рассматривать экономику. Вот структура потребления газа: 90% электрических мощностей в республике работают на природном газе, и только 10% — это гидроэлектростанция, Нижнекамская ГЭС. Все было бы хорошо: это современное оборудование, высокая эффективность, но собственного газа на территории Республики Татарстан нет. Практически весь газ поступает в Республику с территории Оренбургской области и из Тюмени. 14 млрд. куб. м газа в год, и из них практически 70% потребляет именно энергетика Республики Татарстан.

Итак, централизованное электроснабжение 100% на территории республики. Но с точки зрения теплоснабжения ситуация неоднозначна: есть более 50% централизованного теплоснабжения в крупных городах республики, более 10 тысяч мелких котельных установок и около 1000 крупных, среднего класса котельных установок (здесь парк достаточно большой в области теплоснабжения). Ситуация с сетями, как электрическими, так и тепловыми, такая же, как и по всей России, то есть, сети изношены, эффективность оборудования невысокая. Хотя надо отдать должное: ремонт идет достаточно высокими темпами, и ситуация изменяется в лучшую сторону достаточно быстро.

И в связи с этим вопрос об использовании распределенной генерации стоит в другом ракурсе: эффективно или не эффективно использовать мощности распределенной генерации для того, чтобы было выгодно вырабатывать электрическую и тепловую энергию. То есть, это вопрос конкуренции с большой энергетикой. И вот с этой точки зрения, если учитывать, что основной парк агрегатов работает с КПД 30–32%, очень важно понимать, а какую эффективность обеспечивают те малые и средние энергоустановки, которые, в общем-то, предлагаются в распределенной генерации. Рассматриваются два типа установок: это газотурбинные и газопоршневые энергетические установки, подчеркиваю — газовые. Потому что о дизельном варианте здесь речь не идет, он, безусловно, неконкурентоспособен, и даже может не рассматриваться. Тем более, на территории республики есть собственный производитель газотурбин-

ных установок, который широко используется в «Газпроме», более 600 штук на сегодняшний день эксплуатируется.

Если проанализировать газотурбинные установки по КПД, он не сильно отличается от установок большой энергетики; явного выигрыша слишком большого нет. Если говорить о газопоршневых машинах, КПД выше, но тотального превосходства они не обеспечивают. Есть серьезная проблема: если рассматривать мощностной ряд машин (газотурбинные до 30 МВт, газопоршневые в интервале до 3 МВт), понятно, что газопоршневые установки имеют преимущества в диапазоне малых мощностей, а газотурбинные — в диапазоне больших мощностей. И главный вопрос, с нашей точки зрения, на сегодняшний день — это вопрос стоимости этих установок, потому что в конечном итоге именно высокая цена на импортные газопоршневые установки не позволяет их широко внедрять в распределенную энергетику республики. В качестве решения мы для себя в республике попытались рассмотреть использование в качестве привода в энергетических установках газопоршневого двигателя, созданного в объединении ОАО «Камаз». Если по крупным энергоустановкам стоимость одного киловатта мощности обходится где-то в 1000 долларов за киловатт, то на промышленных моторах камазовского или ярославского производства предварительный анализ и реализация этих установок позволяет достичь 350 долларов за киловатт установленной мощности. Это радикальное решение, которое может быть выгодным экономически при широком внедрении этих установок. Безусловно, мы рассматриваем их как установки в режиме аварийного использования, потому что на территории республики более 900 объектов, по требованиям МЧС, требуют резервирования электроснабжения. Но, в принципе, они могут работать и в режиме постоянной генерации.

Это взгляд республики на решение проблемы в области распределенной генерации, то есть смотреть и сравнивать стоимость линий электропередач и стоимость установки этих систем в отдаленных населенных пунктах, и если они выгоднее, устанавливать установки локальной энергетики. Если они проигрывают, тащить сети до потребителей. И второе: ориентироваться на собственные источники, собственный привод в этих установках. Вот это, наверное, два постулата, которые хотелось бы отметить.

— **Рыбников Дмитрий Алексеевич, заместитель главного инженера по техническому развитию, начальник департамента технического развития ОАО «МРСК Центра».**

— Д.А. Рыбников. Сегодня много сказано о территориальном развитии. Компания «МРСК-Центр» — одна из крупнейших, центр России. Стратегия развития сетевого комплекса сейчас у нас предполагает одну из ключевых задач в сфере государственной политики — это создание экономических методов стимулирования эффективных сетевых компаний, обеспечение условий стабилизации тарифов и привлечение частного капитала в объеме, достаточном для модернизации и реконструкции. Направления взаимодействия: реновация инвестирования при инновации, техприсоединение, реализация допсервисов, реализация инновационных проектов и инвестирование в развитие территориальной инфраструктуры совместно с сетевыми компаниями.

О последнем я хотел бы сказать подробнее. У нас две задачи: обеспечение надежности и качества, и развитие бизнеса региона. Я думаю, что проблемы у нас общие: прогнозируемое территориальное развитие, которое не позволяет планировать развитие энергосистем, затраты сетевых компаний на техприсоединение, не покрываемые оплатой, отсутствие ответственности потребителей за взятые обязательства по обеспечению заявленных параметров мощности, высокий износ основных фондов и небольшое количество реальных инновационных предложений.

О территориальном планировании. Резервы в данной сфере очень большие. Есть закон, Градостроительный кодекс, который требует указывать на муниципальном уровне размещение объектов электроэнергетики. И вот мы бьемся, дойти до конца мы не можем практически во всех регионах. Зачастую даже по нашему мнению это имеет коррупционную составляющую, потому что когда приходит заявка на техприсоединение, то очень часто земли вокруг уже куплены, и сетевым организациям пройти к месту присоединения каким бы ни было образом практически невозможно. Поэтому западный опыт придется перенимать. В каждом муниципальном образовании должны быть четко выделены трассы для прохождения коммуникаций — тогда можно планировать размещение объектов.

Я здесь обозначил проблему при выборе земельных участков — затраты на строительство, инвестиционное планирование, сроки, которые сейчас от нас требует Правительство. Мы готовы снижать сроки, но если будет правильно осуществляться территориальное планирование, иначе это просто невозможно. Про земельные участки я сказал. Рост (наверное, мы характеризуем общую тенденцию) техприсоединения значительный. У нас показана на сайте интерактивная карта, по

Компания «МРСК-Центр» — одна из крупнейших, центр России. Стратегия развития сетевого комплекса сейчас у нас предполагает одну из ключевых задач в сфере государственной политики — это создание экономических методов стимулирования эффективных сетевых компаний, обеспечение условий стабилизации тарифов и привлечение частного капитала в объеме, достаточном для модернизации и реконструкции. Направления взаимодействия: реновация инвестирования при инновации, техприсоединение, реализация допсервисов, реализация инновационных проектов и инвестирование в развитие территориальной инфраструктуры совместно с сетевыми компаниями.

стране, портал тп.рф. Но пока эффективности мы в этом не видим, потому что заявки на техприсоединение подаются в основном в зонах дефицитной мощности. Этих зон немного. Профицит в нашей системе составляет 8 ГВт – огромная величина, но заявки подаются не туда, куда бы нам хотелось.

У нас 4 подстанции в МРСК Центр, которые построены и стоят вообще пустые, несмотря на то, что классическая «Университетская» третий год стоит незагруженной, несмотря на то, что полностью мощность не продана. Мы на риск идем, даже если юридическая мощность продана, мы принимаем заявки, не закрываем центр питания, наращиваем, но мощность не растет. Взяли у нас мощности 10-20% от того, для чего построили сеть. Тенденция техприсоединения и затрат на развитие у нас тоже классическая. К сожалению, она такова. Реновация у нас выдвигается техприсоединением – это, в принципе, тенденция всех сетевых компаний. У нас сейчас ситуация не настолько плоха. Есть компании, которые имеют и большие проблемы. Еще бы я хотел добавить про малую генерацию в качестве предложения: мы бы намного упростили и ускорили сроки, если бы разрешили или узаконили требования введения дифференцированного тарифа на техприсоединение по времени суток. Потому что сегодня подается заявка на 15 киловатт, мы вынуждены эту мощность при расчетах добавлять к пику, соответственно, строим сети, наращиваем пиковые горбы. Хотя у нас большие ночные резервы.

И еще проблема, которая выявилась, связана с малой распределенной генерацией. Мы на нее возлагали огромные надежды, что она разгрузит наши дефицитные центры питания, позволит развить регион. Но, к сожалению, она строится вне зависимости от электрической сети. Практически вся генерация, которая построена в последнее время, строится там, где есть котельная такой генерации. В Белгородской области говорили, что очень хорошие биогазовые станции установлены, но они поставлены там, где есть профицит мощности. То есть практически разгрузили наши сети. И сейчас очень опасная тенденция, когда генерацию применяет монопотребитель. Вот у нас завод вышел недавно. Наша подстанция питает полностью завод – никаких потребителей других нет, он говорит, что я ставлю генерацию, которая будет полностью свое потребление обеспечивать. Наша подстанция остается на холостом ходу, а подстанция мощная – подстанция около 20-25 МВт. Мы должны держать на холостом ходу! Но за счет чего мы пока думаем. Раньше эта система разрешалась только для атомных

станций, для обеспечения их собственных нужд. Других таких ситуаций не было. Сейчас появляются такие прецеденты. Я сказал наше предложение. Финансовые гарантии заявленной мощности, чувствительная плата за просрочку выполнения договоров. Уже очень много случаев. Вот если Белгородскую область брать, если вы проедете за город, вы увидите очень много линий, стоящих в пустоту. В Тверской области, в Смоленской области, когда мы построили сети, мы обеспечили развитие региона, стоят линии, опоры стоят, уходящие вдаль – можно картины писать. Мы стараемся сроки выполнять, но должны иметь и нагрузку.

Расторжение договоров. Стимул для поэтапного ввода нагрузки – очень большая вещь. Дифференциация платы по критерию энергодефицитных и энергопрофицитных районов – крайне важная мера. Предоставление услуги энергетического обследования. Мы со своей стороны готовы всеми силами участвовать, но, к сожалению, мы не имеем рычагов. А так участвовать в схемах внешнего электроснабжения, в схемах выдачи мощности, которые позволят точно и эффективно развивать регион.

— *Спасибо за актуальный доклад! Кондратьев Александр Владимирович, Советник генерального директора по проектам развития ОАО «Ленэнерго» расскажет, как в городе на Неве осуществляются позиции. Может быть, у них будем перенимать положительный опыт.*

— А.В. Кондратьев. В основном здесь доклады касались макроэнергетики. Нас попросили рассказать о микроэнергетике, то есть, каким образом задачи технологического присоединения решаются внутри отдельно взятой сетевой энергокомпании. Я буду представлять опыт компании «Ленэнерго». В 2011

году она начала массивный проект реинжиниринга бизнес-процессов технологических присоединений. Первые результаты я смогу вам показать.

Напомню, чем занимается сетевая энергокомпания. У нее два типа услуг: транспорт электроэнергии и присоединение к мощности. Если посмотреть эти 2 процесса под увеличительным стеклом, перед вами карта бизнес-процессов сетевой энергокомпании, процессов верхнего уровня, то вот эти два процесса в центре, они создают новую ценность присоединения и транспорта. Все остальное, что делает сетевая компания – поддерживает эти 2 ключевых бизнес-процесса. Наша задача – оптимизировать процесс технологических присоединений. За шаблон, за прототип мы взяли два архитектурных подхода. Первый подход был разработан ФСК ЕЭС в отношении Smart Grid. То есть какие там основные решения? Для того чтобы что-то делать, надо разработать деловую карту, эталонную архитектуру, выделить полигоны для апробации, строить моделирующие стенды и системы, готовить новые кадры, ставить проектный офис и так далее. Теперь такая же дорожная карта есть у Агентства стратегических инициатив в отношении технологических присоединений. Что говорит Агентство стратегических инициатив? Нужна дорожная карта – она есть и утверждена председателем Правительства, нужно разрабатывать эталонную архитектуру, нужны полигоны для апробации. В данном случае «Ленэнерго» является полигоном для Агентства стратегических инициатив. Нужны моделирующие стенды, системы и так далее. Вот по этой схеме мы начали работу по оптимизации, по реинжинирингу, процессу технологических присоединений.

Что получилось? Первое, мы ориентировались на дорожную карту Агентства страте-

гических инициатив. Ее задача – перевести с 185-го места (здесь 183-е) на 20-е место России к 2018 году в области рейтинга Doing Business. Дорожная карта АСИ устроена так: 80% мероприятий касается улучшения условий деятельности для сетевых энергокомпаний. Но если мы эту карту реализуем, это не значит, что достигнем наших целей. Еще сами компании должны научиться хорошо работать в этой новой ситуации. Поэтому мы в рамках дорожной карты выделили процессы, которые связаны с нами, и сфокусировались на задачах, которые решаются на уровне сетевой энергокомпании. Что это за задачи? Вот этот процесс технологических присоединений здесь показан более детально. Что мы видим? Первый блок – это прием заявок, второй блок процессов – это разработка технических условий и развитие распределительной сети. Третий блок, когда мы получили технические условия, – это подготовка договоров и выдача договоров. Четвертый блок – это исполнение договорных обязательств. Пятый блок – это выдача АТП и присоединение.

Физика процессов, скорее, с точки зрения заявителя, кажутся совершенно простыми: пришел, подал заявку – и тебя присоединили, с точки зрения сетевой энергокомпании очень сложны в исполнении. Вот это первый процесс. Третий процесс и пятый – это такие классические деловые процессы, там мы просто работаем с бумагами и с заявителем. Такие процессы изучаются в теории массового обслуживания. Для компании «Ленэнерго» это означает, что полторы тысячи заявок поступает каждый месяц и надо уметь работать с этим потоком заявок – вот что такое оптимизировать процессы №1, №3 и №5. Процесс №2 – это вообще сложная инженерная задача. То есть в этой инженерной задаче мы должны уметь разрабатывать технические условия, а самое главное, мы должны уметь проектировать развитие распределительной сети. Поскольку для этого проектирования нам нужна будет модель электросети, то под это надо подставить совершенно другую сумасшедшую информатику, другие информационные системы, чем те, которые у нас есть, и только тогда мы сможем работать. Собственно, здесь две альтернативы: либо у нас будет дефицит, профицит мощности и тогда мы можем не очень хорошо считать, не очень хорошо проводить оптимизацию, либо у нас не будет дефицита мощности, мы будем экономить на инвестициях и на развитии распределительной сети, тогда мы должны в условиях ограниченных ресурсов оптимизировать. Вот такая задача.

Четвертый процесс выглядит так: у меня есть технические условия, у меня есть договорные обязательства, у меня это все сфор-

мировано в адресную программу, в пакеты, теперь я должен привлечь десятки и сотни подрядных организаций, чтобы на очень большой, распределенной территории обеспечить присоединение. Это задача мультипроектного управления, которая хорошо известна. В данном случае для специального вида инжиниринговой деятельности. Если мы посмотрим на процесс техприсоединения, то удивительно – какой он разнообразный по физике модели, которая в нем заложена. Деловые процессы и инженерные процессы проектирования, мультипроектное управление на строительстве – все это должно работать вместе. Это не отдельные процессы, а это система процессов. Если работает вся система процессов, вы ее должны хорошо знать, описать и так далее.

Когда мы говорим о моделях бизнес-процессов, то сегодня в стране эти модели изучаются на курсах программы MBA – Master of Business Administration. Мы считаем, что вот эти модели – это не для программы MBA, а для практического применения. Поэтому в компании «Ленэнерго», когда мы стали организовывать деятельность персонала, то мы модели процессов нижнего уровня разместили на рабочих местах сотрудников. То есть у каждого сотрудника, который участвует в этом процессе, слева висит диаграмма соответствующей модели международных форматов Cross Functional Flowchart, и они по этому процессу в разных ситуациях вырабатывают свои проекты. Если вся эта конфигурация сделана, давайте вспомним систему Toyota. Чем Toyota славится? Она сказала, что не только надо описывать бизнес-процессы, а нужно постоянно организовать вовлечение сотрудников с тем, чтобы каждую неделю они добивались новых решений по улучшению этих бизнес-процессов. Поэтому один из элементов системы «Ленэнерго» – это система постоянных улучшений. Если все подвести, что там делается, а делается это так – постепенно, монотонно добавляются и добавляются все новые и новые инструменты, которые позволяют какую задачу решить? Если мы сравним LADA Kalina и Toyota, чем они отличаются, можно вас спросить? Они отличаются функциональными возможностями и качеством, а физика у этих процессов одинаковая: у той и у другой механика, у той и другой колеса, руль, двигатель. И вот это качество и функциональность получается путем наращивания все новых и новых элементов внутри этой системы. Современные умные системы априори сложные, то есть не может простая система управлять сложным объектом. И поэтому работа по оптимизации техприсоединения велась к тому, что мы накапливали, накапливали вот эти решения.

Чем Toyota славится? Она сказала, что не только надо описывать бизнес-процессы, а нужно постоянно организовать вовлечение сотрудников с тем, чтобы каждую неделю они добивались новых решений по улучшению этих бизнес-процессов. Поэтому один из элементов системы «Ленэнерго» – это система постоянных улучшений. Если все подвести, что там делалось, а делается это так – постепенно, монотонно добавляются и добавляются все новые и новые инструменты, которые позволяют какую задачу решить? Если мы сравним LADA Kalina и Toyota, чем они отличаются, можно вас спросить? Они отличаются функциональными возможностями и качеством, а физика у этих процессов одинаковая: у той и у другой механика, у той и другой колеса, руль, двигатель. И вот это качество и функциональность получается путем наращивания все новых и новых элементов внутри этой системы.





Проект начался в 2011 году. 189 дней только на выдачу договора, толпы посредников в приемной, непонятно что. Мы сократили за первый год в 3 раза, за второй год мы сократили еще на 100%, и сейчас мы в рамках норматива. То есть норматив – 30 дней, у нас среднее время обслуживания – 28 дней. 28 дней на сегодня и ставим задачу – 15 дней. В дальнейшем по договорам мы сделаем в 15 дней, а вот дальше там другие сложные процессы: техуловия, проектирование, информатика, мультипроектное управление. Сейчас у нас 180 дней, но мы постараемся применить такие решения. Сейчас я не могу сказать, как получается, они в стадии применения. Вот как получится – доложу!

И последнее, я хотел показать по этому опыту такое необычное решение. Но мы эту историю рассказывали, показывали, как у нас работает, приглашаем вас, кому это интересно. В Питере открыт на Лиговском проспекте один из самых лучших в России Центр технологических присоединений, где много этих решений. Поэтому много статусных профессионалов, руководителей у нас бывали, и многие здесь, на выставке, присутствовали. Но мы сделали еще один продукт, я с удовольствием вам его представляю. Мы привлекли Московский физико-технический институт – лидера технологической компетенции в стране. Они положили многие решения, которые мы сделали, информацию об этих решения на такую платформу – Learning Management System (Система управления знаниями). Можно зайти на эту платформу — вот ее адрес, сайт. К этой платформе приложены книжки, инструкции, но в платформе они есть в электронном виде, естественно. Можно пройти курсы обучения, можно посмотреть базу знаний по этой предметной области и можно самим пройти какой-нибудь курс обучения по оптимизации технологических присоединений дистанционно в любой точке страны и в любой точке мира, где есть достаточно каче-

ственный Интернет. Мы считаем этот элемент очень важным. Если у нас название выставки «ТЭК России в XXI веке», предполагается, что в XXI веке будет экономика знаний, значит, нам нужны системы управления знаниями в нашей повседневной деятельности. Вот перед вами пример системы управления знаниями, которые сейчас доступны, сейчас существуют, каждый из вас может использовать по своим интересам. Поэтому мы приглашаем к обмену опытом, знаниями надо обмениваться, будем рады ответить. Я вас хочу поблагодарить за внимание!

— **Кабанов Сергей Никитич, заместитель Генерального директора по технической политике ООО «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ».** *Тема доклада «Развитие Smart Metering – ответ на глобальные вызовы».*

— С.Н. Кабанов. Идея реформа рынка электроэнергетики давно витает в воздухе. Сейчас мы подходим к практическому воплощению этих идей. К сожалению, в доступных источниках получить данные представляется невозможным. Данные крайне скудны. Хотя Минэнерго заявляет, что основные положения по оптовому рынку и по розничному рынку приняты, вскоре будут опубликованы. Но из того, что удастся посмотреть, понятно, что реформа оптового рынка будет касаться, скорее всего, технологических, договорных, финансовых механизмов. А вот по реформе розничных рынков электроэнергии я бы хотел немного поговорить. Согласно доступным данным декларируемые цели новой модели именно розничного рынка сводятся к двум целям: запуск реального розничного рынка, то есть поставка розничным потребителям электроэнергии без вывода их в участники оптового рынка, и создание механизмов конкурентной среды между сбытовыми компаниями за потребителя. То есть, — доведение до логического конца тех мероприятий, которые изначально закладывались, но сейчас

не работают – все останавливается на уровне гарантирующих поставщиков.

Основным моментом можно считать следующее облегчение выхода потребителя на оптовый рынок розничного рынка, то есть снижение планки по мощности, возможность конечных потребителей более свободно выходить на свободные двусторонние договоры и облегчение перехода потребителей от гарантирующих поставщиков к независимым сбытам с установкой приборов учета и систем учета, обеспечивающих только функцию хранения почасового объема. То есть, мы опять изначально закладываем упрощение, минимальные требования на этапе становления достаточно серьезной отрасли. Почему? всю систему учета, которая сейчас существует, можно, грубо говоря, классифицировать на два класса: это IMR System – достаточно простые системы учета, широко распространенные в нашей стране и за рубежом, которые позволяют автономно снимать показания с привязкой ко времени суток. И более современные системы, которые сейчас активно внедряются у нас в России и во всем мире, – это комбинации AMI/MDM System – так называемая Smart Metering система, которая позволяет реализовать как функцию IMR System, так и реализующие возможности удаленного воздействия обратной связи – оперирование, манипулирование данными коммерческого учета. На графике предоставлена глубина проникновения систем по странам. И вот в сноске приведен пример для размышления. В 2011 году Китай установил 40 миллионов приборов учета, но именно IMR System, то есть Китай изначально пошел по пути упрощения, то есть удешевления систем. С простыми системами все понятно.

Что нам дают Smart Metering? Кроме простых измерений количества переданной, отпущенной, потребленной электрической энергии, они дают возможность автоматизированной обработки и передачи, предоставления в различном виде информации о потреблении энергоресурсов, возможности осуществления контроля режимов потребления электрической энергии, определения фактических потерь в сетях, отключения и ограничения потребителей, автоматизированного дистанционного управления потоками мощности, оценки эффективности энергосберегающих мероприятий и некоторые другие моменты.

Какие факторы определяют в настоящий момент развитие системы учета? Это прогнозируемое увеличение потребления электроэнергии в 3 раза за ближайшие 40 лет, необходимость сокращения зависимости от невозобновляемых источников энергии, потребностей в вы-

соком уровне связанности и управляемости инфраструктуры, в том числе, и энергетической, необходимость более полной загрузки энергетических мощностей. Уже доказано и общепризнано, что путь наращивания генерирующих мощностей является экстенсивным, и более прогрессивным способом является путь применения энергосберегающих технологий. Благодаря этому по прогнозам ожидается снижение зависимости показателей производства электроэнергии от роста ВВП с весового коэффициента 0,9 до 0,7, то есть единица валового продукта нам будет обходиться меньшими энергозатратами. Кто в настоящее время является заинтересантом по использованию умных систем учета? Как не странно, это практически все субъекты рынка. Для сетевых организаций умные системы учета дают снижение технологических, коммерческих потерь, возможность ведения энергобалансов, противодействие искаженным показаниям, попыткам безучетного потребления электрической энергии, контроль защиты от хищений. Бытовые компании получают возможность автоматизировать сбор данных, выполнять дистанционное ограничение мощности отключения абонентов, повышать платежную дисциплину, стимулировать электронные расчеты и прочие вещи. Управляющая компания ЖКХ получает инструменты автоматизированного доступа к данному потреблению и распределению в электрических сетях в зоне их функционирования. Потребитель же получает возможности контролировать качество электрической энергии, Интернет-кабинет позволяет отслеживать собственные показания, собственные расходы в различных срезах, дает инструмент для экономии энергоресурсов, позволяет самостоятельно оценивать и регулировать электрическое потребление.



Кроме того, система Smart Metering является одним из оснований развития систем Smart Grid, ключевым моментом которого является вовлечение потребителей в производство электрической энергии, то есть та же возобновляемая и малая генерация, про которую уже много говорилось на сегодняшней сессии. Что происходит в мире с развитием систем? Как видно из слайда, западные страны вкладывают достаточно большие деньги в развитие данных систем. На их фоне Россия с 650 миллионами рублей смотрится пока не сильно впечатляюще, хотя программа энергосбережения предусматривает освоение 9,5 миллиарда рублей к 2020 году, а программа развития систем коммерческого учета предполагает оснащение системами 48 миллионами потребителей.

Хотелось бы привести пару примеров из опыта нашей компании, что внедренные системы дали конкретным сетевым организациям. 2011 год, федеральный проект «Считай. Экономь. Плати» на примере МРСК Урала – «Пермэнерго». В отдельно взятом районе города Перми было установлено 50 тысяч «умных счетчиков», объединенных в единую сеть со сбором данных на едином сервере. Официально опубликованы результаты по итогам, то есть сокращение потерь на 3,8 миллионов киловатт-часов ежемесячно, полное исключение случаев бездоговорного, безучетного потребления, реальное определение объемов передачи, а не использование нормативов. Был рассчитан срок окупаемости – 4,5 года. То есть что такое для сетевой организации даже 3,8 миллионов киловатт-часов ежемесячно, 40 миллионов в год? Это 40 миллионов киловатт-часов некупленных потерь, то есть понесенных расходов и 40 миллионов киловатт-часов полученных дохо-

Smart Metering является одним из оснований развития систем Smart Grid, ключевым моментом которого является вовлечение потребителей в производство электрической энергии, то есть та же возобновляемая и малая генерация, про которую уже много говорилось на сегодняшней сессии. Что происходит в мире с развитием систем? Как видно из слайда, западные страны вкладывают достаточно большие деньги в развитие данных систем. На их фоне Россия с 650 миллионами рублей смотрится пока не сильно впечатляюще, хотя программа энергосбережения предусматривает освоение 9,5 миллиарда рублей к 2020 году, а программа развития систем коммерческого учета предполагает оснащение системами 48 миллионами потребителей.

дов за передачу электрической энергии.

Следующий пример. Проект Республики Чувашия – менее масштабный, но, тем не менее, 5 тысяч «умных приборов учета» в качестве общедомовых в 4-х городах Чувашии в единой системе. По результатам: сокращение потерь в сетях на 11,3 миллиона киловатт-часов ежегодно (охват меньше – количество приборов меньше), ликвидация необходимости ежемесячного обхода приборов учета, что дало коммунальным технологиям экономию порядка тысячи человеко-дней в год. Для них оказалось важным возможность диагностики средств измерения учета в режиме реального времени, как я говорил, увеличился полезный отпуск на 10 миллионов киловатт-часов. И вот сбоку сноски тоже официальные данные, касаемые непосредственно потребителя. В одном из пилотных многоквартирных домов начисления за общедомовые нужды в результате сократились более чем на 15%. Соответственно, снижать стоимость приборов учета, удешевляя инвестиции в энергетику, – это хорошо, но, наверное, гораздо проще все-таки принимать более рациональные решения, чтобы потом через 4-5-8 лет не менять построенную в настоящее время систему, в том числе, и доводить данную информацию до потребителя.

И в качестве вывода, чтобы хотел сказать в заключение. Достаточно активно сейчас обсуждается, планируется развитие активно-адаптивной сети пока только на уровне высоких напряжений, но рано или поздно мы столкнемся с тем, над чем работает сейчас весь мир, то есть с необходимостью строить Smart Grid в сетях 0,4, 35, 6 кВ. Похоронив сейчас идею Smart Metering, мы получим в будущем проблему стыкования интеллектуальной сети высокого напряжения с сетью низкого напряжения. Повсеместное внедрение приборов учета упрощенного функционала приведет к невозможности создания системы контроля состояния сети и лучшей прогнозируемости потребления, о чем тоже неоднократно говорилось на сегодняшней сессии, исчезнет рычаг автоматизированного воздействия на неплательщика. В силу активного развития концепции Smart Grid в мире, Россия рискует технологически отстать от мирового сообщества и увеличить свои риски в экономическом аспекте. Также сегодня слышал, на примере даже Иркутска, зачастую мы вынуждены применять иностранные технологии, поскольку не имеем отечественных. Сейчас упустив момент, мы потом не сможем стыковать новые технологии с тем, что получим в наших сетях. Технологии Smart Metering доступны в настоящее время и могут распространяться повсеместно,

но, а системы Smart Metering являются базовым звеном в решении задач повышения энергоэффективности и энергосбережения. Спасибо за внимание! Если есть вопросы, я готов ответить.

— *Сейчас бы я хотел немножко нашу техническую дискуссию перевести в правовую плоскость, потому что при технических моментах, когда нет ответственных потребителей перед сетевыми компаниями, а иногда компаний перед потребителями, то всегда возникают какие-то спорные вопросы. И поэтому сейчас хотел Кравцов Алексей, Председатель Арбитражного третейского суда г. Москвы сделать доклад, как это сделать эффективнее, чтобы не уходить в долгие судебные разбирательства.*

— А.В. Кравцов. Серьезным сдерживающим фактором стабильного существования и функционирования системы топливно-энергетического комплекса являются, в том числе, недобросовестные контрагенты. Работа с недобросовестными контрагентами проводится в судебном порядке. В обычной системе судопроизводства, все участники, как заказчики, так и исполнители, а также потребители энергетических продуктов в случаях возникновения споров обращаются в суд. В связи с этим уже сформировались проблемные точки, которые определяют эту систему и которые как раз являются сдерживающим фактором его стабильного функционирования. Судебные разбирательства в обычных судах в настоящее время проходят очень долго. Проблема в том, что решения судов можно обжаловать в нескольких инстанциях, и поэтому даже по самым очевидным разбирательствам с недобросовестными контрагентами, споры до получения окончательного судебного решения могут длиться от полуго-

да до нескольких лет – это очень сложно для функционирования любой системы.

Для того чтобы решить эту проблему, многие компании топливно-энергетического комплекса перевели свои договорные отношения и разрешения споров по ним из государственных судов в европейскую систему под названием Коммерческий арбитраж. Эта система развита на территории стран Западной Европы, на территории нашей страны она также функционирует и называется институт третейского суда. И этот институт разрешает споры в упрощенном и ускоренном порядке. Процедура проводится следующим образом: при подаче искового заявления, если выявляется недобросовестный контрагент, при нарушении сроков поставки, при нарушении сроков оплаты и все экономические споры по гражданским договорам, по обычным отношениям, которые ведутся в обычной деятельности, исковое заявление подается в третейский суд. Рассматривается оно в одно заседание и по закону решение третейского суда сразу вступает в законную силу и обжалованию не подлежит. Сроки судебных разбирательств варьируются в среднем 10 рабочих дней – это очень быстрая процедура. То, что невозможно обжаловать решение, исключает возможность затягивания судебных процессов. Выполнение решения третейского суда выполняется добровольно сторонами, либо исполняется по исполнительному листу государственного суда судебными приставами. Сроки получения исполнительных листов на решение третейского суда – 30 дней. Таким образом, весь судебный процесс, который сейчас, как в самом начале я сказал, длится от полугода до нескольких лет, можно уместить в срок 40 дней – это в разы быстрее, чем нынешняя система, поэтому ее активно применяют на Западе.



ФЕДЕРАЛЬНАЯ ИНФРАСТРУКТУРА И ЭКОНОМИКА № 38

Если вы сталкиваетесь с международными контрактами, в большинстве международных контрактах иностранные контрагенты включают место разрешения споров в коммерческих арбитражах, только они находятся в западных странах. Это известные арбитражи Лондона, Стокгольма, Женевы. Разница в том, что суд будет проходить по месту нахождения самого суда. Соответственно, если это будет лондонский арбитраж, то судиться по упрощенной системе необходимо будет в Лондоне. Это удорожает эту процедуру, поэтому российские компании применяют российский коммерческий арбитраж, в частности, московские – больше распространено это в столице. Для того чтобы можно было обратиться в коммерческий арбитраж с иском, по закону единственное есть требование – это письменное согласие обеих сторон на такую короткую процедуру. Такое согласие получить, когда уже спор идет, очень сложно, потому что недобросовестный контрагент уже избегает встреч, не отвечает на телефонные звонки и всячески противодействует исполнению своих обязательств. Поэтому такое письменное согласие получают при заключении договора. В разделе «Порядок разрешения споров» указывают фразу о том, что спор по договору передается по усмотрению истца или в государственный суд, или в третейский суд. Таким образом, подписывая такой договор, стороны для себя берут обязательство и право разрешать споры в быстром порядке в коммерческом арбитраже. Подписывая такой договор, имейте в виду, что обязательства нужно будет выполнить с полной ответственностью, потому что неотвратимость финансовой ответственности за нарушение своих обязательств в этом случае наступит очень быстро. То же самое и в отношении контрагентов.

Основная тема сегодняшней конференции – это улучшение инвестиционного климата в топливно-энергетическом комплексе. Предоставляя своим контрагентам как заказчикам, так и покупателям и поставщикам возможность разрешения споров в быстром порядке, существенно улучшает их отношения ко всему проекту, потому что инвесторы при вложении средств очень трепетно относятся к их судьбе. И общераспространенный страх инвесторов потерять свои деньги в нашей имеющейся длительной судебной системе является сдерживающим фактором для того, чтобы совершить сделку по инвестиции своих средств. Поэтому, включая в договорные отношения, в проекты договоров оговорку о возможности рассмотрения споров в третейском суде, ваши компании будут выгоднее выглядеть перед инвесторами в плане готовности добросовестно исполнять свои обязательства. В свою очередь, подписывая такие же договоры, которые вам предлагают ваши контрагенты, также нужно иметь в виду, что здесь необходимо исполнять свои обязательства добросовестно.

— *Это действительно можно считать прорывом, если сразу в договорные отношения вносить такие фразы. Сейчас докладывает Герасимов Антон Александрович, начальник Департамента управления объектами электросетевого хозяйства ОАО «МРСК Центра».*

— А.А. Герасимов. Я коротко расскажу о практическом опыте решения проблем. Были озвучены проблемы сетей 35 кВ и ниже. Как внедряются мобильные решения в электросетевом комплексе в нашей компании, хотелось бы предоставить вашему вниманию. Зона обслуживания компании, чтобы вы себе представляли – территория более 450 тысяч квадратных километров с населением более

Если вы сталкиваетесь с международными контрактами, в большинстве иностранных контрагенты включают место разрешения споров в коммерческих арбитражах, только если они находятся в западных странах. Это известные арбитражи Лондона, Стокгольма, Женевы. Разница в том, что суд будет проходить по месту нахождения самого суда. Соответственно, если это будет лондонский арбитраж, то судиться по упрощенной системе необходимо будет в Лондоне. Это удорожает эту процедуру, поэтому российские компании применяют российский коммерческий арбитраж, в частности, московские – больше распространено это в столице.



ФЕДЕРАЛЬНАЯ ИНФРАСТРУКТУРА И ЭКОНОМИКА № 38

15 миллионов человек, 11 областей, мы находимся в Центральном федеральном округе РФ. Протяженность линий электропередач у нас выше 389 тыс. км, общее количество подстанций составляет практически 95 тысяч, количество условных единиц – более полутора миллионов. Соответственно, таким огромным электросетевым комплексом нужно эффективно, нужны соответствующие инструменты. Хотелось бы понимать, что мобильные решения – это всего лишь инструмент обеспечения оперативности в управлении сетями для того, чтобы имела возможность эффективно по-



вышать и поддерживать требуемую надежность.

Если говорить о предпосылках, мы хотим уточнить подходы к организации технического обслуживания и ремонта объектов электросетевого хозяйства для обеспечения надежности. Почему эти проблемы встают? Значительное количество объектов обслуживания, управления, территориальная распределенность, отсутствие централизованной базы данных, отсутствие информации о техническом состоянии объектов, морально устаревающий парк приборов, значительный износ, о котором уже говорили, низкие показатели надежности и, самое главное, это недостаточная степень автоматизации системы технического обслуживания и ремонта предприятий электросетевого комплекса. У нас организована система технического обслуживания и ремонта следующим образом: оперативно-технологичное управление сетями, соответственно, диагностика для того, чтобы мы знали свое техническое состояние, чтобы мы могли управлять своими объектами, и, соответственно, процессы ремонта и замены оборудования, о которых уже говорилось. На основе этого мы создали базу данных своих производственных активов, где описали все свои активы до последнего гвоздя, до последнего предохранителя в сетях 0,4 кВ или автомата в сетях 0,4 кВ. Соответственно, мы настроили инструмент автоматической оценки технического состояния наших объектов, оценки последствий отказа наших потребителей, разработали методологию выбора приоритетов, и, соответственно, формируем производственную программу. Все у нас построено на следующем: в базе методология, то есть мы описали подходы, как будем выстраивать свою систему техническо-

го обслуживания и ремонта, далее идет база данных, где есть вся информация не только об объектах, но и о работе, которая проводилась на них, – ремонт, техническое обслуживание, отключение, всевозможные другие вещи, которые необходимы. Дальше мы все эти процессы регламентировали, настроили систему анализа для того, чтобы принимать конкретные управленческие решения. Соответственно, наверху – это оценка эффективности. Мобильные решения – это как приложения для обеспечения оперативности поступления сведений в нашу базу данных.

Не буду останавливаться на методологии, все процессы, начиная от ремонта и замены, диагностики у нас регламентированы, выпущены соответствующие стандарты организации, база данных сейчас представляет собой порядка 15-ти миллионов единиц оборудования. В день в базу данных вносится порядка 1350 сообщений о дефектах. Создали базу данных, куда мы организовали ввод результатов испытаний измерений. На основании этого ввода у нас происходит автоматическая оценка технического состояния оборудования, причем по одним и тем же правилам для всей компании. Соответственно, вносится сообщение о дефектах, ведутся журналы дефектов, это могут видеть как на уровне РЭС монтеров, так и на уровне филиалов для принятия соответствующих управленческих решений.

С какими проблемами мы столкнулись? Это несвоевременный ввод данных по диагностике, снижение достоверности результатов, потому что сначала мы записали на бумажки, с бумажки в протокол, с протокола в базу данных. Мы хотим этот пункт исключить. Сразу будут монтеры в мобильные решения вводить результаты испытаний измерений,

при синхронизации с базой данных это все будет улетать. И уже из системы мы будем получать протоколы. Соответственно, задачи, которые ставим мы себе, когда эти мобильные решения будут внедрены, – это повышение достоверности вводимой информации, снижение времени ввода информации в систему, в единые протоколы, обеспечение необходимой документации, методологии, нормативной документации при испытаниях и измерениях, и учет хода и времени выполнения работ. Здесь предоставлен слайд, как эти мобильные решения позволят нам повысить именно процесс эксплуатации нашего электрооборудования.

В 11-ти областях конкретные бригады, которые выполняют ремонтно-эксплуатационное обслуживание, будут обеспечены мобильными устройствами, и на объектах ввода проведения испытания измерений они, соответственно, будут вносить эти результаты в мобильные устройства. Задачи, которые предполагаются этим функционалом, это выдача и контроль выполнения работ, ввод результатов испытаний и измерений, фотофиксация дефектов, подтверждение фактического выполнения работ, контроль времени. Там еще множество путей для развития этой системы. Но мы именно хотим повысить достоверность и своевременность ввода данных в систему.

Мобильные решения, интерфейсы. Мастер, находясь на рабочем месте, выдает задания на работу бригаде, бригада, получив эти задания из системы на осмотр, диагностику или ремонт, получает их на мобильные решения, на мобильном решении находится вся необходимая документация, которая ему может потребоваться во время работы, – технологические карты, нормы и так далее. Организован ввод дефектов, испытаний, измерений в систему. Соответствующий функционал можно сфотографировать, все эти вещи описать. Печать листа осмотра единого по всей компании уже не ручного ввода. Ввод результатов испытаний измерений по диагностике для того, чтобы система смогла оценить техническое состояние объектов.

— *Ваша компания уже может выступать примером, как это все доступно организовано. Сейчас только некие компании могут управлять работой турбин электростанций в Швейцарии, допустим, а ваша компания уже в России ведет такую деятельность. Спасибо за интересный доклад! Сейчас у нас докладчик Акопов Дмитрий Николаевич, он нам расскажет, как без реконструкции сетей, в частности, ЛЭП, увеличить пропускную способность.*

— Д.Н. Акопов. Не буду останавливаться на технических особенностях. Хотел бы рассказать о нашей компании, потому что она не так широко известна. Смысл в том, что мы занимаемся обследованием линий электропередач с применением технологии лазерного сканирования. И, в основном, выполняем эти работы за рубежом, где эта технология востребована для выполнения работ по повышению пропускной способности. Существуют проблемы с информацией о текущем состоянии сетей, и эта технология как раз помогает решить все эти проблемы. Не буду останавливаться на том, почему мы не знаем достоверную информацию о нашей инфраструктуре сегодня, только скажу, что, применяя современные технологии дистанционного зондирования, мы можем не просто получить статический слепок нашего сегодняшнего состояния инфраструктуры, но также произвести некое моделирование, определить, как наши ЛЭП будут меняться под воздействием различных условий. Именно на этом основана специфика применения технологии лазерного сканирования для повышения пропускной способности лидера. Смысл в том, что мы получаем точные геопространственные данные о коридоре ЛЭП и определяем факторы, которые ограничивают пропускную способность нашей линии, кроме факторов физического состояния провода. И практика показывает, что на среднестатистических ЛЭП таких ограничивающих факторов мало. Наш зарубежный заказчик с Ближнего Востока планировал выполнить работы по реконструкции линии, перетянув провода. И когда наши данные показали ему, чтобы выполнить эти работы, ему не нужно перетягивать провода на все линии, а ограничиться тремя анкерными секциями, ему было легко подсчитать, сколько он сэкономил на процессе выполнения работ. Также с этой технологией напрямую связано понятие «технологии динамического рейтинга». Опять же не буду вдаваться в технические детали. Смысл технологии в том, что мы устанавливаем датчики, измеряющие контактным способом температуру наших проводов и передающие по каналу GSM в диспетчерский центр, который уже принимает решения о повышении нагрузок в линию, основываясь на реальных данных – на данных с конкретного места. Комбинируя эти технологии, мы можем повысить пропускную способность наших линий электропередач до 50% – это среднестатистическая цифра, при этом минимизировав затраты на работы.

Хотелось бы рассказать о том, как наши зарубежные коллеги зарабатывают на этих технологиях. Мы в свое время, за 20 лет поработали и в Австралии, и в Северной Америке, а сейчас работаем в Южной Америке. Основной стимул для компании – повышать пропускную способность линий электропередачи, чтобы продавать энергию за реальные деньги. К сожалению, в России это неприменимо, потому что у нас рынок продажи электроэнергии нет. Снижение затрат на строительство. Очень интересный и распространенный способ повышения стоимости компании за счет повышения общей пропускной способности всех принадлежащих ей объектов инфраструктуры. Это очень распространено среди компаний в Северной Америке и как раз в Австралии. Также используются эти данные для того, чтобы снизить судебные и страховые издержки. Освобождение запертых мощностей. Кстати, это характерно для России в тех случаях, когда у нас и объект генерации, и обслуживающий линию электропередачи принадлежит одному и тому же владельцу, и у него есть стимул для того, чтобы повысить ее пропускную способность не дорогостоящими методами. И экономия на дорогой генерации. Интересный случай. Мы работали в прошлом году в Израиле. Смысл этих технологий в том, что мы должны децентрализовать управление нашими инфраструктурами при централизации контроля.

Не буду останавливаться на методологии, все процессы, начиная от ремонта и замены, диагностики у нас регламентированы, выпущены соответствующие стандарты организации, база данных сейчас представляет собой порядка 15-ти миллионов единиц электрооборудования. В день в базу данных вносится порядка 1350 сообщений о дефектах. Создали базу данных, куда мы организовали ввод результатов испытаний измерений. На основании этого ввода у нас происходит автоматическая оценка технического состояния оборудования, причем по одним и тем же правилам для всей компании. Соответственно, вносится сообщение о дефектах, ведутся журналы дефектов, это могут видеть как на уровне РЭС монтеров, так и на уровне филиалов для принятия соответствующих управленческих решений.

Энергетическая стратегия России: догма или изменяющийся взгляд на перспективу?

Модератор В.В. Бушуев. Энергетическая стратегия – уже пятая на протяжении новой российской действительности. Она создавалась в период прошлого кризиса, и хотя он был частично учтён, тем не менее, поставил и новые задачи. В постановлении правительства о прошлой энергетической стратегии было сказано, что через каждые пять лет она обновляется. Мониторинг хода реализации действующей Стратегии-2030 показал, что есть прогресс, есть многое, что совпадает с нашим долгосрочным видением, но есть и новые внутренние и внешние вызовы для энергетики России. Динамика развития показала, что сегодняшние реалии с внутренним потреблением и экспортом наших ресурсов находятся вблизи тех «вилки», которые были намечены ранее, но, к сожалению, не попадают в расчёт полностью. То есть это говорит о том, что мы не до конца учли многие важные моменты в нашей прогностической деятельности. Новые вызовы для энергетической стратегии России мне хотелось бы не перечислять, а сформулировать в виде вопросов.



Энергетика для экономики России – это локомотив или тормоз? Будет ли энергетика тянуть за собой нашу промышленность за счёт заказов? Будет ли она тянуть наш бюджет за счёт соответствующего развития и реализации той товарной продукции, которую выпускает топливно-энергетический комплекс? Или инвестиции, которые вложены в ТЭК, являются уже тормозом и могли бы быть более эффективно использованы в других отраслях? Это вопрос. Ответ на этот вопрос неоднозначен, но наша точка зрения заключается в том, что именно ТЭК своими заказами в первую очередь может поднять нашу промышленность. Никаким другим способом, никакими другими финансовыми вливаниями промышленность нашу, а, следовательно, и не нефтяные сектора нашей экономики поднять не удастся.

Второй вызов, о котором много говорится. Это ожесточённая конкуренция и торможение спроса на экспортных рынках. К чему это, для России, может привести и как из этого делать выводы для российской долгосрочной

политики? И, наконец, третье. Это роль технологического уклада и новые технологические направления. Как они могут обеспечивать или тормозить развитие нашей энергетики? Я готов дискутировать с тем, что было сказано на первом заседании, но постановка совершенно правильная: есть революции технологические, есть прорывы, и эти прорывы сегодня опасны для России, и поэтому их надо учесть.

Естественно, предусмотреть какой-то один сценарий развития энергетики России на столь долгосрочную перспективу не представляется возможным. Но если мы пойдём по ресурсно-экспортному пути, традиционному инерционному, то это путь в никуда. Если мы пойдём по пути неоиндустриального развития, тогда мы будем развивать другие сферы нашей экономики, забывая о ТЭК и принижая его роль, то это тоже путь неперспективный. И только ресурсно-инновационное развитие является вариантом, который может вывести и наш энергетический комплекс из тупика, не дать ему попасть в тупик, и вывести нашу экономику.

К сожалению, сегодня идёт дискуссия о временных рамках новой энергетической стратегии. Мы начинали с того, что сегодня можно и должно говорить о стратегии до 2050 года. Но более осторожные люди привели нас к некоему осознанию того, что эта Стратегия-2050 должна быть разбита на три части. Вначале – до 2020 года – это количественное уточнение тех прогнозов, которые сегодня нуждаются в существенных корректировках. Это долгосрочные оценки до 2035 года на основе сценарных вариантов и рисков их реализации. И, наконец, дальше – целевое или концептуальное видение энергетики будущего, в том числе и за счёт новых технологических укладов. Когда мы говорим в целом о Стратегии-2050, то надо понимать, что в нашем представлении это три взаимосвязанные работы, ориентированные на конечный результат, а вот что считать конечным результатом – это может быть предметом дискуссии.

Ключевые вопросы, даже немножко провокационные – видение энергетики будущего. Грозит ли нам закат нефтяного бизнеса? Перейдёт ли мир на электромобили – и, следовательно, снизится ли спрос на моторное топливо в традиционном исполнении? Ясно, что надо идти от рынка сырья к рынку услуг и технологий. Инфраструктура представляет собой сочетание экономики и геополитики. Что из них тормозит, что из них главнее? Я могу только высказать один тезис – спорный, но для меня лично показательный. Все энергетические стратегические решения сегодня определяются не ресурсными, не экономическими, не сырьевыми, не технологическими решениями. Они определяются решениями политическими, а уже вслед за этим идёт развитие соответствующих технологий, структурная перестройка рынка, ценовые подвижки и т.д. Поэтому мы должны понимать: инфраструктура, которая сегодня является для России очень важным моментом – это

обуза или долгосрочный геополитический шаг?

Вопросы, которые мы считали полезным вынести для обсуждения. Какие новые принципы должны быть положены в основу Стратегии-2050 на всех её трёх этапах? Какова роль ТЭК в процессе перехода к ресурсно-инновационной модели развития? И в чём должна заключаться новая энергетическая стратегия? Должна ли она быть чисто отраслевым документом, документом для специалистов, или это должен быть документ общественного согласия? Это немаловажный момент, потому что он заставляет по-иному подходить ко всем проблемам энергетического развития. Дискуссионная площадка – мы частично можем её открыть здесь, частично мы устроили эту дискуссию на сайте Института энергетической стратегии, где уже опубликованы доклады всех присутствующих, здесь выступающих, и которые будут в течение апреля, в ближайшее время, опубликованы в журнале «Энергетическая политика». Мы призываем всех участвовать активно на дискуссионной площадке здесь и на электронной площадке института. Спасибо за внимание.

Я хотел бы только договориться о порядке организации. Поскольку моё выступление заняло тоже восемь минут, я хотел бы, чтобы выступающие были не более восьми минут каждый, излагая свою точку зрения. Мы не предполагали делать какие-либо доклады, считая, что доклады будут опубликованы, а нам очень важно обменяться здесь мнениями и по тем вопросам, которые были заданы, и по тем вопросам, которые всплывают. Если нет возражений против такого подхода, то я хотел бы предоставить слово Алексею Макарову, для того чтобы он продолжил

ту мысль, которую утром излагал в своём выступлении.

— А.А. Макаров: Энергетическая стратегия в ближайшее время, я думаю, в течение этого года будет наконец превращена из некоего романтического действия, осуществляемого по инициативе продвинутых энергетиков, в регулярный процесс государственного стратегического планирования. Первое чтение соответствующего законопроекта прошло. Требования к содержанию, то есть энергетическая стратегия в этом документе в прямом виде даже не названа. Названы стратегические проработки отраслей топливно-энергетического комплекса. Но всё, что требуется государству от энергетиков для видения перспектив своего развития, там прописано чрезвычайно подробно и детально. Мне представляется, что начиная очередной цикл разработки энергостратегии, мы должны разделить исследовательские аспекты сколь угодно долгосрочных перспектив развития энергетики и государственные функции, которые должен выполнять этот документ. В моём представлении документ, сводящий воедино топливно-энергетический комплекс с потребителями, не просто со спросом на разных рынках, абсолютно необходим, то есть такой этап работ в отличие от сегодняшних редакций должен быть внесён в тот закон, о котором идёт речь. И задачи, которые должна решать энергетическая стратегия, изложены здесь; не буду тратить время, чтобы их озвучивать. Это должен быть предметный, конкретный документ, дающий базу прежде всего со стороны спроса и возможностей предложения, детальной проработки в схемах развития соответствующих отраслей, в региональных схемах и т.д. Он должен быть функционален.



Энергетическая стратегия в ближайшее время, я думаю, в течение этого года будет наконец превращена из некоего романтического действия, осуществляемого по инициативе продвинутых энергетиков, в регулярный процесс государственного стратегического планирования. Первое чтение соответствующего законопроекта прошло. Требования к содержанию, то есть энергетическая стратегия в этом документе в прямом виде даже не названа. Названы стратегические проработки отраслей топливно-энергетического комплекса. Но всё, что требуется государству от энергетиков для видения перспектив своего развития, там прописано чрезвычайно подробно и детально.



Способно ли наше сообщество дать такой документ? Вот уже двадцать с лишним лет мы в Институте энергетических исследований обкатываем, совершенствуем, доводим этот информационно-модельный комплекс, который сейчас дополнен моделями мировой энергетики, но 80% которого по информации, модельным инструментальным средствам и усилиям специалистов сосредоточено на внутренних проблемах развития российской энергетики, и мы прогоняем этот комплекс вплоть до 2050 года. То есть, он сколь угодно длителен в условиях мало-мальски осмысленного периода развития. Так сложилось, что этот комплекс трижды применялся к решению одной и той же задачи, прогнозированию одних и тех же параметров развития энергетики в рамках трёх циклов энергетических стратегий. Первый цикл этой стратегии, который был разработан в 1994-м, опубликован в 1995-м году и касался развития энергетики до 2010 года, уже осуществлён. И мы, наконец, можем более или менее честно верифицировать ситуацию: способны ли мы предвидеть условия развития энергетики России настолько надёжно, чтобы не допускать опасных для экономики страны промахов. Здесь проанализированы основные параметры развития энергетики так, как они были записаны в том документе, и то, что из них реализовалось. Есть разная степень выполнения условий, но красным обозначены те параметры, которые опасно вывели из того документа, который был разработан в 1995 году. Это, прежде всего то, что касается газа, производства газа и экспорта газа. Мы тогда эти возможности недооценили, и это нехорошо.

На мой взгляд, наиболее качественным документом из тех, что прорабатывались по энергетической стратегии, был второй этап,

когда энергостратегия разрабатывалась до 2020 года. Ещё четыре года назад не было такого ленивого, который не охаивал бы этот документ. Повторяю, документ разрабатывался в 2001-2003 годах прямо в разгар иракского кризиса со всеми оценками, к каким негативным последствиям это может привести для России, экономики и энергетики. До 2009 года реальный ход процесса шёл ровно по верхней границе энергетической стратегии. В 2009-м рухнул ниже. В 2008-2009 годах принята новая энергостратегия до 2030 года, этот красно-розоватый, пара сценариев, которая ушла в небеса: вот чуть-чуть сдвинемся, потеряем пару лет. Вы видите, что речь идёт о том, что даже нижняя граница той стратегии была оптимистична для того, как мы видим сейчас развитие экономики страны.

Соответственно, изменялись, хорошо оцениваются и условия прогнозирования спроса на первичную энергию, то есть на общую потребность в энергоресурсах. До кризиса они шли, приближаясь к нижней границе интервала Стратегии-2020. Энергостратегия 2030 года увела их в заоблачные дали. Сейчас мы идём потерям, но вдоль по нижней линии стратегии 2020 года. Электроэнергетика, в отличие от этого, попала хорошо на нижнюю границу. С экспортом у нас был сильный прокол, потому что все мы боялись обвала цен на нефть в результате иракского кризиса, ну и в результате производство энергоресурсов сейчас видится точно по верхней границе производства в энергостратегии 2020 года.

Я хотел это всё показать, для того чтобы провести следующую мысль: ретроспективный анализ показывает, что вопреки распространённому скептицизму полученные нашим инструментарием в 2010-м и 2020 годах прогнозы ключевых показателей развития

энергетики России соответствуют их реализованным значениям. И это, на мой взгляд, является необходимым, но отнюдь не достаточным условием разработки действенной энергетической стратегии на будущее. То же, что касается содержания этой стратегии, и главное – механизмов её реализации, – это проблема, на которой и нужно было бы сосредоточить внимание, делая энергостратегию № 4 по-прежнему на период до 2030 года. Потому что этой стратегии у нас просто нет, она дезориентировала наши генсхемы развития отраслей газовой и электроэнергетики, генсхемы нефтяной промышленности просто игнорировала, сделана была на другой базе. Избежать холостой работы, увлекаясь более далёкой перспективой, рассмотрением в документе более далёких перспектив было бы неправильно, тем более что для этих перспектив нет сколько-нибудь вразумительных прогнозов развития экономики России.

— Я прошу взять слово Сергея Николаевича Бобылева, профессора экономического факультета МГУ.

— С.Н. Бобылев. Я скорее буду задавать вопросы, чем формулировать ответы. На мой взгляд, мы имеем фундаментальную энергетическую стратегию, но мне как специалисту, занимающемуся и макроэкономикой, и энергетикой, и экологическими проблемами, хотелось бы видеть более чёткие акценты, временные периоды. И поэтому на ближайшее время самое важное — прагматизм возможной энергетической политики, который будет выражаться в минимизации рисков развития. Потому что была чётко показана турбулентность мировой экономики и растущие риски. Мне кажется, важные проблемы – расходящиеся тренды развития российской экономики и, цели, которые у нас содержатся в программах развития страны. На прошлой неделе было интересное совещание в офисе Всемирного Банка в Москве. Всемирный Банк подготовил такую огромную модель: экологические, экономические последствия вступления России в ВТО. И вывод был однозначен: Россия будет использована как сырьевой придаток. Вырастет топливно-энергетический комплекс и все наши природоэксплуатирующие секторы и виды деятельности, и сократится роль обрабатывающих, инфраструктурных секторов и т.д. То есть тип инерционного углубляющегося развития, который ещё больше углубился во время кризиса, потому что многие высокотехнологичные наукоёмкие виды деятельности деградировали. Если мы посмотрим наши правительственные стратегии и программы, курс на диверсификацию, модернизацию, инновации, уменьшение удельного веса сырьевого сектора,

в том числе и топливно-энергетического не согласуется с вступлением в ВТО, и мы должны или согласиться с этой реальностью, или в соответствии с имеющимися программами делать что-то другое. Те же самые проблемы возникают при вступлении в Организацию экономического сотрудничества и развития. Весь мир принял на конференции ООН в Рио-де-Жанейро по устойчивому развитию ключевые положения «зелёной экономики», для стран ОЭСР это «зелёный» рост и т.д. Во время кризиса сумасшедшие деньги были вложены в создание нового технологического базиса.

Следующий важный для меня вопрос – как измерять прогресс развития в связи с тем, о чём мы говорим. Вообще показателю ВВП, на основе которого мы делаем наши прогнозы, уже шестьдесят лет, это показатель 1952 года. Принято решение, что в ближайшее время статистический департамент ООН должен опубликовать новую методику расчётов интегрированной системы экономических и экологических счетов. Уже понятно, что истощение природного капитала – то, что мы добываем нефть, газ, уголь – это минус, а не ВВП с учётом долгосрочной перспективы. Лозунги – это стране нужно больше, нефти, газа, угля – это старые лозунги, и на самом деле нам нужно здоровое население с высоким уровнем благосостояния. Это другая политика, другие экономические подходы. Индикаторы такие есть, и Всемирного Банка, и ООН, которые позволяют включить природный капитал и экологическую составляющую.

Следующий важный вопрос, на который тоже у меня нет ответа. Как показывают имеющиеся российские и зарубежные исследования, сейчас Россия может зарабатывать больше, не добывая больше. Уже был вопрос в первой части, что когда 40-50% энергопотребления может быть сэкономлено благо-

даря энергоэффективности, упущенный экспорт составляет в среднем сто миллиардов долларов. Спрашивается, нужно ли добывать больше, чтобы зарабатывать больше? Я уже говорю своим студентам, что самое большое месторождение в нашей стране – в европейской части, где основная промышленность, жилищно-коммунальный сектор, где нет энергоресурсов, но потребление ресурсов. Очень важная проблема в связи с вступлением в ВТО и – это возникновение жёсткого экологического протекционизма. Россия сжигает 25% всех мировых объёмов попутного газа. Если учесть, что, например, в Европе штраф составляет 30 евро за одну тонну сжигаемого газа, то в один не прекрасный день экологические параметры могут стать жёсткими ограничениями наряду с политическими (тут может даже не быть экономики), которые бы ограничивали наш экспорт. Возникает комплекс проблем, который требует решения. В такой интеграции в глобальную экономику, в ВТО, в Организацию экономического сотрудничества и развития есть некие плюсы. Есть экологический стандарт ISO 14001. Практически все наши экспортные нефтегазовые компании и металлурги имеют этот стандарт, а меньше всего он применяется в электроэнергетике

— В.М. Батенин. Я хотел бы сразу отметить то, что надеяться на то, что мы сегодня ответим на все вопросы, которые здесь заданы, наверное, нельзя. Это немыслимо. Но мне кажется, что надо попытаться ответить на несколько вопросов. Нужна ли России новая энергетическая стратегия? Мне кажется, ответ на этот вопрос однозначно «да». Возникает только вопрос, а надо ли сегодня говорить о стратегии до 2050 года? Мне кажется, ответ



Очень важная проблема в связи с вступлением в ВТО и – это возникновение жёсткого экологического протекционизма. Россия сжигает 25% всех мировых объёмов попутного газа. Если учесть, что, например, в Европе штраф составляет 30 евро за одну тонну сжигаемого газа, то в один не прекрасный день экологические параметры могут стать жёсткими ограничениями наряду с политическими (тут может даже не быть экономики), которые бы ограничивали наш экспорт. Возникает комплекс проблем, который требует решения. В такой интеграции в глобальную экономику, в ВТО, в Организацию экономического сотрудничества и развития есть некие плюсы. Есть экологический стандарт ISO 14001. Практически все наши экспортные нефтегазовые компании и металлурги имеют этот стандарт, а меньше всего он применяется в электроэнергетике

неочевиден, потому что уже при составлении Стратегии-2030 были изменены принципы подхода к созданию такой стратегии. И если стратегия 2020 года включала в себя массу конкретных действий по различным отраслям экономики, то стратегия 2030 года уже задавала только ключевые цифры, которые должны быть получены. А как они должны быть получены – не говорилось. Вы заметили, что Стратегия-2030 была исключительно быстро принята нашим правительством, в течение двух недель. Предыдущая стратегия обкатывалась несколько месяцев. На мой взгляд, это хорошо, потому что энергетическая стратегия должна соответствовать элементам социально-экономического строительства, которые заданы политическими моментами развития. И с этой точки зрения ответ на ещё один вопрос. Должна ли энергетическая стратегия быть делом только ТЭК либо получить всенародное одобрение? Безусловно, должна. Без этого мы ничего не сделаем.

Нужно ли сегодня говорить о стратегии до 2050 года? На мой взгляд, гораздо важнее насытить ту стратегию, которая уже есть, конкретными делами, программами, реализацией конкретных вещей, которые обеспечивают выполнение этой стратегии. Это касается и машиностроения, и вопросов, связанных с законодательством, и с подготовкой кадров. Целый круг вопросов должен быть решён. Можно ли это сделать в рамках той ситуации, которая есть сегодня? На мой взгляд, невозможно, потому что мы потеряли роль государства в развитии энергетики. Нельзя говорить о том, что рынок решит все проблемы: без роли государства, особенно в наших условиях, ничего не получится. Даже в тех странах, где уже устоявшиеся рыночные отношения, сегодня государство всё больше и больше оказывает влияние на развитие энергетики.

Мне кажется, что вопрос, угадали мы или не угадали, как будет развиваться наша энергетика, – это скорее удовлетворение собственного любопытства, а не создание реаль-

ных условий для того, чтобы энергетика развивалась, как нам надо. Первое – это концепция долгосрочного развития страны. Дальше элемент, и не единственный элемент реализации этой концепции – это энергетическая стратегия. И результаты развития отдельных областей, обеспечивающих, реализацию этой энергетической стратегии – это необходимо делать. Без этого мы никуда не сдвинемся. С этой точки зрения в рамках общественно-обсуждения энергетической стратегии в России уже давно действует Международная топливно-энергетическая ассоциация. Она ставит вопрос, что развитие общества и энергетики как элемента общества есть дело общественное и должно развиваться, учитывая интересы всех слоёв населения. Очередной конгресс топливно-энергетической ассоциации будет проходить в Москве в конце марта. Наверное, многим это будет интересно, поскольку это концепция опоры на общественность при реализации стратегии.

— Слово Николаю Воропаю, директору Института систем энергетики Сибирского отделения Академии Наук.

— Н.И. Воропай. Энергетическая стратегия занимает вполне определённое место в том множестве, в той системе прогнозных документов, которые уже сложились за этот двадцатилетний период. Есть государственная политика в виде государственных стратегий и программ развития энергетики, есть стратегические программы развития компаний и есть инвестиционные проекты, последовательность понятна. И роль энергетической стратегии вполне объективна, как документа, который определяет политику государства в этом множестве взаимоотношений. Есть механизмы государственного регулирования, с другой стороны, рыночные, и должно быть их разумное сочетание на разных этапах, с усилением роли рыночных механизмов. На этапе энергетической стратегии, безусловно, рыночные механизмы как механизмы стимулирования государственной политики в обла-

сти энергетики должны присутствовать. Этим бы хотел подчеркнуть, что энергетическая стратегия занимает вполне определённое место в этой системе документов, она нужна.

Вторая часть вопроса – это догма или попытка учесть изменяющиеся условия? Мне кажется, что второе, безусловно, поскольку на самом деле и внутренние условия в России – и технологические, и экономические – меняются и трансформируются. И внешние условия, и политические и экономические взаимоотношения России изменяются. Это надо учитывать в энергетической стратегии. Если говорить об электроэнергетике, ещё десять лет назад не возникала необходимость в разработке программы модернизации электроэнергетики, а она была разработана в последние годы и принята. Десять лет назад никто не говорил об интеллектуальных технологиях в электроэнергетике. Сейчас со скидкой на ажиотаж, вокруг этого, это рациональное зерно вполне очевидно должно влиять на инновационное развитие электроэнергетики.

Ну и второй вопрос, какова целевая роль ТЭК в российской экономике. Здесь сказано – 2050 год. Это ещё нужно обсудить дополнительно, каков период упреждения. Есть резоны, которые говорят именно за этот уровень прогноза. Но самим вопросом сформулирован ответ, то есть энергетика должна перейти от ресурсно-сырьевой роли, от роли источника налогов для государства и обеспечения развития, к настоящей роли энергетики как базы для развития экономики и жизнедеятельности населения. И естественно, эта база должна быть эффективной, должна модернизироваться, развиваться, должны быть реализованы другие механизмы, которые позволяют быть энергетике эффективной и приемлемой для потребителя.

— У нас сейчас три выступления представителей отраслевых структур, но я хотел бы попросить их не замыкаться в рамках своих отраслей, а показать взаи-

мосвязь отрасли с общей проблемой стратегического развития страны в целом.

— И.С. Кожуковский. Энергетическая стратегия – базовый документ, которым должны руководствоваться федеральные органы, компании. Важно, чтобы энергостратегия соответствовала реальным трендам, подкреплялась механизмами реализации. Сейчас наступило время, когда по ряду показателей энергостратегия сильно стала отличаться от фактических динамик тех или иных показателей, и это наиболее наглядно видно на примере одной из важнейших проблем – проблемы формирования рационального топливно-энергетического баланса, снижения доли газа и адекватного увеличения доли угля. Эта задача поставлена в последней энергостратегии, она перекочёвывала из всех вариантов предыдущих энергостратегий, и были фиксированы основные инструменты реализации этой цели. Это равнодоходность поставок газа на внутренний и внешний рынки и обеспечение соотношения цен на газ и уголь.

Реально равнодоходность поставок газа на внутренний рынок и экспорт была объявлена как инструмент энергетической политики, но постоянно сдвигалась. В 2006 году планировалось достичь равнодоходности в 2011 году. Естественно, потом эта заветная цель отодвигалась, 2014 год, и сейчас в последнем прогнозе от 2012 года это уже 2021 год. Соответственно, фактические тренды идут ниже. И энергостратегия – это второй прогноз 2009 года, уже не соответствует действующим прогнозам социально-экономического развития страны. Эта динамика определяется в рамках прогноза социально-экономического развития практически без оглядки на энергостратегию. Энергостратегия – некий продукт инициативных энергетиков, и совершенно не встроен в систему прогнозных документов в государственной системе, которой, в общем-то, и не было.

Такого рода действия в важнейшем инструментальном параметре приводят к соответствующему результату. Ценовое соотношение «газ – уголь» в энергостратегии планировалось с ростом. Реально оно замерло на уровне примерно полтора и не движется. Соответственно, доля угля планировалась к увеличению – но находится на стабильном уровне. Доля газа планировалась к уменьшению – но не уменьшается, и отсюда, эти картинки и цифры приведены по стране в целом, включая Сибирь и Дальний Восток. Но если их применить к европейской части страны, то мы увидим, что резко обострилась проблема энергетической безопасности. Доля газа в балансе электростанций достигла

критической величины уже около 95%. Из срока трёх электростанций, которые работают на двух видах топлива, осталось одиннадцать, которые работают на угле, все остальные уже перешли на газ. В европейской части исчезает угольная энергетика.

Дополнительно к этому газовая энергетика модернизируется в направлении внедрения ПГУ, которые проектируются и вводятся без резервного топлива. В результате европейская часть страны, является заложником трубы, понимаете? Этот вопрос, нужно обязательно предусматривать в новой энергостратегии, обсуждать, находить решения, стимулировать, угольную энергетику в Европе не в существующем технологическом варианте, а стимулировать внедрение чистых угольных технологий. Ситуация, когда энергостратегия стала неадекватной по отдельным показателям, не только в угле. Приведу ещё несколько примеров. Проблема распределённой энергетики. Когда разрабатывалась энергостратегия, эта проблема виделась совершенно в других масштабах и пропорциях. Сейчас у нас взгляды изменились, их надо учесть. То же самое – энергомашиностроение. Сколько бы мы ни говорили про новые технологии, ни одного пилотного проекта в угольной энергетике не появляется до сих пор. Есть целый ряд позиций, по которым в новой энергостратегии необходимо принять правильные решения и найти эффективные механизмы реализации.

Энергетическая стратегия должна быть встроена в систему документов, которые обеспечивают её эффективную реализацию. Это, конечно, генеральные схемы и это корпоративные стратегии и инвестиционные программы. Сейчас они регулируются разными документами, которые не связаны между собой, и в частности между энергостратегией и генсхемой, с одной стороны, и миром корпоративных инвестиционных программ гигантский разрыв. Корпорации вообще не планируют ничего на период больше пяти-семи лет. И в этом смысле мы не понимаем, как реальный тренд будет развиваться. Надеюсь, что закон о государственном стратегическом планировании позволит создать систему, и позволит саму энергостратегию сделать инструментом в реализации планов социально-экономического развития. Пока, к сожалению, ни одна энергостратегия, ни одна генсхема не принимались в условиях, имевшихся на тот же самый горизонт времени прогнозов социально-экономического развития. Вот недавно, 23 марта 2013 г., впервые в стране был официально правительством принят прогноз до 2030 года. Это большое достижение, но видите, насколько отстаёт

Реально равнодоходность поставок газа на внутренний рынок и экспорт была объявлена как инструмент энергетической политики, но постоянно сдвигалась. В 2006 году планировалось достичь равнодоходности в 2011 году. Естественно, потом эта заветная цель отодвигалась, 2014 год, и сейчас в последнем прогнозе от 2012 года это уже 2021 год. Фактические тренды идут ниже. И энергостратегия – это второй прогноз 2009 года, уже не соответствует действующим прогнозам социально-экономического развития страны. Эта динамика определяется в рамках прогноза социально-экономического развития практически без оглядки на энергостратегию. Энергостратегия – некий продукт инициативных энергетиков, и совершенно не встроен в систему прогнозных документов в государственной системе, которой, в общем-то, и не было.



социально-экономическое стратегирование от стратегирования энергетического. Я поддерживаю идею 2050 года. Без этого новая энергостратегия будет неадекватной, но нужно одновременно достичь двух целей: 2050 год и очень предметное конкретное насыщение энергостратегии механизмом реализации. Без двуединства этих целей новая энергостратегия, к сожалению, быстро станет документом практически малополезным.

— *Маленькое несогласие с Вами в части того, что наши компании не интересуются больше чем на пять-восемь лет. «Газпром» говорит: «Меня 2030 год не интересует, у меня есть программа до 2050 года». Так что мнения разные. Александр Борисович Ковальчук, директор Института конъюнктуры угля.*

— А.Б. Ковальчук. Общий взгляд на необходимость стратегии как важного документа – для меня лично нет вопроса. Этот документ нужен, необходим, полезен. Другое дело, что качество этого документа требует постоянной работы, углубления, с одной стороны, краткосрочного периода, чтобы он был адекватен тем документам и тому состоянию, которое экономика реально осязает в течение десяти, максимум, лет. А с другой стороны, до 2050 года – это отодвигание горизонта ещё минимум на двадцать лет тоже требует нетривиальных подходов того, что, к сожалению, мы не сумели сделать в существующей редакции. Это по-настоящему разработать механизмы прогнозирования и учёта рисков и угроз, которые, естественно, возникают и будут возникать. И примером того, что не было учтено даже не в такой далёкой перспективе, является вот то, что происходит сегодня со сланцевым газом и со сланцевой нефтью. Знали об этих запасах, но, к сожалению, эти риски не были учтены. И поэтому, с моей точки зрения, важность документа, целесообразность для директивных органов и компаний, оперирующих на рынке энергетических ресурсов, будет зависеть от степени обоснованности и учёта этих рисков на всём протяжении рассматриваемой перспективы энергетической стратегии.

Что же касается сектора, в котором пришлось больше всего работать – это влияние угольной промышленности и взаимное влияние экономики, энергетики и угольной промышленности, то мы наблюдаем хроническую недооценку или наоборот, переоценку фактора угля. Угольная промышленность в течение срока действия этих двух стратегий развивается исключительно благодаря экспорту. Весь прирост добычи обеспечивается только за счёт поставки на экспорт, и стимулируется, во всяком случае, в последнее



десятилетие, высокими ценами на уголь на мировом рынке. Все эти 125-130 миллионов тонн прироста – исключительно экспорт, притом что внутренний рынок практически не увеличивается, так флуктуирует на одном и том же уровне в электроэнергетике.

И это большая опасность и с точки зрения энергетической безопасности для европейской части страны, где доля становится уже опасной, несмотря на то, что опыт европейских стран показывает о рациональном соотношении использования угля. Мы же говорим, что у нас очень много угля, но фактически этот уголь не используем. И сегодняшняя действующая стратегия также указывает на рост использования угля, которого, к сожалению, не наблюдается. Здесь есть много объективных причин, и это, конечно, необходимо будет учесть при разработке новой стратегии. Но при этом и учёт роли государства, рыночных стимулов, которые бы подталкивали энергетизирующие компании на использование угля – тоже должно содержаться в качестве механизмов реализации энергетической стратегии. С одной стороны, это документ рамочный, который в максимальной степени должен учитывать угрозы, риски – как развития мировой экономики, так и риски, которые, безусловно, присутствуют и внутри нашей экономики, более детально и предметно рассматривать роль каждого энергоресурса на среднесрочную перспективу.

— *Леонтий Викторович Эдер, Институт геологии и геофизики Сибирского отделения РАН.*

— Я представляю Институт нефтегазовой геологии, который с 2002 года принимал непосредственное участие в разработке как самой энергетической стратегии, так и всех принимаемых в настоящее время стратегических документов. Но каким образом они принимаются? Последний документ, в котором мы принимали участие, «Стратегия развития нефтехимической промышленности». Происходило это следующим образом: собрали и суммировали планы компаний, и объявили это энергетической политикой. Но это не энергетическая государственная политика, это планы компаний, а планы компаний не всегда совпадают с государственными интересами. Опять же, наращивание переработки нефти, ряд других моментов и полное игнорирование того, что у нас растёт доля жирного газа, который является ценнейшим нефтехимическим сырьём, на которое Соединённые Штаты Америки давно уже перешли и освободили сырую нефть от этого направления. Соответственно, это необходимо учитывать. Но энергетическая стратегия – это рамочный документ, который должен определить основные направления. Но затем начинается не менее интенсивная работа, чтобы эти направления стратегические перевести в соответствующие законодательные инициативы и принять законы. С 2002 года мы говорим об увеличении переработки, о коэффициенте переработки. И за последние десять лет он непрерывно снижался. Мы долго говорили о переработке попутного нефтяного газа и доведении этого показателя до 95%, пока не



приняли в начале прошлого года существенные штрафы, компании не двинулись в этом направлении. Поэтому гармонизация планов компаний и государственных приоритетов должна происходить уже и после того как принимается государственная стратегия, потому что должны быть реализованы непосредственные законодательные инициативы.

Как было отмечено, мы и дальше будем добывать и экспортировать, и, соответственно, для того чтобы развиваться по ресурсному сценарию, нам не нужна энергетическая стратегия. Энергетическая стратегия нужна, для того чтобы определить инновационные направления развития государства. Мы можем много говорить о нанотехнологиях или других вещах, но инновационное развитие экономики должно идти от нефтегазового сектора, потому что это локомотив российской экономики на долгосрочную перспективу. Мы говорим о снижении доли нефтегазового дохода в бюджет, а эта доля возрастает, и по предыдущему году уже была более 50%. И, соответственно, можно много примеров привести. Норвегия двадцать лет назад вышла на рынок нефтегазовых ресурсов и через какое-то время стала экспортером не только ресурсов, но и технологий. Мы видим, как сейчас развивается Иран: постепенный уход от сырьевого сценария и наращивание производства продукции, в том числе с добавленной стоимостью, развитие нефтехимии. И наша энергетическая стратегия должна определить, какие инновационные направ-

ления развития энергетики, нефтегазового сектора будут инновационными для России. И тут нужно определиться. На самом деле, очень серьёзные изменения происходят как внутри страны, так и за ее пределами.

Меняется структура сырьевой базы. Месторождения, которые уже были введены в строй, постепенно переходят на стадию падающей добычи. Соответственно, необходимо вводить новые ресурсы и запасы. Меняется структура сырьевой базы, география нефтяной и газовой промышленности. Россия выходит на север, на новые территории, на шельф, на Ямал. Это совсем другие технологии. Соответственно, это направление должно дать технологическое развитие.

Меняется состав добываемого сырья. Если ранее был сухой газ метан, который не нужно было перерабатывать, он направлялся в энергетику, то сейчас и Восточная Сибирь, и север Западной Сибири – это газ жирный, который нужно перерабатывать. Соответственно, существуют возможности снижения количества нефти, в переработке нефти и более дешёвого газового сырья, которое идёт в качестве попутного компонента. Если мы заложили рост на десять-пятнадцать миллионов тонн нефти, то получается, сорок-пятьдесят миллионов тонн сырой нефти уходит только для того, чтобы развивать нефтехимию. При этом порядка десяти миллионов тонн гомологов метана, этан и пропан-бутановое сырьё будет добываться как в Восточной, так и в Западной Сибири, а сейчас реализуются только планы по экспорту, формируются терминалы по экс-

Энергетическая стратегия нужна, для того чтобы определить инновационные направления развития государства. Мы можем много говорить о нанотехнологиях или других вещах, но инновационное развитие экономики должно идти от нефтегазового сектора, потому что это локомотив российской экономики на долгосрочную перспективу. Мы говорим о снижении доли нефтегазового дохода в бюджет, а эта доля возрастает, и по предыдущему году уже была более 50%. И, соответственно, можно много примеров привести. Норвегия двадцать лет назад вышла на рынок нефтегазовых ресурсов и через какое-то время стала экспортером не только ресурсов, но и технологий. Мы видим, как сейчас развивается Иран: постепенный уход от сырьевого сценария и наращивание производства продукции, в том числе с добавленной стоимостью, развитие нефтехимии.

порту СУГ из России, не учитывающие именно эти инновационные направления.

Нужна ли энергетическая стратегия? Да, она, безусловно, нужна. Но для чего? В-первых, сформировать интересы государства и гармонизировать их с интересами компаний таким образом, чтобы из рамочного закона вышли соответствующие законодательные инициативы. Нам оппоненты говорят: «Вы не в Советском Союзе живёте». Но когда выходят законодательные акты, компаниям приходится их учитывать и определить, какие направления инновационного развития нефтегазового комплекса можно заложить. Соответственно, ориентироваться на эти направления и понимать, что развитие инновационной экономики России пойдёт от инновационного развития нефтегазового и топливно-энергетического комплекса в целом.

— Слово Алексею Мастепанову. С одной стороны, он является заместителем директора Института проблем нефти и газа, а с другой стороны, многие его знают как одного из самых активных участников разработки всех вариантов энергетической стратегии.

— А.Мастепанов: Прежде всего, хотелось бы сказать, что в последней стратегии я практически не принимал участия. Она разрабатывалась без меня, и это даёт мне возможность не согласиться, что по сути энергетической стратегии до 2030 года нет, и такой документ нужно только разрабатывать. Плохо или хорошо, стратегия была сделана исходя из тех представлений, которые существовали в то время. Да, в ней не учтён мировой финансово-экономический кризис. Но скажем откровенно: а какие мы можем назвать документы, стратегии, программы в мире, в которых бы этот кризис был описан однозначно, показан в цифрах, фактах и т.д. Мы все понимаем, что мировая экономика развивается циклично, волны спада чередуются с волнами подъёма. Более того, специалисты, кто этим занимается, чувствуют, что грядёт новая волна экономического мирового кризиса, потому что кризис 2008–2009 гг. не решил ни одной проблемы. Его просто залили нефтедолларами, но не решили проблему дисбаланса в мировой экономике, проблему финансового регулирования и «мыльных пузырей» и т.д. Мы чувствуем: этот кризис будет. Вы мне сказали на первой сессии «Я не буду говорить о чувствах», — но хочу сказать, что специалист многие вещи чувствует. И в научных дискуссиях мы можем позволить себе обмениваться этими чувствами.

Но как эти предчувствия изложить в государственном документе, которым является

стратегия? Это разные вещи. Государственный документ на то и нацелен, чтобы там были даны чёткие ответы на не менее чётко поставленные вопросы. Поэтому когда мы говорим об энергетической стратегии и особенно о глубине прогноза, охватывающего эту стратегию, здесь и возникают те вещи, которые вызывают у меня сомнения, когда мы говорим об энергетической стратегии на период до 2050 года. Это не единый документ, а система, которая должна состоять из трёх принципиально разных документов.

Энергетическая стратегия и в 1995 году, и в 2003 году, то есть как документ, в котором изложены и меры государственной энергетической политики, механизмы реализации и так далее, на мой взгляд, может охватывать период не больше пятнадцати-двадцати лет, на который прослеживаются определённые тенденции и переломы, изменения, которые можно придумать. Далее, должен быть документ концептуального положения, который показывал бы возможные сценарии. Кто-то из выступающих сказал, что если возьмёшь тысячу сценариев, какой-нибудь да попадёт. Весь вопрос, когда тысяча сценариев предлагаешь, а ты сам-то знаешь, какой из них попадёт? Нет. Поэтому разработать документ из тысячи сценариев — это ничего не сделать. Поэтому конус сценариев должен быть разумно ограничен.

И третий документ (назовём его условно «Энергетическая перспектива до 2050 года») — это должна быть разработка, которая бы ориентировала руководство страны на возможные сценарии развития мировой энергетики, мировой экономики, но в то же время не накладывала бы обязательств, которые надо именно сейчас принимать. То есть давала возможность руководству страны ориентироваться, но не реагировать немедленно на

эти возможные, а может быть и невозможные варианты сценария.

Господин Эдер сказал, что раньше газ не надо было перерабатывать, а теперь жирный газ надо. Это ошибка. Газ всегда надо было перерабатывать, потому что даже сеноманский газ — не чистый метан. Мы и наши импортеры просто этот этап благополучно сжигаем на котельных, электростанциях. За счёт этого калорийность российского газа выше в сравнении с калорийностью газа других государств. В Америке и Канаде четырёхста с лишним заводов, которые практически весь газ с самого начала уже сорок лет перерабатывают и сжигают действительно только метан, а всё остальное идёт в нефтехимию.

По частным вопросам говорить можно очень много. Но принципиально завершу тем, что такой документ, как стратегия, нужен. Но, на мой взгляд, должна быть система документов, которая бы периодически пересматривалась, уточнялась, корректировалась, а сам процесс разработки подобных документов — должен быть непрерывным процессом, в котором должны быть заняты лучшие специалисты нашего государства, а может быть и с привлечением зарубежных.

— Слово предоставляется Владимиру Волошину, заведующему сектором развития ТЭК Института экономики РАН. Подготовьтесь Епишову.

— В.И. Волошин. Если сразу отвечать на вопрос, нужна ли такая стратегия до 2050 года, короткий ответ — безусловно, нужна. Но при прогнозировании этой энергетической стратегии, на мой взгляд, надо вносить некоторые важные коррективы. Во-первых, необходимо в наших прогнозах уйти от чрезмерной рациональности и экономизма в мотивации стимулов. Надо ориентироваться на социальное согласие в обществе и исходить из необходи-

мости перехода на новое качество экономического роста. Измерителем роста является валовой внутренний продукт. Но если этот рост ВВП будет обеспечиваться за счёт взлёта цен — это одна ситуация, за счёт структурных изменений — другая. И при прогнозировании нам надо исходить, за счёт каких факторов происходит этот рост, действительно ли осуществляется экономическое развитие. В этом контексте нужно перейти к новому измерению. Представитель МГУ говорит, что сейчас ищутся новые индикаторы, и таким может быть максимизация общественного дохода, общественной выгоды. Этот параметр учитывает не только экономический рост, но и многие другие факторы. Это качество жизни, рост благосостояния, многие другие параметры, от которых зависит качество жизни. При разработке прогнозов надо учитывать несоответствие частной и общественной выгоды. Часто компании свои интересы реализуют за счёт общественной выгоды. И здесь необходимо усилить роль централизованного управления, роль государства. Роль централизации в решении этих вопросов должна осуществляться ещё и потому, что компании, интересы компаний нацелены на получение максимальной выгоды в короткое время, хотя есть и долгосрочные интересы. И очень часто за счёт этих текущих интересов мы теряем в долгосрочном периоде выгоду.

Существует и конфликт внутри общественного интереса, поскольку мы должны учитывать, что существует противоречие между текущей выгодой и выгодой, которая будет приходиться на интересы будущих поколений. Чтобы это противоречие разрешать, надо развивать науку, в том числе академическую, работать над созданием новых источников. На пленарном заседании говорилось, что надо создавать, просчитывать стратегические крупные проекты. И, безусловно, надо сделать так, чтобы они ориентировались не только на получение максимальной прибыли, но и на создание условий для развития всей экономики, и чётко надо их прописывать и обеспечить их обязательность выполнения.

С этой целью, необходимо поднять уровень энергетической стратегии до уровня президентской программы, чтобы эти энергетические программы, проекты могли быть реализованы. Но, с другой стороны, я не могу согласиться с тем, что при разработке энергетической стратегии не надо учитывать политические факторы, поскольку энергетика, торговля энергоресурсами — это всегда большая политика, торговля нефтью и газом. И когда разрабатывают энергетическую стратегию другие компании, зарубежные, и организации международные, то всегда присутствует по-

литический фактор, и в нашей этой стратегии, без него не обойтись.

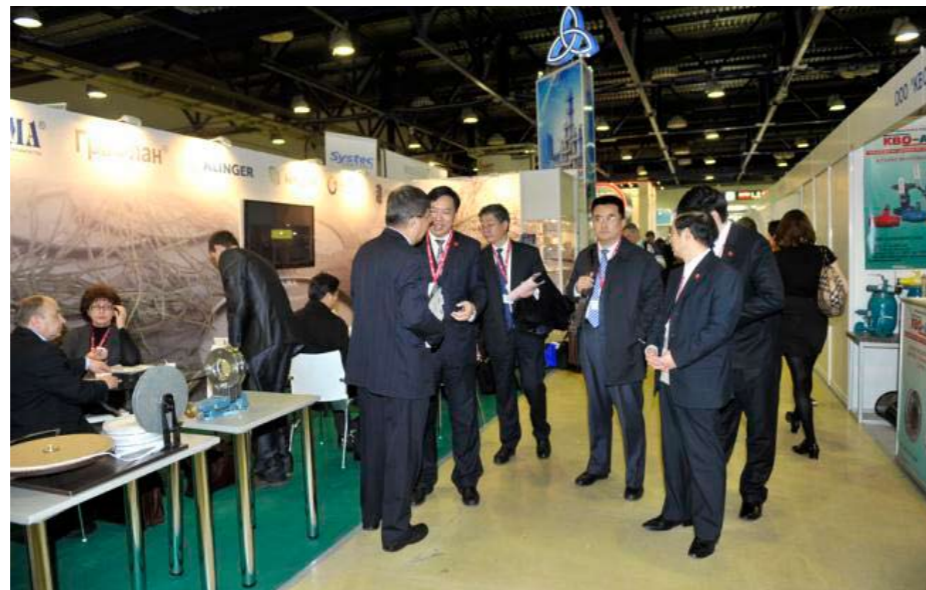
— Слово Александру Епишову, главному аналитику Московского международного энергетического форума.

— А.П. Епишов. Мы обсуждаем энергетическую стратегию в стране, в которой роль ТЭК и энергетики абсолютно гипертрофирована. Но обратите внимание: у нас нет здесь представителей Министерства энергетики, ни одного заместителя министра. Нет стратегов из Минэкономразвития, у нас нет представителей экспертного управления Администрации Президента. Что представляет собой власть в России? Это политическая воля первых лиц, это парламент, это правительство. С моей точки зрения, власть эта очень мощная, обладающая огромным потенциалом, но год за годом позитивных перемен в экономической политике не происходит. Россия скатывается на периферию мирового развития. И такие форумы как этот должны на одной площадке сводить власть, бизнес и нас — представителей интеллигенции, экспертного сообщества, чтобы решать, что же будет дальше. Я двадцать с лишним лет отработал в Минатоме, закончил «Военмех», и считаю себя представителем инженерной интеллигенции. И нас всегда учили, что мы должны правду говорить в лицо тем, кто принимает решения. В конце концов, интеллигенция всегда как бы в определённой оппозиции была к тем, кто правит. Я хочу сказать, что не надо нам залезать в политику, но мы должны сказать, что без решения ключевых вопросов экономической стратегии наши разговоры останутся в этом зале. Языком метафоры, что делала раньше Россия? Раньше Россия играла; «большой игрок на мировом рынке энергоресурсов». Россия сдавала карты со своей колоды, у нас всегда в руках были козыри. Но есть игра в дурака, а есть преферанс. Сегодня игра поменялась. Сегодня уже не один игрок сдаёт колоду, а из нескольких колод одновременно бросают карты. И мы открываем карты и видим, что это другая игра и наши козыри уже не работают. Мы всегда считали, что нефть и газ — это наши козыри, которые на двадцать лет вперёд дадут прогресс и развитие. Но в мировой энергетике появилась новая парадигма, и мы с нашей системой энергетических ценностей не влияемся. Я хотел бы обратить внимание, что на нашем форуме принимается декларация. Мы должны в этом заявлении показать, что думаем об энергетической политике, и, что никакая новая энергетическая стратегия не даст результата, если не станет частью новой, осознанной, осмысленной и соответствующей реалиям современного развития мировой экономической политики.

Есть энергетическая стратегия, много деклараций. Наше высшее руководство говорит про инновации, про развитие, но воз и ныне там. А вы не задумывались о том, что есть какая-то мощная сила, которая не хочет изменений? Есть интересные, бенефициары, которым прекрасно живётся при сегодняшнем положении вещей. Мы говорим о роли государства в ТЭК? С моей точки зрения, есть колоссальный дисбаланс государства вообще в экономике и в ТЭК. Где малые предприятия? Я занимаюсь инновациями, моя компания берёт много патентов, мы занимаемся наукой. Но попробуйте прийти в крупную энергетическую компанию и предложить внедрение. Знаете, что они говорят? «Спасибо! Если мы сделаем внедрение, у нас резко сократятся издержки, а мы работаем по смете. Зачем нам это надо?» Российский ТЭК не мотивирован инновациями.

Мы все часто говорим о следствиях, но не хотим говорить о причинах. Если мы не осознаем, что первопричиной является политическая система, экономическая стратегия, то никогда не достигнем результата. Мы должны принуждать власть, бизнес. Не хочу сказать, что мы должны стоять в оппозиции, но — принуждать их принимать наши решения и слушать нас. Иначе мы всегда будем сидеть в этом зале одни, закрывать свои бумажки, идти домой, а люди на мягких креслах будут принимать решения и даже не будут читать наши заявления.

— Хочу сделать маленькую справку. В 1992 году на совещании, которое проводил президент Борис Ельцин, обсуждалась концепция новой энергетической политики. Ельцин её воспринял заранее, потому что Черномырдин ходил к нему. Егор Гайдар сделал тогда громкое заявление: «Мне эта концепция очень нравится. С завтрашнего дня правительство будет руководствоваться ею». И на следующий день подписал три постановления правительства, прямо противоположных данной концепции. Так что не надо думать о том, что если мы сегодня сказали что-то правильно, то это значит, что правительство завтра будет руководствоваться этим документом. Но по большому счёту эта стратегия сыграла свою роль, и надеюсь, что следующая стратегия тоже. Вы знаете, что в 1894 году император Николай Второй подписал указ, запрещающий вывоз из России сырой нефти? Через некоторое время Россия продавала только керосин. Спросите у «Роснефти», сколько они вывозят сырой нефти и сколько перерабатывают. Алексей Игоревич Громов, пожалуйста.



— А.И. Громов. Несколько десятилетий назад Советский Союз был лидером в области стратегического планирования экономики, энергетики. За это нас критиковали; мы дошли до планирования всего и вся. Но что мы имеем сегодня? И американские власти, и европейцы переняли опыт стратегического планирования, который был в Советском Союзе, и успешно его реализуют. Давайте посмотрим, что происходит с европейской энергетической политикой. Она ставит цели и задачи, есть дорожная карта энергетической политики Европы до 2050 года, потому что они понимают, что технологические структурные тренды в энергетике видятся только на далёкой перспективе. В Европе принимаются серьёзные политические решения, например тот же самый третий энергетический пакет, состоящий из газовой директивы, директивы по энергетическим рынкам и прочее. Но это не остаётся декларацией. Из энергетического пакета рождаются рамочные руководящие указания, а из них сетевые кодексы, обязательные к использованию в практической деятельности компаний. То есть выстроена нормальная действующая и эффективная система стратегического планирования и стратегического управления.

Мы на данный момент находимся в точке, когда декларируем, что эта система есть. И действительно, в энергетической стратегии до 2030 года даже есть такая картинка. Но де-факто различные стратегические документы делаются разными людьми, соответственно, разными организациями, на разных основаниях, и они совершенно или очень слабо взаимосвязаны между собой. Энергетическое стратегирование должно стать не мозаичным процессом, который происходит раз в пять лет, а непрерывным процессом с обратной связью. При этом энергетическая стратегия должна быть многоуровневым документом. Она должна включать как прогнозы и сценарии, как поле, чтобы выбрать, в каком направлении мы будем развивать нашу энергетику. Должна быть адекватная оценка рисков реализации тех или иных сценариев и прогнозов, структурное прогнозирование, которое позволит нам концептуально заглянуть за наблюдаемые сегодня тренды, иначе мы никогда не сможем предусмотреть в своей энергетической политике те возможные технологические изменения, которые нас могут ожидать через десять-пятнадцать лет. Самой важной и центральной частью энергетической стратегии: должно быть чёткое понятное целевое видение, чего же мы хотим.

Во многих выступлениях сегодня говорилось об инвариантности этого видения, и это действительно так. К сожалению, в энергетической стратегии мы старались это сделать, но так и не пришли, потому что целевое видение во многом формирует те действия и те изменения, которые должны происходить в экономике и энергетике. В Европе приняли целевое видение, модель единого энергетического рынка Европы. Прогнозы, которые готовят европейская комиссия и соответствующие консалтинговые экспертные организации, могут отличаться, критиковаться, мы можем говорить, что они могут не выполняться. Но целевое видение принято, и движение в этом направлении идёт. В этой связи большая проблема у нас – это чёткие механизмы реализации, и инструментарий реализации, потому что мы можем прописать: нужны такие-то законы. Закон о стратегическом планировании нам нужен. Но если это останется только на уровне закона, а не будет чёткого инструментария реализации этого закона на уровне организаций, которые будут ответственны за это выполнение, на уровне конкретных инструментов, на уровне реальных планов по этой реализации, то мы опять же даже из этого закона не получим необходимого эффекта.

Наконец, должен быть непрерывный реальный системный мониторинг реализации стратегии, потому что сегодня в инициативном порядке ведётся фактически кулуарный мониторинг этого процесса. Он должен быть системным и с обратной связью. Он должен пред-



усматривать корректировку там, где необходимо, количественных параметров, качественных параметров, и, возможно, и целевых установок, если на то имеются очень веские причины. И без взаимосвязки процесса энергетического стратегирования, создания национальной системы прогнозирования мы этот процесс не сдвинем с мёртвой точки. Мы не должны повторять ошибку прошлого, когда различные стратегические документы разного порядка – генеральные схемы развития отраслей, энергетическая стратегия России, – делались разными командами экспертов. Должна быть система, в которой ощущается преемственность тех или иных стратегических решений, то есть движение от общего к частному, чего сегодня не наблюдается.

Также хотелось бы сказать несколько слов о вызовах, которые стоят перед новой энергетической стратегией. Я бы сформулировал три ключевых момента, которые, возможно, вберут все те частные и, возможно, даже глобальные вопросы. Сегодня мы имеем глобальный переход от рынка продавца в сфере энергетики к рынку покупателя. Совершенно иные правила, и многие правильно говорили: мы с нашими козырями, когда диктовали рынку свои условия, планировали как жить дальше с позиции продавца. Но на внешних рынках мы эти позиции теряем, и будем терять, поскольку условия диктует покупатель. В мире происходит переход от рынка энергетического сырья к рынку commodities, услуг и технологий. Сегодня энергия и энергоресурсы – это не сырьё в первую очередь, а именно commodities, товары, и от этого меняется его структура, доходы, которые можно получать с этого рынка, структурные правила его организации и функционирования. Применительно к тем вызовам, которые ставит перед нами мировой рынок, в России должен быть сформулирован иной подход к внутреннему рынку. Внутренний рынок не должен быть приложением к экспорту, как это происходит в последнее время.

И в этой связи я хотел бы сформулировать следующую мысль. Практически все согласились: мы должны идти по пути ресурсно-

инновационного развития. У нас уже есть перед глазами опыт, как ресурсно-инновационное развитие можно применить на практике. Это сегодняшний опыт США, которые имеют для внутреннего рынка относительно дешёвые энергоносители (сланцевый газ, теперь сланцевая нефть), которые позволяют удерживать на протяжении последних десяти лет цены на электроэнергию на приемлемом уровне. Роста цен не происходило, в отличие от европейского и российского рынка. Относительно дешёвые энергоносители позволяют им проводить неоиндустриализацию, развитие энергоёмких отраслей, таких как нефтехимия и нефтепереработка, газохимия. Но это делается на принципах энергетической эффективности, на принципиально новых технологиях организации энергетических систем. Если мы сможем проанализировать опыт ресурсно-инновационного развития, который накапливается в Штатах, то, возможно, и в нашей стране мы что-то сдвинем с мёртвой точки.

— Я думаю, что в ваших руках подготовка нового варианта энергетической стратегии, ибо это дело не только старой команды, но и молодой тоже.

— В.И. Авиллов, главный научный сотрудник Института океанологии, доктор технических наук: Я хотел бы тезисно изложить свою позицию, основанную на многолетних исследованиях в области геоэкологии. Практически во всех выступлениях на форуме была обозначена системность проблемы, но мало говорилось об экологической составляющей. Предлагается в энергетической стратегии выделить главный элемент – это человек, поскольку он одновременно и производит и потребляет энергию. Это даёт право совершить логичный переход от системы к более определённой экосистеме. Такой шаг многое меняет. В экологии установлены законы устойчивого развития экосистем. Из них можно отметить закон существования жизни в потоке вещества, энергии и информации, принцип экологической целостности со средой, закон видовой разнообразия. Они важны для наших выводов. Человеческое общество, социум определяется как часть планетарной экосистемы – социосферы, а энергетику – как его жизненно-обеспечивающий ресурс. Развитие энергетики соответствует вектору движения всего человечества. Принципиально этот вектор задан трудами учёных, начиная с русских космистов Фёдорова, Циолковского, Вернадского. Суть его – через осознание своей роли во вселенной. В результате во взаимодействии человека и энергетики приоритет отдаём экологическим критериям. Чем

больше социум выделяется из природы, тем сильнее противоречие в его взаимодействии с биосферой и геосферой планеты. В главном – это несоответствие между ростом народонаселения, темпов жизни и ограниченностью ресурсов. Геоэкологическое состояние общества мы оцениваем как аномальное, и оно со временем будет усложняться. Поддержание такого аномального состояния требует постоянной подпитки потоками вещества и энергии. В перспективные планы страны закладываем рост производства энергии для удовлетворения необходимых потребностей каждого гражданина. Общество осознаёт необходимость рационального использования полученной энергии. Устойчивое развитие энергетики возможно при поддержании высокого уровня структурной организации страны как экосистемы. Человек вводит в действие принцип разумной достаточности. В итоге в проектах ТЭК следует рассматривать три сценария потребления энергоресурсов населением: минимально необходимый, разумно достаточный и максимально возможный. Каждому сценарию свойственен свой комплекс мероприятий. Акцент – обеспечение энергобезопасности страны. В её поддержании каждый здравомыслящий человек должен нести осознанный посильный вклад.

— Вы обратили внимание на необходимость повышения роли угля в перспективе. В этой связи у меня два вопроса, в связи с повышением, по мнению Игоря Степановича, необходимости роли угля в перспективе в энергетическом балансе. Как это вяжется с тем тезисом или той мыслью, которую высказал профессор Бобылев о том, что в перспективе при оценке ВВП страны ООН привносит такую категорию, как экологические показатели. Не отразится ли это на инвестиционном показателе России как таковой? Когда Вы говорили о роли угля, Вы акцент сделали на предмет энергетической безопасности европейской части страны и говорили о трубе, на которую она села. В этой связи вопрос такого рода. Не совпадает ли это с мыслью Европы о том, что она села на российскую трубу и выгоняет оттуда российский газ?

— И.С. Кожуковский. Вы обратили внимание в своём вопросе на одну часть моего выступления – на необходимость сохранения доли угольной генерации в европейской части особенно. Но я также говорил о том, что её категорически нельзя сохранять, основываясь на сегодняшних технологиях сжигания угля. Необходимо переходить на чистые угольные техноло-

гии. И это как раз тот симбиоз, который позволит нам и обеспечить энергетическую безопасность, и соответствовать, скажем так, эколого-экономическим критериям, на которые, я надеюсь, скоро перейдут все страны мира в оценке своей конкурентоспособности.

— Наша дискуссия – это не завершение обсуждения проблемы энергетической стратегии, а только её начало. На наших сайтах, в том числе Института энергетической стратегии, открыта дискуссионная площадка.

Подводя итоги дискуссии, я хотел бы отметить три вопроса. Во-первых, я с благодарностью услышал, что не было ни одного выступления, которое бы говорило: «Нет, стратегия не нужна». Естественно, все понимают, что эта стратегия – не разовый документ и не разовый процесс, а многостадийный путь составления соответствующих документов, но государственных документов, а не только чисто научных размышлений на тему «о». Безусловно, и на первой части дискуссии, и здесь уделяется должное внимание инновационным прорывам, которые позволяют качественно изменить наше представление о путях развития энергетики. Я ещё хотел бы сказать, что мы не можем сегодня ориентироваться на старые индикаторы, показатели чисто экономического плана: ВВП и так далее. Безусловно, энергетика – это социальная сфера, прежде всего, социально-политическая сфера во вторую очередь, и поэтому те факторы социального и политического плана, которые будут диктовать требования к энергетике, то есть общество будет диктовать требования к энергетике. Эти факторы должны встать сегодня во главу угла при формировании будущей энергетической стратегии.

Я благодарен выступающим, которые говорили о том, что сегодня надо сосредоточить внимание на архитектуре, на программе выполнения этого, подготовке этого документа. Из того, что правительство и чиновники структуры не участвуют в нашем совещании – я трагедии не делаю. Дело в том, что сегодня нам важно нашей профессиональной, общественной, научной ответственности выработать некие критерии, и правительство рано или поздно всё равно к нам прислушается. Если мы, чем раньше и чем громче об этом заявим, и правильнее заявим, тем больше шансов того, что мы будем услышаны, и наша работа будет – не удовлетворение собственного любопытства за государственный счёт, а работа полезная для всего нашего государства и для компаний в том числе.

Нефтегазовый комплекс России: инвестиционные аспекты модернизации

Модератор А.М. Мастепанов. Сейчас имеется несколько стратегических направлений возможного развития на предстоящее десятилетие. Разные специалисты, компании, научные школы доказывают превосходство той или иной технологии, той или иной группы технологий, и отсюда перспективные направления. Одни призывают к освоению ресурсов Арктики. Другие говорят: да зачем же нам Арктика, когда у нас есть еще нетрадиционные ресурсы? А третьи: да мы и без нетрадиционных можем хорошо развиваться, если увеличим коэффициент извлечения нефти, будем более полно извлекать низконапорный газ, нам не надо в новые районы идти, здесь инфраструктура, давайте развивать технологии, которые позволяют в разы увеличить извлечение углеводородов. А четвертые вообще говорят: да что там углеводороды, новые нужно технологии, новые источники энергии! Активно пропагандируется так называемая безуглеродная энергетика, возобновляемые источники энергии...

— Слово Анатолию Николаевичу Голомолзину, заместителю руководителя Федеральной антимонопольной службы, чтобы он нам сказал, как государство предполагает определить рамки, в которых будут работать компании нефтегазового сектора.

— А.Н. Голомолзин. Государство проводит свою политику, имея соответствующие механизмы воздействия на ситуацию. Еще в 2003 году, когда была принята энергетическая стратегия до 2020 года, впервые в рамках этой стратегии появились не только контрольные цифры, которые всегда были предметом всех энергетических стратегий, в том числе стратегий еще Советского Союза, но и экономические механизмы, каким образом должна реализовываться эта стратегия и каким образом контрольные цифры должны достигаться. Мы всегда умели эффективно прогнозировать перспективы развития топливно-энергетического комплекса в Советском Союзе; в России есть соответствующая школа системных исследований в энергетике. И, как правило, невзирая на то, что происходят существенные, кардинальные изменения в экономике, контрольные цифры, намеченные в программных документах, — оказывается, что близки к фактическим параметрам. Возможности механизмов административно-командного управления в настоящее время уменьшены, и основные механизмы (в энергостратегии до 2020 года) — это механизмы развития рынка, формирования конкурентных условий, развитие соответствующих рыночных институтов, в том числе организованной торговли на рынках нефти и нефтепродуктов, а также топливно-энергетических рынках, проведение антимонопольной и налоговой политики. Вот те инструменты, которые имеются у государства, для того чтобы реализовать необходимые параметры стратегии. В свое время была принята программа по развитию конкурен-



ции в 2009 году, которая включала раздел, касающийся ТЭК. А сейчас, в конце прошлого года, была принята дорожная карта по развитию конкуренции, и она также включает соответствующий раздел, связанный с внедрением рыночных механизмов в топливно-энергетическом комплексе.

Мы видим, что за последние четыре года экономическая концентрация несколько снижается, несмотря на то, что за это время прошли достаточно существенные, крупные сделки слияний и приобретений. В целом на этом рынке отмечается ситуация коллективного доминирующего положения на рынке, и очень медленно, но в последнее время увеличивается доля сегмента независимой нефтедобычи. Если говорить о нефтепереработке, в 2010–2011 годах мы начали прирастать в объемах нефтепереработки. Это связано с повышенными потребностями в топливе. И в энергетической стратегии уже на перспективу до 2030 года установлено, что мы постоянно должны увеличивать в топливно-энергетическом балансе долю свет-

лых нефтепродуктов, высококачественных нефтепродуктов.

Обычно вопросы, связанные с реализацией энергостратегии и достижением вот этих параметров, в том числе по повышению глубины переработки нефти, — это вопросы наших коллег из Министерства энергетики. Федеральная антимонопольная служба занимается своими вопросами, рассматривает дела о нарушениях антимонопольного законодательства. Но иногда мы вынуждены вмешиваться в ситуацию в режиме до рассмотрения дел о нарушениях антимонопольного законодательства, когда мы видим, что текущая ситуация может привести к существенным негативным последствиям.

Федеральная антимонопольная служба вынуждена заключить четырехстороннее соглашение с нефтяными компаниями, направленное на проведение модернизации нефтепереработки. Вы знаете, что глубина нефтепереработки в РФ составляет сейчас порядка 71%. К сожалению, эта величина уже достаточно долгое время фиксируется

в наших показателях отчетности. Хотя в соответствии с энергостратегией мы должны были существенно увеличить глубину переработки, стремясь к мировым параметрам: в развитых странах глубина переработки составляет 90–95%. Поэтому потенциал огромный. Но у нас вопрос даже не в том, чтобы выйти на показатели эффективности, а в том, чтобы обеспечить выпуск нефтепродуктов нужного качества и в необходимом объеме, чтобы на рынке не возникала даже угроза дефицита предложения высококачественных нефтепродуктов.

Вы знаете, что принято решение перейти на топливо более высоких классов экологичности, и соответствующие технические регламенты. Чтобы обеспечить реализацию и достижение этих параметров, мы вынуждены заключить соглашения с нефтяными компаниями и в этих соглашениях детально прописали все планы по модернизации. Ранее нефтяные компании периодически декларировали, что проведут соответствующую модернизацию, добивались соответствующих решений в Правительстве, в том числе по вопросам экономической политики, но, как правило, эти планы не выполнялись даже наполовину. Поэтому мы оконтурили это все в рамках соглашения и сейчас вместе с нашими коллегами из Ростехнадзора и Росстандарта отслеживаем непосредственно реализацию проектов по модернизации, и достижение параметров по объемам и качеству продукции, которые необходимо обеспечить, чтобы мы могли с уверенностью смотреть в будущее и понимать, каким образом будут обеспечены потребности внутреннего рынка.

Несмотря на серию кризисов, которые имели место за последние 5–6 лет, в том числе когда цены росли с 50 долларов за баррель до величины примерно в 150 долларов за баррель, затем резко падали, цены на нефтепродукты в РФ в целом оказывались близко к темпам инфляции. Где-то они их чуть-чуть опережали, где-то от них отставали, включая дизельное топливо и бензин. Зачастую такой стабильной ситуации мы достигали за счет как раз применения жестких мер антимонопольного воздействия. И нефтяные компании заплатили в доход федерального бюджета более 20 миллиардов рублей по фактам нарушений. Но одновременно другим влияющим фактором, наряду с динамикой цен на мировых рынках, наряду с факторами внутреннего рынка, которые формируют баланс спроса и предложения, влияние на ситуацию оказывали налоги. С 1 января 2010 года имело место существенное повышение акцизов на нефтепродукты. Рост составил 3 — 4 раза. Рост акцизов на дизельное топливо составил

примерно три раза. Это очень существенная величина. И, естественно, акцизы оказывают существенное влияние на цену, как потребительский налог, который непосредственно транслируется в конечную цену продукции.

В РФ наряду с мерами антимонопольного воздействия создавалась и коммерческая инфраструктура рынка нефти и нефтепродуктов. Когда мы рассмотрели дела в отношении нефтяных компаний, то не только оштрафовали их на значительную сумму (кстати, ее размер где-то в пятерке крупнейших штрафов за нарушение антимонопольного законодательства в мире), но одновременно понудили нефтяные компании развивать рыночные институты и в том числе биржевую торговлю. Это было записано в энергетической стратегии еще упомянутого 2003 года, но не реализовывалось, потому что сами нефтяные компании не способствовали тому, чтобы этот рыночный институт развивался. И вот только после предписаний Федеральной антимонопольной службы, начиная с 2009 года, на бирже началась торговля нефтепродуктами.

Более того, мы не только обязали торговать на бирже, но и торговать по правилам рынка, чтобы ценообразование отвечало рыночным условиям. Должны быть лоты, которые позволяют конкурировать участникам рынка, торговля должна проходить в регулярном режиме, чтобы покупатели имели возможность в любое время выйти на рынок и купить топливо в необходимых объемах. Сейчас на бирже РФ продается порядка 10 миллионов тонн нефтепродуктов, равномерно представленных дизельным топливом, керосином, бензином и мазутом. В соответствии с постановлением Правительства, на бирже осуществляется регистрация внебиржевых контрактов. Сейчас по итогам 2012 года на бирже было зарегистрировано контрактов в объеме более 41 миллиона тонн нефтепродуктов. После того как были сформированы индексы, биржевые на рынке наличного товара и внебиржевые, которые характеризуют сделку первой продажи с НПЗ (без цен, наведенных этапом перепродаж), в России сформировалась устойчивая, надежная информация о ситуации с ценами на оптовом рынке. А цена в опте предопределяет цену в рознице, составляя где-то более 70% в конечной цене продукта.

В развитие правок в закон «О защите конкуренции» были приняты еще целый ряд актов, как ведомственных, так и Правительства Российской Федерации. И в дорожной карте, которая была принята распоряжением Правительства в декабре прошлого года, также были установлены дополнительные параметры по развитию конкуренции, в том числе

Мы вынуждены заключить соглашения с нефтяными компаниями и в этих соглашениях детально прописали все планы по модернизации. Ранее нефтяные компании периодически декларировали, что проведут соответствующую модернизацию, добивались соответствующих решений в Правительстве, в том числе по вопросам экономической политики, но, как правило, эти планы не выполнялись даже наполовину. Поэтому мы оконтурили это все в рамках соглашения и сейчас вместе с нашими коллегами из Ростехнадзора и Росстандарта отслеживаем непосредственно реализацию проектов по модернизации, и достижение параметров по объемам и качеству продукции, которые необходимо обеспечить, чтобы мы могли с уверенностью смотреть в будущее и понимать, каким образом будут обеспечены потребности внутреннего рынка.

необходимость принятия нефтяными компаниями так называемых торговых политик.

Сейчас уже ТНК-ВР, «Башнефть», «Газпром нефть» приняли соответствующие торговые политики, которые согласованы с Федеральной антимонопольной службой, которые определяют условия ведения на недискриминационных условиях бизнеса и порядок взаимодействия компаний, которые входят в группу* нефтяных компаний, с независимыми участниками рынка. Скажем, «Газпром нефть» провела в соответствии с этой торговой политикой и внутреннюю реорганизацию, в том числе были разделены сегменты оптовой и розничной продажи нефтепродуктов. Это то, что мы сейчас обсуждаем в рамках законопроекта «О рыночном ценообразовании» и «Об особенностях оборота нефтепродуктов на внутреннем рынке». Для нас это важно с точки зрения конкуренции, а для крупных компаний это важно с точки зрения оптимизации корпоративного управления и повышения его прозрачности. Здесь вы видите, что соответствующие компании уже приняли торговые политики, которые позволяют повышать прозрачность на рынке.

Я говорил о том, что сейчас приняты новые технические регламенты. С учетом создания Таможенного союза эти регламенты приняты решением комиссии Таможенного союза. Утверждены сроки, в соответствии с которыми мы должны перейти на выпуск нефтепродуктов пятого класса экологичности, которое будет с 2016 года уже в наших странах будет продаваться. При этом нужно отметить, что в настоящее время налоговая политика в наших странах отличается. Самые низкие акцизы в Казахстане. В России самые высокие акцизы и на автомобильный бензин, и на автомобильное топливо. То же самое касается НДС, ставок вывозных таможенных пошлин. Поэтому есть необходимость обсуждать вопросы, связанные с повышением гибкости системы налогообложения. Законопроект, который мы сейчас обсуждаем с нашими коллегами в федеральных органах исполнительной власти, касается именно этого вопроса. Мы хотим сделать так, чтобы акцизы менялись гибко в зависимости от конъюнктуры рынка, как сейчас меняются налоги НДС и ставки таможенных пошлин.

Но при этом нужно обсуждать тему более глубокой налоговой реформы. В том числе выравнять условия налогообложения в рамках Таможенного союза, чтобы в значительной степени система налогообложения определялась именно национальным налоговым законодательством. Есть необходимость поэтапно снижать таможенные пошлины и акцизы; основной объем налогообложения

должен входить в НДС. Эти вопросы сейчас в стадии обсуждения, по ним пока нет решений. Но от них существенно зависит, с какой энергетикой мы придем в будущее, насколько эффективной будет нефтепереработка, насколько широко мы сможем развивать месторождения нетрадиционные и с ухудшенными горно-геологическими и природно-климатическими условиями. Налоговая система оказывает существенное влияние на ситуацию на рынке.

— Не загонит ли Правительство РФ высокими налогами нефтегазовый комплекс в такое положение, когда он будет неконкурентоспособен на мировых рынках? Вы, как представитель государства, как человек, который непосредственно работает в этой сфере, как бы Вы ответили на этот вопрос?

— А.Н. Голомолзин. В целом экономическая политика государства закреплена в целом ряде документов, в том числе в упомянутой энергетической стратегии, в документах, которые определяют налоговую политику. Налоговая нагрузка на ТЭК должна поэтапно снижаться. При этом налоги должны быть дифференцированными, чтобы в полной мере реагировать на ситуацию на рынках. Скажем, в нефтедобыче они должны учитывать природно-климатические условия и горно-геологические условия, а также то, что нам необходимо начинать разрабатывать месторождения нефти и газа с применением новых технологий. Естественно, налоги в этом смысле должны уменьшаться, тем самым чтобы обеспечивать в будущем расширение предложения топливно-энергетических ресурсов на рынок, и давать возможность обеспечивать налоговые поступления не толь-

ко за счет одного сегмента рынка, который сейчас стал основным налоговым донором в бюджете РФ, а поэтапно необходимо стремиться к тому, чтобы они поступали от других секторов экономики. Для примера, в России в конечной цене одного нефтепродукта налоги составляют примерно 60–65%. В США эта величина примерно 20 — 25%. Понятно, что уровень цен в России и в США примерно одинаков, потому что на входе затраты более высокие в США, чем в России, в России затраты чуть ниже, чем на других рынках, в силу мер защиты внутреннего рынка, в том числе по системе таможенно-тарифного регулирования, но за счет дополнительных налогов уровень цен в США и в России выравнивается. В Европе высокие расходы и высокие налоги, поэтому цены там выше в два раза, чем в РФ на рынке нефтепродуктов. Наша задача — чтобы обеспечить устойчивый рост экономики, стремиться к тому, чтобы мы поэтапно снижали налоговую нагрузку, переносили ее из ТЭК в другие сектора экономики, но не за счет повышения ставок, а за счет расширения производства и поступлений дополнительных налогов в бюджет.

— Будет, наверное, справедливым дать слово представителю «Газпрома», крупнейшей компании РФ и одновременно одной из крупнейших в мире, Минликаеву Валерию Зиряковичу.

— В.З. Минликаев. «Газпром» был, остается, и будет оставаться основным действующим, самым крупным отраслевым комплексом по разведке, добыче, транспортировке, хранению, переработке, распределению углеводородного сырья, включая и газ, газовый конденсат, и нефть, и некоторые продукты, которые в ближайшее время появятся в боль-

ших объемах, как например гелий. Но главная стратегическая задача «Газпрома» — это поставки газа, хотя существенна и нефтяная составляющая. У «Газпрома» есть программа достигнуть добычи 100 млн. т жидких углеводородов к 2020 году, и она на настоящий момент реализуется по графику. Тема моего доклада: «Стратегические инвестиционные аспекты модернизации объектов добычи газа». Кроме этого, конечно, есть и другая программа — объектов транспорта и объектов переработки, но вот я буду говорить об объектах добычи газа.

Реконструкция и модернизация объектов обустройства газовых месторождений «Газпрома» в период падающей добычи решают стратегическую задачу по обеспечению энергетической безопасности России. Актуальность реконструкции определяется рядом факторов, в первую очередь необходимостью обеспечения проектных уровней добычи углеводородного сырья и надежности эксплуатации технологического оборудования газодобывающих объектов на месторождениях, которые были введены в эксплуатацию 15 — 20 и более лет тому назад и вступивших в стадию падающей добычи, но, тем не менее, обеспечивающих сегодня более половины общей добычи общества.

В 2010 году была разработана и одобрена постановлением правления «Газпрома» комплексная программа реконструкции и технического перевооружения объектов добычи газа на 2011 — 2015 годы, которая определила задачи, цели и потребности общества в реконструкции объектов газодобывающего комплекса. Учитывая необходимость выполнения столь значительных объемов работ и возможные ограничения по суммарным капложениям, для обоснования выбора первоочередных реконструируемых объектов в соответствии с действующими в ОАО «Газпром» антикризисными мероприятиями все 2507 мероприятий, планируемых на это пятилетие, ранжированы по пяти уровням приоритетности для достижения целей общества — обеспечения надежности поставок газа потребителям на внутреннем рынке и выполнения экспортных обязательств.

Первое — это реконструкция объектов основного производства и инженерных систем, достигших предельного износа. Второе — работы, обеспечивающие проектные объемы добычи углеводородов, выполняемые главным образом на основных, на промышленных объектах — это скважины, газосборные сети, установки комплексной подготовки газа, дожимные компрессорные станции. Третье — мероприятия, реализация которых имеет экономическую эффективность, не

связанные с обеспечением проектных уровней добычи. Четвертое — мероприятия, по которым определение эффектообразующего фактора в денежной форме не представляется возможным, но они обеспечивают получение значимых внеэкономических эффектов. И пятое — мероприятия, по которым на момент выполнения ранжирования отсутствует согласованная проектная документация.

Углубленное ранжирование всех мероприятий программы по категориям приоритетности решаемых задач позволило сформулировать три группы работ или мероприятий и ранжировать эти группы по степени приоритетности для обеспечения стратегической цели общества. Причем проектно-изыскательские работы являются во всех этих вариантах приоритетными. Первый вариант, мы его называем минимальным, включает комплекс первоочередных работ первого приоритета или главного приоритета, который требует, по таким скромным оценкам, более 120 миллиардов рублей на пятилетку, невыполнение которых приведет к снижению добычи ниже проектного уровня и недопустимому повышению технических и технологических рисков.

Второй сценарий включает работы первого варианта плюс работы, которые обеспечивают проектные уровни добычи, повышение надежности и безопасности функционирования газодобывающего комплекса, улучшение технико-экономических показателей объектов добычи за счет снижения эксплуатационных затрат. Его стоимость более 80 миллиардов рублей. Если работать по этому сектору, то будет общая потребность в финансировании в пределах 200 и более 200 миллиардов рублей.

И третий сценарий обеспечивает комплексную реконструкцию, основной объем проблем надежности и эффективности эксплуатации газодобывающих мощностей до 2020 года. Имеется в виду период действия этого эффекта. Он содержит полный объем работ, включающих обоснованные в проектах реконструкции мероприятия, направленные на обеспечение надежного функционирования объектов обустройства месторождений, технической и экологической безопасности производства, энерго- и ресурсосбережения, сокращение потерь углеводородов и улучшение условий труда персонала.

Поддержание проектных объемов добычи углеводородов обеспечивается за счет следующего. На дожимных компрессорных это замена 131 сменной проточной части, модернизация 47 центробежных нагнетателей, реконструкция запорно-регулирующей арматуры, переход на «горячую» серию с

рабочими температурами до 200 градусов. Замена автоматизированных систем управления технологических процессов и систем автоматизированного управления газоперекачивающих агрегатов — 35 систем. На скважинах: замена 240 фонтанных арматур, замена 564 лифтовых колонн, бурение 161 бокового ствола, внедрение 2135 систем телемеханики и телеметрии скважин. На газосборных сетях прокладка лупингов — 68 километров, расширение газосборной сети, включая замену трубопроводов меньшего диаметра, — 117 километров. На установках комплексной подготовки: реконструкция 200 единиц сепарационного оборудования, реконструкция установок регенерации гликолей и метанола, в частности 26 десорберов, насосная подача конденсата на низкотемпературную адсорбцию, насосные перекачки конденсата на завод подготовки конденсата к транспорту.

Реализация такого масштабного инвестиционного проекта или программы, как комплексная программа реконструкции, требует систематического мониторинга и технико-экономического анализа результатов работ. Эта систематическая работа, трехуровневый контроль, технико-экономическое сопровождение, ежегодная подготовка результирующих отчетов, отраслевые совещания и рассмотрение на секциях НТС «Газпрома», в том числе и во «ВНИИГазе». И отработанные, согласованные на этих совещаниях решения используются в дальнейшем руководством общества при формировании показателей планов социально-экономического развития и бюджетов дочерних обществ на трехлетний период, при разработке и уточнении показателей годовых инвестиционных программ.

В рамках реконструкции объектов добычи предусмотрено выполнение комплекса инновационных работ общим объемом более 50 миллиардов рублей. К важным процессным инновациям относятся, например, бурение боковых стволов, комплекс работ по оптимизации технологических режимов эксплуатации более 330 газовых, газоконденсатных и нефтяных скважин. Под оптимизацией понимается обеспечение работы скважин, которые работают с большим газожидкостным, водным фактором, когда происходит самозадавливание скважин. К сожалению, этот фонд год от года растет. Телеметрия и телемеханизация более чем 1800 скважин. Объединение газовых промыслов на таких крупных месторождениях как Уренгойское и Медвежье. Совершенствование технологий и оборудования промысловой подготовки углеводородного сырья. В процессе реализации этой программы 2011 — 2015 года отрабо-





тываются с целью последующего тиражирования такие перспективные инновационные решения как распределенное компримирование газа на месторождениях, технологии концентрического лифта для удаления жидкости с забоя скважин, применение турбодетандеров и центробежных нагнетателей в дожимных компрессорных с магнитными подшипниками.

Было время, когда месторождения были на максимуме или на постоянной полке. Сегодня есть такая задача как оптимизировать незагруженное оборудование. По нашим оценкам, на некоторых месторождениях, на некоторых промыслах высвобождается до 40% и более мощностей, необходима ликвидация, консервация или реконструкция больших объемов этого оборудования. Одно из мероприятий – это внедрение систем автоматического управления аппаратами воздушного охлаждения. Это позволяет экономить большой объем электроэнергии.

Сменные проточные части: нагнетатель, который до замены проточной части имел нагнетательную степень сжатия 1,8. Новый — уже степень сжатия 2,2. Но сегодня мы имеем нагнетатели со степенью сжатия 3,0 и даже 4,0. Эта работа непрерывно ведется на парке нагнетателей ДКС. Не все компрессоры позволяют производить замеру СПЧ на более высокую степень сжатия, поэтому проводится реконструкция с полной заменой нагнетателей. В частности так называемые короткие корпуса заменяются на длинные, и в них уже можно будет устанавливать проточную часть на степень сжатия 3 и до 4. При степени сжатия 4 температура компримируемого газа может повышаться до 200 градусов. Таким образом, на ДКС при реконструкции реализуются основные работы. Замена СПЧ самих нагнетателей, замена запорно-регулирующей арматуры на «горячую» серию. И, конечно, внедрение более современных автоматизированных средств управления процессами компримирования и охлаждения, в том чис-

ле замена устаревших агрегатных систем на микропроцессорные системы управления МСКУ 4000, 5000.

Следует отметить, что еще есть такой вопрос как старение сепарационного оборудования на ДКС, несоответствие его характеристик фактическим условиям работы. Поэтому большая работа проводится с сепарационным оборудованием. Здесь мы не имеем свободных мощностей, поскольку, когда сепарационное оборудование работает при давлении 75 атмосфер и когда работает при давлении 10 или 5 атмосфер – совершенно другая плотность газа, совершенно другие скорости, поэтому внутренняя часть сепараторов, крупные серьезные аппараты весом до 50 тонн подлежат модернизации и замене.

Рассмотрим одно из месторождений – Вынгапуровское. Две Мобильные или блочно-модульные компрессорные установки уже работают, они приближены к скважинам и позволяют обеспечить добычу газа. В частности на этом месторождении при первоначальном давлении 102 сегодня пластовое — 7,5; на устье скважин — 5 атмосфер, тем не менее, ведется добыча низконапорного газа.

Есть проблема оптимизации налогов. Если хотим добывать газ на этих месторождениях, а не оставить его в недрах, значит, нужно кабальный НДС убирать. 600 рублей, коэффициент конечной газоотдачи, тянут ко дну, то есть мы этот газ просто оставим. Тут нужно волевое решение, о чем исписано много бумаг.

Про укрупнение промыслов я уже говорил. Смысл в том, что, например, на Медвеьем три газовых промысла, поставили новую дожимную компрессорную с современными агрегатами, остановили три старых дожимных компрессорных с агрегатами ГТН-6, и сегодня газ собирается на одной станции и компримируется. Seriously сократили эксплуатационные расходы.

Подводя итог, можно сказать, что стратегические инвестиционные решения, реализу-

емые в области модернизации и техперевооружения объектов добычи углеводородного сырья, решают задачу ОАО «Газпром» по обеспечению надежности поставок газа потребителям на внутреннем рынке и выполнения экспортных обязательств, и направлены на повышение эффективности функционирования основных фондов объектов добычи газа (между прочим, это 2 триллиона рублей их стоимость), поддержание проектных объемов добычи газа и увеличение коэффициента конечной газоотдачи, обеспечение требуемого уровня надежности и безопасной эксплуатации газодобывающих объектов и экологической безопасности. Важно отметить, что инновационные решения, которые мы апробируем сегодня на месторождениях, промыслах, которые показали эффективность, они будут в том числе нами закладываться в следующую программу, над которой работа уже началась, я имею в виду программу 2016 — 2020 года.

— *Давайте послушаем, что нам наука предлагает по повышению нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов нефти. Я бы попросил выступить Станислава Жданова, заместителя генерального директора ОАО «ВНИИнефть».*

— С.А. Жданов. Одной из основ модернизации являются два важных фактора – это прирост новых запасов и увеличение нефтеотдачи и газоотдачи пластов. Наш доклад посвящен как раз увеличению нефтеотдачи. Сейчас много говорится о трудноизвлекаемых запасах, что их сложнее извлекать. Есть определенная зависимость роста трудноизвлекаемых запасов и в определенный период снижения коэффициента нефтеотдачи. Перечень трудноизвлекаемых запасов: это высоковязкие нефти, низкопроницаемые пласты, подгазовые зоны. Я хотел бы обратить внимание на особо осложненные запасы. Сейчас постепенно складывается мнение, что основное внимание нужно обращать на будущие трудноизвлекаемые запасы, а это

баженовская, тюменская, ачимовская свита, которые принципиально более сложны по сравнению с тем, что мы имели раньше. Извлечение трудноизвлекаемых запасов гораздо менее динамично, чем активных запасов. То есть, у нас в стране проблема накопления трудноизвлекаемых запасов достаточно острая. Что же мы имеем сейчас по состоянию извлечения нефти у нас в стране? Средняя нефтеотдача в мире сейчас около 30%. То есть 70% открываемых запасов она останется в пласте неизвлеченной. Средняя нефтеотдача по месторождениям США, конечно, значительно выше – 39%. Но в Норвегии средняя проектная нефтеотдача 50%. Считается, что мы можем достичь в будущем коэффициента нефтеотдачи 50–60%, оставить в пласте не более 40–50%. Сейчас средняя нефтеотдача, которая планируется по месторождениям России, – это 38%. Нужно обратить внимание, что если посмотреть по долям запасов, доля трудноизвлекаемых запасов сейчас порядка 55%, а активных – 45%. Средняя нефтеотдача трудноизвлекаемых запасов 32% всего лишь, а активных запасов – 45%. Эта проблема обостряется еще и тем, что открываемые запасы в последнее время и вводимые в разработку, имеют гораздо меньшую нефтеотдачу по сравнению с тем, что мы имели раньше и имеем сейчас в России.

Хотел бы обратить внимание, что повышение нефтеотдачи – это проблема, не выдуманная в России или эксплуатируемая учеными, как иногда предполагается, в России и за рубежом. В основных международных нефтедобывающих компаниях вклад в прирост извлекаемых запасов – конечно, больше всего это новые открытия – до 70% для ВИНК. Но повышение нефтеотдачи – это 12%. То есть в среднем 12% прирост запасов осуществляется в крупных нефтяных компаниях за счет увеличения нефтеотдачи пластов. К сожалению, в России сейчас мероприятия по воздействию на пласт, как правило, ограничиваются геолого-техническими мероприятиями. Это вывод скважин из бездействия и т. д. Тем не менее, существует еще целый ряд методов, которые могут принципиально изменить нефтеотдачу, так называемые третичные методы увеличения нефтеотдачи – тепловые, газовые, химические и микробиологические. К сожалению, хотя в мире сейчас добывается порядка 110–130 миллионов тонн в год за счет этих сложных, но высокоэффективных процессов, в России эта добыча составляет где-то 1–1,5 миллиона тонн в год. В Соединенных Штатах 34 миллиона тонн — это почти 12% от общей добычи нефти, высокая цифра за счет высокоэффективных и дорогих технологий.

Мне бы как представителю науки хотелось

обратить внимание, что недостаточный объем применения этих эффективных технологий не только в соответствии с тем, что у нас нет каких-то законов и т. д., но и вследствие недостаточного научного обеспечения этой проблемы. Эти процессы требуют специального изучения на стадии лабораторного исследования, на стадии проектирования и т. д. Крупнейшие зарубежные компании по затратам на инновации, новые технологии, существенно опережают наших лидеров. Расходы на образование и науку в абсолютных цифрах на одного человека также существенно выше. Наука: США – 293 тысячи долларов на одного исследователя, Япония – 264, Китай – 74, Россия – 39. Конечно, эти цифры, заставляют нас подумать о возможности модернизации в этой сфере. Несоизмеримо меньше мы получаем различных патентов на новые результаты. Хотя это хорошо вписывается в общую тенденцию России, в общий тренд развития науки.

Здесь уже говорилось о том, что, мол, налоги очень большие. Данные, которые были представлены В.И. Кашиным, председателем Комитета Государственной Думы по природным ресурсам, природопользованию и экологии, говорят, что наши компании даже более рентабельны, чем зарубежные.

Каковы предложения по активизации работ? На наш взгляд, главное – это государственное регулирование проблемы. Опыт таких стран как США, Норвегия, Россия, которая занималась этой проблемой в 70-е годы, показывает, что без государственного регулирования проблемы нам трудно чего-либо достичь. Дальше — концентрация научных исследований, создание научных центров на базе отраслевых институтов и вузов... Хотел бы обратить внимание: нужно стимулировать не разработку отдельных категорий запасов (высоковязких нефтей или низкопроницаемых коллекторов), нужно стимулировать проекты разработки, как это делается во всем мире — при выдаче лицензии на разработку месторождения и определяются те или иные налоговые поступления.

— *И в газовой, и в нефтяной отрасли ведется работа, пусть и не такая, как хотелось бы, по обозначенным проблемам. Но как это будет сказываться на безопасности объектов? Не получится ли так, что в погоне за инновациями, в погоне за какими-то высокими показателями мы меньше внимания будем уделять промышленной безопасности? Светлана Анатольевна, как Вы считаете, можно ответить на этот вопрос? Жулина Светлана Анатольевна, начальник управления по надзору за объектами нефтегазового*

Одной из основ модернизации являются два важных фактора – это прирост новых запасов и увеличение нефтеотдачи и газоотдачи пластов. Наш доклад посвящен как раз увеличению нефтеотдачи. Сейчас много говорится о трудноизвлекаемых запасах, что их сложнее извлекать. Есть определенная зависимость роста трудноизвлекаемых запасов и в определенный период снижения коэффициента нефтеотдачи. Перечень трудноизвлекаемых запасов: это высоковязкие нефти, низкопроницаемые пласты, подгазовые зоны. Я хотел бы обратить внимание на особо осложненные запасы. Сейчас постепенно складывается мнение, что основное внимание нужно обращать на будущие трудноизвлекаемые запасы, а это баженовская, тюменская, ачимовская свита, которые принципиально более сложны по сравнению с тем, что мы имели раньше.

Основная часть аварий у нас с вами идет из-за нарушения герметичности оборудования – это 46%. Ошибки персонала – 17%. Внешние воздействия техногенного характера – 22%. Но в этих техногенных воздействиях значительную часть вкладывают в основном газопроводы, которые у нас имеют механические нарушения при проведении земляных работ. Это в основном в сезон, когда начинают ремонтировать дороги или что-то строить, вкапывать фундаменты, и эти работы проводятся без соответствующих нарядов-допусков на предприятиях. Ну и внешние воздействия природного характера. Конечно же, как только у нас наводнение, то тут же может быть несколько газопроводов на водных переходах снесено.

комплекса Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору.

— С.А. Жулина. При выборе пути инноваций нельзя оставлять за плечами наше прошлое и наше настоящее. Мы должны анализировать как существующие технологии, так и основные вопросы, связанные с организацией всей системы управления, в том числе системы управления промышленной безопасностью. Потому что, построив новый завод, мы можем его потерять завтра



же, если мы будем иметь крупную промышленную аварию.

Каков взгляд Ростехнадзора на нефтегазовую отрасль? Сегодня мы, по сведениям государственного реестра опасных производственных объектов, имеем 53 989 организаций, которые занимаются тем или иным бизнесом в нефтегазовом комплексе. Мы контролируем объекты, начиная со скважин бурения до объектов реализации нефти и нефтепродуктов. Все объекты обладают потенциальной опасностью. Огромное количество углеводородов, имеющих в себе огромные запасы потенциальной энергии взрыва. При разгерметизации оборудования создаются газоздушные облака, которые могут привести к взрывам, большим людским потерям и невозобновляемым потерям в экологии.

Ввиду малого времени мы не стали показывать большую статистику. У нас в России только за десять лет произошло 1072 аварии и 406 смертельных несчастных случаев. Основные крупные аварии — на которых пострадало более пяти человек. Пять человек — это уже много, потому что процессы в основном автоматизированные, мы стараемся вывести людей за опасную зону из взрыва, пожара. Крупными у нас являются аварии, когда идет полная остановка производства, заводов или нарушение жизнедеятельности населения. Потому что у нас с вами не только нефтеперерабатывающие, нефтехимические заводы, от которых зависит наше с вами жизнеобеспечение, нашей продукции, которую мы потребляем, но мы питаемся с вами еще и теплоносителями: газ, нефтепродукты, нефть — это все то, что необходимо для жизнеобеспечения населения. В 2012 году произошло 104 аварии и 52 смертельных несчастных случая. Это меньше чем на дороге, но, видите,

год был насыщен вот этими крупными происшествиями.

На мой взгляд, самая неприятная показательная авария у нас произошла с вами в ООО «Инвест-Ойл». Это нестандартный объект для Госгортехнадзора, по переработке нефтешламов, полигон, где при производстве работ произошел крупный взрыв, пожар на территории предприятия 12 000 квадратных метров. Из 16 человек производственного персонала 11 человек получили ожоговые смертельные травмы. При этом полностью было разрушено все оборудование на площадке, ущерб от аварии составил 32 миллиона рублей. Большой резонанс получила авария на магистральном газопроводе ООО «Газпром трансгаз Москва». Нам «Газпром» говорил о своих инновациях в технологиях, но, тем не менее, газопроводы представляют угрозу, и аварии происходят неоднократно. Пострадало 17 домов. Отключено газоснабжение нескольких районов и крупных населенных пунктов ближайшего Подмосковья.

Крупные экологические аварии происходят на объектах нефтедобычи. Мы говорим об инновациях в этих технологиях, но каждый год имеем несколько аварий, с нефтепроявлениями, которые переходят в открытое фонтанирование. И здесь мы имеем ущербы для экологии окружающей среды, поскольку нефть, вышедшую из недр, сложно собрать — ликвидация этих происшествий идет длительно; некоторые фонтаны — до полугода.

Причины аварий мы каждый раз анализируем. В 2012 году основная часть аварий была связана с разливами и выбросами опасных веществ, с экологическими ущербами — 42%. Возгорания углеводородов с последующими пожарами — 33%. Взрывов, которые несут большие поражения, материальные ущербы

и человеческие жертвы, мы имеем 22%. Ну и немного аварий, в основном буровые: разрушение буровых установок без выбросов опасных веществ, но идут человеческие потери, потому что что-то может упасть на голову или сломать позвоночник.

Причины возникновения нами анализируются в процессе расследования технических причин аварии. Вы знаете, что по федеральному закону мы орган, который организует эти расследования, мы возглавляем комиссии и каждый раз выясняем технические и организационные причины, которые привели к этим авариям, для того чтобы предупредить следующие.

Основная часть аварий у нас с вами идет из-за нарушения герметичности оборудования — это 46%. Ошибки персонала — 17%. Внешние воздействия техногенного характера — 22%. Но в этих техногенных воздействиях значительную часть вкладывают в основном газопроводы, которые у нас имеют механические нарушения при проведении земляных работ. Это в основном в сезон, когда начинают ремонтировать дороги или что-то строить, вкапывать фундаменты, и эти работы проводятся без соответствующих нарядов-допусков на предприятиях. Ну и внешние воздействия природного характера. Конечно же, как только у нас наводнение, то тут же может быть несколько газопроводов на водных переходах снесено.

Характер причин. Все аварии обусловлены несоблюдением организациями и производственным персоналом законодательства в области промышленной безопасности и градостроительной деятельности. В том числе на ряде объектов («Инвест-Ойл» пример крупного нарушения законодательства) нарушены все правила и нормы. Незаконное строительство и реконструкция объектов с применением контрафактного, самодельного оборудования. К сожалению, до сих пор у нас имеются в технологиях открытые источники выделения и пропусков углеводородов. Не все системы автоматизированы и имеют управление из отдаленных точек из защищенных операторных. Не всегда выполняются требования по регламентному обслуживанию оборудования, что не дает нам предупредить их отказы. И, к сожалению, эти ошибки персонала, которые мы показываем, в большом проценте — низкая производственная дисциплина, нарушение основных параметров и их выход за критические параметры, который нам дает аварию.

Из-за отказов оборудования и отклонения от регламентированных параметров технологических процессов в 2012 году произошло 9234 инцидента. Инциденты в нашем понима-

нии — это те же самые аварии, только не имеющие тяжелых последствий, без остановки, без поражения людей. Но, тем не менее, имеются экологические ущербы, потому что все равно при инциденте происходит разлив нефти или нефтепродукта.

Почему аварии происходят, а уроки не извлекаются? Ростехнадзором в результате проведения более 32 000 проверок в 2012 году выявлено свыше 140 000 нарушений требований промышленной безопасности. При этом приняты меры, привлечены к ответственности 12 922 должностных и юридических лиц. Общая сумма штрафов составила около 561 миллиона рублей. Но это все-таки не те ущербы, которые имел нефтегазовый комплекс по результатам последствий аварий. По фактам выявленных нарушений 218 материалов были переданы в правоохранительные органы для возбуждения уголовных дел, в первую очередь по которым имелись смертельные несчастные случаи. Анализ показывает, что каждое тысячное нарушение правил промышленной безопасности и каждый десятый отказ оборудования, дает предпосылки к возникновению аварии.

Какие проблемы влияют на снижение аварийности и травматизма? Вы видели, что в 2012 году мы имеем даже некий рост этих параметров. Проверки, контрольные мероприятия, которые проводит Ростехнадзор, показывают, что производственный контроль на предприятиях, который должен работать и заниматься профилактикой соблюдения требований промышленной безопасности, работает у нас неэффективно, а зачастую формально. Эффективность служб производственного контроля в 100 раз более, чем инспекторов Ростехнадзора. Тем не менее, общее количество выявленных нарушений и проведенных мероприятий, направленных на повышение уровня промышленной безопасности объектов, меньше, чем выявлено нашими инспекторами. Количество нарушений на одного работника мы посчитали. Если у нас инспектор за год выявляет 154 нарушения (выявленное нарушение — предупрежденный будущий инцидент и авария), а производственный контроль у нас только два нарушения выявляет, и иногда бывает непонятно, чем же они занимаются.

Ростехнадзор в этом году совершенствовал закон «О промышленной безопасности». Вы видели эти изменения, надеюсь, которые были проведены в законе. Все объекты разделены на четыре класса. В отношении вот этих крупных объектов введены обязанности по разработке системы управления промышленной безопасностью. Но таких объектов у нас с вами после перерегистрации будет не бо-

лее 3000. 50% объектов у нас уйдет в четвертый класс, выходит из-под лицензирования, из-под плановости проверок, и состояние безопасности будет оцениваться только на основании результатов отчетов производственного контроля. На мой взгляд, если не будет повышена эффективность этих служб, то нам не миновать повышения аварийности и травматизма на этих объектах.

Иные проблемы, которые существуют, — это износ оборудования. 48% аварий у нас произошли по причинам нарушения герметичности оборудования. Здесь и коррозия, и отказы, и разрушение уплотнительных элементов. С этим нужно работать; введены различные процедуры, связанные с контролем оборудования, с его диагностированием. Диагностирование на сегодняшний день позволяет выявить дефектное оборудование, своевременно его вывести из эксплуатации. Тем не менее, в настоящее время диагностирование является уже и тормозом для модернизации.

В этой связи мы рассматриваем вопросы экспертизы и их качества. К сожалению, у нас появилось много организаций, вместо 2000 уже более 4000. Снижается цена, падает качество. Экспертные организации делают отчеты и практически не занимаются обследованием. Сегодня в Думе рассматривается закон, который вносит изменения, ответственность за дачу ложных сведений в заключении экспертизы промышленной безопасности. Подразумевается повышение как административной, так и уголовной ответственности до 7 лет лишения свободы. Надеемся, что строгая ответственность мотивирует экспертные организации к улучшению качества своих работ.

Наши проекты: работа над нормативными документами в целях актуализации и исключения дублирующих требований. Десять нормативно-правовых актов мы отменили, вместо них ввели только три обязательные нормы, ФНИПы. Статус федеральной нормы повысился. Мы ввели статус руководств по безопасности. Это документы, в которых предложены как проектировщикам, так и эксплуатирующим организациям едиобразные рекомендации по обеспечению промышленной безопасности объектов.

— Пожалуйста, Сергей Сергеевич Галибеев.

— С.С. Галибеев. Немного о компании «СИБУР». Мы — крупнейшая нефтехимическая компания в РФ, наш оборот за 2011 год составил 8,5 миллиардов долларов. Для России это много, но в ряду всех мировых нефтехимических компаний мы находимся в середине. Понятно, что по нашей выручке

мы еще отстаем от таких монстров как BASF, Sinopec, у которых этот показатель составляет 30–40 миллиардов долларов в год. Но мы над этим вопросом работаем. Мы не добывающая компания, а используем в первую очередь компоненты попутного нефтяного газа, так называемые «жирные фракции» от СЗ и выше, чтобы преобразовывать их в ценные продукты нефтехимии, базовые молекулы типа этилена, пропилена, бутадиена, изопрена, изобутилена и дальнейшую конвертацию в полимерные молекулы, а в следующих переделах — в различные композиционные материалы.

Какие мы видим основные риски для себя и какие мы видим глобальные тренды, которые могут здорово повлиять на нефтехимию в целом в мире. Вообще их, по большому счету, три. Возможно, есть и остальные, но я сконцентрируюсь именно на этих трех.

Первое – это сланцевый газ, сланцевая революция, которая происходит сейчас в первую очередь в Северной Америке. Есть разные прогнозы, чем кончится дело, но США уже в профиците, заключаются долгие контракты на поставку определенных количеств газа в Западную Европу. Мы видим стратегию развития крупных нефтехимических компаний Dow, LyondellBasell или Eneos — они получают другой вектор. Если посмотреть, о чем стратегически говорили в плане своего развития крупные нефтехимические компании Западной Европы и США 5–7 лет назад, это был уход в большие переделы нефтехимического сырья, в высокомаржинальные нишевые продукты органического синтеза, различные продвинутое композиционные полимерные материалы. Сейчас риторика несколько меняется: начинают реализовываться инвестпроекты по строительству этановых пиролизом в Северной Америке. Где-то заново, где-то реанимируются, которые существовали в свое время, но были закрыты.

Второй риск, который мы видим у себя, – это появление и активное внедрение в первую очередь в Китае технологий, которые позволяют вовлекать в процесс получения базовых молекул другое сырье, например, уголь и его газификация; позволяют вовлекать метан в качестве сырья, из которого можно получать базовые полимерные молекулы, в первую очередь этилен и пропилен. Если три года назад тема «метанол или метан в олефины» была еще обсуждаемой, то за последние два года Китай совершил большой прорыв. Один за другим начинают эксплуатироваться заводы, основанные на газификации угля и дальнейшем его переделе в пропилен и этилен. Два завода большой мощности по 500 тысяч тонн уже работают, строится еще

несколько; в планах — строительство еще десятка. Можно по-разному смотреть на то, насколько это эффективно по сравнению с традиционными методами, как традиционный пиролиз, но это реальность, в которой мы сейчас находимся. И мы видим перспективы развития этих технологий с точки зрения повышения конкурентоспособности по сравнению с традиционным пиролизом. Разрыв еще велик, но он начинает сокращаться.

Третий риск – это биотехнологии. Понятно, что это вещь сильно зависящая от локации. Бразилия – мировой лидер, потому что там низкая себестоимость производства сахара, они внедряют технологии, развивают тему этанола, в том числе его дегидратации в этилен, и строят на этом свои полимерные мощности. Но мы видим наиболее продвинутое тему в биотехнологиях, если говорим о коммерческой реализации промышленных мощностей по сложным молекулам, которые с помощью биосинтеза возможно в отличие от традиционных химических методов получения синтезировать в одну стадию. Такие технологии получают. Это касается и достаточно тяжелых молекул различных диаминовых, дикарбиновых кислот, но есть большие прорывы, и на стадии пилотирования есть технологии, которые позволяют напрямую конвертировать сахар в сложные и дорогостоящие молекулы; такие как бутадиены, изопрены или изобутилены, например.

Естественно, что мы знаем о вызовах, которые бросает нам окружающий мир, и пытаемся повышать свою эффективность и конкурентоспособность различными способами инноваций, которых мы определили три. Сразу могу оговориться, если говорить об этих трех путях, то широко представляем для себя слово «инновация», поэтому начну с первого, привычного.

Первый тип инноваций — собственные разработки, новые продукты и новые технологии. Активность в области R&D мы начали проявлять в конце 2006 года, когда приняли решение создавать вертикально интегрированную научную инфраструктуру. Структуру, которая занималась бы процессом получения идей или конкретных заказов по развитию технологий, модернизации существующих технологий, разработке новых продуктов от бизнес-заказчиков компании, до внедрения всего этого в реальные промышленные мощности. Чтобы этот процесс был успешен, необходимы три составляющие. Первая – бизнес-заказчик, который понимает необходимость НИОКР как одного из инструментов своей конкурентоспособности, с одной стороны. Вторая — должны быть оснащенные высококвалифицированные научными кадрами,

с точки зрения аналитической, приборной базы пилотных установок научные центры. И третье — структура, которая интегрировала бы в себе и руководила всем процессом разработки, грубо говоря, от пробирки до создания промышленной мощности. Мы построили научный центр в Томске, который занимается процессами органического синтеза, гетерогенного катализа пластиков и композиционных материалов. В прошлом году открыли второй научный центр на «Воронежсинтезнауке», который получил основной фокус на исследования в области синтетических каучуков. У себя в корпоративном центре развиваем компетенции, касающиеся интеллектуальной собственности, применительно к созданию стратегии по защите технологий, которые разрабатываются научными структурами компании. Причем рассматриваем возможность не только применения этих технологий для текущего бизнеса, но и возможность их лицензирования третьим лицам. Соответственно, упор на разработку IP-стратегий, которые позволяли бы лицензировать и эксплуатировать технологии не только на территории РФ, но и за рубежом. Попутно занимаемся развитием функций инжиниринга и управления процессом разработки. Почему на этом сделал больше упор – потому что я именно этой функцией в компании руковожу.

Второй тип инноваций — это адаптация и имитация, когда мы привлекаем известные на рынке технологии, лицензии, для того чтобы максимально использовать свои конкурентные преимущества по сырью. Таким примером может служить проект «Тобольск-Полимер», строительство мощности по полипропилену на 500 тысяч тонн в Тобольске, который мы начали в 2009 году, и в первом квартале 2013 года пускаем первую очередь. К концу года планируем, что он полностью выйдет на проектную мощность полмиллиона тонн полипропилена. Локация выбрана очень удачно – у нас большие объемы ШФЛУ, дешевый пропан, мы конкурентоспособны по себестоимости того полипропилена, который мы будем получать на этой площадке. Из других крупных проектов, которые уже внедрены, это производство вспененного полистирола на 100 тысяч тонн на «Сибур-Химпроме» в Перми. Это первое современное крупнотоннажное производство полистирола в РФ. И проект, который планируется к началу своей промышленной эксплуатации в 2014 году, – строительство совместно с бельгийской компанией Solvay мощностей по производству поливинилхлорида в Кстово на 330 тысяч тонн.

Третий тип инноваций вызывает дискуссию, инновация это или нет: это

организационно-управленческие решения. Это все, что касается выстраивания правильной производственной системы, компетенций механиков, энергетиков в компании в целом, учитывая, что компания большая, более 30 производственных площадок, и с этого начиналось. Это правильное распределение сырьевых логистических потоков, которые есть внутри компании. Но для нас это во многом пройденный этап. Если говорить о текущих проектах, то я бы выделил внедрение производственной системы СИБУРа, ее задача – комплексная система управления, эффективное использование ресурсов, развитие функционала сотрудников, система непрерывных улучшений, достижение эффекта от любого сотрудника, который трудится в компании. Второе – развитие системы управления капитальными вложениями. Это связано с тем, что большое количество инвестпроектов реализует в настоящее время компания. Раньше мы сталкивались с определенными вопросами, связанными с наличием компетенций, которые позволяют качественно и в срок строить и реализовывать большие инвестпроекты. Эту систему мы начали выстраивать в 2006 году, развили компетенции, и сейчас в компании есть люди, которые могут эффективно реализовывать большие проекты, связанные со строительством.

— **Антон Александрович Сунгуров, глава представительства Rystad Energy, в заключение нам немножко расскажет об одном из инструментов для анализа и стратегического планирования в нефтегазовой области.**

— А.А. Сунгуров. Rystad Energy норвежская компания. И я хотел бы рассказать про наш основной продукт Ucube: это глобальная база данных по месторождениям. Она предназначена для широкого круга задач, но основные задачи, которые она решает, – это макро— и микроанализ в нефтегазовой отрасли; помощь в стратегическом планировании для компаний и для государственных организаций.

Головной офис у нас находится в Осло. С ним, всего в мире у нас шесть офисов: в США два, в Лондоне, в Москве и в Юго-Восточной Азии. Помимо Ucube, есть еще два направления работы. Второе – это консалтинговые услуги (мы образовались исторически как консалтинговая компания и выполняем консалтинговые проекты разного профиля по направлению upstream для нефтегазовых, финансовых компаний и государственных организаций). И третье – аналитические исследования; регулярных два: по месторождениям шельфа Баренцева моря, и второе – по

месторождениям сланцевой нефти и газа, и плотных песчаников США.

Что такое Ucube? Это глобальная база данных по всем существующим месторождениям в мире, которая содержит различные параметры – запасы, ресурсы, профили добычи и экономическую информацию. База данных по месторождениям онлайн, находится на серверах нашей компании. У пользователей есть логин-пароль, они подсоединяются с помощью клиента, который установлен на компьютере, и получают нужную информацию, каждый раз полностью обновленную. В одном кубе находится всё – и компании, и операторы, и месторождения, и страны, и экономика, и добыча, и запасы. От того, какой вы запрос к базе направите, такой результат получите. Три основных направления данных в этой базе – добыча, запасы и экономика. Всего в базе имеется информация о 80 000 различных месторождений, более 3000 различных компаний – владельцев лицензий на добычу. База содержит исторические и прогнозные данные, краткосрочные и долгосрочные прогнозы. Это многофункциональный инструмент для решения различных задач — анализ данных, стратегические исследования, сравнительный анализ.

Нашими целевыми клиентами мы видим пять групп компаний – это крупные и небольшие нефтегазовые компании, инвестиционные банки нефтегазовой отрасли, нефтесервисные и консалтинговые компании — такие как мы, только более крупные, например, BCG, Deloitte и прочие, которые специализируются на нефтегазовом секторе.

В чем заключается суть продукта. Это добыча, запасы, экономика и функционал по таблицам и картам. То есть база устроена как вы открываете клиент и можете дальше задавать совершенно различные параметры, тем самым формируя диаграмму, которую нужно получить. Простой пример – это мировая добыча углеводородов с разделением по регионам. По оси X идет год, по оси Y добыча в тысячах баррелей в день. Другой запрос покажет разделение по регионам, какой регион вносит какой вклад в мировую добычу.

Можно от такого глобального уровня идти к детальному: например, добыча углеводородов по отдельной стране и с разделением по типу сырья. То есть зеленое у нас нефть, красное – газ. В данном случае показана Норвегия. Можно разделять по совершенно большому набору различных параметров, не только по типу сырья или по региону. Можно разделять по собственности: у некоторых компаний по СРП частью добычи владеет государство. Также можно смотреть по такому параметру как

этап разведки и разработки, по доле выработанности извлекаемых запасов. Например, портфель Exxon. Можно от уровня компании переходить на более детальный уровень уже отдельного месторождения. Например, добыча по норвежскому месторождению Эрменланге с разделением по доле компаний-владельцев, предприятий, которые разрабатывают месторождение. Лицензией владеют пять компаний в разных долях. Есть возможность сравнивать запасы по компаниям, по месторождениям, по странам. Все это делать очень легко и быстро. Наносить, допустим, кривую добычи на диаграмму по запасам и т. д.

Что касается третьей части – экономики, здесь тоже есть экономические цифры, начиная от выручки, которую компания получает от продажи углеводородов, до структуры бюджета компании: капитальные затраты, операционные затраты, налоговая часть и free cash flow – сколько компании получают в свой бюджет денег после уплаты всех расходов. Эта информация есть как по компаниям в целом, так и по месторождениям.

Последняя часть – это таблицы и карты. То есть диаграмма просто один из видов представления данных; то же самое, что вы представляете в диаграммах, можно настроить в виде таблицы. И последний вариант отображения данных – это карты. Например, весь набор анализируемых активов можно нанести на карту. Например активы, где Exxon имеет лицензию в Нигерии. Можно посмотреть более глобальный уровень: активы Exxon по всему миру, суммированные по отдельным странам, а цветом показана доля нефти и газа.

Какие преимущества этой базы можно выделить? Во-первых, это единая интегрированная база, не отдельный продукт по компаниям, по добыче и т. д. Второе – это полное глобальное покрытие. То, что мы смотрели, есть по каждой стране, по каждой компании. Имеется прогноз по каждому месторождению, и все они, как и исторические данные, вы можете суммировать восходящим анализом и до уровня компании, и до уровня государства, выполняя экономический микро— и макроанализ. Далее это современная технология OLAP, на которой построен собственно этот «Куб», позволяет фильтровать данные и получать нужное. Далее возможность экспорта данных в PowerPoint и Excel и многообразие возможного применения. Практически любая компания, работающая в нефтегазовой отрасли, имеет заинтересованность в решении той или иной задачи, которую позволяет решить Ucube.

Модернизация магистральных трубопроводов ИНВЕСТИЦИИ И НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Модератор: В.Е. Межевич. Актуальность темы модернизации трубопроводного транспорта ни у кого не вызывает сомнений, поскольку необходимо обсуждать и надежность, и безопасность систем магистрального трубопроводного транспорта, опыт разработки и реализации инвестиционных проектов, программ технического перевооружения, обеспечения экологической безопасности. На текущем этапе развития нашей страны основой отечественного ТЭК из-за отдаленности базовых месторождений от центров потребления, переработки и точек, где мы осуществляем экспорт углеводородов, является для нас магистральный трубопроводный транспорт. Именно создание эффективной энергетической инфраструктуры занимает одно из приоритетных мест в долгосрочном социально-экономическом развитии страны. Система магистрального трубопроводного транспорта, созданная сегодня в России, не имеет аналогов сегодня в мире, — безусловно. В настоящее время по магистральным трубопроводам транспортируется практически 100% добываемого газа, 93% добываемой нефти и более 20% продукции нефтепереработки. Я сознательно не хочу останавливаться на цифрах о том магистральном трубопроводном транспорте, который тоже относится к ТЭК. Это магистраль, по которым мы сегодня транспортируем тепло: магистральные теплопроводы, магистраль, от которых зависит жизнедеятельность страны.

Общая протяженность российских магистральных трубопроводов превышает 221 тысячу км, из них 153 тысяч км — это магистральные газопроводы, 70 тысяч км — магистральные нефтепроводы и более 20 тысяч км — нефтепродуктопроводы. Эта система обеспечивает сегодня добычу и транспортировку более 750 млрд. куб. м газа и более 500 млн. тонн нефти в год. В последнее время реализован целый ряд крупных инфраструктурных проектов, позволяющих диверсифицировать направления и маршруты поставок энергоресурсов. Одно из самых значимых событий — нефтепроводы «Восточная Сибирь — Тихий океан», Балтийская трубопроводная система — 2, газопровод «Северный поток», идут подготовительные работы к реализации проекта газопровода «Южный поток» и нефтепровода «ВСТО-2». Острой остается проблема старения основных фондов газо- и нефтепроводной системы. Износ основных фондов превышает сегодня 60%, без принятия соответствующих мер износ фонда составит 90% и более уже к 2020 году. Возвращаясь к теме магистральных трубопроводов в теплоснабжении, там тоже длительный недоремонт, длительное невнимание к инфраструктуре сегодня привели к ситуации, что, для того, чтобы поддерживать нормальное состояние, мы должны менять трубопроводы — примерно 4% в год от той протяженности, которая существует. Мы меняем и меняли максимум до 2%. То есть, сегодня стоит задача догнать и выйти на некую полочку, которая обеспечивает надежность, мы должны менять 6% в год. Это колоссальные затраты. Примерно такая же ситуация и в нефтегазопроводном секторе.

В качестве основных комплексных задач технического перевооружения, реконструкции, капитального ремонта, реализуемых се-



годня трубопроводными монополиями, определены такие направления, как: приведение технического состояния объектов трубопроводного транспорта в полное соответствие с требованиями нормативных документов, обеспечение снижения уровня аварийности и сокращения времени неработоспособности оборудования, повышение экологической безопасности. Активное освоение углеводородного потенциала Восточной Сибири и Дальнего Востока ставит перед нами в очередной раз очень масштабные задачи перед российскими компаниями по строительству оборудования трубопроводов. Одной из важнейших задач развития систем трубопроводного транспорта в России является решение проблемы замещения импортной продукции и технических средств, применяемых при строительстве и эксплуатации. В наших компаниях строительство, реконструкция и

эксплуатация объектов в последнее время ведется все больше с использованием отечественного оборудования — труб и материалов, финансируется их разработка и организация производства на российских предприятиях. Реализация проектов по сооружению объектов трубопроводного транспорта вместе с тем должна стимулировать развитие смежных отраслей — машиностроения, металлургии, строительства электротехники для реализации повышенных требований к применяемым технологиям строительного производства, надежности применяемого оборудования.

Хотелось бы отметить еще один вопрос, который возник не на ровном месте: только что отклонен законопроект, который был внесен в Госдуму. Он был связан с ограничениями при строительстве рядом с газопроводами в зонах отчуждения. Проблема существует, была заявлена в 2011-м году, и не изменилась.

Муниципальные образования, расширяя свои границы, заходят в зону магистральных трубопроводов. Местные органы самоуправления, выдавая разрешения на строительство отдельных зданий, тоже заходят в зону отчуждения, и соответствующие регламенты в Государственной Думе еще не созданы. Изучая эту тему, мы к своему стыду обнаружили, что ни в газовой отрасли, ни в нефтяной, нефтепродуктопроводной, ни в теплопроводной, ни в водоснабжении у нас нет законодательного определения магистрального трубопровода. Чем отличается магистральный трубопровод от распределительной сети? Мы обнаружили только один нормативный акт, который действует сегодня в нефтепроводном секторе, и дает определение магистрали. Для законодателей это одна из первых задач, и мы надеемся, что вместе с отраслевым профессиональным сообществом мы такую формулировку и разделение сделаем, чтобы это различие присутствовало. Такой законодательный акт должен появиться — чем магистральный трубопровод отличается от теплопровода, какие зоны ограничения должны быть. Эту работу предстоит выполнять.

Давайте приступим к заявленной теме. Слово первому докладчику, Сергею Викторовичу Алимову, первому заместителю начальника Департамента транспортировки, подземного хранения и использования газа в ОАО «Газпром».

— С.В. Алимов. Газотранспортная система России является крупнейшей в мире системой транспортировки газа и представляет уникальный технологический комплекс, который развивается с 1940-х годов, и в настоящее время включает в себя 181 тысячу км, 242 компрессорные станции с установленной мощностью более 48 тысяч мегаватт. Для сравнения, в течение двадцати лет произойдет прирост протяженности нашей газотранспортной системы более чем на 40 тысяч км. Результативным был период прошлого года, когда мы ввели в эксплуатацию более 3 тысяч км и 9 компрессорных станций. Газотранспортная система — это живой, постоянно развивающийся технологический комплекс, которого определяется требованиями и тенденциями рынка потребления газа, а также теми экономическими условиями, которые формируются глобальными процессами развития промышленности на уровне отдельных государств и экономических союзов.

В этом заключается коренное отличие ситуации сегодняшнего дня от того, что формировало облик газотранспортных систем 30, 20 и даже 10 лет назад. В нашем понимании, тема модернизации магистральных газопровод-

ных систем — это два взаимосвязанных комплекса работ. Строительство новых участков газотранспортных систем и реконструкция действующих объектов транспортировки газа. Выполненный нами значительный объем технико-экономических обоснований по реализуемым проектам приводит к однозначному выводу, что реализация этих направлений деятельности должна базироваться на новых передовых технических и технологических решениях, на современном оборудовании. Без этого в существующих условиях невозможно обеспечить необходимый уровень экономической эффективности и инвестиций.

Основные проекты развития и модернизации газотранспортной системы в озвученном контексте модернизации магистральных газопроводных систем. Я остановлюсь на двух, которыми «Газпром» сейчас активно занимается. Первый — это строительство системы магистральных газопроводов «Бованенково-Ухта-Торжок». Второй — система магистрального транспорта газа под общим названием «Южный поток».

Газотранспортная система «Бованенково-Ухта-Торжок» позволит обеспечить транспортировку газа из газодобывающего района в район Ухта и далее по направлению Ухта-Грязовец-Торжок. Протяженность трассы новой газотранспортной системы свыше 4 тысяч км. В перспективе, к 2030-му году объем транспортировки газа с полуострова Ямал может достичь 280-315 млрд. куб. м газа в год. Производительность первого этапа системы «Бованенково» — которая состоит из ниток, до 115 млрд. кубометров в год, в дальнейшем — с увеличением до 140 млрд. В районах сплошного распространения многолетнемерзлых грунтов принята концепция круглогодичной транспортировки газа с отрицательной температурой, главной целью которой является минимальное воздействие на окружающую среду, предотвращение неконтролируемых деформаций местности и самого газопровода в процессе его эксплуатации. Прокладка газопровода предусмотрена преимущественно подземная с применением тепловой изоляции. Установка зданий, сооружений и оборудования выполнена в условиях сплошного распространения многолетнемерзлых грунтов на свайных основаниях с вентилируемым подпольем. При строительстве газопровода использовались высокопрочные трубы диаметром 1420 мм из стали класса прочности X-80, с внутренним гладкостным покрытием, рассчитанным на рабочее давление 11.8 мегапаскалей. Учитывая отсутствие мировой и отечественной практики, опыта, строительства и эксплуатации подобных газопрово-

В этом заключается коренное отличие ситуации сегодняшнего дня от того, что формировало облик газотранспортных систем 30, 20 и даже 10 лет назад. В нашем понимании, тема модернизации магистральных газопроводных систем — это два взаимосвязанных комплекса работ.

Строительство новых участков газотранспортных систем и реконструкция действующих объектов транспортировки газа. Выполненный нами значительный объем технико-экономических обоснований по реализуемым проектам приводит к однозначному выводу, что реализация этих направлений деятельности должна базироваться на новых передовых технических и технологических решениях, на современном оборудовании. Без этого в существующих условиях не обеспечить необходимый уровень экономической эффективности и инвестиций.



дов, не существовало ни нормативной базы на проектирование газопроводов с таким давлением, ни технических требований на проектирование высокопрочных труб, соединительных деталей, рассчитанных на давление 11,8 мегапаскалей, а также материалов и конструкций по сварке.

В «Газпроме» были разработаны соответствующие технические нормы и требования на изготовление труб под предполагаемые технологические параметры. В кратчайшие сроки был подготовлен опытный полигон и проведены полномасштабные испытания опытных партий труб, затем производство этих труб было налажено на ряде отечественных трубопрокатных заводов. Действительно, уникальный случай, и наши зарубежные коллеги были в хорошем смысле поражены теми сроками и теми объемами испытаний и результатами, которые нам удалось достичь на этом полигоне. Он расположен в городе Копейске в Челябинской области.

Компрессорная станция «Байдарацкая» должна обеспечить не только давление, но и температурный режим морского перехода с возможностью отключения его ниток для технического обслуживания. Для этой цели предусмотрен дополнительный резерв мощности компрессорной станции. Переход через Байдарцакую губу Карского моря отличается особыми природно-климатическими условиями, позволяющими вести работы на этом участке всего несколько месяцев в году. Укладка трубопровода выполнялась с помощью современного трубоукладочного судна «Дефендер», специально модернизированного для работы в акватории Байдарцакой губы в условиях короткого временного промежутка. Средняя продолжительность сезон безледного периода составлял 67 суток, в

течение которого возможна навигация. Надо сказать, что, действительно, условия Байдарцакой губы были уникальными. Во-первых, малые глубины. Во-вторых, очень интенсивное движение крупных массивов льда, так называемой стамухи, которые бороздили морское дно, на котором должны были быть уложены трубопроводы, и необходимо было принять оптимальное решение, которое бы, с одной стороны, оптимизировало и минимизировало затраты на обустройство подобного перехода, и, с другой стороны, обеспечивало бы надежную эксплуатацию этих трубопроводов. Плюс, особые условия грунта, взвеси которого в процессе трубоукладки сохраняют измененную плотность морской воды в течение нескольких лет. Это все нужно было учитывать и принимать соответствующие решения.

Далее, по ходу газа на Уральском берегу расположены компрессорная станция Ярынская, которая представляет собой единый компрессорный репаративный комплекс для обеспечения транспорта при отрицательных температурах в зоне вечной мерзлоты, сейчас они находятся в стадии строительства. Я должен здесь упомянуть, что этот переход был осуществлен с применением продукции Московского трубозаготовительного комбината. Очень оригинальная конструкция. Видимо, сегодня в докладах будет представлено. Мы использовали опыт и в прокладке трубопровода при обустройстве газопровода Майкоп-Самурская-Сочи и при строительстве перехода через пролив Невельского, газопровода Сахалин-Хабаровск-Владивосток.

Необходимо отметить, что проекты компрессорной станции на материковой части выполнены в совмещенной двухцеховой компоновке, что позволило в два раза сни-

зить резервирование газоперекачивающих мощностей, а также оптимизировать нагрузку общецеховых технологических сооружений компрессии газа и установки очистки. Совмещенная двухцеховая компоновка позволила перейти на типоразмер ГПА 32 мегаватт. Технико-экономические расчеты показали преимущество применения этого типоразмера при работе двухниточного газопровода в совмещенном технологическом режиме. Агрегаты такого типоразмера не выпускались отечественной промышленностью. В кратчайшие сроки на предприятии «Реп Холдинг» города Санкт-Петербурга совместно с компанией «Дженерал Электрик» было организовано производство современных ГПА-32 «Ладога» с КПД 35,5%. В настоящее время построена первая нитка газопровода с двумя компрессорными станциями – это Байдарцакая и Чукшинская. В октябре 2012-го года начата промышленная добыча газа в Бованенковском месторождении, и первые объемы газа подаются в район город Ухты.

В 2013-м году мы планируем закончить строительство шести компрессорных станций, которые позволят вывести этот газопровод на проектную производительность. Для обеспечения вывода запланированных на начальном этапе эксплуатации участка Бованенково-Ухта объема бованенковского газа в район города Грязовец нами был выполнен комплекс работ по реконструкции и достройке действующей газотранспортной системы.

На системе газопровода Ухта-Грязовец, третья и четвертая нитки, была выполнена реконструкция компрессорных цехов. Это цеха с рабочим давлением 7,5 мегапаскалей. Заменены проблемные линейные участки, выполнен комплекс работ по реконструкции инженерных сооружений — крановые узлы и переходы. В 2012-м году на газопроводе Грязовец-Торжок, который является важной частью действующей в настоящее время газотранспортной системы Уренгой-Надым-Перегабное-Ухта-Торжок, мы ввели последние три компрессорные станции, которые не были востребованы при сложившемся на этом участке режима транспорта газа. Однако приход Бованенковского газа по вновь построенной системе Бованенково-Ухта потребовал эти мощности, и таким образом эта система полностью завершена и эксплуатируется в проектном режиме. Это компрессорные станции Мюсинецкая, Синдерская и Урданская.

Дальнейшая работа по развитию этого участка газотранспортной системы связана со строительством двухниточной системы Ухта-Грязовец как продолжение участка

Бованенково-Ухта. Этот проект находится в активной фазе строительства.

Другой важнейший проект, над которым мы работаем и который находится в начальной стадии своей реализации, — это «Южный коридор». Он состоит из сухопутного участка на территории России, так называемый «Южный коридор», и морского участка – перехода через Черное море, и сухопутных участках на территориях стран-участниц этого проекта. Газотранспортная система «Южный коридор» реализуется группой «Газпром» в целях обеспечения ряда регионов Центральной и Южной России дополнительными объемами природного газа, для развития промышленности, коммунального хозяйства, расширения газификации, а также в целях обеспечения подачи газа в «Южный поток». ГТС «Южный коридор» будет строиться на территории восьми субъектов РФ: Нижегородская область, Республика Мордовия, Пензенская область, Саратовская область, Волгоградская область, Воронежская область, Ростовская область и Краснодарский край. В рамках проекта планируется сооружение 2446 км магистральных трубопроводов и 10 компрессорных станций общей мощностью более 1400 мегаватт.

Проект будет осуществлен до конца 2015-го года в два этапа. Первый этап реализации проекта «Южный коридор» предполагает строительство линейной части ГТС протяженностью 834 км и компрессорной станции «Писаревка» в Воронежской области до компрессорной станции «Русская» в Краснодарском крае, включая сооружение четырех компрессорных станций. В рамках первого этапа также предусмотрено строительство перемычки от компрессорной станции «Кубанская» до компрессорной станции «Калиновская» протяженностью 57 км. Кроме того планируется реконструкция существующего коридора Петровск-Писаревка.

Второй этап реализации проекта строительства ГТС «Южный коридор» включает в себя сооружение линейной части протяженностью 1612 км и 6 компрессорных станций на территории восьми субъектов РФ. В соответствии с планом, первый этап строительства ГТС «Южный коридор» был начат уже в декабре 2012-го года и завершится в 2015-м году одновременно с пуском первой очереди «Южного потока».

В настоящее время завершена подготовка проектной документации первого этапа строительства ГТС, ведутся подготовительные работы на линейных участках и промплощадках компрессорных станций. По «Южному коридору» газ будет подаваться в том числе и в «Южный поток», строительство которого уже было начато в декабре 2012-го года.

Газопровод «Южный поток»: проектная мощность 63 млрд. куб. м в год, предназначен для обеспечения поставок российского природного газа в страны Южной Европы через Черное море. Общая протяженность черноморского участка составит около 900 км, максимальная глубина более – 2 км. При его строительстве будет максимально использован опыт, полученный при строительстве «Голубого потока» и перехода через Байдарцакую губу. Технологические решения по компрессорной станции «Русская», которая будет обеспечивать подачу газа в морской участок, в основном будут аналогичны примененным на компрессорной станции Портовая в проекте «Северный поток». То есть это будет совмещенный технологический комплекс установки и подготовки газа к транспорту и компрессорный модуль, который обеспечит давление на входе в морскую часть на уровне 28,5 мегапаскалей. Строительство европейского сухопутного участка планируется начать на территории Болгарии в июне текущего года. Первые поставки газа по газопроводу запланированы на конец 2015-го года.

В заключение своего выступления хочу еще раз привести информацию о применении инновационных энергосберегающих технологий при проектировании магистральных газопроводов. На следующем слайде – сравнительные показатели эффективности ранее построенных газопроводов, о которых я рассказывал, и двух иностранных. Уровень показателя энергоэффективности – это крайний правый столбец. Новые энергосберегающие технологии в явном виде демонстрируют правильность принятых нами решений.

— Как сибиряк и представитель Иркутской области, рад, что в конце концов проект «Сила России» родился. Но не совсем понятно, почему мы из Якутии начинаем, а не из Иркутской области, с Ковыктинского месторождения. Полагаю, что, наверно, одна из самых ожидаемых газопроводных систем – это «Сила Сибири», Восточная Сибирь, новые площади, которые еще не разведаны, про которые мы еще не знаем, сколько там газа. Там его может оказаться столько, что мы, действительно, можем быть, сменим ориентиры, которые позволят и газохимию развить, и решить те задачи, которые поставлены сегодня президентом по освоению Прибайкалья и Дальнего Востока. Хотелось бы узнать, о каких сроках начала строительства в «Газпроме» говорят? Ожидания сибиряков, где-то с конца XX века уже и дети успели вырасти, скоро паспорта получают, а мы никак не можем начать строительство.

Проект будет осуществлен до конца 2015-го года в два этапа. Первый этап реализации проекта «Южный коридор» предполагает строительство линейной части ГТС протяженностью 834 км и компрессорной станции «Писаревка» в Воронежской области до компрессорной станции «Русская» в Краснодарском крае, включая сооружение четырех компрессорных станций. В рамках первого этапа также предусмотрено строительство перемычки от компрессорной станции «Кубанская» до компрессорной станции «Калиновская» протяженностью 57 км. Кроме того планируется реконструкция существующего коридора Петровск-Писаревка.

— С.В. Алимов. Вопрос в том, что, действительно, проект освоения месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока, обустройства магистральным транспортом имеет суперстратегическое значение для России и его перспективы. Но надо понимать, что газ не просто нужно добыть и пустить в трубу, а его надо потребить. В этом есть определенная проблема. С одной стороны, это наши соседи, крупный потребитель – Китай, с которым произошли последние переговоры и достигнута определенная договоренность, которая позволяет нам начать движение по освоению месторождения, обустройству ма-

гистрального транспорта, строительству завода СПГ в районе города Владивосток, и так далее. Но это одна сторона. Вторая, — это обустройство перерабатывающих предприятий на территории Восточной Сибири, именно это позволит создать рабочие места. Нормально обустроить и заселить территорию, освоить ее, дать возможность людям зарабатывать и нам повышать экономику как «Газпрома», так и государства. Это взаимосвязанные процессы, поэтому не только политика «Газпрома», но и политика государства, такой симбиоз позволит достичь результата. В этом году уже начинаются первые шаги. Конечно, первым был уровень таких межправительственных соглашений, который послужил бы толчком для наших практических действий. Мы считаем, что это состоялось, в этом году уже такие предпроектные работы будут начаты, определенное финансирование мы закладываем.

— Следующий доклад – Волков Денис Игоревич, начальник Управления регулирования нефтяной и газовой отраслей Федеральной службы по тарифам.

— Д.И. Волков. Хотел бы рассказать, что происходит в сфере регулирования тарифов на транспортировку нефти и газа по магистральным трубопроводам. Начну с нефти. Как выяснилось, проблема поиска некой общей, базовой точки баланса интересов трубопроводных компаний и пользователей их услуг, имея в виду средний уровень тарифа организаций и общий объем необходимой выручки, — это далеко не единственная проблема. Поскольку возникает масса историй, связанных с развитием трубопроводных систем, выходом на новые рынки, обеспечением равной привлекательности поставок в разных направлениях. В двух словах, что происходило с системой трубопроводов «Транснефти» в последние годы? Вы все, наверное, знаете, что был реализован и продолжает реализовываться целый набор крупнейших инвестиционных проектов. Первое, что в этом смысле приходит в голову, — это первая и вторая очереди проекта «Восточная Сибирь — Тихий океан». В конце 2012-го года была запущена трубопроводная система до порта Козьмино, мы получили уникальную систему трубопроводов от океана до океана через всю страну, что создало достаточно фундаментальную возможность для наших нефтяных компаний фактически равнозначно выходить и на рынки Европы, и Азиатско-Тихоокеанского региона. ФСТ в этом смысле столкнулась с достаточно серьезным вызовом, что мы как-то незаметно перешли из одной ситуации, которая характеризовалась общей ограниченностью пропускной способности системы, в первую очередь на

экспортных направлениях, в ситуацию, когда у «Транснефти» возник профицит трубопроводных мощностей, возникли определенные запасы, которые позволяют нефтяным компаниям гораздо более гибким образом выстраивать свои стратегии. Соответственно, ФСТ внесла изменения в нашу законодательную базу, в постановления Правительства, которые говорят о том, что мы при подходе к регулированию тарифов основываемся на осознании равной привлекательности основных направлений транспортировки нефти на различные рынки.

Как за последние годы менялись наши тарифы, темпы их роста. Хотел бы обратить внимание, что мы договорились с «Транснефтью», что после момента ввода в эксплуатацию второго ВСТО рост тарифов на среднесрочную перспективу у нас будет помещаться в прогнозные темпы инфляции. Пока по 2013-м угоду мы это выдерживаем. Правда, несмотря на это, меня постоянно журналисты беспокоят на тему о том, а не пришла ли «Транснефть» за очередным досрочным пересмотром. Хочу еще раз сказать, что не пришла и, судя по всему, не придет, мы не планируем пересматривать раньше конца года тарифы «Транснефти».

Мы проходили достаточно важный эпизод, когда первый ВСТО был запущен, а второго еще не было и осуществлялись железнодорожные перевозки, порядка 12 млн. тонн в год, из Сковородино до порта Козьмино, мы использовали такую инновацию как сквозной тариф, который позволял выстраивать приемлемую стоимость всего маршрута – от месторождений Западной Сибири до порта. Всего сложного маршрута транспортировки нефти различными видами транспорта, мы устанавливали тариф, который позволял выдерживать допустимую стоимость транспортировки и корректным образом, эффективно для РФ выстраивать ценовую политику, связанную с поставкой нефти в КНР. Хотел бы обратить внимание, что подходы базируются не на том, что мы делаем стоимость транспортировки нефти одинаковой из Западной Сибири до Приморска и Козьмино. Мы пытаемся создать ситуацию равной привлекательности поставок по разным маршрутам, имея в виду, прежде всего, различную ценовую конъюнктуру по нефти на разных рынках. В частности, цена на смесь ВСТО несколько выше, чем на наших традиционных западных рынках. В этом смысле, когда мы индексировали тарифы на 2012-й год, у нас темпы роста по восточному маршруту были выше. Но при этом мы понимали, что даже несмотря на более высокие темпы роста, около 10-% было по востоку, все равно поставки нефти через порт Козьмино

принесут более высокую маржинальную доходность.

По нашим оценкам, несмотря на то, что против ожиданий после окончания строительства второго ВСТО размер инвестиционной программы у «Транснефти» отнюдь не уменьшился. Получается, что все время возникают новые проекты, и нефтяные компании в этом смысле постоянно ставят новые задачи перед трубопроводной инфраструктурой. Можно упомянуть «Заполярье — Пурле», «Куюмба — Тайшет». Я думаю, что по мере освоения новых территорий у «Транснефти» работа всегда найдется. Тем не менее, мы остаемся на позиции, что в среднесрочной перспективе темпы роста тарифов «Транснефти» будут близки к уровню инфляции.

Если говорить о «Газпроме», то последние годы качественно темпы роста тарифов были похожи на ситуацию с изменением тарифов «Транснефти». Я имею в виду, что мы прошли через протяженный период высоких темпов роста тарифов на услуги по транспортировке газа по магистральной системе, но связано это было с другими причинами. Если в нефтяной трубопроводной структуре был пик с существенным приростом инвестиций, то в газовой отрасли, скорее, была базовая причина: замораживание тарифов в конце 90-х годов, что сформировало заниженную базу в части цен на газ. В отношении тарифов на транспортировку была тоже искаженная картина, следствием чего стали более высокие темпы роста в предыдущие годы.

Я обратил бы ваше внимание, что для нас всегда одним из основных приоритетов было сохранение темпа роста тарифов, не превышающего роста оптовых цен, а чаще всего ниже. Особенно это стало заметно в последние годы, что дало возможность вплотную подступить к решению фундаментальной проблемы, о которой скажу чуть ниже. На сегодняшний день мы близки к пониманию того, что эффект низкой базы уже преодолен, тарифы адекватны, в том числе с учетом того, что в последние годы прирост операционных расходов, связанных с эксплуатацией газопроводной трубопроводной системы, стал сильно напоминать параметры инфляции. За исключением, пожалуй, амортизационных отчислений, но там другие законы и вообще напрямую не влияет на увеличение тарифов. И мы постепенно подключились к неким долгосрочным оценкам. Вообще надо сказать, что одним из основных изменений в подходе, произошедших за последние год-два, является некоторое изменение парадигмы. Мы перешли к среднесрочному прогнозированию. И результирующей этих оценок стало то, что, начиная с 2012-го года, параметры роста



тарифов на транспортировку газа по газопроводной системе стали отражаться в прогнозе социально-экономического развития РФ, который составляется Правительством на трехлетнюю перспективу. Там не указываются конкретные темпы, а приведена максимально возможная оценка. В частности, на 2013-й год запись гласит, что предельный максимум роста тарифов – это прогнозный размер инфляции, без учета влияния, которое оказывают на увеличение тарифов поэтапные льготы на налог на имущество. Принято решение, что имущество магистральных газопроводов, которое ранее не облагалось налогом, за семилетний период будет обложено налогом до обычной ставки – 2,2%, в первый год это 0,4%. Если говорить по 2013-му году, прогнозный среднегодовой размер инфляции 6,7%, и по нашим оценкам, соответственно, эта поэтапная отмена льгот нам дает порядка 2,5% дополнительно. Я имею в виду, что отмена льгот происходит с 1 января, а тарифы пересматриваются только с 1 июля. Этот факт дает некоторое удвоение ставки. Реально было бы меньше, но с учетом временной разбежки – порядка 2,5%. По нашим оценкам, максимальный допустимый рост – 9%. Мы сейчас плотно занимаемся с материалами, которые прислал «Газпром» для пересмотра тарифов, и предполагаем, что решение будет приниматься в мае. У нас есть достаточно времени – само решение должно вступить в силу с 1 июля 2013-го года. Надо сказать, что дальнейшая отмена повышения ставки не окажет существенного роста, как в этом году. Но в этом году – примерно 2,5%.

Ключевая задача, которую мы пытаемся решить целый ряд лет: второй этап работы, когда мы получили некий инструментарий, чтобы ее решать, со стороны регулирова-

ния тарифов на транспортировку, начался в 2006-го году. Мы пытаемся решить проблему разгармонизации подходов к установлению оптовых цен на газ и тарифов на услуги по транспортировке газа. Это базовое несоответствие возникло еще в 90-е годы и приводит к тому, что независимые производители газа, которых становится все больше и больше, изначально имели такую ценовую картинку, что были сконцентрированы на поставке в районах, близких к месторождениям, к районам добычи газа. Это было совершенно корректно до последнего времени, но благодаря тому, что мы принимаем определенные меры, и наша действующая методика позволяет обеспечивать различные темпы роста на различных расстояниях, то мы таким образом выстраиваем нашу тарифную политику, что уже на протяжении целого ряда лет стоимость транспортировки газа на ближних месторождениях растет более высокими темпами, чем на дальних расстояниях.

Мы ожидаем, что примерно к 2015-му году регулирование оптовых цен на газ и тарифов на транспортировку будет между собой унифицировано. За исключением некоторых локальных отклонений, с которыми, видимо, придется заниматься еще года два, три. Это означает, что в итоге мы будем иметь сбалансированную картинку в целом по рынку. Это будет означать, что независимые производители смогут реализовывать свой газ почти по всей территории РФ, имея при этом сопоставимую экономику. Имея в виду, что у них нетбэк на скважине будет примерно одинаковый, независимо от того, поставляют они газ в Челябинск или в Москву.

Хорошим отражением этого процесса является тот факт, что у нас в 2013-м году резко изменилась география поставок газа неза-

висимых производителей. Они существенно расширились. Достаточно, например, упомянуть, что «НОВАТЭК» заключил с «Мосэнерго» договор поставки газа на 9 млрд. кубов. Полагаю, что года два назад это было бы невозможно – им пришлось бы предлагать газ потребителю в этой точке со слишком существенной премией к рынку. Насколько мы понимаем, сегодня они готовы продавать относительно стандартных условий поставки «Газпрома» даже с некоторым дисконтом. Причем это выражается даже не столько в цене, сколько в более мягких условиях поставки – в отсутствии штрафов или пересчете газа на фактическую теплоту сгорания.

Мы стараемся делать это максимально сбалансированным образом. В частности, мы исходим из того, что ни на одном расстоянии транспортировки у нас темпы роста тарифов не превышают темпы роста оптовых цен на газ. Таким образом, картинка в целом сбалансирована, но этот процесс идет не самым быстрым способом, он достаточно длинный. Если мы начали этим заниматься в 2006-м году, то планируем закончить примерно в 2017-м году, то есть больше чем десять лет. С другой стороны, задача крайне фундаментальная, от нее зависит сбалансированность рынка в долгосрочной перспективе. По крайней мере, мы уже оценили и понимаем, что она, по крайней мере, решается, и осталось не так долго ждать.

Буквально вчера был подписан федеральный закон о внесении изменений в закон о газоснабжении, целью которого стало введение в РФ нормально регламентированного порядка регулирования платы за подключение новых потребителей к газораспределительным сетям. Проблема давно назревшая, наболевшая. Наконец правительство инициировало этот процесс. ФСТ подготовила проект закона, он прошел все стадии своего рассмотрения, подписан, вступает в силу через два месяца. Предполагается при этом следующий порядок, что саму плату за подключение буду регулировать субъекты Федерации, правительство РФ при этом утвердит своим постановлением правила регулирования платы за подключение, и ФСТ должна будет выпустить соответствующие методические указания, регламентирующие особенности, более подробные принципы установления этой платы за технологическое присоединение. Полагаем, что вся нормативка должна появиться к лету.

— Хочу предоставить слово следующему докладчику – Макарову Георгию Ивановичу, советнику президента ОАО «ВНИИСТ» с докладом «Опыт работы по формированию стратегии технической

политики модернизации систем трубопроводного транспорта».

— Г.И. Макаров: Я представляю Всесоюзный научно-исследовательский институт по строительству магистральных трубопроводов. В своем кратком выступлении постараюсь тезисно изложить опыт ВНИИСТ в области формирования стратегии технической политики модернизации систем трубопроводного транспорта нефти и газа. Исторически ВНИИСТ всегда занимался разработкой нормативно-технической документации на основе выполнения научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ таким образом, что каждая цифра, каждый показатель, попадавший в эти нормативные документы, получал экспериментальное и теоретическое подтверждение в результате предшествующих научно-исследовательских работ – и с точки зрения обоснованности, и с точки зрения технологической реализуемости. Как пример, могу привести документы федерального и отраслевого уровня, на которых до сих пор работает вся наша нефтегазовая отрасль. Это известные СНиПы 2.05, 2.06, 42.80, трубопроводы и магистральные трубопроводы, а из отраслевых документов, разработанных в конце 80-х, самым известным является комплект ведомственных строительных норм, 12 брошюр, которые охватывали все тогдашние направления деятельности в области строительства и эксплуатации трубопроводов.

Более новые примеры разработанных нормативно-технических документов – это нормативно-технический комплекс по проектированию и строительству магистрального нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан», первой очереди, в котором ВНИИСТ является генеральным проектировщиком. Это основной, базовый документ, специальные нормы проектирования и строительства, и около 140 обеспечивающих документов – специальные технические требования, регламенты, условия, общетехнические требования, отраслевые регламенты и так далее.

Теперь я перехожу к тем перспективным задачам, которые ВНИИСТ на сегодняшний день уже решает и на которых, вероятно, будет построена дальнейшая эволюция наших систем трубопроводного транспорта и модернизация с точки зрения технологий, доступных в XXI веке. XXI век предъявляет требования к обеспечению надежности и безопасности всех систем, в соответствии с этим положением, в свое время для «Транснефти» была нами разработана концепция о надежном транспорте нефти, в котором было написано, что главная задача – создание магистральных трубопроводов нового поколения с увеличенным ресурсом работы. То есть



на 20-25 лет больше, чем существуют сегодня. А существующий норматив на сегодняшний день до сих пор – 33 года, оставшийся еще от экономических расчетов, выполненных при советской власти.

Соответственно, для решения этой основной, базовой задачи необходимо решение ряда частных задач. Я быстро о них расскажу, а потом уже перейду подробно к основной задаче. Использование высокопрочных и высокопрочных труб нового поколения с повышенными условиями надежности, до давления в 14 мегапаскалей, уже у нас такие трубы есть. Это, естественно, приводит к необходимости классификации труб не только по классам прочности, как это принято, но и по качеству изготовления. Это вторая важная задача.

Далее, снижение металлоемкости конструкции за счет ограничения толщины стенки. Неразумно увеличивать толщину стенки выше 30-33 мм, потому что это меняет всю систему, надо разрабатывать новые машины для строительства, перевозки, контроля. Поэтому, конечно, ограничения необходимы, и ограничения возможны только за счет повышения класса прочности. Но и это делать беспредельно нельзя. Наконец, включение норм по корректированию и коэффициентов надежности для труб высшей категории, которые при прочих равных условиях могут обеспечить снижение металлоемкости.

Соответственно, связанные с этим задачи. Во-первых, применение высокопрочных и высокопрочных труб нового поколения, повышенной категории качества – требования для них мы разработали. Отказ полностью должен быть от трассовых способов нанесения покрытия и использование труб только с заводским изоляционным защитным покрытием. С этим мы уже столкнулись, и весь

проект в ВСТО выполнен только таким образом – только трубы с заводской изоляцией. Отказ от ручной сварки при выполнении сварочно-монтажных работ и переход на полностью автоматическую или механизированную сварку. То же самое, весь проект ВСТО сварен автоматической сваркой в среде защитных газов по технологии «* Еванс», то есть головками Н-300Ц. Мы разрабатывали и технологию, и готовили операторов установок у себя в ВНИИСТ.

Четвертое положение. Реализация принципа малолюдной технологии, единой автоматизированной системы управления и контроля магистрального трубопровода. Частично она уже реализована, в том числе в проектах БТС-2 и ВСТО. Но пока еще есть резервы для расширения этой единой автоматизированной системы. И, наконец, последний момент, уже касающийся эксплуатации. Это планирование сроков и методов ремонта на основе оценки технического состояния. То есть, отказ от плановых сроков ремонта, и проводить ремонт по состоянию. То есть в результате внутритрубно-диагностики определяются все дефекты, затем специальная базовая программа, разработанная у нас и действующая сейчас в «Транснефти», база данных «Дефект» определяет срок допустимости каждого дефекта и назначает, соответственно, сроки ремонта для устранения каждого выявленного дефекта. Это принципиально новое положение. Раньше дефекты просто браковались по геометрическим признакам: вижу 3 мм и выше – удаляю, 3 мм и меньше – пропускаю. Такой был принцип. Потом были попытки оценивать техническое состояние по концентрации напряжений. Тогда что брать за базовый уровень концентрации напряжений? Не сразу пришло понимание, что нужно

дефекты нормировать, так же как мы нормируем допуски и посадки. Ведь были времена, когда говорили, что никаких дефектов не должно быть. Это утопия, дефекты всегда есть, просто мы их не видим или не знаем, как их найти. Поэтому появилась следующая норма: давайте нормировать дефекты относительно той концентрации напряжения, которая присуща конструкции в целом. Например, в сварном соединении. Если концентрация напряжения от дефекта больше, чем концентрация от сварного соединения, устраняем. Если нет – пропускаем. Такой был подход. И только сейчас, последние пять лет, мы вышли на уровень, когда каждый дефект, в том числе и трещиноподобный, оценивается, рассчитывается, и для него устанавливается, с учетом реальных свойств металла, который взят с трассы, срок службы, когда надо проводить ремонт. Для «Транснефти» это позволило в тысячи раз сократить объемы планового ремонта.

Теперь я перехожу к более научной части, к тому блоку, который я и хотел рассказать: основные перспективы в области модернизации систем трубопроводного транспорта. Трубы являются основным элементом системы трубопроводного транспорта, и от требований на них, зависят требования ко всем элементам системы и технологиям.

Общей тенденцией техники является стремление повысить мощность и производительность оборудования. Это, в свою очередь, приводит к увеличению расчетных нагрузок, действующих напряжений и необходимости увеличения металлоемкости. Неизбежно. Чтобы ограничить металлоемкость, необходимо каким-то образом искать способы – либо повышать прочность, либо снижать коэффициенты запасов. Только два способа. Так вот стремление производителей повысить производительность перекачки продуктов в трубопроводном транспорте, а сейчас давление возросло уже до 14 мегапаскалей, привело к тому, что надо увеличивать рабочее давление. У нас ограничен диаметр до 1220 мм в нефтепроводах и 1420 мм на газопроводе. Увеличивать производительность можно только за счет увеличения давления, что и делается в последние годы. Если использовать трубы прежних классов прочности, например до К-54, К-55, то это привело бы к необходимости увеличения толщины, до 40 мм, чего делать нельзя. Вы последние годы мы применили высокопрочные трубы нового поколения К-66, К-65 и даже К-70.

Как повышать прочность трубных сталей? Этим занималась наша промышленность и весь мир последние двадцать лет. Если просто увеличивать прочность трубных сталей за

счет простейшего метода – увеличения процентного содержания углерода, то это путь в никуда, потому что увеличение процентного содержания углерода приводит к увеличению прочности, но приводит к снижению пластичности и вязкости разрушений. Поэтому новые способы изготовления листа позволили найти способ получать одновременно и высокопрочные, и высоковязкие трубы, используя при этом сопутствующую термообработку листа в процессе прокатки. Для этого углерод приходится даже понижать. На сегодняшний день стали контролируемые прокатки, из которых получается высокопрочный листовой прокат, наоборот, ограничивают содержание углерода до 0,07-0,09. Это те высокопрочные стали, о которых я говорил. До сих пор наиболее широко применяется сталь 17-Г1С. Это 0,17, то есть в разы больше углерода.

Это нужно, чтобы без ухудшения показателей свариваемости дать лимит на легирующие добавки, чтобы легирующих было больше, чтобы за счет них провести термообработку. Иначе термообработку не проведешь. Эти технологии сейчас отработаны. Как же можно еще снизить металлоемкость? Для этого надо каким-то образом ограничить рост пускаемых напряжений. То есть либо я увеличиваю прочность, либо снижаю коэффициент запаса. Коэффициент запаса прочности регламентируется рядом показателей, в том числе в известном показателе – коэффициент надежности по материалам К-1, который у нас забит в СНиПе 2.05.06. Раз я говорю о том, что в каких-то случаях можно будет снижать этот коэффициент запаса, за счет чего его можно снижать? Только за счет повышения качества изготовления труб. Увеличивать нормированные показатели, и вводить различные показатели для разных категорий труб. У нас есть уже опыт нормирования качества. Вот ГОСТ, действующий на сегодняшний день с 2003-го года, регламентирует уже два уровня качества – обычного и хладостойкого исполнения. По этому ГОСТу хладостойкого исполнения, в частности, изготовлены трубы для ВСТО. В СНиПе у нас эти коэффициенты зависят от технологии изготовления, и высшей категории соответствует коэффициент 1,34.

Наши документы, которые мы разработали для «Транснефти», это ОТТ для труб большого диаметра, уже три категории качества: обычного, хладостойкого исполнения и трубы с повышенными условиями надежности. И наконец, специальные технические требования для ВСТО регламентируют два уровня качества – для участка с сейсмичностью до 8 баллов и выше 8 баллов, до 10 включительно. Классификация идет по классам прочности. Перспективный класс прочности К-80 еще

пока не умеют делать в нашей стране. Расширение показателей по категориям качества предполагает введение еще двух категорий. А, В, С, D соответствуют СНиПу, а D, F – высшие категории труб, с повышенными эксплуатационными характеристиками, которые позволяют снизить коэффициент запаса.

Что же для этого нужно? Мы разработали нормативные документы, в том числе для «Транснефти». И в том числе проект национального стандарта на трубы большого диаметра, которые расширяют перечень требований на трубы высшей категории качества. В частности, вводятся показатели, которые уже используются: требования по микроструктуре, по зернистости, наличию неметаллических включений, требования по пластичности и хладостойкости, добавлена критическая температура хрупкости; требования по вязкости разрушения, статическая трещиностойкость – это для оценки допустимости дефектов; и сопротивляемость протяженным разрушениям для магистральных газопроводов.

Категории качества так называемых высших, высокопрочных труб: углерод 0.9, 0.7, 0.07 для высших категорий. Вдобавок существенно увеличивается процентное содержание легирующих добавок. Это технологически реализуемо, научно обосновано, и уже выпускаются трубы по этим требованиям. Далее, показатели свариваемости. Они определяются обычным образом, но не более чем 0.48, даже для самой высокой категории прочности. А так – 0.38. Далее, по микроструктуре. Балльность, наличие неметаллических включений по различным показателям. Сварные соединения, дополнительные требования. Конечно, для классов труб повышенной категории качества устанавливаются ограничения по твердости сварного соединения и вводятся дополнительные показатели: не более чем 18% относительного удлинения, поперечное сужение регламентируется до 50%, отношение предела текучести к временному сопротивлению не выше 0.9, иначе эффекта упрочнения не будет. И наконец классический максимальный угол загиба и критическая температура хрупкости. И вводится новый показатель – пластическая деформация при механическом экспансионировании. На трубных заводах уже давно отказались от гидравлического экспансионирования и производят механическое.

По сварным соединениям, все привыкли по сварным соединениям по вязкости видеть одну, две, ну четыре цифры. А оказывается, для каждого типа трубы в зависимости от диаметра, толщины стенки и класса прочности нужно давать требования по ударной вяз-

кости, это новый показатель, и требования к сопротивляемости протяженным разрушениям. Я привел только две таблицы из шести, тоже в зависимости от диаметра и толщины стенки труб, давления, класса прочности, величина пластического раскрытия трещины ограничивается этими показателями, которые необходимо обеспечить, если речь идет о газопроводах или о трубопроводах, испытываемых пневматически. Если этого не выполнить, то после вашего разрушения при пневматике ничего не останется и придется заново строить участок.

Таким образом, повышенные требования к трубной продукции, которые разработал ВНИИСТ, безусловно, стимулировали за последнее десятилетие внедрение новых технологий на отечественных трубометаллургических заводах и способствовали техническому перевооружению и культуре производства. Применение высокопрочных труб нового поколения – это, наверно, единственный путь развития при переходе на высокие давления.

— Будем надеяться, что институт работает в правильном направлении. И, наоборот, уходят те времена, когда в конце 80-х годов приходилось эксплуатировать при температурах наружного воздуха -55° оборудование, которое было рассчитано на работу до -36°. Как будто никто не знал, что такие температуры бывают. И металлические конструкции, которые были рассчитаны на эксплуатацию до -45°, при -55° просто падали. Надеемся, что эти времена уже позади. Следующий докладчик – Йохан Десагер, директор компании «TD Williamson» по регионам Европы и Азии.

— Й. Десагер. Мы представляем компанию «TD Williamson», которой в настоящий момент более 90 лет, она была основана в США в 1920-м, в 1950-х был основан европейский офис, и в России представительство компании было открыто в 2000-м году. В 2004-м году была открыта стопроцентная дочка компании ООО «ТДВ Евразия» в РФ, в 2007-м году был открыт первый сервисный центр в Москве, в 2008-м на Сахалине, в 2010-м в Нефтеюганске и в конце прошлого года четвертый сервисный центр в Краснодаре. В настоящий момент компания всерьез задумалась об открытии производства на территории РФ, чтобы обеспечивать потребности местного рынка. Технологии компании позволяют помочь компаниям-операторам трубопроводов непосредственно с начала строительства. После этого, в процессе эксплуатации очистка трубопроводов, также ингибиторы коррозии. После этого мы работаем в области внутритрубной инспекции и диагности-

ки трубопроводов. Используя многолетний опыт и экспертизу компании, на основании данных этой внутритрубной диагностики мы готовы предложить решения по ремонту, по реабилитации трубопроводов. И как одно из решений, также предлагаем системы быстрого реагирования, которые предотвращают появление аварийной ситуации вместо того, чтобы устранять ее последствия. И как пример, хотелось бы привести работу, в которой «Газпром» с нашей помощью осуществил 38 подключений системы газопровода «Северный поток-2» к существующему газопроводу «Северный поток-1», и все эти работы были произведены без остановки действующей нитки «Северный поток-1», который позволил продолжать непрерывную поставку газа в Европу. Рынки, на которых мы можем работать — это подводные трубопроводы, магистральные трубопроводы, газораспределительные сети, нефтеперерабатывающие заводы и нефтехимия.

Если кто-либо не знаком с технологиями врезки под давлением, я хотел бы рассказать о той основной технологии, которая нашла применение на рынке. Это трубопровод под давлением 75-100 бар. Мы привариваем разрезные тройники, четыре штуки, на которые устанавливаются плоские задвижки «TD Williamson». Хочу обратить внимание, в это время трубопровод работает в штатном режиме без снижения давления. С помощью машинок для врезок мы осуществляем врезку в действующий трубопровод. Вырезанный участок трубы – купон – не падает в трубу. Он поднимается в область машины, после чего мы закрываем задвижку. Таким образом мы осуществляем четыре врезки в действующую трубу и имеем возможность монтировать временный байпас, который позволит осуществлять поток во время ремонта трубопровода. На задвижку устанавливаем стоп-машину, которая позволяет изолировать секцию трубопровода, перекрыть его. Потом переводим на байпас, и в случае, если это газопровод, то через те самые ДУ-50, технологические уровни выравнивания давления мы из небольшого отсеченного участка сбрасываем газ. Если это нефть, мы, соответственно, откачиваем ее в резервуары.

Таким образом, у нас поток и давление не снижается, транспортировка осуществляется по байпасной линии. В данной секции мы можем осуществить любой ремонт трубопровода, который необходим оператору: заменить участок, заменить не держащую задвижку, врезать узел. После того как мы подали давление в новый участок, демонтируем головки и машину-стоп для перекрытия, и вместо фрезы, которой была осуществлена врезка, уста-

навливаем так называемую пробку-заглушку lock-o-ring. Это технология, запатентованная в компании, которая позволяет снять дорогие, тяжелые временные задвижки и заглушить фитинг, оставив его на трубопроводе. Мы можем после этого демонтировать байпас, демонтировать задвижки, и во фланцах фитинга стоят те самые пробки-заглушки. Исповедуя принцип двойной безопасности, компания сверху еще устанавливает глухие фланцы, которые, как и пробка-заглушка, полностью держат давление трубопровода. Мы предлагаем наши услуги на трубопроводах подводного исполнения, на нефтегазосборных сетях, магистральных трубопроводах, продуктопроводах и газораспределительных системах. Все, что мы предлагаем клиентам, разработано и производится инженерами компании. В настоящий момент у компании девять заводов по всему миру: три в США, пять в разных странах в Европе и недавно завод был открыт в Индии. За более чем 90-летний опыт работы у нас открыто более 50 сервисных центров по миру, из них 4 в России, более 400 тысяч врезок было осуществлено за историю компании по миру, более 40 патентов разработано на различные технологии. Во внутритрубной диагностике есть такой показатель, как с первого пропуска получить данные. Так вот более чем в 94% случаев наши внутритрубные снаряды принесут данные, которые уже можно использовать для аналитики.

Осуществлено более 200 успешных пропусков снаряда Smart Plug. Это отдельная технология, в основном используемая на подводных трубопроводах. Это внутритрубный снаряд, который может остановиться в нужном месте трубопровода и изолировать секцию, как наш головка-стоп. В настоящий момент мы проводим научно-исследовательскую работу с «Газпромом» о применении данного снаряда для подземных трубопроводов. Мы стараемся быть максимально близкими к клиенту, именно поэтому мы таким образом развиваем сеть сервисных центров в России. Коротко хотел бы остановиться на подходе. В последнее время мировая тенденция – предотвратить аварийную ситуацию, а не работать с ее последствиями. В настоящий момент есть большая потребность в мировом нефтегазовом рынке на услугах EPRS — это система быстрого реагирования. Большая работа проводится при планировании этих работ, то есть мы должны предусмотреть возможное развитие событий, анализ рисков. Исходя из этой оценки, мы подбираем необходимое оборудование, расходные материалы, в какое время и где должны находиться специалисты. Мобилизация специалистов и оборудования

в оговоренные сроки, план работ на каждый случай. Необходимо предусмотреть конкретный план действий при различных ситуациях, которые могут возникнуть с трубопроводной системой. Обученные сертифицированные специалисты и, конечно же, первый приоритет компании – это уровень соответствия охраны труда и промышленной безопасности, с также охраны окружающей среды всем мировым стандартам.

Если мы говорим о коммерческой базе данных соглашений, то контракт предусматривает всё от сроков мобилизации до человека-часов и специалиста, который должен оказаться в нужном месте в нужное время. Здесь представлены некоторые заключенные компанией контракты на аварийное реагирование. С «Роснефтью» у нас нет контракта на подобное реагирование, но мы таким образом построили работу в Нефтеюганском сервисном центре, что, когда возникает срочная потребность у «Роснефти», мы имеем возможность предложить необходимые расходные материалы и оборудования для быстрого реагирования и устранения данного дефекта. Что касается «Сахалин Энерджи», там у нас проработанный контракт. Поскольку там сложная логистика, компания «Сахалин Энерджи» попросила нас проработать необходимые расходные материалы и оборудование, на острове и в нашем сервисном центре хранится и постоянно обслуживается оборудование, необходимое для производства работа, и, согласно контракту быстрого реагирования, мы должны в течение нескольких дней обеспечить наличие специалиста необходимого уровня на Сахалине.

Итак, почему нам стоит доверять и почему мы себя считаем надежным партнером? Прежде всего потому, что первым приоритетом компании является безопасность. Прежде всего, мы говорим об охране окружающей среды, об охране труда и защите персонала и промышленной безопасности. В основном все технологии компании направлены на работу под давлением. То есть задача компании – предложить решение оператору трубопровода, которое бы минимизировало простой трубопровода. Мы все, что делаем, делаем под давлением на действующем трубопроводе. Компания является обладателем всех самых последних сертификатов безопасности по охране труда, охране окружающей среды. Отдельно хочу сказать о том внимании, которая компания уделяет обучению специалистов. Поскольку это столп, на котором может стоять качество оказываемых услуг. Это достаточно сложный процедурный процесс. Например, чтобы получить техника следующего уровня для врезки под давлением, обычно специ-

алист проводит 2-3 года. То есть он сначала должен проработать год вторым номером, потом сдать экзамен, потом проработать еще вторым номером определенное количество работ, после этого пройти аудит и только после того, как комиссией в компании в Бельгии он будет аттестован, он получит следующий уровень.

— Свечкопалов Анатолий Петрович, генеральный директор Московского трубозаготовительного комбината.

— А.П. Свечкопалов. МТЗК – это предприятие, которое стоит в начале цепочки, в пути работы трубопровода, и от этого зависит вся работа трубопроводов и работа всех показателей. Мы занимаемся изоляцией, чтобы сделать трубу надежной. Наш комбинат был создан в 1984-м, мы занимаемся наружным однослойным эпоксидным покрытием трубы 57-530, наружным двухслойным полиэтиленовым покрытием трубы 57-2020. Заметьте, труба диаметров 2020, которая в народном хозяйстве необходима, и мы стараемся делать так, чтобы она долго служила. Наружное трехслойное полиэтиленовое покрытие, наружное трехслойное полипропиленовое покрытие, диаметр тут 57-1220, 1420. В общем, мы делаем все виды изоляции в России, которые возможны и которые и необходимы. Также у нас новое защитное бетонное покрытие в металлополимерной оболочке.

Наши партнеры – это ТНК, ОМК. Заказчики – «Газпром», «Лукойл», «Транснефть», «Роснефть», «Белтрансгаз», «Гомельнефтьтраст», ТНК, «Олимп» и, конечно все народное хозяйство, Москва и все регионы Москвы как для тепловых трасс, так и для газовых, водяных. Мы первые в России начали заниматься антикоррозийной полиэтиленовой изоляцией, на основе жестких адгезий. Мы также первые начали тепловую изоляцию, внутреннюю изоляцию, песчаную, бетонное покрытие и все другие вещества. Те новые трубопроводы, которые мы делаем совместно с институтами, проверены в соответствии с составленной нормативно-технической документацией, внедряются у нас впервые. У нас имеется новейшее оборудование, можно это увидеть на слайдах. Если есть желание, можно даже приехать в Москву и посмотреть воочию.

Область применения наших труб — во всех областях. Надежная балластировка трубопроводов обеспечивает устойчивость проектного положения трубопровода и компенсацию выталкивающей силы воды в водонасыщенных грунтах. Эффективная защита трубопроводов: их много, и есть даже те, которые не исследованы. Есть перспектива исследовать, как работает наша балластная труба, которая забетонена.

Область применения наших труб — во всех областях.

Надежная балластировка трубопроводов обеспечивает устойчивость проектного положения трубопровода и компенсацию выталкивающей силы воды в водонасыщенных грунтах. Эффективная защита трубопроводов: их много, и есть даже те, которые не исследованы.

Есть перспектива исследовать, как работает балластная труба

Технологическое производство защитного утяжеляющего бетонного покрытия. Я хотел тут остановиться, какая конструкция: сделана оцинкованная оболочка. Наносится специальное антикоррозийное покрытие и получается металлополимерная надежная защитная оболочка. Защитная труба может покрываться полиэтиленом, эпоксидом. Потом устанавливаются центраторы. Если необходима арматура, есть конструкции, которые не нуждаются в арматуре. Надевается оболочка конструкции «труба в трубе», ставятся фланцы, и все заливается бетоном. Снимаются заглушки и получается надежная труба. При вскрытии можно посмотреть, как распределяется бетон. Типоразмеры, которые мы можем бетонировать. 1159, 1220, это мы уже прошли. Если есть необходимость, мы можем и 1400 забетонить, но единственный вопрос – грузоподъемность. Такая технология у нас имеется, мы можем ее балластировать.

На нормативно-технической документации я останавливаться не буду; имеются все документы, которые необходимы для производства. Разрешительные документы, система качества. Что необходимо для безопасной качественной продукции, мы прошли все аттестации. Также мы получили сертификаты Германии и DNV. В 2011-м году мы прошли второй раз аттестацию, и нам включили в международный стандарт. Все свидетельства, имеются все разрешительные документы из Ростехнадзора, морской регистр, заключения, подтверждающие безопасность, у нас имеются.

Дальний Восток: новые энергетические ворота в АТР

Модератор: Г.А. Ивашенцов. Председательство России в форуме АТЭС и саммит АТЭС во Владивостоке в прошлом году открыли новый этап в азиатской политике России. Важной составляющей этой политики является экономическая интеграция страны в Азиатско-Тихоокеанский регион. Энергетика представляет теми воротами, через которые Россия может войти в Азиатско-Тихоокеанскую интеграцию, А Дальний Восток – ворота, через которые российская энергетика будет туда идти. Энергетическое сотрудничество с АТР — это не только экспорт углеводородов, но и вопрос широкого энергетического сотрудничества. Для участия в панельной дискуссии на форуме «ТЭК России в XXI веке» были приглашены эксперты, представляющие широкий круг российской энергетики: специалисты по экспорту углеводородов, электроэнергетике, атомной энергетике.



— Попрошу первого докладчика — Виктора Лаврентьевича Ларина, директора института истории, археологии, этнографии народов Дальнего востока Дальневосточного отделения РАН, поделиться своими соображениями на тему энергетического взаимодействия как средства устойчивого развития и безопасности АТР.

— В.Л. Ларин. Приятно, что прозвучало слово «Владивосток» (имею в виду АТЭС), те самые ворота, о которых мы сегодня говорим. Хотя мы больше хотели говорить не о воротах, а о плацдарме российского продвижения в АТР и о том, чтобы этот плацдарм был неотъемлемой частью России, о которой мы бы больше думали и больше заботились. Мой взгляд на проблему международного сотрудничества в энергетической области не экономический или технологический, а, скорее, политический и региональный. В какой-то степени это взгляд изнутри. Вообще, обозначенный посыл о необходимости международного сотрудничества в сфере энергетики как условие устойчивого развития и

обеспечения безопасности очевиден всем. Мало у кого хватит решимости оспаривать тезис необходимости международного сотрудничества; альтернатива сотрудничеству — сепаратизм, споры, конфликты, не говоря уже о войнах. Но на практике дело обстоит далеко не лучшим образом. Сотрудничество развивается, но преимущественно в форме двухсторонних отношений. Каждое из государств региона имеет свой пул партнеров в области энергетики, эти партнеры между собой очень активно сотрудничают. Такой пул есть у России, Китая, Японии, у США. Но между собой эти пулы скорее конкурируют. В основе сотрудничества в этом формате лежат прежде всего рыночные соображения, интересы национального государственного развития, национальной безопасности. Эта проблема сдерживает сотрудничество на многосторонней основе. Эта проблема порождает энергетический национализм, который распространяется не только на владельцев энергоресурсов, но и на потребителей. Если посмотреть на интересы государств через призму энергетической безопасно-

сти, то национальные интересы государств связаны с наличием доступных ресурсов, адекватностью стоимости этих ресурсов возможностями экономики, снижением масштаба потребления ресурсов, стабильностью и безопасностью доставки этих ресурсов и, наконец, сохранением собственной природной среды и безопасностью энергообъектов. Первые три аспекта заставляют государства скорее конкурировать, чем сотрудничать. Это проблема, которая стоит перед всеми. Возникает вопрос, способны ли узконациональные интересы служить делу устойчивого развития и обеспечения безопасности региона. Ответ очевиден; причина неудач – в попытках наладить многостороннее энергетическое сотрудничество в регионе, и создать многосторонние институты в этой области. Пока именно рыночные соображения, а не долговременные стратегические расчеты будут определять поведение государств в этой области, о сотрудничестве на многосторонней основе говорить будет очень трудно. А против такого сотрудничества в АТР, в Северо-Восточной Азии, в котором заинтересована Россия, действует целый ряд факторов, которые в последнее время усиливаются. Это и межгосударственные противоречия и споры, в том числе территориальные. В последние годы обострились территориальные споры в Южно-Китайском и Восточно-Китайском море. Это и конкуренция, и борьба государств за место под солнцем, противоречия производителей и потребителей, государственный национализм, интересы отдельных территорий, которые не всегда совпадают с интересами государства как такового. Интересы Дальнего Востока и России в целом совпадают далеко не всегда. «Россию в целом», естественно, мы интерпретируем через позицию российского правительства. С одной стороны, ущемляются интересы территории, а с другой стороны, проявляется региональный индивидуализм, сепаратизм, который говорит: «А почему мы должны работать на всю страну, а о нас никто не думает».

Важное препятствие для развития многостороннего энергетического взаимодействия в регионе — это отсутствие устоявшихся институтов по поддержанию безопасности. Система безопасности, которая существует в регионе, не содействует многостороннему сотрудничеству в области энергетики. Происходит изменение баланса сил, переформатирование политики ведущих держав в регионе. Это сдерживающий фактор. Идея обеспечения всеобщей или коллективной безопасности в регионе не является сегодня настолько актуальной, чтобы национальные государства были готовы жертвовать своими суверенитетами или толикой национальных интересов. Брать на себя ответственность за безопасность других они не готовы тем более. Напомню, что в итоговых документах встречи «Восьмерки» в Санкт-Петербурге, которая была посвящена проблемам энергетической безопасности, был зафиксирован принцип взаимной ответственности производителей и потребителей энергии за стабильность и устойчивое развитие мировой экономики. Все могут заметить, что за прошедшие после этого форума годы ситуация не улучшилась, с безопасностью лучше не стало, а примеры у всех на слуху. Конечно, есть факторы, которые выступают за развитие энергетического сотрудничества. Это потребность всех государств в экономическом росте, заинтересованность в стабильных рынках энергоресурсов, и, конечно, сохранение природной среды, предотвращение техногенных катастроф. В каждом случае своя рубашка ближе к телу, и любое государство думает о своих интересах, а если мы речь поведем о деятельности транснациональных компаний, то это вообще отдельная история.

По большому счету, особого оптимизма надежды на развитие многостороннего сотрудничества не вызывают, но это не означает, что тема не требует обсуждения. Развитие сотрудничества на двусторонней основе, наверное, является сегодня самым прочным и важным фундаментом для решения общей проблемы в области энергетики. Что может принести Россия в дело развития энергетического взаимодействия в АТР? Немало, поскольку, хотя ее приход в регион меняет систему сложившегося энергетического сотрудничества, хотя Россия пытается играть по своим правилам, но нужно учитывать, что Россия в области энергетики преследует геополитические, а не экономические цели. То есть газовые, нефтяные потоки на Восток на сегодняшний день — это политика. Россия сегодня решает геополитические проблемы и заинтересована в устойчивом развитии всего региона, чтобы войти в этот регион, и дает

шанс, что Россия может играть в этом довольно существенную роль.

— Мы выслушали очень интересное выступление с взглядом на внешнеполитические аспекты нашего энергетического сотрудничества со странами АТР. Приглашаю нашего японского гостя, господина Хирофуми Арай, генерального секретаря японского форума по газу, трубопроводам Северо-Восточной Азии, который расскажет нам об энергетическом сотрудничестве Северо-Восточной Азии, о возможностях и вызовах.

— Хирофуми Арай. Я сегодня здесь представлю NAGPF, форум природного газа и трубопроводов в Северо-Восточной Азии. NAGPF был создан в ноябре 1997 года. Его основные цели заключаются в развитии использования газа в северо-восточной Азии на основе многостороннего добровольного сотрудничества. Он служит уникальной платформой для обмена мнениями и информации, так как он регулярно проводит международные конференции и совместные исследования. NAGPF состоит из 5 членов от каждой страны Северо-Восточной Азии, а именно Китай, Монголия, Республика Корея, Россия, Япония. Членами являются специально созданные негосударственные и некоммерческие организации каждой из стран, за исключением Монгольского нефтяного агентства — структуры государственной. Наш форум организует международную конференцию каждые 2 года. В течение 12 конференций около 350 спикеров выступили с презентациями или комментариями, а общее количество участников превышает 2500 человек. Следующая пройдет в городе Чэнду в Китае с 3 по 5 сентября 2013 года.

Ни одного трубопровода нет в Монголию, на Корейский полуостров и в Японию. Между Россией и Китаем тоже нет трубопровода пока. Нужно развивать сеть газопроводов. Это наш главный тезис. Вы можете знать, что существуют существенные различия между странами; в некоторых показателях диапазон разницы достигает сотен раз. Между тем, различия не только в этих показателях, но и в структуре политической и экономической системы. С одной стороны, несоответствие может стать барьером для эффективного регионального сотрудничества, а с другой, расхождение может послужить движущей силой дополняемого взаимовыгодного сотрудничества. Заглянем на энергетический сектор. Вы хорошо знаете данную ситуацию: в регионе крупнейшие производители, крупнейшие экспортеры и одновременно импортеры. Через региональное сотрудничество страна может использовать то, чего у нее нет. Допустим, в

Ни одного трубопровода нет в Монголию, на Корейский полуостров и в Японию. Между Россией и Китаем тоже нет трубопровода пока. Нужно развивать сеть газопроводов. Это наш главный тезис. Вы можете знать, что существуют существенные различия между странами; в некоторых показателях диапазон разницы достигает сотен раз. Между тем, различия не только в этих показателях, но и в структуре политической и экономической системы. С одной стороны, несоответствие может стать барьером для эффективного регионального сотрудничества, а с другой, расхождение может послужить движущей силой дополняемого взаимовыгодного сотрудничества. Заглянем на энергетический сектор. Вы хорошо знаете данную ситуацию: в регионе крупнейшие производители, крупнейшие экспортеры и одновременно импортеры.

Японии нет нефти и газа, но они есть у вас, соседей.

Перейдем к возможностям и проблемам регионального сотрудничества. Сначала возможности. Я хотел бы обратить здесь ваше внимание на три момента. Первый, это размер рынка. Он расширяется и будет расширяться. Во-вторых, значимость природного газа: потребление газа вырастет в Азии свыше трех раз. В-третьих, Китай будет самым большим рынком в Азии, занимая около 40 % общего потребления. Я думаю, что вам это все понятно. И я просто напомнил графики последнего прогноза, которые сделали японские специалисты.

Теперь перейдем к проблемам. Среди множества проблем я сегодня хотел подчеркнуть три проблемы. Начну с термина «энергетическая безопасность». Энергетическая безопасность является ключевым фактором в национальной безопасности наряду с традиционной обороной, продовольственной безопасностью и т.д. В практической жизни вопросы энергетической безопасности обсуждаются в контексте национальной безопасности и обеспечения национальных интересов. Следовательно, споры по торговле энергоносителями иногда стимулируют националистические настроения тех или иных стран. Обсуждая торговлю ресурсами, люди обращают больше внимания на ограниченность ресурсов. На самом деле, Северо-Восточная Азия стала свидетелем повышения националистических настроений в процессе развития нефтепровода ВСТО. Я хотел бы напомнить, что СМИ и некоторые аналитики преувеличивают борьбу за сибирскую нефть между Японией и Китаем в течение нескольких лет. В конце концов, все стороны теряли время до того, как реализовать проект, который в настоящее время демонстрирует успешный результат и

является хорошим примером взаимовыгодного регионального сотрудничества. Чтобы избежать неконструктивных споров, нам нужно осторожно употреблять термин «энергетическая безопасность».

Следующий момент, как укреплять взаимовыгодные отношения. Мы считаем, что именно трубопровод должен способствовать этому процессу. Трубопровод буквально связывает страны, расположенные вдоль него, в результате он наращивает взаимное доверие. Кроме того, я считаю, что подход взаимных проникновений может служить толчком развития отношений. С этой точки зрения я с интересом слежу за развитием совместных проектов «Роснефти» и «Китайской национальной нефтяной корпорации». В-третьих, я хотел подчеркнуть важность ценового аспекта. В настоящий момент цена импорта энергоресурсов — одна из самых острых проблем социально-экономического развития Северо-Восточной Азии, в частности, Японии. Импорт СПГ в Японию вырос почти в 2 раза в последние 3 года в ценовом выражении. В связи с этим со второй половины прошлого года Япония фиксирует негативное сальдо торгового баланса. Обратим внимание, что Япония обошлась без катастрофы в энергоснабжении после аварии в Фукусиме. Это доказывает, что теперь мировой рынок обладает достаточной гибкостью, чтобы отреагировать на значительно больший шок, если говорить только об объеме.

В заключение хотелось бы еще раз подчеркнуть, что в Северо-Восточной Азии находится огромный потенциал сотрудничества, в частности, торговли энергоносителями при большом неравенстве. Чтобы реализовать этот потенциал, необходимо углублять взаимопонимание. Я уверен в том, что наш форум играет немалую роль в этом деле. И

сегодняшнее обсуждение также способствует региональному сотрудничеству в Северо-Восточной Азии.

— *Коллеги, в последние годы в странах АТР и на последних саммитах АТЭС, когда обсуждали вопросы энергетики, большое внимание уделялось вопросам природного газа. И сейчас у нас будут коллеги, которые поделятся своими соображениями по газовой проблематике в АТР. Я хотел бы попросить Виктора Петровича Тимошилова, начальника управления по координации восточных проектов ОАО «Газпром».*

— В.П. Тимошилов. На протяжении нескольких лет мы регулярно докладываем о нашей работе на востоке, в том числе и на этой конференции. Поэтому позвольте не говорить о предыстории, осветить последние события и как мы видим дальнейшее движение вперед. Хотелось сначала сказать, что основная цель работы «Газпрома» на востоке — это развитие газификации Дальнего Востока, и уже потом выход на рынок стран АТР. Поставка газа российским потребителям является нашим приоритетом. И это понятно, потому что уровень газификации региона по-прежнему сильно отстает от среднероссийских значений, составляет всего 6,5 %, на порядок ниже, чем в среднем по России. Поэтому реализация восточной газовой программы позволит, прежде всего, изменить облик экономики и жизни населения региона. Тем не менее, развитие и выход России на новые рынки стран АТР, это, конечно, важная составная часть всего комплекса мероприятий, который осуществляется.

Что сделано «Газпром» в 2012 году? Многие из вас наверняка следят за развитием событий — «Газпром» завершил обоснование инвестиций в обустройство Чаюдинского месторождения в Якутии, а также транспорт и переработку чаюдинского газа. Сейчас на Чаюдинском месторождении продолжается активная фаза геологоразведочных работ, параллельно готовятся проектные документы. Ведутся работы по перспективному магистральному газопроводу из Якутии до Хабаровска и Владивостока, по которому якутский газ будет транспортироваться. И в рамках обоснования инвестиций было рассмотрено размещение газоперерабатывающих и газохимических производств в районе Благовещенска. Прежде всего, это создание газоперерабатывающего завода, гелиевого завода, что позволит существенно нарастить производство в регионе продукции с высокой долей добавленной стоимости, тем самым внести вклад в социально-экономическое развитие региона. Кроме того, в 2012 году «Газпром» выполнил и в начале текущего года



завершил работу над обоснованием инвестиций в проект строительства завода СПГ в районе города Владивостока. Руководящими органами нашей компании принято инвестиционное решение по данному проекту, и проект перешел в инвестиционную стадию. Ресурсной базой этого проекта станет газ как сахалинского центра газодобычи, так и якутского, а в перспективе и Иркутского центра газодобычи. Мы рассчитываем ввести первую линию завода СПГ в 2018 году. Всего же объем производства российского СПГ на Дальнем Востоке может составить не менее 25 миллионов тонн в год, и объем поставки российского СПГ на рынок будет определяться только потребностью рынка, а не возможностями ресурсной базы, которая, как мы считаем, гарантировано обеспечена.

Целевыми рынками для этой поставки являются страны АТР. Как вы знаете, «Газпром» приступил к коммерческим переговорам с рядом покупателей СПГ в регионе. Мы считаем, что целевыми рынками может быть как Япония, так и Республика Корея, Китай, страны Юго-Восточной Азии, а также Индия. Мы не противопоставляем поставки СПГ и сетевого газа. Как здесь говорил предыдущий выступающий, мы считаем, что и поставки сжиженного газа, и поставки сетевого газа являются органично взаимодополняющими элементами. Поэтому, в частности, с КНР, с нашим партнером «Китайской национальной нефтегазовой корпорацией» проводятся переговоры по поставкам трубопроводного газа. И в дополнение к западному маршруту поставок стороны ведут переговоры о восточном маршруте по отводу от газопровода из Якутии, который получил название «Сила Сибири», из района Благовещенска. Как вы знаете, в марте этого года в ходе государственного визита председателя КНР Си Цзиньпина в Россию в присутствии руководителей двух стран, председатель Правления ОАО «Газпром» Алексей Миллер и президент Китайской национальной нефтегазовой корпорации господин Цзянь Цзэминь подписали меморандум о понимании в области сотрудничества по проекту трубопроводных поставок газа в Китай по восточному маршруту. Объем поставок может составить не менее 38 миллиардов м3 в год со сроком начала поставок в 2018 году. Мы считаем, что подписанный документ имеет стратегический, долгосрочный характер, и стороны планируют подписать юридически обязывающие основные условия контракта, и сам контракт в этом году.

Таким образом, в результате развития поставок сетевого газа и СПГ на рынки АТР «Газпром» рассматривает стать крупным по-

ставщиком природного газа в этом регионе, и российский Дальний Восток действительно станет энергетическими воротами в страны АТР, что заявлено в качестве лозунга нашего круглого стола. Пользуясь случаем, хотелось бы привлечь внимание участников нашего круглого стола к тем проблемам, которые имеются для того, чтобы реализовать эти масштабные задачи. Эти проблемы связаны с тем, что развитие газовой отрасли в регионе происходит в условиях неразвитой транспортной, энергетической инфраструктуры, удаленности региона, что объективно требует создания благоприятных условий для газовой отрасли в целом. Не только проектов «Газпрома», но и проектов любых нефтегазовых компаний, которые здесь работают. В первую очередь это связано с необходимостью совершенствования налоговой системы. В частности, совершенно объективно требуется восстановление нулевой ставки НДС на газ и на нефть нефтяных оторочек нефтегазоконденсатных месторождений региона. Требуется в полной мере применять к развитию газовой отрасли, к новым проектам, так называемым «Гринфилдам», которые будут реализовываться в рамках Восточной газовой программы те льготы, которые в целом государство планирует предоставить в налоговой области предприятиям, которые будут создаваться в регионе, в частности, по налогу на прибыль. Вы знаете, что есть соответствующие указания Президента Российской Федерации на этот счет, и мы считаем, что такие меры будут иметь очень важное значение для поддержания высоких темпов формирования и газодобывающих производств, и газотранспортных мощностей, и газоперерабатывающих заводов. Кроме того, для новых проектов газовой отрасли в регионе важно поддерживать нулевые ставки налога на имущество по вновь вводимым объектам. Я хочу, чтобы меня правильно поняли. Введение таких стимулирующих мер является залогом того, что продукция, которую Россия будет предлагать на рынок, будет иметь конкурентоспособный характер, потому что нам надо не просто выходить с газом на рынок, нам надо выходить на рынок с вполне сформировавшимися ценовыми условиями, и наш продукт должен быть обязательно конкурентоспособным.

То же самое касается и механизмов, связанных с будущим ценообразованием на газ, поставленным для российских потребителей. Наверное, не открою большого секрета, если скажу, что сейчас производители газа не очень стимулированы для развития производства газа на Дальнем Востоке, поскольку внутренний рынок газа здесь достаточно сильно регулируется. И мы считаем,

Целевыми рынками для этой поставки являются страны АТР. Как вы знаете, «Газпром» приступил к коммерческим переговорам с рядом покупателей СПГ в регионе. Мы считаем, что целевыми рынками может быть как Япония, так и Республика Корея, Китай, страны Юго-Восточной Азии, а также Индия. Мы не противопоставляем поставки СПГ и сетевого газа. Как здесь говорил предыдущий выступающий, мы считаем, что и поставки сжиженного газа, и поставки сетевого газа являются органично взаимодополняющими элементами. Поэтому, в частности, с КНР, с нашим партнером «Китайской национальной нефтегазовой корпорацией» проводятся переговоры по поставкам трубопроводного газа.

что в целом требуется более активное применение рыночного ценообразования на газ, некоторые механизмы этого ценообразования мы здесь приводим на слайде. И это также является необходимым комплексом действий, которые, мы считаем, государство может предпринять для того, чтобы изменить ситуацию, чтобы заинтересовать производителя к развитию поставок газа внутренним потребителям.

Еще одним важным направлением работы государства по стимулированию развития газовой отрасли на востоке будут реализуемые сейчас ФЦП по развитию Дальнего Востока и, конечно, мы с большим воодушевлением восприняли принятие правительством Российской Федерации 2 апреля этого года государственной программы социально-экономического развития Дальнего Востока и Байкальского региона на период до 2025 года.

Реализация проектов этой программы – вы наверняка следили за материалами заседания правительственной комиссии, — конечно, предусматривается большое количество инфраструктурных объектов, прежде всего, в области транспорта, энергетики, которые позволят всем нефтегазодобывающим компаниям, оперирующим в регионе, снижать свои издержки при добыче, транспортировке и переработке газа. Своевременная реализация государством заявленных объектов инфраструктурного строительства, будет являться одной из важных составляющих обеспечения конкурентоспособности производимого газа. Если говорить конкретно, с точки зрения «Газпрома», мы очень заинтересованы в своевременном реализации проекта строительства автодороги Вилюй в Республике Саха (Якутия) и Иркутской области, в развитии автомобильного дорожного сообщения между Хабаровском и Владивостоком, в развитии дороги «Амур». Кроме того, с учетом принятого решения развития газоперерабатывающих и газохимических производств в районе Благовещенска, важное значение будет иметь также предоставление государством мер поддержки этим производствам и развитию сообщения с сопредельными странами, в частности, с Китаем, строительство мостовых переходов через Амур для облегчения вывоза производимой продукции на новые перспективные рынки.

Перед нами стоят масштабные задачи, которые требуют масштабных инвестиций, но вы видите, что за последние годы ряд крупных инвестиционных проектов уже реализован, мы рассчитываем, что с реализацией проектов развития якутского центра газодобычи, строительства газопровода «Сила Сибири», развитием проекта строительства



завода по сжижению газа в районе Владивостока, действительно, не только изменят облик Дальнего Востока и сформируют новую для региона отрасль, но и укрепят позиции России на газовом рынке стран АТР. Спасибо за внимание.

— Хотел бы попросить Владимира Ивановича Ревенкова, заведующего сектором газовых рынков фонда «Институт энергетики и финансов» дать свое видение уже не как производственника, а как экономиста, как представителя академических кругов.

— В.И. Ревенков. Мировые рынки проходят серьезные испытания. Мы наблюдаем перестройку мировых газовых балансов в направлении избыточного предложения газа в США по сравнению со спросом в связи со сланцевой революцией. В результате США снижают импорт газопроводного газа из Канады, экспорт из США растет, чистый импорт снижается, это создает проблемы для самой Канады, которая не знает, куда девать свой газ. Возникают вопросы, чтобы поставлять СПГ из США, из Канады. На подходе австралийские проекты, которые будут создавать конкуренцию для нас. Как развивался спрос в Северной Америке? Мы видим спокойное и плавное развитие. В АТР мы видим, наоборот, существенный рост спроса на газ непосредственно вскоре после завершения глобального экономического кризиса 2008-2009 годов. В Европе «Газпром» начинает сталкиваться с проблемой сбыта своих газовых ресурсов в результате стагнации, которая наблюдается в Европе, и снижения спроса не только на природный газ, но и на другие традиционные энергоносители в результате тех экономических проблем, с которыми сталкивается Европа. Если мы взглянем на картину соот-

ношения добычи и потребления газа в Азии, то видим, что в последние годы нарастает разрыв между добычей и потреблением газа в АТР. Это говорит о том, что этот регион начинает предъявлять все больший спрос на газовое топливо. Прогнозы ряда энергетических агентств, в частности МЭА, показывают нам возрастание этого разрыва в перспективе. Причем, если представители Японии предлагают нам развивать газопроводные проекты, то прогнозы МЭА говорят о том, что наиболее высокими темпами спрос будет удовлетворяться за счет поставок сжиженного природного газа.

Общее представление, как может развиваться добыча газа в АТР с учетом ключевых игроков, Австралии и Китая, — это достаточно оптимистичная картина, которая учитывает интенсивность ввода массы проектов в Австралии, которые сейчас немного тормозятся по различным (в том числе экономическим) причинам. Ожидается умеренное развитие добычи газа в основных традиционных добывающих странах региона. И остановиться предлагается на Китае, где и добыча, и потребление растут очень высокими темпами. Китай удовлетворяет растущие высокими темпами газ, в основном, за счет собственной газодобычи, тем не менее, разрыв будет увеличиваться. Это будет вызывать спрос как на газопроводный газ, в том числе из России, так и на поставки сжиженного газа в эту страну. Однако австралийские проекты по производству СПГ достаточно масштабны, их большое количество. Это предполагает, если исходить из планового освоения капиталовложения, что Австралия должна будет резко нарастить добычу природного газа для сжижения на экспорт. И если мы рассматриваем оптимистичную картину роста спроса в АТР и произ-



водства СПГ в Австралии, тем не менее, имеет место превышение спроса на природный газ из внешних источников по сравнению с тем, что добывается и будет добываться в АТР. В интервале 100-150 миллиардов кубических метров остается ниша для участия внешних поставщиков новых, в том числе России, США и Канады. В пределах тех планов, если рассматривать РФ, 52 миллиарда кубических метров к 2020 году Россия планировала бы выйти с такими объемами на этот рынок.

Если смотреть в разрезе отдельных стран, как сами эти страны рассматривают ближайшие перспективы, то в Китае развиваются и системы поставки газа внутри страны по газопроводам; вместе с тем, идет рост импорта в сжиженном виде. Работают основные 6 приемных терминалов в стране: по долгосрочным контрактам, поставки краткосрочного характера, от 2 до 3 месяцев, которые занимают незначительное место, тем не менее, в ценовой структуре мы видим, что Китай начинает конкурировать серьезно за импорт СПГ наравне с Японией.

В Японии ближайшие перспективы импорта СПГ, как оценивает это Министерство финансов самой Японии, достаточно скромные, и по известным причинам страна сталкивается с серьезными трудностями, связанными с ростом стоимости импорта газового топлива. Это серьезным бременем ложится на бюджет страны и замедляет темпы роста. Поэтому рассчитывать на высокие показатели роста СПГ со стороны Японии не следует, но до 100 миллионов тонн к 2020 году Япония, видимо, будет импортировать. Южная Корея. В конце прошлого года наблюдались проблемы, связанные с дальнейшим ростом спроса. Замедлился спрос на СПГ. В результате «Газпром» столкнулся с трудностями сбыта партий этого

товара. Тем не менее, там строятся дополнительные мощности, которые к 2020 году позволят импортировать в эту страну от 17 до 21 миллиарда кубометров. Тайвань становится импортером, а раньше был самодостаточным, и начинает активно включаться в торговлю по приобретению газа на внешних рынках при ориентировочном росте потенциала импорта на уровне 5 миллиардов кубометров к 2020 году.

Ближайшие перспективы на СПГ со стороны Индии обусловлены дополнительными мощностями приемных терминалов к 2017 году: они позволяют оценивать возможность поставок сюда на уровне 28-29 миллиардов кубометров в обозримом интервале на 5-6 лет вперед. Вьетнам, Таиланд – страны, которые также будут являться импортерами СПГ. Новые мощности при газификации, которые сейчас создаются до 2020 года, в основном, наблюдаются в Китае, Южной Корее, Тайване, Индии, Таиланде и Вьетнаме. Средние цены импортированного СПГ в этом регионе говорят о том, что все ведущие страны этого региона – Япония, Корея, Тайвань, Китай – начинают конкурировать наравне с основным импортером, Японией. Общая картина состояния цен на этом рынке на февраль текущего года показывает привилегированный характер рынка Японии и Китая (на одном уровне), Южной Корея, что позволяет строить перспективы создания мощностей по производству СПГ в России до 2020 года. Предварительные оценки показывают, что здесь можно торговать сжиженным природным газом и увеличивать поставки в рамках тех проектов, которые сейчас имеются в стране.

— Сейчас я попросил бы Нелли Кимовну Семенову, научного сотрудника центра энергетических и транспортных иссле-

В Японии ближайшие перспективы импорта СПГ, как оценивает это Министерство финансов самой Японии, достаточно скромные, и по известным причинам страна сталкивается с серьезными трудностями, связанными с ростом стоимости импорта газового топлива. Это серьезным бременем ложится на бюджет страны и замедляет темпы роста. Поэтому рассчитывать на высокие показатели роста СПГ со стороны Японии не следует, но до 100 миллионов тонн к 2020 году Япония, видимо, будет импортировать. Южная Корея. В конце прошлого года наблюдались проблемы спроса. Замедлился спрос на СПГ. В результате «Газпром» столкнулся с трудностями сбыта партий этого товара. Тем не менее, там строятся дополнительные мощности, которые к 2020 году позволят импортировать в эту страну от 17 до 21 миллиарда кубометров.



дований Института Востоковедения Российской Академии наук поделить своим видением перспектив поставок российских энергоносителей в страны АТР.

— Н.К. Семенова. Рассмотрим ряд высказываний, часто повторяемых в последнее время в различных источниках, как постулаты, которые служат основанием для осуществления содержательных рассуждений и выводов. Первый. Рост спроса на энергетические ресурсы стран АТР во многом может быть обеспечен за счет разработки месторождений полезных ископаемых Восточной Сибири и Дальнего Востока. Во-вторых, доступность энергии и значительные запасы природных ресурсов делают потенциал Сибири важным фактором экономического роста не только в России, но и в регионе в целом. И третья, строительство энергетических мостов между Сибирью и Дальним Востоком России и странами региона позволит полноценно использовать внушительный энергетический потенциал Сибири. Обсуждение в отношении энергетического рынка стран АТР ведутся в ключе исключительной выгоды рынка и его огромном росте. Наличие углеводородов и иных природных энергоносителей в России создают опасную иллюзию экономического процветания. Можно согласиться, что каждое великое дело нужно начинать оптимистично, но при более глубоком исследовании проблематики оптимизм логично было бы заменить холодным прагматизмом и рассматривать вышеуказанные высказывания как гипотезы. К этому есть несколько весомых аргументов. Во-первых, осуществление проектов по модернизации Восточной Сибири и Дальнего Востока в их разных вариантах пробуксовывает по целому ряду причин: отсутствующая или обветшавшая инфраструктура в регионе,

правовая неуверенность, бюрократическая некомпетентность, коррупция и клановые структуры, катастрофическая демографическая ситуация на Дальнем Востоке. Все это до сих пор отпугивало потенциальных инвесторов вкладывать значительные средства в долгосрочные проекты Восточной Сибири и на Дальнем Востоке.

Существующая транспортная инфраструктура на территории России недостаточна, требуются серьезные инвестиции для наращивания экспортной мощности. Это касается, в первую очередь, развития железных дорог и портового хозяйства. Пропускная способность восточных портов России составляет порядка 120 миллионов тонн грузов в год, а их экспортный потенциал лишь 70 миллионов тонн. Протяженность узких мест на российских железных дорогах не только не сокращается, но постоянно растет. По прогнозам РЖД к 2015 году узкие места составят в среднем 13 000 км. Пропускная способность Транссиба в направлении восточных портов также не велика, менее 60 миллионов тонн в год. Кроме того, развитие российской угледобычи и расширение экспорта угля в рамках новой энергетической стратегии России на период до 2030 года приведут к созданию новых узких мест в железнодорожной сети страны.

Восточноазиатское направление появилось в структуре наших поставок только в 2010 году с пуском нефтепровода ВСТО, а именно ее первой очереди Тайшет-Сковородино с веткой на Китай и годовой мощностью в 30 миллионов тонн, из которых 17 миллионов тонн идет непосредственно в Китай, а оставшиеся 15 миллионов тонн идут железной дорогой в порт Козьмино, где перегружаются на танкеры, доставляющие нефть в различные

точки АТР. Развивается проект по экспорту газа, в основном, используя сеть газопроводов. Во-вторых, в экономиках АТЭС в целом запасы углеводородов, газа, каменного угля, природного урана и прочего имеются в достаточных количествах. Неравномерность их распределения не становится препятствием для модернизации.

Нормальное развитие энергетического рынка в АТР компенсирует дисбаланс в обладании природными ресурсами. АТР обладает собственными серьезными ресурсами энергоносителей, и может, в значительной степени, снабжаться самостоятельно, и не испытывать потребность в российских энергоресурсах. В-третьих, надо отдавать себе отчет, что рынок углеводородов в АТР давно поделен, и там есть свои крупные покупатели и поставщики. В этом регионе создана стройная система инвестиций, добычи, переработки, импорта, экспорта углеводородов, прежде практически обходившаяся без участия российских компаний. Основные игроки на этом рынке Китай («Китайская национальная нефтяная компания»), Южная Корея (газовая монополиста Когас, который одновременно является крупнейшим покупателем газа в мире). Корейский нефтегазовый монополист обладает полной монополией на добычу углеводородных ресурсов в самой Корее, и ведет добычу 148 проектах в том числе в Японии и во Вьетнаме. Еще один из крупных игроков Япония во главе иерархической системы нефтегазовой промышленности, в которой состоит «Японская национальная нефтяная корпорация», с которой работают три крупные нефтяные компании и несколько десятков мелких. Малайзия – страна-поставщик газа. Вопросами углеводородных ресурсов и их переработкой занимается государственная компания «Петронас». В Индонезии с 1971 года исключительным правом на добычу нефти и газа обладает государственная компания «Ипертамина».

Четвертый фактор: страны АТР проводят курс на снижении энергозатрат на единицу продукции. Они в этом добились определенных успехов. Энергоэффективность в АТР непрерывно повышается. Это отражено на таблице. В-пятых, Россия не является членом-партнером в зоне свободной торговли этого региона, не состоит в международных договорах региона по защите инвестиций, стимулированию экономического сотрудничества и прочее. Некоторым образом японский коллега уже затронул вопрос интеграции. При существующем состоянии ТЭК России (об этом много говорилось на форумах «ТЭК России» в 2011-2012 годах) кратко можно отметить воз-

можности и риски энергетического сотрудничества России в АТР на сегодняшний день.

Газ, риски. При всех достоинствах трубопроводных поставок, на которые делают ставки российские компании, имеются определенные риски. Газ в КНР. Привязка к одному потребителю – риск зависимости по цене и другим показателям. В Китае есть смысл экспортировать часть газа, но это не спасает экспортно-сырьевую модель Российской Федерации. Китай будет вечно требовать скидки, среднеазиатские цены на газ «Газпром» не устроят, и Китай начнет тормозить рост российского экспорта в КНР и дожидаться роста собственной добычи, допустим, сланцевого газа. Неприемлема также схема взаимодействия по типу КНР-Центральная Азия. В условиях стабилизации цен на нефть и падения цен на газ передача месторождений китайцам будет означать дальнейшее падение реальной экспортной выручки.

Газ в Южную Корею. Транзит по территории КНДР тоже является проектом с непредсказуемыми последствиями. Какие могут быть перспективы в газовом направлении? При планировании трубопроводов необходимо сразу закладывать возможность диверсификации. Более перспективными являются поставки СПГ, используя портовые терминалы. Участие в проектах добычи на территории стран региона – Вьетнам, Индия и Австралия, контроль поставок газа на мировой рынок и освоение новых технологий. По нефти риски – высокий уровень конкуренции, совместные проекты в нефтепереработке с КНДР, строительство и модернизация нефтеперерабатывающих заводов в Китае опирается в проблему отсутствия твердой позиции КНР в дальнейшем развитии сотрудничества в этом направлении. Какие могут быть перспективы? Совместные проекты в нефтехимии и нефте-

переработки с Индией, создание совместного предприятия, поставки оборудования, экспорт технологий. Разработка шельфовых проектов – Вьетнам, Малайзия и Индонезия.

По углю. Совместные проекты с КНР – уголь в обмен на кредит — для развития угольных месторождений, энергетической и транспортной инфраструктур, железная дорога, автодороги и порты. Сотрудничество с Вьетнамом – разработка угольных месторождений и строительство горно-энергетических комплексов. Сотрудничество с Индией – создание совместных предприятий по сбыту коксующегося угля и строительству коксохимического завода в Индии, экспорт российских технологий по газификации угля.

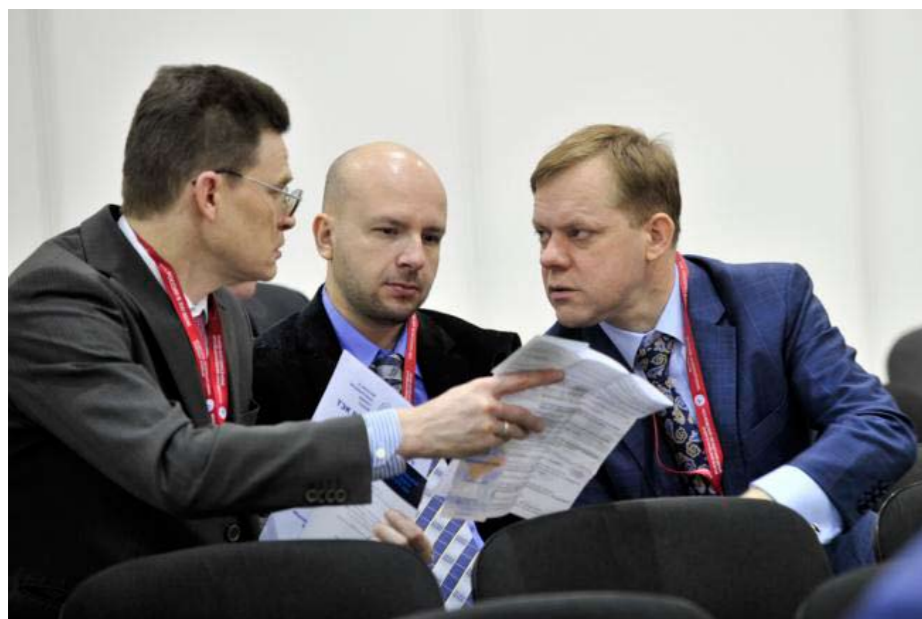
В электроэнергетике направление — Китай. Поэтапное увеличение поставок электроэнергии из РФ, строительство новых генерирующих объектов, сетей переменного и постоянного тока в РФ и КНР. Направление Южная Корея – меморандум о сотрудничестве в электроэнергетике, поставки электроэнергии транзитом через КНДР, но это тоже, как я говорила, уже сомнительный проект.

Атомная энергетика; один из самых больших отрицательных факторов – высокий уровень конкуренции. Перспективы: КНР, Индия, Вьетнам, Бангладеш – проектирование и строительство АЭС по российским технологиям. Совместные проекты по разработке новых технологий и совместных проектов в третьих странах.

По возобновляемой энергии риски – низкий уровень инновационного развития этой сферы в России, практически нет конкурентоспособных на мировом рынке технологий. Перспективы – возможность использования опыта РФ в строительстве ГЭС в развивающихся странах АТР, обмен опытом и технологиями с развитыми странами АТР для реали-



При всех достоинствах трубопроводных поставок, на которые делают ставки российские компании, имеются определенные риски. Газ в КНР. Привязка к одному потребителю – риск зависимости по цене и другим показателям. В Китае есть смысл экспортировать часть газа, но это не спасает экспортно-сырьевую модель Российской Федерации. Китай будет вечно требовать скидки, среднеазиатские цены на газ «Газпром» не устроят, и Китай начнет тормозить рост российского экспорта в КНР и дожидаться роста собственной добычи, допустим, сланцевого газа. Неприемлема также схема взаимодействия по типу КНР-Центральная Азия. В условиях стабилизации цен на нефть и падения цен на газ передача месторождений китайцам будет означать дальнейшее падение реальной экспортной выручки.



зации проектов в России. Реализация идеи строительства азиатского энергокольца на основе возобновляемых экологически чистых источников энергии с участием России, КНР, Японии, Южной Кореи, Монголии. Это повышает надежность национальных энергосистем за счет интеграции сетевой инфраструктуры и расширения доступа к энергетическим ресурсам стран АТР, необходимым для экономического роста.

Для вхождения в энергетический рынок АТР российским компаниям в первую очередь нужно понять, что это рынок не для слабых игроков. По оценкам экспертов Россия не может претендовать больше, чем на 2-3 % объема продаж нефти и газа, СПГ. Но и это не мало в фактическом выражении. Если эта доля прочно закрепится за Россией, то это можно считать большой победой. Чтобы не испытывать пресса поставщиков-монополистов, действующих на рынке АТР, а с другой стороны, избавиться от ценового шантажа, для России наиболее выигрышной стратегией является собственное развитие сектора нефтегазового рынка в АТР на Дальнем Востоке России. Для этого необходимо развитие собственной перерабатывающей транспортно-энергетической отрасли нефтегазовой промышленности. Это не только усилит позиции России на Дальнем Востоке, но и даст мощный толчок дальневосточной экономике, которой он сейчас остро необходим. Во-вторых, нефть и газ должны перерабатываться в готовый продукт на российских заводах на Дальнем Востоке. В-третьих, нужно иметь собственную промышленность для строительства танкеров для нефти и сжиженного газа, иметь собственные терминалы у себя и в других странах. И четвертое, рассмотрение возможности открытия свободных экономических зон на Дальнем

Востоке. Гипотезы, озвученные в начале выступления со временем докажут, превратив их в установленные факты, или же опровергнут, переведя в разряд ложных утверждений. Не доказанная и не опровергнутая гипотеза называется открытой проблемой.

— *Коллеги, мы обсуждали вопросы нефти и газа. Но если мы возьмем удельный вес российской нефти и газа, которые идут на экспорт в АТР, то мы отметим, что там достаточно небольшой процент. По газу 5-6 %, по нефти примерно 15 % с чем-то, но вот по углю больше четверти российского экспорта идет именно в АТР. И сейчас я хотел бы попросить Валерия Валерьевича Семикашева рассказать нам, дать нам свой анализ на уголь в АТР и перспективы расширения экспорта из России. Валерий Валерьевич Семикашев заведующий лабораторией прогнозирования ТЭК Института народнохозяйственного прогнозирования РАН.*

— В.В. Семикашев. Во-первых, развитие угольной промышленности на фоне нефтяной и газовой внушает, казалось бы, меньше оптимизма. Тем не менее, отрасль была в 90-е годы приватизирована, и все 2000-е годы мы видели достаточно монотонное развитие, но при этом можно выделить, в таблице показаны направления, которые развивались большими темпами. Несмотря на то, что были программы, ставились целью увеличения доли угля в генерации электроэнергии в России, несмотря на другие пожелания мы видим в качестве результата опережающий рост добычи, опережающий рост экспорта, увеличение доли открытой добычи и рост энергетических углей. И можно полагать, что дальнейшее развитие будет иметь ту же траекторию. В принципе, такие же позиции

зафиксированы в генеральной схеме развития угольной промышленности. Также надо отметить, что идет увеличение в переработке угля, больше углей обогащается, что также связано с потребностями экспорта.

В регионе АТР сосредоточены крупнейшие потребители угля, и здесь представлены крупнейшие страны-производители, импортеры и потребители. В качестве иллюстрации выбрана доля угля в энергобалансе. Развитые страны достигли пика, и доля угля будет в балансе снижаться, в развивающихся странах идет увеличение еще доли, в таких странах с быстрорастущей экономикой, как Вьетнам, Таиланд, уголь будет, видимо, увеличиваться в энергобалансе. В Китае рост будет связан с дальнейшим экономическим ростом, при том, что доля угля тоже стабилизируется.

Нами была предложена модель, в которой можно оценить конкурентоспособность российского экспорта и при каких условиях его можно нарастить. В первую очередь, мы взяли чужие прогнозы спроса и производства, это прогнозы международного энергетического агентства и других организаций, подготовили оценки затрат производственной части и транспортных затрат между крупнейшими поставщиками и экспортерами в регионе АТР, провели некоторую оптимизацию. Все это носит отчасти условный характер, тем не менее, мы можем увидеть некоторые результаты. На этом графике показаны существующие в текущем положении внешнеторговые потоки между крупнейшими странами-экспортерами, импортерами. Обращаю внимание, что это в миллионах тонн нефтяного эквивалента, а не в натуральных показателях. Нами была предложена такая оценка производственной себестоимости. На что следует обратить внимание, так это на долю железнодорожных затрат в цене FOB. Здесь Россия среди аутсайдеров имеет достаточно эффективные цены производства на карьере в разрезе, обладая хорошей производственной базой. При переходе к ценам CIF, к ценам у потребителей с учетом стоимости поставок, в зависимости от расстояний, здесь Россия становится более конкурентоспособной, и нами было рассмотрено два варианта прогноза. Первый вариант прогноза, порядка 20% увеличения экспорта из России до 2020 года, и в какие страны этот экспорт может идти. Второй вариант прогноза увеличение имеет двукратное. Мы не рассматриваем, за счет чего, берем это как факт и смотрим, сможет ли этот уголь найти себе место на рынке, и за счет кого. По нашим расчетам мы можем вытеснить уголь из США и Канады, который имеет большое транспортное плечо. Еще раз обращаю внимание на долю транспортных затрат в той

самой цене FOB, то есть железнодорожного тарифа, по сути. И разрабатывая новые проекты, надо обращать внимание стратегически — мы хотим больше экспортировать или мы хотим больше платить РЖД? Стоит ли браться за новые проекты, если стоимость строительства железной дороги в Туве окажется сверхдорогой, как у нас часто случается.

— *Перейдем от углеводородной темы к более высоким технологиям. Попросил бы Андрея Владимировича Шишова, главного специалиста отдела Азии, Африки и Латинской Америки департамента международного сотрудничества «Росатома», рассказать о перспективах сотрудничества России с государствами АТР в сфере мирного использования атомной энергии. В конце концов, энергетика, это не только углеводороды. А у России есть что предложить в сфере атомной энергетики. В конце концов, мы не можем забывать, что первая атомная электростанция была построена в нашей стране еще в 1954 году, в прошлом веке.*

— А.В. Шишов. В АТР сконцентрированы самые мощные и быстро развивающиеся экономики мира. Согласно имеющимся оценкам в них проживает более 40 % населения мира, на их долю приходится приблизительно 54 % ВВП и 44 % мировой торговли. В целом, им характерен высокий уровень энергопотребления, хотя и существенно различающийся для отдельных экономик при пересчете на душу населения. Естественно, что вопрос об адекватном энергообеспечении и функционировании и развитии этих экономик, обеспечение их энергетической безопасности сегодня становится одним из центральных направлений национальной и международной политики в регионе. Так, в принятой на саммите АТЭС в сентябре 2012 года декларации отмечается, что глобальные финансовые неопределенности, политические изменения на Ближнем Востоке и в Северной Африке, выбросы углерода от использования ископаемого топлива могут отрицательно влиять на мировую экономику и создавать новые вызовы надежному и устойчивому росту глобального и регионального энергетического рынка. Хотя экономики АТР являются значительными потребителями традиционных энергоносителей — угля, нефти и газа, существенная часть которых импортируются, вопросы развития национальной ядерной энергетики становятся все более актуальными.

Необходимо отметить, что лишь ограниченное количество стран в мире способно на автономное строительство атомного сектора, что обуславливает острую конкурентную борьбу между основными странами-

экспортерами ядерных технологий. АТР считается достаточно сложным для ведения атомных проектов. И страны, желающие построить АЭС, сталкиваются с многочисленными препятствиями. Но в последнее время атомные технологии резко шагнули вперед как в вопросах технологий строительства, так и в вопросах надежности даже в самых экстремальных условиях. Этот факт подталкивает страны региона к атомному расширению. Но ряд проблем политического, экономического и иного характера заставляет относиться к нему с осторожностью. Поэтому с учетом аварии на Фукусима-1 в марте 2011 года решение вопроса выглядит неоднозначно. Рассматривая возможности строительства или расширения атомного энергетического сектора, многие государства АТР сталкиваются с определенным противодействием со стороны местного населения.

Зачастую протестами общественности движут внешние силы, которые преследуют собственные интересы. Однако, довольно часто недовольство обусловлено простым непониманием сути атомной энергетики и ее преимуществами. Одной из приоритетных задач для развития ядерной энергетики является распространение и разъяснение ядерных знаний среди населения. В то же время состоявшаяся в середине сентября 2012 года 56-я генеральная конференция МАГАТЭ показала, что, во-первых, шок от аварии на АЭС в Японии начал проходить, во-вторых, что в мире формируется общее понимание того, что развитие атомной энергетики в XXI веке может быть продолжено (конечно, при строжайшем соблюдении самых высоких стандартов ядерной безопасности).

В России продолжается реализация национальной программы развития атомной энергетики. Запущено два новых блока на Калининской и Ростовской АЭС, увеличившие число эксплуатирующихся блоков до 33 на 10 АЭС, суммарной установленной мощностью более 24 ГВт. Идет сооружение 9 атомных энергоблоков в том числе Балтийской АЭС, рассматриваем ее как международный интеграционный проект, поскольку мы впервые приглашаем принять участие в сооружении АЭС и во владении иностранных партнеров. Продолжается наше взаимодействие в ядерной области с рядом стран АТР на двусторонней основе. Такой подход позволяет обеспечивать адресное сотрудничество по вопросам, которые представляют наибольший интерес для наших партнеров. При этом во главу угла мы ставим вопросы обеспечения безопасности и укрепления режима нераспространения. Одной из важнейших составляющих нашего партнерства с такими странами

Зачастую протестами общественности движут внешние силы, которые преследуют собственные интересы. Однако, довольно часто недовольство обусловлено простым непониманием сути атомной энергетики и ее преимуществами. Одной из приоритетных задач для развития ядерной энергетики является распространение и разъяснение ядерных знаний среди населения. В то же время состоявшаяся в середине сентября 2012 года 56-я генеральная конференция МАГАТЭ показала, что, во-первых, шок от аварии на АЭС в Японии начал проходить, во-вторых, что в мире формируется общее понимание того, что развитие атомной энергетики в XXI веке может быть продолжено (конечно, при строжайшем соблюдении самых высоких стандартов ядерной безопасности).

региона, как США, Япония, Республика Корея, в области мирного использования атомной энергии являются поставки обогащенного уранового продукта, а проще говоря, ядерного топлива для атомных станций. В целом, мы удовлетворены тем, как развивается наше взаимодействие в этой области. Другим примером является сотрудничество в сооружении АЭС по российскому проекту. Не первый год успешно работает первая очередь Тяньваньской АЭС в КНР, в настоящее время уже начались совместные работы по сооружению второй очереди этой станции. Быстрыми темпами разворачивается сотрудничество по решению вопросов, связанных с сооружением первой АЭС во Вьетнаме. В активной проработке находятся вопросы взаимодействия по сооружению исследовательского центра и научно-техническому сотрудничеству. Вплотную подошли к решению вопросов по сооружению на своей территории АЭС и созданию полноценной инфраструктуры такие интенсивно развивающиеся экономики, как Индонезия, Малайзия и Таиланд. Считаем, что эти рынки перспективны для российских проектов АЭС, и активно работаем в этом направлении.

Учитывая, что атомная энергетика – отрасль, требующая создания полноценной инфраструктуры и ответственного отношения к обеспечению безопасности, готовы предложить свои комплексные услуги в сооружении АЭС всем заинтересованным странам региона. Такие услуги включают создание систем лицензирования и надзора за безопасностью, разработку нормативно-правовой базы, подготовку кадров с учетом национальных особенностей. Содействие в эксплуатации новых АЭС, а также гарантированное предоставление услуг ядерного топливного цикла, включая обогащение урана. Мы исходим из того, что переход к устойчивому развитию ядерно-энергетических систем позволит внести значительный вклад в энергообеспечение стран АТР уже в ближайшие 20 лет. При этом стратегический упор необходимо делать на развитие систем естественной безопасности. Задача создания таких систем может решаться только через широкое международное научное и техническое сотрудничество. В этом контексте хотел бы отметить наше сотрудничество с такими странами, как КНР, США и Япония.

Завершая, хотел бы сказать, что сегодня есть все основания полагать, что в стратегическом плане тенденция роста использования атомной энергетики сохранится. В обозримом будущем альтернативой ее использованию как чистого источника энергии нет и не предвидится. Конечно, авария на японской



атомной станции повлияла на темп этого роста, а также заострила внимание на вопросах безопасного развития ядерной энергетики. Мы готовы к налаживанию взаимодействию как на двухсторонней, так и на многосторонней основе, включая форматы региональных форумов для обеспечения такого развития. Спасибо за внимание.

— Сейчас давайте перейдем к электроэнергетике. Олег Клинков, начальник департамента перспективного развития ОАО «ФСК ЕЭС».

— О.Ю. Клинков. Вкратце обрисую, чем занимается ФСК, и планы по развитию Дальневосточного федерального округа и Восточной Сибири. Одна из основных причин слабого развития Восточной Сибири и Дальневосточного ФО — это отсутствие инфраструктуры транспортной и энергетической, что в полной мере не позволяет использовать тот потенциал, который есть на данной территории по развитию как добывающих и перерабатывающих отраслей. Наше Правительство и Президент дали толчок этому процессу по развитию Дальневосточного ФО и Восточной Сибири, что было закреплено в поручении Президента. По итогам заседания президиума Государственного Совета РФ 29 ноября 2012 года, он записал дословно: «В целях развития энергетической и транспортной инфраструктуры Дальнего Востока и Забайкалья включить в государственную программу развития Дальнего Востока и Байкальского региона до 2029 года мероприятия по развитию линий передач между энергосистемами Восточной Сибири, Дальнего Востока, в том числе вдоль БАМа, Транссиба, а также электросетевых объектов, обеспечивающих ускоренную реализацию Восточной газовой программы и присоединению изолированных энергоуз-

лов к объединенной энергосистеме Востока». Руководствуясь этим поручением, а также поручением Правительства по формированию государственной программы социально-экономического развития Дальнего Востока и Восточной Сибири, ФСК подготовила свое видение того, как должна развиваться энергетическая инфраструктура, прежде всего, электросетевой комплекс, за который отвечает ФСК, на территории данных регионов.

Для себя мы наши предложения ФЦП разделили на три основных направления. Первое — это объединение Сибири и Востока. В настоящее время ОС Сибири и ОС Востока работают изолированно и несинхронно, что, в свою очередь, накладывает определенные ограничения по передачи мощности между этими двумя ОС. В принципе, они невозможны. Не обеспечивается должного надежного электроснабжения потребителей вдоль БАМа, Транссиба, что не позволяет увеличивать грузоперевозки по БАМу и Транссибу, осуществлять строительство дополнительных путей. В данный раздел ФЦП мы включили основные проекты с суммарной нашей оценкой до 2025 года порядка 155 миллиардов рублей. Это проекты, направленные, в первую очередь, по объединению этих двух несинхронных зон на синхронную работу, в том числе на совместную работу через вставки постоянного тока. Это строительство вставок постоянного тока с использованием силовой электроники на подстанции Могоча, это 220 кВ, на подстанции Хани, а также строительство головных участков линии 500 кВ вдоль БАМа, от Усть-Кута и Нижнеангарска до Чары. И строительство участков линии 500 кВ вдоль Транссиба, транзиты вдоль Транссиба от Иркутска через Бурятию в Читу и на Дальний Восток. Как я уже сказал, суммарные

капложения в строительство этих линий 500 кВ, связывающих Восточную Сибирь и Дальний восток, нами оцениваются порядка 150 миллиардов рублей.

Следующий основной пласт проектов по развитию отраслевой инфраструктуры связан с обеспечением внешнего электроснабжения месторождений по освоению углеводородных ресурсов. Прежде всего, это добыча нефти. Мы очень плотно взаимодействуем с «Транснефтью», «Роснефтью», и уже сейчас большая часть нашей инновационной программы в посвящена обеспечению электроснабжения трубопровода ВСТО. В настоящий момент ряд объектов, насосных перекачивающих станций присоединен к внешней сети по сети 220 кВ, ВСТО-1 и ВСТО-2.

Суммарно для дальнейшего расширения ВСТО для 80 миллионов тонн под ее предельную мощность нами намечается вместе с «Транснефтью» обеспечение внешним электроснабжением НПС 2,3,6,7,8,9,10,11,15. Это Восточная Сибирь. Суммарная стоимость порядка 13 миллиардов руб.. Внешнее электроснабжение ВСТО-2, это НПС 22,23,25,26,28,29,32. Это порядка 37 миллиардов рублей. Это обеспечение технологического присоединения Комсомольского НПЗ. И обеспечение внешнего электроснабжения восточного нефтехимического комбината, — проект «Роснефти» в Приморье. Суммарная стоимость этого кластера проектов по обеспечению объектов добычи оценивается нами порядка 56 миллиардов рублей до 2025 года. Следующий крупный кластер проектов, это объединение изолированных территорий. Если представить республику Саха (Якутия), там имеется крупных три кластера, которые также работают изолированно. Это Западная Якутия, Южная Якутия и Центральный якутский энергетический район. Они все работают изолированно, используя те энергетические генерирующие мощности, которые есть на территории. Нами предложено, в том числе уже сейчас реализуется в рамках существующей ФЦП по развитию Дальнего Востока и Восточной Сибири объединение энергетических районов Западной, Центральной и Южной Якутии. Суммарно нами оценивается стоимость этих проектов порядка 37 миллиардов рублей. Это такие объекты, как линии 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Нижний Куранахт – Томмот — Мая, это строительство линии 220 кВ вдоль трубы ВСТО, которая позволит объединить западно-якутский район с южно-якутским. Это строительство линии 220 кВ на Камчатке Мельково – Усть-Камчатск, который также позволит изолированные районы на Камчатке обеспечить централизованным электроснабжением и

вывести из работы дорогие и неэффективные дизель-электростанции, которые сейчас там имеются.

В принципе, рассматривается также возможность объединения с энергосистемой Востока Сахалина, в том числе при реализации Сахалинской ГРЭС. Еще один серьезный кластер — это проекты комплексного развития территории, которые представлены нам ФСК со стороны Фонда развития Дальнего Востока и Байкальского региона, порядка 7 комплексных проектов развития территорий в данном регионе. Они касаются, прежде всего, развития добывающей и обогатительной промышленности. Это порядка 17 различных блоков, таких как Тарынахский, Эльконский, Селенгарский, Таежный и т.д. Суммарная нагрузка нами экспертно оценена, это порядка 1,5-2 ГВт мощностей. Чтобы обеспечить нагрузку, нами и запланированы те магистральные линии электропередач 500 кВ и вставки постоянного тока на транзитах 220 кВ. Нами оценивается, что, возможно, и этого сетевого строительства будет недостаточно, и надо будет рассматривать необходимость строительства генерации.

Чтобы иметь представление, какие объемы финансирования уже вкладываются ФСК в регионе Восточной Сибири и Дальнего востока, приведу следующие цифры: у нас инновационная программа 755 миллиардов рублей до 2018 года на пятилетку. Из этой суммы порядка 15 % мы вкладываем сейчас в электросетевое строительство в регионе Восточной Сибири и Дальнего Востока, порядка 120 миллиардов рублей. Сейчас уже мы расширяем узкие места, подключаем потребителей, занимаемся сетевым строительством, обеспечиваем выдачу запертых мощностей, в том числе выдачу мощности новых станций. 15% от существующей инвестиционной программы вкладываем в регион. И те проекты, которые я назвал, в первоочередном порядке мы выступили с предложениями в правительство и в фонд, чтобы начать те головные участки вдоль БАМа и Транссиба, которые позволят нам увеличить грузоперевозки по данным магистралям, нам нужно порядка 50 миллиардов рублей дополнительного финансирования к тому, что у нас заявлено в инвестиционной программе. Мы предлагаем в качестве источника финансирования по строительству магистральных электрических сетей рассматривать в том числе и бюджетные ассигнования в пользу ФСК. Поскольку те тарифные параметры, которые нам утверждены в рамках RAB-регулирования, нам просто не позволяют планировать данные средства в рамках инвестиционной программы.

В принципе, рассматривается также возможность объединения с энергосистемой Востока Сахалина, в том числе при реализации Сахалинской ГРЭС. Еще один серьезный кластер — это проекты комплексного развития территории, которые представлены нам ФСК со стороны Фонда развития Дальнего Востока и Байкальского региона, порядка 7 комплексных проектов развития территорий в данном регионе. Они касаются, прежде всего, развития добывающей и обогатительной промышленности. Это порядка 17 различных блоков, таких как Тарынахский, Эльконский, Селенгарский, Таежный и т.д. Суммарная нагрузка нами экспертно оценена, это порядка 1,5-2 ГВт мощностей

— По электроэнергетике вы интересны рассказали про Россию, а в двух словах, какие планы по выходу на рынок АТР? Есть у вас какие-то глобальные планы или цель Россию именно снабжать?

— О.Ю. Клинков. ФСК — оператор, который осуществляет свою деятельность на территории РФ. У нас в России есть компании, которые занимаются экспортно-импортными операциями, такие как «ИнтерРАО ЕЭС». Основные планы по увеличению экспорта и

мощности – это больше к ним. Со своей стороны могу сказать, что совместно с «Восточной энергетической компанией», это филиал «ИНТЕРРАО ЕЭС», в прошлом году реализован проект — мы построили часть линии 500кВ Зейско-Амурская –Госграница в сторону подстанции Хэйхэ. Линия была введена в работу, и сейчас экспорт электроэнергии увеличен. Насколько я знаю, «ИнтерРАО ЕЭС» заключило контракт на 25 лет на поставку электроэнергии по данной линии. И порядка 4 миллиардов кВт-ч. Сейчас мы осуществляем строительство второй части этой линии, которая позволит увеличить экспорт в Китай до 700 МВт. В общем и целом мы готовы участвовать в проектах по строительству сетевой инфраструктуры для увеличения экспорта в страны АТР, но для этого должно быть, на наш взгляд, наличие межправительственных соглашений, соглашений между компаниями, которые бы определяли и закрепляли объемы по поставке и покупке электроэнергии и мощности. Поскольку таких документов пока я не знаю, поэтому, на наш взгляд, преждевременно сейчас что-то планировать. У нас есть проекты, ТО, мы оценивали несколько лет назад возможность экспорта электроэнергии в Японию с Сахалина при увеличении мощности Сахалинской ГРЭС до 4 ГВт. Теперь необходимо наличие контрактов и межправительственных соглашений, и соглашений между компаниями, осуществляющими торговлю электроэнергией и мощностью.

— **Сколько линий и какими объемами предполагается реализовывать эти проекты. Скажем, завод СПГ или труба в Китай – сколько линий трубопровода или линий завода СПГ предполагается реализовывать и какие мощности этих линий будут?**

— В.П. Тимошилов. Я в своем докладе пытался провести мысль о том, что мы рассматриваем поставки СПГ и поставки сетевого газа на этот рынок как взаимодополняющие, при этом разделяю мнение многих содокладчиков о том, что рынок АТР, который сформировался, прежде всего, как рынок СПГ именно предъясвляет основной спрос на СПГ, поэтому мы к нашему перспективному проекту строительства завода СПГ во Владивостоке подходим именно с этих позиций. Все будет определять рынок. И с точки зрения ресурсов мы не видим основных ограничений. Рыночная ситуация развивается, действительно, очень противоречиво, многие доклады сегодня этому были посвящены, поэтому итоговая конфигурация и количество мощностей этого завода будет зависеть от рынка. Но мы видим, что потенциал завода, он будет не менее 15 миллионов тонн с потенциалом дальнейше-



го развития, поэтому сколько в итоге Россия будет поставлять СПГ, будет зависеть от многих факторов. Вы видели, в докладах звучала информация о конкурирующих проектах. Поэтому, конечно, Россия должна выходить на этот рынок, поставив сюда больше СПГ, чем сейчас. Именно поэтому государство должно поддерживать бизнес, предоставляя меры господдержки с тем, чтобы наш продукт выходил сюда с конкурентоспособными значениями цены. Под линией мы подразумеваем 5 миллионов тонн, поэтому в 2018 году 5 миллионов тонн.

— **Алексей Михайлович Мастепанов, наш очень крупный эксперт по газу. И он пришел, чтобы поделиться с нами своим видением проблемы сланцевого газа. Сейчас о сланцевой революции очень много говорят. Вот в связи как раз с проблемой нашего российского газового экспорта в АТР.**

— А.М. Мастепанов. Это именно некоторые мысли, аспекты проблемы. Не какое-то законченное исследование, претендующее на глобальные выводы. Но мыслями, которые относятся к Северо-Восточной Азии, хочу поделиться. Северо-Восточная Азия один из крупнейших макрорегионов планеты. Однако что конкретно входит в этот район, устоявшегося понимания нет. Разные исследователи включают сюда разные территории. Большинство исследователей сюда включает Северо-Восточные провинции Китая, восточную часть России от Байкала, Японию, две Кореи. Но многие относят к этому макрорегиону весь Континентальный Китай и даже Тайвань, Гонконг, Макао. В контексте сланцевого газа будет речь идти о России, Монголии, Китае, двух Кореях, Японии и США. Потому что хотя, казалось бы, США географически сюда

не входят, но в контексте той проблемы, о которой я буду говорить, они имеют самое непосредственное влияние. Кроме того, двухсторонние соглашения с этим государством позволяют его рассматривать как члена этого региона.

Регион Северо-Восточной Азии один из основных потребителей природного газа. И подобное положение сохранится за регионом и в период до 2030-35 года. В настоящее время природным газом здесь не пользуются только две страны — Монголия и Северная Корея. Но и они в рассматриваемый период войдут в число газопотребляющих. В формировании таких прогнозных объемов газа в странах Северо-Восточной Азии важную роль может сыграть сланцевый газ, влияние которого на процессы будут осуществляться по самым различным направлениям как непосредственно, так и косвенно. Поскольку о сланцевом газе очень много написано, очень много сказано, то я не буду касаться многих вопросов, связанных с историей сланцевого газа, применяемыми технологиями, воздействием на окружающую среду, уже не говоря о таких сугубо научных проблемах, как генезис, закономерности формирования, размещения и т.д. Несколько положений, необходимых для лучшего понимания проблемы.

Первое, это ресурсы сланцевого газа. О том, что в мире в сланцевых породах содержится газ, специалистам известно давно. И по оценкам специалистов залежи сланцевого газа в недрах земли огромны. Как образно заметил Язев, сланцевый газ есть везде. Где-то больше, где-то меньше. Однако, достоверных данных о геологических ресурсах, а тем более прогнозных запасах газа в мире не существует, поскольку соответствующие геологоразведочные работы на этот вид минеральных

ресурсов кроме США и Канады нигде в мире не проводились. Поэтому все публикации, которые вы найдете в научной литературе, и в массовой информации — носят сугубо оценочный характер. И второе, стоимость добычи сланцевого газа. В настоящее время добыча ведется только в двух странах: в основном, в США и немного началась в Канаде. Опыт США, конечно же, позволяет получить представление об экономических параметрах развития данного процесса, однако необходимо учитывать особенности самого газового рынка этой страны, для которого характерен высокий уровень либерализации и минимальное вмешательство государства. И во-вторых, уже отмеченную ранее высокую геологическую изученность. В других странах развитие сланцевой добычи и использования сланцевого газа будет иметь свои особенности. Согласно исследованиям МПТ цена безубыточной добычи сланцевого газа находится в прямой зависимости от начальных дебитов скважины и очень быстро меняется от скважины к скважине. На слайде я показал по 5 основным сланцевым бассейнам США зависимость цены безубыточной добычи от средних начальных дебитов скважин по трем группам. Первая группа, это 20 % самых рентабельных скважин, следующая группа, это эти 20 %, плюс еще 30 %, то есть половина всех эксплуатационных скважин на месторождении — без 20 % самых нерентабельных, самых неэффективных. Нижняя граница безубыточности для первой группы скважин, это от 102 до 151 доллара на месторождениях на месторождениях Марселус и Барток. А для третьей группы, которая и является оценкой всего месторождения, цена безубыточности колеблется в диапазоне от 223 до 602 долларов за тысячу кубометров. Это огромные величины, потому что если брать среднее, это 403 долларов за тысячу кубометров, на порядок больше, чем на месторождениях традиционного газа, в том числе на новых месторождениях, находящихся в отдаленных, неосвоенных регионах. Таким образом, производственные издержки при добыче газа — как сланцевого, так и других видов нетрадиционного газа — существенно выше в настоящее время, чем традиционного газа. И в этом отношении нетрадиционные углеводороды, проигрывая в стоимости добычи, выигрывают в том, что разрабатываются непосредственно в местах потребления. Там минимальные издержки на транспорт. Проигрывая в издержках на добычу, выигрывают в издержках на транспорте. Собственно говоря, отсутствие издержек на транспорт и делает в настоящее время при нынешнем уровне технологий нетрадицион-

ный газ конкурентоспособным с дальнепривозным или импортным традиционным природным газом. Здесь показана схематически оценка структуры среднемировых цен потребителей традиционных и нетрадиционных углеводородов. При прочих равных условиях видна как раз та закономерность, о которой я рассказал.

Влияние сланцевого газа на процессы формирования газопотребления в странах Северо-Восточной Азии, будет и непосредственным, и косвенным. Непосредственное влияние — это добыча сланцевого газа. Сейчас она прогнозируется, прежде всего, в КНР. По оценке управления энергетической информации США, которую подтверждает и международное энергетическое агентство, суммарные технически извлекаемые ресурсы сланцевого газа в Китае составляют свыше 36 триллионов кубометров, что ставит Китай по этому показателю на первое место в мире. Сами китайские специалисты оценивают эти ресурсы скромнее, порядка 26 триллионов кубометров. Основные ресурсы сосредоточены в Сычуаньском бассейне и его окрестностях, в районе среднего и верхнего течения реки Янцзы, в Ордосском бассейне, в бассейнах Цинсуй, Шэньляо, Бохайского залива и другие. Освоение ресурсов сланцевого газа в Китае находится пока на начальном этапе. Сейчас в масштабах страны проводится оценка прогнозных запасов, выделение перспективных зон, одновременно началось поисковое разведочное бурение и проводится изучение продуктивности залежей. Проведены первые тендеры на разведку и добычу. В 2010 году государственное энергетическое управление Китая учредило государственный исследовательский центр сланцевого газа и разработало программу развития добычи сланцевого газа в 12-й пятилетке, в которой предусматривается к концу 2015 года довести развитие сланцевого газа до 6,5 миллиардов кубометров в год. Правительство Китая готово субсидировать эти работы. В частности, по заявлению Министерства финансов Китая в ноябре 2012 года, в период до 2015 года добывающим компаниям будут предоставляться государственные субсидии в размере 400 юаней, то есть примерно 64 американских доллара на 1000 м³ добытого газа. Это в 2 раза выше субсидий, которые китайское правительство выделяет на добычу угольного метана. Соответственно, ожидается, что к 2020 году добыча сланцевого газа вырастет до 50 миллиардов кубометров, а к 2030 до 80 миллиардов кубометров. Академик Макаров и его институт прогнозируют, что к 2040 году добыча сланцевого газа в Китае возрастет до 164 миллиардов кубометров. По прогнозам

Влияние сланцевого газа на процессы формирования газопотребления в странах Северо-Восточной Азии, будет и непосредственным, и косвенным. Непосредственное влияние — это добыча сланцевого газа. Сейчас она прогнозируется, прежде всего, в КНР. По оценке управления энергетической информации США, которую подтверждает и международное энергетическое агентство, суммарные технически извлекаемые ресурсы сланцевого газа в Китае составляют свыше 36 триллионов кубометров, что ставит Китай по этому показателю на первое место в мире. Сами китайские специалисты оценивают эти ресурсы скромнее, порядка 26 триллионов кубометров.

Международного энергетического агентства, исследование «Золотые правила золотого века», Китай в 2035 году войдет в тройку мировых лидеров по добыче газа, причем, основную часть будет давать именно нетрадиционный газ.

Подобные прогнозы настораживают. Не попытка ли это отвлечь внимание от развития импорта газа в первую очередь из России? Такие сомнения возникают, потому что Между-

народное энергетическое агентство десять лет назад прогнозировало рынки США: «Это крупнейший в мире рынок сжиженного газа». Последний прогноз 2004 года, что США будут импортировать вместе с Канадой сжиженный природный газ в 2030 году порядка 197 миллиардов кубометров. Соответственно, под эти прогнозы и в Катаре, и в других странах были созданы огромные мощности по производству СПГ, построены огромный танкерный флот метановозов, и буквально через 3 года то же самое агентство говорит в 2009 году: «Неожиданно стремительный рост добычи газа из нетрадиционных источников Северной Америки, сопровождаемый снижением спроса в период текущего кризиса, по нашим оценкам внесет свою лепту в острый переизбыток поставок газа». И теперь говорят: «Нет, будет новая волна сланцевого газа в Китае, в Индии и т.д.». То есть дается четкий сигнал руководству этих стран и бизнесу: инвестиции надо вкладывать в сланцевый газ и нечего заниматься проектами импорта. А если точность у прогноза будет такая же, где тогда окажется экономика Китая и Индии? Или на это и рассчитывают подобные прогнозы?

Второе направление непосредственного воздействия сланцевого газа на экономику стран Северо-Восточной Азии — это импорт сланцевого газа из США. В настоящее время в Америке рассматриваются различные варианты и условия организации подобного экспорта. Отмечу несколько моментов. По оценкам того же международного энергетического агентства рентабельность подобных поставок Американского сжиженного газа на рынке стран Северо-Восточной Азии может быть достаточно высокой. Второе, по сообщению компании «Осака газ» 31 июля прошлого года совместно с «Чугу Электрик Пауэр» подписан контракт с американской компанией «Фрипорт LNG» о поставках каждой из этих компаний по 2,2 миллиона тонн сжиженного газа в год с завода, который будет снабжаться сланцевым газом. Поставки пойдут с первой линии завода СПГ, мощностью 13,2 миллиона тонн в год. Три линии по 4 миллиона тонн. Кроме того, существуют другие проекты, но ни министерство энергетики, ни федеральная комиссия по регулированию энергетики пока решений не дали. А завод во «Фрипорте» все разрешения получил, то есть действительно может заработать.

В части косвенного воздействия можно выделить два аспекта. Первый — возможность организации дополнительных поставок сжиженного газа с месторождений Аляски и Канады. Специалистам известно, хотя в прессе об этом мало говорилось, что сланцевая революция, которая похоронила Штокман

и т.д., похоронила и несколько крупнейших проектов по организации поставок трубопроводного газа с Аляски и Северной Канады на территорию основных США. А это были проекты «BP», и «Коноко Филипс», «Экссон-Мобил» и «Трансканада», и т.д. Эти объемы газа с месторождений, которые подготовлены к добыче, могут в 2017-2020 годах пойти на экспорт в сжиженном виде в страны АТР при условии строительства нового крупного завода в районе Анкориджа. И это реальная угроза альтернативным вариантам поставок сжиженного газа на рынок Северо-Восточной Азии. На днях прошла информация, что подобный завод собирается строить «Роснефть» вместе с «Экссонмобил», и газ этот будет направляться, опять-таки, на рынок Северо-Восточной Азии. И второй аспект, это большое психологическое давление, которое оказывают газовые рынки США на газовые рынки Северо-Восточной Азии. В Штатах избыток предложения, падение цен, волна энтузиазма что дешевого газа будет много, и эта психологическая волна оказывает давление на потребителей и в других регионах. Поэтому по имеющейся у меня информации и в странах Северо-Восточной Азии, таких как Япония, Республика Корея, начинается активное движение в сторону пересмотра заключения контрактов и торможения долгосрочных контрактов на старой базе ценообразования на поставки сжиженного газа.

В заключение два коротких вывода. Первый: сланцевая революция должна стать для газовой отрасли России, прежде всего, стимулом значительного снижения издержек производства и транспорта своего газа, тем более, мы должны как специалисты хорошо понимать, что без дешевого газа вся экономика России может стать неконкурентоспособной. Это должны понимать и топ-менеджеры отраслевых структур, и государство, обеспечивая соответствующим компаниям и благоприятный инвестиционный климат, и возможности эффективного развития. И второй вывод: энергетической безопасности России угрожает не столько сланцевая революция как таковая, сколько общее технологическое отставание страны, невосприимчивость к продуцированию новых прорывных технологий. Это отставание может снизить общую конкурентоспособность российской экономики, а также повысить ее уязвимость в условиях нарастающего геополитического соперничества.

— Я вспоминаю, как в конце 70-х годов, с американской подачи в западные СМИ был запущен тезис, что дескать, советские ресурсы нефти исчерпываются. У вас прозвучала мысль, что пропагандистская

кампания по сланцевому газу имеет определенные политические оттенки. Здесь, на мой взгляд, есть сходство, скажем, с той же компанией, помните, компьютерная проблема 2000 года — 500 миллиардов долларов на этом соответствующие люди заработали. Ведь никто не занимался этой проблематикой сланцевой, 10 лет назад никто не говорил! А тут вдруг в один год все пошло...

— А.М. Мастепанов. И согласен, и не совсем. Я не могу утверждать, что это инспирировано, что это только политическое. Но опасность того, что этот момент присутствует, однозначно есть. Что касается внезапности сланцевого газа, это было так подано. Специалисты знают ведь об этой проблеме. Первая добыча сланцевого газа была сделана в 1821 году, почти 200 лет назад. Но это было производство для локальных целей. А почему этой проблеме был придан общественно значимый политический оттенок? Совпало во времени и в пространстве несколько факторов. Первое — глобализация информационных потоков. Потому что сейчас, где что в мире не случится, все становится известно. Перевернулся где-то автобус, два человека погибли — катастрофы все время были, есть и будут. Но подавляющее количество людей о ней ничего не знало. Второе, это сочетание разных технологий, которые пришлись вовремя. В США добыча газа каждый год сокращалась, увеличивалась импортная составляющая, цены росли, экономика теряла конкурентоспособность. Одно время идеологи американской экономики исходили из того, что все эти промышленные производства надо выносить за пределы в страны с дешевой рабочей силой, с дешевыми ресурсами, а развитые страны будут заниматься софтом, генерировать идеи, будут качать виртуальные проекты и деньги. 370 миллионов американцев занимаются производством интеллектуальной продукции! Но кормить их, поить, дорого — тоже нужно. Происходит переосмысление, реиндустриализация экономики США возможна только на базе дешевых энергоресурсов. Что делает правительство? Параллельно со сланцевым газом правительство снимает практически все ограничения на добычу углеводородов на Аляске, на шельфе, в других резервных местах, чтобы увеличить собственное предложение. Решается двоякая задача — уменьшить импортную зависимость и снизить цены для своих потребителей, то есть повысить конкурентоспособность американской экономики. К сочетанию этих условий и потребностей подошли новые технологии. Они, может быть, и не принципиально новые, основные были заложены десятилетия назад, но дошли до

совершенства. Это множественный гидроразрыв, наклонно-горизонтальное бурение скважин, трехмерная, четырехмерная сейсмика, которая позволяет как на экране телевизора, видеть разрез и вести по нему горизонтальную скважину в пределах пласта толщиной до метра, не выходя за него. Это все и дало тот эффект, который мы имеем. Вот я так понимаю проблему, почему она именно в это время приобрела такое значение.

— Очень разнятся оценки себестоимости сланцевого газа в США: высокие, низкие, очень дорогой, совсем дешевый газ. Почему такая разница?

— А.М. Мастепанов. Чем вызван такой широкий разброс цен, которые фигурируют в литературе и СМИ? На примере пяти американских бассейнов, значительный разброс идет по разным месторождениям и разным категориям скважин. Дело в том, что в природе даже традиционных нефтегазовых месторождений одинаковых не бывает. А для сланцевых месторождений, как любых с трудно проницаемыми коллекторами, этот разброс гораздо шире. И это дает возможность в условиях отсутствия всего массива информации выхватывать отдельные показатели и их приводить. Эти отдельные показатели действительно имеют место быть. Есть скважины в США, которые добывают сланцевый газ с издержками добычи в 80 долларов за тысячу кубометров. А среднее — это 400 долларов. Максимальное по 80 % скважин — 600. значит, на остальных 20 % она еще выше. Этим и обусловлено то, что в СМИ попадают разные источники, вырванные из разных исследований, из разных докладов. И зачастую не совсем понимая суть проблемы, начинают ее так или иначе обыгрывать.

— При развитии газопереработки на Дальнем Востоке России какая тенденция, на ваш взгляд, правильная: создание самостоятельных ГПЗ, или внутри ВИНК создавать газохимические подразделения?

— В.П. Тимошилов. Всем, что связано с разделением ценных компонентов в восточном газе, «Газпром» будет заниматься, это единый технологический процесс, связанный непосредственно с добычей и транспортом газа. Мы планируем строительство газоперерабатывающего гелиевого завода. В частности, в Амурской области под якутский газ, который содержит высокое содержание фракции C2+ и гелия. Что касается более глубокой газонефтехимии, этим могут заниматься любые компании, которые имеют конкретные проекты производства полиэтилена, полипропилена, метанолов, аммиака. В данном случае «Газпром» может выступить поставщиком газа для таких производств. Эти рынки широкой

номенклатуры продукции достаточно фрагментированы, специфичны, и разные компании на этих рынках присутствуют. Поэтому, что касается газопереработки и выделения гелия, «Газпром» будет заниматься безусловно, что касается производства химических продуктов, здесь могут участвовать любые сторонние инвесторы, «Газпром» выступит поставщиком газа. Что не исключает участие «Газпрома» в отдельных проектах.

— При каких условиях вы готовы отказаться от некоторых сетевых проектов? Известно, что стоимость строительства сетей, сетевая составляющая, это одна из ключевых проблем в электроэнергетике. Скажем, объединять Якутию в единую энергосистему, в каких условиях вы откажетесь? У вас есть в компании какие-то параметры, что если это слишком дорого, то мы не будем объединять?

— О.Ю. Клинков. У нас тарифообразование формируется методом доходности на вложенный капитал RAB. Перешли мы на него в 2009-10 годах, пятилетний, каждый год он корректируется. В данное тарифообразование заложены следующие параметры: доходность на вложенный капитал 10 %, возвратность 35 лет. И наши проекты, которые попали в базу капитала RAB, самокупаемы и гарантируются тарифом, который утверждает государство. Поэтому проекты по объединению изолированных районов (конкретно Якутии), прежде всего, направлены на повышение надежности электроснабжения потребителей, в том числе потребителей центральной Якутии, потребителей, которые ВСТО, у нас там НПС 17, 18, там вторую цепь мы строим 220 кВ. В Южной Якутии, вдоль трубы. Поэтому здесь рассматривать внутреннюю норму доходности и дисконтированный доход, и все эти параметры экономические для обоснования положительного, отрицательно трнв, в этом случае эти параметры нами здесь не рассматриваются. У нас, прежде всего, это надежность. Наши проекты, как я сказал, попали в базу капитала RAB. Они все доходны, и возвратность 35 лет. Все! На мой взгляд, тот подход, о котором вы говорите, про оценку экономических параметров, системной, экономической эффективности, необходимо применять к проектам комплексного развития территорий, который предложил Фонд Дальнего Востока. Там, где ГОКи и все остальное. Это последняя миля от магистральных сетей до горно-обогатительных комбинатов. По этим проектам мы тоже предлагали со своей стороны в форме ГЧП, с расчетом окупаемости, с расчетом внутренней нормы доходности, чистого дисконтированного дохода и всего остального, чтобы инвестор понимал, куда он вкладывает день-

Чем вызван такой широкий разброс цен, которые фигурируют в литературе и СМИ? На примере пяти американских бассейнов, значительный разброс идет по разным месторождениям и разным категориям скважин. Дело в том, что в природе даже традиционных нефтегазовых месторождений одинаковых не бывает. А для сланцевых месторождений, как любых с трудно проницаемыми коллекторами, этот разброс гораздо шире. И это дает возможность в условиях отсутствия всего массива информации выхватывать отдельные показатели и их приводить.

ги, с какой доходностью и с какими сроками возврата он все это дело вернет себе. А мы являемся инфраструктурной организацией, практически, государственной, 79 % акций у государства. Мы обязаны обеспечивать упрямое развитие инфраструктуры, чтобы обеспечивать всем остальным дальнейшее развитие. Почему мы там ничего не развиваем? Потому что доехать невозможно, товар оттуда вывезти тоже невозможно, и лампочку зажечь невозможно. Туда не придет инвестор до тех пор, пока не будет создана соответствующая инфраструктура. Поэтому нам и тарифообразование ввели, чтобы мы могли привлекать деньги с рынка, и через тариф это все возвращать, и строить инфраструктуру, чтобы развивалось государство.

Модернизация региональной энергетики Возобновляемые источники: за и против

Модератор В.Е. Межевич. Мы обсуждали преимущества сетевого комплекса, который воссоздается из слияния двух крупнейших сетевых компаний – Федеральной сетевой компании и Холдинга МРСК. Безусловно, этот сетевой комплекс – ровно то, что существовало при Советском Союзе под управлением Министерства энергетики СССР. В сетевом комплексе появилась такая составляющая, как распределенная генерация. Отчасти появление распределенной генерации связано с тем, что промышленные потребители электрической энергии, измученные перекрестным субсидированием, различными котлами с усредненным тарифом, которые существовали в сетевом комплексе, начали искать пути удешевить энергетическую составляющую, отказаться от оплаты сетевой инфраструктуры. Тем более что на рынок хлынуло оборудование, позволяющее вырабатывать электрическую энергию для собственных поставок. Не хочу сказать, что здесь абсолютно чистое явление. Очень часто наши потребители, создавая собственную генерацию для своих нужд, не отключались от общей сети электроснабжения, стараясь любым способом не оплачивать те услуги, которые, по сути, являлись резервными, если их генерация остановится. К этому явлению нужно тоже относиться и искать оптимальное соотношение собственной генерации и сетевых услуг, которые осуществляет большая энергетика.

Второй вопрос – та самая распределенная генерация, которая утилизирует отходы производства, от основного технологического цикла вот таких потребителей. Вторая ситуация – необходимость реализации задачи, поставленной в указе Президента от 2008 года – это развитие возобновляемых источников энергии. Безусловно, мы должны этим вопросом заниматься. Возобновляемые источники энергии, их можно как говорится, пересчитать по пальцам: солнце, ветер, использование биоотходов, использование в энергетических целях переработки мусора и малая гидроэнергетика. Это то, что сегодня у нас присутствует в нашем спектре, в нашем обсуждении. Но процесс обсуждения этой тематики, с моей точки зрения, идет с перекосями.

Во-первых, на самом деле использование возобновляемых источников энергии в энергетическом хозяйстве страны достаточно большое. Если мы уберем условное разделение — мы не учитываем в возобновляемых источниках большую гидрогенерацию, наши мощные ГЭС, которые занимают существенную долю в электрическом балансе страны. Есть ощущение, что мы закошмарили наше высшее политическое руководство, что возобновляемых источников у нас менее 1%. На самом деле их около 16%, под 20% даже. На самом деле мы, наверное, вторые после Норвегии или третьи после Норвегии и Соединенных Штатов с точки зрения использования возобновляемых источников энергии. Мы очень много говорим о ветре и солнце. Да, безусловно, эти возобновляемые источники нужно использовать. Их активно используют в Германии, Испании. По последней информации, у испанцев основную долю в их энергетическом балансе занимают ветро-



сточники. Но давайте подумаем о проблемах, которые возникают с использованием возобновляемых источников. Ветер есть не всегда — следовательно, нужно резервировать наличием мощностей в большой энергетике. В силу высокой стоимости единичной мощности в большой энергетике, это дорого. Во-вторых, управление сетью в этом случае тоже усложняется. И отчасти появление термина «smart grid» связано, в том числе и с тем, что в энергобалансах появляется большая доля ветрогенерации, солнечной генерации.

Безусловно, на этом технологическом поле мы присутствовать должны. Мы обязаны производить самое сложное оборудование, которое используется для производства ветровой и солнечной энергетики. Но нужно ли делать это приоритетом? Чтобы в зоне, где у нас достаточно энергетических ресурсов в нашей стране, которая достаточно богата

первичными энергетическими источниками, такими как уголь, газ, чтобы вот эта ветровая генерация именно в этих зонах развивалась бурно и вытесняла отчасти ту генерацию, которая делается на традиционных источниках топлива? На платформе присутствовать и оборудование производить должны, но заниматься активным вытеснением большой генерации не нужно.

У нас есть достаточно большое количество зон на территории РФ, около 60% территорий, где нет централизованного электроснабжения. Наверное, появление таких источников там – сегодня первая задача. Но почему-то туда не стремятся производители. Есть проблема, которую нужно решать – это взаимоотношения возобновляемого энергетического хозяйства с Бюджетным кодексом. Как только появляются такие источники, прекращается федеральное финансирование, источник ста-

новится некупаемым. Эту проблему нужно решать, тогда мы можем ожидать, что эти источники будут активно использоваться.

Мы знаем о том, что Правительство подготовило постановление о развитии возобновляемых источников – солнечной и ветроэнергетики. Давайте подумаем о стоимости, которые сегодня складываются в ВИЭ. Солнечная энергетика – до 31 рубля за киловатт-час. Сравните со средней ценой электрической энергии в России. Ветроэнергетика – до 23 рублей. Малая гидрогенерация – до 18 рублей. Куда стоимости этой электрической энергии будут помещаться? Внутри вот той самой ограниченной макроэкономическими показателями стоимости электрической энергии в среднем по России. По сути, дополнительный налог на потребителя. Нужно ли это делать активно, с участием государства, дожидаясь?

А вот что хотелось бы стимулировать, с учетом даже высокой стоимости электрической энергии, которая из этих источников будет получаться? Мое личное мнение: прежде всего переработку в энергетических целях отходов потребления, мусора. Чтобы разгрузить нашу территорию от свалок, которые мы сегодня имеем. Если вы видели последние публикации Правительства Московской области – более 500 нелегальных свалок только в Московской области. Это означает, что система не налажена, что мы должны стимулировать работу по ликвидации свалок. Мусор должен быть переработан. Пожалуйста, селективный сбор, использование вторичных ресурсов из этого мусора. Все остальное должно быть переработано в энергетических целях, и это мы должны стимулировать.

Второй вопрос, который мы должны стимулировать, – переработка отходов сельского хозяйства. Наши крупные свинопольные комплексы, комплексы крупного рогатого скота, птицекомплексы. Те, кто возле них живет или когда-то жил, на себе ощутили и понимают, насколько отходы этого производства осложняют жизнь людям, которые живут рядом. Это громадная проблема, и мы должны стимулировать, чтобы все это перерабатывалось. Тем более что оборудование есть, и мир в этом направлении движется. Солнце и ветер – стимулируем производство на территории Российской Федерации такого оборудования, и направляем в зоны нецентрализованного энергоснабжения. Наверное, нужно постепенно двигаться туда, об этом есть смысл подумать, говорить о том, что возобновляемых источников энергии у нас на самом деле не менее 1%, а под 20%, но есть эти локальные задачи, которые нам необходимо решать.

И третий вопрос, который как раз в развитии нашего сетевого комплекса может

возникать и возникает, и это необходимо обсуждать, и это необходимо интегрировать в наше энергетическое законодательство, в нашу энергетическую «нормативку», – это участие потребителей в электроснабжении. Тех самых потребителей, у которых уже возникла распределенная генерация, или тех, которые, возможно, будут создавать такие источники. Их место, не столько с точки зрения удешевления своего производства или своего потребления электрической энергии для своего производства, а, наверное, их участие и правильное участие в покрытии пиковой части нагрузки, там, где эта электроэнергия самая дорогая. Мы должны обеспечить своей большой энергетике работу в базовой части графика, в пиковой или в полупиковой его части, где большая энергетика наиболее эффективна. Это позволит удержать там цену. А вот покрытие пика – это удел той самой распределенной генерации, которая утилизирует отходы, которая может работать, и стоимость электроэнергии там, наверное, самая дорогая.

— Завершая выступление, может быть, высказал свою точку зрения, хочу предоставить в начале нашей дискуссии слово Жихареву Алексею Борисовичу, руководителю по связям с инвесторами и государственными структурами Программы по развитию ВИЭ в России.

— А.Б. Жихарев. Вы затронули в своем выступлении очень важную тему относительно развития возобновляемых источников энергии и подняли вопрос, каким образом нам стоит подходить к развитию такой энергетики в России. Прозвучал тезис, что к развитию возобновляемой энергетики нужно подходить с учетом специфики каждого конкретного региона и с учетом проблем, которые мы собираемся решать путем внедрения данных технологий. Поэтому стоит говорить о том, что не надо общие правила распространять на всю территорию страны, а пытаться понять проблематику каждого конкретного региона, и адаптировать решения, которые мы предусматриваем в стратегии развития, в том числе и для возобновляемых источников энергии.

Я хотел бы поговорить о возможности принятия решений на уровне регионов, не дожидаясь каких-либо решений по нормативно-правовой базе, которые принимаются у нас на федеральном уровне. Мы, в рамках нашей программы по развитию ВИЭ, учитываем нормативно-правовую базу, которая формируется на федеральном уровне, но при этом пытаемся анализировать и возможности субъектов Федерации для принятия решений и по проблемам, которые специфичны

Мы знаем о том, что Правительство подготовило постановление о развитии возобновляемых источников – солнечной и ветроэнергетики. Давайте подумаем о стоимости, которые сегодня складываются в ВИЭ. Солнечная энергетика – до 31 рубля за киловатт-час. Сравните со средней ценой электрической энергии в России. Ветроэнергетика – до 23 рублей. Малая гидрогенерация – до 18 рублей. Куда стоимости этой электрической энергии будут помещаться? Внутри вот той самой ограниченной макроэкономическими показателями стоимости электрической энергии в среднем по России. По сути, дополнительный налог на потребителя. Нужно ли это делать активно, с участием государства, дожидаясь?



напрямую сетевой организацией для компенсации потери. Но с какими проблемами мы сталкиваемся в реальности? Это процесс квалификации. То есть мы понимаем, что тариф возможен только для квалифицированных объектов ВИЭ. Казалось бы, процедура несложная и хорошо описана в нормативно-правовой базе, но на практике это не так. Процесс квалификации зачастую занимает до года. На данный момент у нас три объекта получили свидетельство, что они являются квалифицированным объектом возобновляемых источников энергии. В чем барьер? Региональная энергетическая комиссия не имеет права установить тариф для генерирующего объекта, если нет свидетельства о квалификации. Поэтому данный объект после строительства обязан пройти эту процедуру и только с этим свидетельством прийти в региональную энергетическую комиссию.

Этот механизм может выглядеть следующим образом. Для получения квалификации необходимо пройти несколько этапов. На первом этапе необходимо быть включенным в программу регионального развития электроэнергетики. При этом, к сожалению, отсутствует четко описанный механизм, каким образом объекты должны туда попадать и с какими органами согласовываться. Далее данный объект должен попасть в генеральную схему размещения объектов возобновляемой энергетики, которая утверждается приказом Минэнерго России. К сожалению, приказ по разработке данной схемы не предполагает четкого регламента, каким образом данный объект должен туда попасть и в какие сроки. Далее объект должен выполнить требования совета рынка по квалификации и только после этого подать документ на наблюдательный совет. То есть понятно, что здесь, на наш взгляд и на взгляд экспертного сообщества, несколько усложнена процедура и есть серьезные возможности ее оптимизации. Учитывая то, что этот срок может занимать до года, инвестор имеет серьезный риск упущенной выгоды и затягивания ввода в эксплуатацию своего объекта.

Второе препятствие – это отсутствие методологии по определению данных тарифов. У нас есть постановление о ценообразовании, где идет ссылка, что регулирующие органы должны руководствоваться методическими указаниями. Но, к сожалению, методические указания, на данный момент нет. Они разрабатываются, наверное, уже около года, может быть, чуть меньше, но, к сожалению, пока даже проекта данной методики мы не видели. Следующее существенное препятствие для инвестора, в соответствии с которым он не может принимать инвестиционное

решение и рассчитывать денежный поток своего проекта на долгосрочный период, – это тот факт, что тарифы, к сожалению, устанавливаются у нас на один год. При этом мы видим в постановлении № 1178 возможность установления данных тарифов на более долгий срок, но только в случае согласования с Федеральной службой по тарифам. То есть здесь явная проблема – это невозможность прогнозирования успеха своего проекта на этапе принятия инвестиционного решения инвестором.

Четвертое препятствие, которое мы видим в данном механизме, – это отсутствие ясно прописанных обязательств по заключению договоров о покупке электроэнергии от объектов возобновляемых источников энергии сетевыми компаниями. То есть существует некая коллизия в законодательстве, где, с одной стороны, сетевые организации вроде бы обязаны в приоритетном порядке покупать электроэнергию от ВИЭ для компенсации потерь, но при этом нет обязательства заключения договора. Казалось бы, любой из нас может задать вопрос: а для чего это нужно, вроде бы и так понятно, как можно покупать иначе, без договора? Но на практике мы сталкиваемся с проблемой, что сетевые организации не стремятся к заключению таких договоров и пытаются любыми способами компенсировать потери за счет покупки потерь у гарантирующего поставщика. Тем самым данный механизм до сих пор не работает.

И пятое препятствие – это невозможность на данный момент превышать предельные уровни тарифов, которые устанавливает Федеральная сетевая компания. То есть, когда мы общаемся с региональными органами регулирования, с РЭК, с РСТ, практически все в один голос говорят, что, может быть, с удовольствием установили бы соответствующий тариф для какого-либо объекта генерации на ВИЭ, но, мы обязаны функционировать в пределах тех ограничений, которые нам устанавливает Федеральная служба по тарифам. И сетевые компании тем самым не могут рассчитывать на компенсацию тех затрат, которые они понесут в связи с покупкой электроэнергии на компенсацию потерь за счет своего тарифа.

Инвестор, который реально готов инвестировать, который реально приходит на российский рынок с желанием реализовать те или иные проекты, он сталкивается вот с такой кучей кирпичей. Можно ассоциировать с некой стеной, с неким барьером, который он должен по одному разобрать, для того чтобы все-таки пройти к своему проекту. И, несмотря на те инициативы, которые в данный

момент осуществляются в рабочих группах и в Минэнерго, и в Совете рынка по оптимизации этих процедур, в любом случае на данный момент эти проблемы объективные.

Поэтому, увидев все эти проблемы, пообщавшись с региональными органами власти, пообщавшись с инвесторами, мы попробовали посмотреть на те механизмы, которые заложены в 261-м законе, который вышел намного раньше на самом деле тех изменений, которые были внесены в прошлом мае. И, к нашему удивлению, мы обнаружили, что механизмы и те препятствия, которые мы определили на этапе анализа, могут быть сняты путем полноценного использования инструментов, заложенных в 261-й закон.

На следующих слайдах я представляю выжимки из 261-го закона и тех подзаконных актов, на которые есть ссылки в данном законе, для того чтобы проанализировать, как эти препятствия мы можем снять и какие механизмы заложены в 261-м законе, и чем могут руководствоваться региональные органы исполнительной власти и регулируемые энергетические компании.

Во-первых, давайте сконцентрируемся на том, что возобновляемые источники энергии в 261-м законе есть. Потому что есть расхожее мнение, что 261-й закон распространяется только на меры по энергоэффективности, и не относится к возобновляемым источникам энергии. Но это не совсем так. Мы видим, что в нескольких статьях закона «Об энергоэффективности» возобновляемые источники энергии упоминаются, как способ реализации мер по повышению энергоэффективности, реализуемых в рамках программ по энергоэффективности, как федеральных, так и региональных. Мы видим, что это отражается и в значениях целевых показателей в области энергосбережения (статья 14), и перечень мероприятий, который также отражен в статье 14, пункты 6, 7, там также перечисляются проекты по возобновляемым источникам энергии. Тем самым мы уже имеем основу использования данных проектов для реализации 261-го закона.

При этом есть значительный плюс. Реализуя закон «Об энергоэффективности», мы имеем возможность привлекать федеральные субсидии, тем самым снижая нагрузку исключительно на региональные бюджеты. Это 746-е постановление «О предоставлении субсидий на реализацию программ по энергосбережению».

Если мы посмотрим на 261-й закон с точки зрения возможности использования меры по компенсации потерь сетевых компаний в качестве меры по энергосбережению, то мы видим, что организации, которые осуществляют

регулируемые виды деятельности, должны утверждать и реализовывать программы в области энергосбережения, содержащие мероприятия по энергосбережению. Регулируемые организации – это электросетевые компании и другие компании, которые осуществляют монопольные виды деятельности. В принципе, мы сюда можем точно так же отнести и теплосетевые компании, и теплогенерирующие, на которых также распространяется правило регулирования тарифов. Таким образом, компания, которая регулируется, может в свою программу включать меры по энергоэффективности, закладывая такие меры в свою инвестиционную программу и далее отражать их в тарифе. Также мы видим, что в 261-м законе, в статье 14: перечень мероприятий по энергосбережению должен включать стимулирование организаций, осуществляющих передачу электроэнергетических ресурсов, проводить мероприятия по энергосбережению. То есть, дается четкая установка таким организациям в свои программы по энергосбережению включать такие мероприятия.

Здесь же стоит поговорить о механизме включения в инвестиционную программу, каким образом те затраты, которые мы предполагаем включить в тариф, необходимо представлять в региональную энергетическую комиссию. Мы понимаем, что регулируемые организации регулируются местными РЭК и осуществляют свою деятельность в рамках реалити и целей, которые ставят им региональные органы власти. Поэтому если в рамках региональной программы по энергоэффективности заложены те или иные меры по энергоэффективности, в том числе возобновляемые источники энергии, то регулируемые организации имеют возможность транслировать их в свои инвестиционные программы и далее представлять региональной энергетической комиссии для отражения в тарифе.

Тем самым вот этот механизм обязательности включения мер по энергосбережению через объекты возобновляемых источников энергии в инвестиционные программы регулируемых организаций – мы имеем возможность стимулировать как раз регулируемые организации на заключение долгосрочных договоров с такими объектами. То есть регулируемая организация, включая в свою инвестиционную программу меру по энергоэффективности, которая заключается в покупке электроэнергии на компенсацию потерь от объекта ВИЭ, она тем самым берет на себя это обязательство и заинтересована в заключении долгосрочного договора с каким-либо объектом, для того чтобы те затраты, кото-

Инвестор, который реально готов инвестировать, который реально приходит на российский рынок с желанием реализовать те или иные проекты, он сталкивается вот с такой кучей кирпичей. Можно ассоциировать с некой стеной, с неким барьером, который он должен по одному разобрать, для того чтобы все-таки пройти к своему проекту. И, несмотря на те инициативы, которые в данный момент осуществляются в рабочих группах и в Минэнерго, и в Совете рынка по оптимизации этих процедур, в любом случае на данный момент эти проблемы объективные.



рые она в этот договор заложит, она имела возможность включить в свою необходимую валовую выручку и транслировать на тариф. То есть, еще один барьер снимается.

Мы попробовали развеять миф, который зачастую обсуждается региональными органами власти, – это невозможность принятия решений на уровне субъектов Федерации. И здесь мы четко понимаем, что для регулируемых организаций меры по энергоэффективности устанавливает региональная энергетическая комиссия. То есть, региональная энергетическая комиссия имеет право согласовать соответствующие мероприятия регулируемой организации по энергосбережению и стимулировать такую организацию по реализации соответствующих проектов через регулирование тарифов. РЭК, устанавливая тарифы на услуги по передаче по территориальным сетевым компаниям, имеет возможность заложить в эти тарифы расходы на мероприятия по внедрению объектов ВИЭ и использованию объектов ВИЭ за счет покупки электроэнергии на компенсацию потерь.

Честно говоря, очень длинная презентация, на самом деле ее, может быть, сложно со слуха воспринимать. Мы уже делали такой пробный прогон с экспертами в здании Международной финансовой корпорации, приглашали туда экспертов отрасли, пробовали в ней более детально разбираться, поэтому, может быть, она не совсем хорошо ложится на слух, когда исключительно я один говорю и нет такой живой дискуссии. Конечно, было бы намного эффективнее, если бы мы могли общаться и слушать ваши мнения относительно того или иного пункта, но я надеюсь, что после моего доклада мы сможем пообсуждать и пообсуждать, насколько эти механизмы реальны и как их можно превратить в жизнь.

Мы поговорим как раз о тех проблемах, которые нам несут те предельные значения тарифов, о которых я говорил ранее, когда разбирал первый механизм. В 261-м законе у нас присутствует норма о возможности превышения предельных уровней тарифов в случае, если данное превышение вызвано мерами по энергоэффективности, которые включают ВИЭ. Таким образом, еще один барьер у нас тоже снимается.

На данном слайде мы постарались графически изобразить, каким образом выглядит тот или иной путь. И мы видим, что если мы идем по 35-му закону и постановлению Правительства по розничному рынку электроэнергии, то у нас дорожка выглядит так, как у спортсмена, когда он бежит кросс с препятствиями, и каким образом снимаются барьеры, если мы используем 261-й закон. Безусловно, это некая дискуссионная тема, и можно на самом деле по-разному к ней относиться. Мы вот здесь постарались так структурно отобразить, каким образом данные барьеры снимаются. То есть мы видим, что квалификация объекта не нужна, что методологии ценообразования нам нет необходимости дожидаться, пока ФСТ ее выпустит, и региональная энергетическая комиссия может учитывать и инвестированный капитал, и индексировать необходимую валовую выручку регулируемых организаций для установления тарифов. Мы видим, что у нас опять-таки появляется стимул для заключения договоров у регулируемых организаций с объектами ВИЭ для покупки электроэнергии и компенсации потерь. И срок действия тарифов мы тоже продлеваем на срок реализации того или иного мероприятия.

Я бы здесь остановился и постарался, может быть, как раз обратиться к уважаемым

делегатам, участникам сегодняшней дискуссии и, если возможно, послушать обратную связь. То есть мы увидели два механизма, посмотрели на 261-й закон, увидели те возможности, которые уже сейчас есть у региональных органов власти, увидели, что зачастую они, может быть, не всегда оправданно прикрываются теми ограничениями, которые формирует также федеральное законодательство, но в другой сфере. Федеральные законы «Об электроэнергетике» и «Об энергосбережении», нам дают два совершенно разных поля для принятия решений. Поэтому целью сегодняшней дискуссии должно являться обсуждение тех возможностей, готовы ли региональные органы власти использовать их, адекватно оценив специфику своего региона. Как правильно Валентин Ефимович упомянул, необходимо рассматривать детальные проблемы утилизации того или иного отхода. Мы видим много областей, которые сталкиваются с проблемой утилизации отходов животноводства, с проблемой утилизации отходов лесного хозяйства, изолированные зоны, где вообще нет никаких энергоресурсов, кроме возобновляемых, и, к сожалению, до сих пор туда осуществляется северный завоз безумно дорогого топлива, что неэффективно. И, посмотрев на эту проблематику, постараться обсудить с региональными органами власти, насколько они готовы заявлять в своих региональных программах те или иные мероприятия и давать возможность региональным энергетическим комиссиям включать эти мероприятия в тарифы для регулируемых организаций, тем самым стимулируя хотя бы на первом этапе развитие возобновляемых источников энергии в этих регионах.

Но, безусловно, мы здесь не будем забывать о том, что, как Валентин Ефимович упомянул, что существует нормативная база, касающаяся развития возобновляемых источников энергии на оптовом рынке, куда сейчас относятся только три источника – это солнце, ветер и малые ГЭС (до 25 мегаватт)... Мы также ожидаем, что в этом году будут приняты соответствующие постановления. Но, как было правильно отмечено, не стоит рассматривать эти постановления как единое правило для всей территории и возможность реализации таких проектов без принятия обдуманных, взвешенных решений. Вот Игорь Степанович, наверное, может более подробно рассказать, каким образом стоит и включать данные объекты в генеральную схему развития электроэнергетики, и учитывать эти мероприятия в стратегии. Конечно, важно адекватно оценить, какие технологии использовать, как максимально эффективно использовать потенциал возобновляемых

источников энергии на территории России, дабы не создать противоречивую ситуацию, когда на тарифах это будет, отражаться негативным образом, и, в то же время, не работать эффективно.

Наша задача — сделать максимально эффективную систему, которая и решала бы проблему экологии, тем самым снижая объемы выбросов парниковых газов... Это, кстати, касается учета больших ГЭС как возобновляемых источников. К сожалению, по мировой методике большие ГЭС не рассматриваются как возобновляемые именно потому, что они являются также большим источником выброса метана. Они, так или иначе, негативно могут отражаться на экологической ситуации в том или ином регионе – там и затопления, и т. д.

С удовольствием готов ответить на вопросы и услышать ваше мнение, правильно ли мы проанализировали нормативно-правовую базу, может быть, мы допустили какие-то ошибки, не учли в своем анализе какие-то иные подзаконные акты, которые не позволят так легко, как я продемонстрировал вот на этой дорожке, которая без барьеров уже, реализовывать такие проекты. Спасибо.

— Б.И. Нигматулин. Где ответственность за принятие решений? Если будет эффективность. Цена на электроэнергию предельная. Барьеры сломались – цена поднялась еще больше. И второе: если все благоприятно, все хорошо, насколько увеличатся тарифы? К примеру, в Центральном федеральном округе, в Сибири и на Урале.

— А.Б. Жихарев. Здесь, наверное, не совсем по адресу вопрос относительно ответственности... Вот я как раз об этом и хотел поговорить. Ответственность, наверное, должна лежать все-таки не на инвесторе, а на тех региональных органах исполнительной власти, которые будут принимать решения по региональной программе по энергоэффективности. Поэтому, приняв то или решение в региональной программе по энергоэффективности, оттранслировав ее на инвестиционную программу регулируемых организаций, исполнительная власть должна контролировать, каким образом данные мероприятия протарифицированы, каким образом учтены затраты на реализацию таких мероприятий. Я с Вами здесь полностью согласен, что нельзя допустить, наверное, хаоса в такой системе и возможность включения любых мероприятий без дополнительного анализа тех размеров инвестиционных затрат, которые закладываются в такие мероприятия.

Относительно роста тарифов. Опять-таки здесь надо смотреть на объем таких меро-

приятий. Мы понимаем, что если мы говорим о каких-то единичных мероприятиях, как... Например, мы уже все с вами знаем, что Белгородская область, с которой мы в том числе сотрудничаем по программе развития ВИЭ, реализовала два пилотных проекта по утилизации отходов сельского хозяйства. Понятно, что по ним инвестиционные затраты значительно превышают базовый уровень, к которому стоит стремиться в том случае, когда мы эти технологии отработаем. Частично производство оборудования будет локализовано в России, не будет необходимости уплаты дополнительных пошлин и пользоваться услугами инженерных компаний, которые не в России базируются.

Но, если мы посмотрим, насколько увеличится тариф от этих маленьких станций, то пока он минимально отразится на общетерриториальном тарифе. Конечно, если мы с вами будем говорить о том, что уровень возобновляемых источников энергии и возобновляемой энергии будет достигать все большего и большего процента, то рост будет существенный. Но пока мы с вами видим, что, несмотря на то, что у нас в постановлении 1-Р продекларирован целевой показатель 4,5% в объеме производства и потребления, а сейчас уже ходят слухи, что будут снижать до 2,5%. Могу лишь руководствоваться заключением Минэкономразвития, которые посчитали, что за десять лет на уровне тарифов это отразится на 6%. Другого анализа пока нет.

— Я в своем вступительном слове сознательно утрировал ситуацию, чтобы вызвать дискуссию. На самом деле действительно мы этим должны заниматься. В презентации вы видели выдержки из 261-го федерального закона. Там недаром стоит очередность. Первое – это вторичный ресурс и/или возобновляемый. Нам не надо перескакивать, мы должны вторичные задействовать, а потом уже и возобновляемые источники.

Я думаю, что яркие примеры действий региональной администрации... Вот уже Белгород прозвучал. Губернатор Савченко еще до выхода 261-го закона, до выхода тех изменений, которые появились в 35-м законе, избрал курс – переработка отходов сельского хозяйства. В первую очередь, сначала развитие этого сельского хозяйства, и сегодня Белгородская губерния является одним из самых крупных производителей мяса и молока. Теперь он взялся за переработку того, что сопровождает сельское хозяйство, взяв в основном и риски. Потому что повышение стоимости электрической энергии при покупке сетевыми организациями в первую очередь отражается на регионе. Он убедил

Если мы посмотрим, насколько увеличится тариф от этих маленьких станций, то пока он минимально отразится на общетерриториальном тарифе. Конечно, если мы с вами будем говорить о том, что уровень возобновляемых источников энергии и возобновляемой энергии будет достигать все большего и большего процента, то рост будет существенный.

Но пока мы с вами видим, что, несмотря на то, что у нас в постановлении 1-Р продекларирован целевой показатель 4,5% в объеме производства и потребления, а сейчас уже ходят слухи, что будут снижать до 2,5%. Могу лишь руководствоваться заключением Минэкономразвития, которые посчитали, что за десять лет на уровне тарифов это отразится на 6%. Другого анализа пока нет.

население региона в том, что, обеспечивая себе чистый воздух, перерабатывая вторичные отходы сельского хозяйства, получая рабочие места, мы вынуждены согласиться на некоторое повышение стоимости передачи электрической энергии. Почему должна покупаться электрическая энергия сетевой организацией? Потому что это регулируемая организация, туда можно включить эти тарифы. Но, в то же время, есть и такие явления, когда мы строим возобновляемый источник, с согласия губернатора. Карелия – два года назад совет рынка разбирался с вопросом о выходе на оптовый рынок ГЭС, которую там построили за счет частных инвестиций. Стоимость электрической энергии – 8 рублей. Средняя стоимость электроэнергии по региону – 3 рубля. Как это интегрировать туда? И губернатор согласен. Но часть электроэнергии переходит на оптовый рынок. В первую очередь (как вы знаете, совет рынка состоит из нескольких палат) палата потребителей категорически возразила против выхода. Сбытовые организации категорически возражают против выхода, потому что понимают о стоимости электроэнергии на рынке. Генераторы возражают, потому что это их ниша. Процесс непростой, но вопрос, который мы задали строителям этой гидроэлектростанции (они дошли до президента, он их поддержал): почему такая высокая стоимость электрической энергии? А какова стоимость денег в этой стоимости электрической энергии? И они ответили: если бы кредиты были хотя бы пятилетними – стоимость электрической энергии была бы 5 рублей, а поскольку они трехлетние, нам нужно перекредитовываться постоянно – вот она и 8

Поэтому вот мой вопрос... Вы представляете серьезную организацию, которая стимулирует возможности организации длинных кредитных цепочек, для того чтобы стоимость электрической энергии от возобновляемых источников была понижена и этот процесс был не таким болезненным.

— А.Б. Жихарев. Во-первых, прокомментирую относительно вторичных и/или возобновляемых источников. К счастью, в 35-м законе у нас четко написано, что к возобновляемым источникам энергии относятся в том числе отходы производства и потребления. Еще есть попутный газ нефтяных месторождений, там давно эта поправка появилась. Поэтому, если переходить к стоимости денег, мы сталкиваемся с проблемой. Как видим, проекты сейчас реализуются либо за счет частных инвестиций, либо за счет привлечения средств для кредитования оборотной деятельности крупных предприятий, исполь-

зуя кредиты наших российских банков – это ВЭБ, ВТБ или Сбербанк. К сожалению, привлечение квалифицированного инвестора и иностранного инвестора в данный сектор пока с трудом себе представляю, потому что на этапе принятия инвестиционного решения перед инвестором стоят серьезные организационные и административные риски. То есть, принимая решение об осуществлении инвестиций, инвестор не понимает, сколько времени у него займет процедура квалификации, какой у него будет тариф, как быстро он сможет осуществить возврат своих инвестиций и чем ему все это будет гарантироваться.

Мы привыкли руководствоваться теми нормативными документами, которые уже функционируют, которые уже изданы. Мы продекларировали в законодательстве и в нормативных документах разного уровня о том, что возобновляемая энергетика будет развиваться, что это регулируемый вид деятельности. Сейчас мы начали поднимать вопрос относительно стоимостей, как их ограничить. Так давайте уже тогда признаемся, что мы ее развиваем, и попытаемся как можно более прозрачным сделать сам процесс, чтобы инвестор на этапе принятия инвестиционного решения уже знал, что, если он выполнит те или иные требования, он точно будет квалифицирован, он точно подпишет договор о присоединении к оптовому рынку. Хотя мы считаем, что для розничных генераторов это не должно являться обязательством. Что он точно получит тариф и он будет такого уровня, если он все сделает по той проектной документации, которую он принесет на этапе принятия инвестиционного решения. В таком случае, и иностранные банки, и международные финансовые институты, которые себя расценивают как институты развития будут заинтересованы в таких проектах и будут го-

товы предоставлять финансовые средства на срок и 10 лет, и более, в случае, если будет понятный срок окупаемости и будет какая-то гарантия. Сейчас мы видим, что таких гарантий нет, и риски настолько высоки, и сами проекты не должным образом структурированы... Такие риски на себя ни одна международная финансовая организация пока что взять, наверное, не может.

— Слово Игорю Кожуховскому, генеральному директору Агентства по прогнозированию балансов в электроэнергетике. Это одна из самых основных сегодня структур, кто занимается статистикой, анализом, аналитикой в электроэнергетике в таком общем масштабе.

— И.С. Кожуховский. Электроэнергетика и теплоэнергетика для меня не делятся на два разных сектора, для меня это один объект, который работает на двух рынках – на рынках электроэнергии и тепла. Может быть, сейчас это странно, потому что доля комбинированной выработки не превышает 30%. Но если учесть, что перспектива состоит в увеличении доли комбинированной выработки с 27% до 43–50%, а в тепле – с сегодняшних 30% до 70%, то перспективный взгляд позволяет говорить о том, что это единый объект, и проектировать правила работы рынков электричества, тепла необходимо настолько тесно, связано, скоординировано, чтобы этот объект был эффективен на этих рынках.

Много или мало государства нужно для того, чтобы инвестиции пошли в энергетику? Мне очень симпатична идея, что государства должно быть по минимуму, так сказать, все должно решаться на уровне рыночных субъектов. И это теоретически правильная конструкция. Но в энергетике, к сожалению, не получается вот так в лоб, прямо. Мы должны пройти через этап строительства государ-

ственных инструментов, инструментов государственного управления. Эти инструменты двух видов – это рыночные инструменты и инструменты перспективного развития, перспективного планирования, которые в энергетике существуют вместе. И здесь нет никакого противоречия, поскольку есть рыночная часть энергетической инфраструктуры, есть естественно-монопольная. Более того, скажу даже то, что рынки в электроэнергетике, и теплоснабжении являются ничем иным как сложным инструментом государственного регулирования.

Инструменты государственного регулирования, относящиеся к теме перспективного планирования – довольно сложная и длинная цепочка взаимосвязей до конечного результата, до привлечения инвестиций. А это в свою очередь, опять же, не конечный результат. Конечным является польза для потребителя – надежность, тарифы и т.д. И здесь у нас линейка прогнозных программных продуктов, которая создана в электроэнергетике. Это генеральная схема на 20 лет развития электроэнергетики. Схема и программа развития ЕЭС России на семь лет. Региональные схемы и программы. Вот эта линейка в электроэнергетике вызывает много критики, много необходимо дорабатывать, но, в принципе, это единственный пример взаимосвязанного цикла ежегодной и периодической разработки этих документов. Вот эти перспективные документы, под ними идут инвестиционные программы соответствующих компаний, далее долгосрочные тарифы и инвестиции. Без этой всей цепочки инвестиций, к сожалению, не случается или они носят сугубо государственный характер.

Что касается федерального уровня, федеральных документов и объектов, крупных объектов государственных компаний (это прежде всего Федеральная сетевая компания, Росатом), то здесь этот инструмент или система документов более-менее работает. Но когда мы переходим к региональной энергетике, начинаются проблемы. Эта система не достроена, функционирует неудовлетворительно, полна противоречий, представлена фрагментарно. На уровне субъектов Федерации схемы и программы, которые разрабатываются уже четвертый год, половина из них – это профанация. Это дань жанру, они не содержат реальной оптимизации схем электроснабжения, долгосрочных тарифов. Поэтому, инвестиции в региональную энергетическую инфраструктуру буксуют. Опускаемся на муниципальный уровень – важнейший уровень энергетике. Электроэнергетика на муниципальном уровне вообще не представлена. Просто нет такого жанра. Если почитать

все наши документы, это документы о федеральной электроэнергетике.

Теплоснабжение, о нем сегодня говорили подробно в первой части конференции. Схемы теплоснабжения провозглашены, реально их в большинстве городов и населенных пунктов нет. А там, где они появляются, к сожалению, тоже дань жанру, попытка что-то сделать в какой-то срок. Но, к сожалению, схемы фиксируют сложившийся технологический уклад и не позволяют достигнуть реального повышения эффективности. А можно было бы, есть примеры эффективных схем теплоснабжения. Если говорить о муниципальном уровне, то надо провозглашать тезис о том, что должны появиться схемы и программы оптимизации коммунальной энергетической инфраструктуры, включая теплоснабжение, электроснабжение, газификацию. И только тогда мы добьемся серьезного снижения, сокращения тарифной нагрузки на потребителей. На муниципальном уровне долгосрочных тарифов практически не появилось.

И здесь мне представляется такой идеальной такая картина. Безусловно, должны появиться государственные документы муниципального уровня, перспективные схемы тепло-, электро- и газоснабжения. Должны появиться инвестиционные программы субъектов энергетике, муниципального уровня. Сегодня говорилось, и я это поддерживаю, на уровне муниципального образования должен появиться один субъект, ответственный за развитие энергетической инфраструктуры. Пусть это будет ЕТО или в принципе какая-то консолидированная энергетическая компания, которая уполномочена за развитие муниципальной инфраструктуры в данном муниципальном образовании. Должен появиться документ государственно-частного партнерства (аренда ли, концессия ли) на 15–20–25 лет. И только под этой конструкцией осмысленно выглядят долгосрочные тарифы. Они долгосрочные только по названию, на самом деле это 3–5 лет, а модернизация энергетической структуры муниципального образования занимает, минимум 15 лет. И только на таком уровне, при таком подходе можно увидеть зримый тарифный эффект, поскольку тариф ассоциируется с муниципальным образованием, я имею в виду тариф на тепло, да и тариф на электричество, несмотря на дифференциацию по группам потребителей.

Что я считаю ключевым здесь в психологическом подходе. Мне кажется, принципиально показать общественности, государственным органам, что схемы модернизации коммунальной местной, региональной инфраструктуры при условии применения современных технологий когенерации, тригенерации в

сочетании с возобновляемыми источниками энергии, могут приводить к серьезному долгосрочному сдерживанию роста, стабилизации и даже абсолютному сокращению тарифов на тепло и на электроэнергию. Это не утопия, это то, что можно показать, доказать на примерах.

Принципиальный вопрос – это неготовность населения, властей, общественности терпеть период возврата инвестиций. Этот период занимает 5–7–10 лет, может быть. И фокус государственной политики привлечения инвестиций, как мне кажется, должен быть направлен на применение различных инструментов государственной поддержки, преференций, для того чтобы срезать вот этот «тарифный горб» на период возврата инвестиций, предоставить субсидии, субвенции, дешевые деньги государственных институтов развития. Вот этот ключевой, как мне представляется, момент, относится к очень разным сюжетам. Валентин Ефимович привел сегодня сюжет с малыми ГЭС, он полностью описывается этой картиной. Малые ГЭС после окупаемости инвестиций, конечно же, дадут снижение тарифа на электричество. Но никто не готов терпеть вот этот период.

Поэтому, коллеги, мне кажется, что показывать этот долгосрочный эффект, педалировать на том, что мы его достигаем, – этого не хватает в нашей государственной политике в отношении региональной энергетике. И здесь мы сталкиваемся, конечно, с главным препятствием – это краткосрочность всех наших усилий, всей государственной политики, политики на местном уровне по отношению к энергетике. Все хотят эффекта здесь и сейчас, и поэтому появляются все эти price-cap's, телевизионные методы регулирования и т.д. Поэтому долгосрочность подхода – вот принципиальный вопрос, который нужно объяснять. А фокус государственной политики в демпфировании краткосрочных негативных последствий, краткосрочной нагрузки.

— Я хочу сказать, что вот это движение к долгосрочности просматривается везде. Схема водоснабжения и водоотведения – программа развития, схема должна быть долгосрочной. Электроэнергетические схемы, поверьте мне как бывшему заместителю губернатора небольшой области.

Я думаю, такая картина сохранилась в большинстве областей. В 1997-м году пришел к управлению в области и обнаружил, что в руках областной администрации полной схемы электрических сетей области нет. Есть только название организации, которая по каким-то населенным пунктам осуществляет поставки электрической энергии. Причем



Некоторые сетевые организации, где мудрые руководители работают, они обращаются, говорят: что-то сделайте там на федеральном уровне, чтобы это безумное сетевое строительство остановить. Потому что приходит губернатор и говорит: «Вот территориальная сетевая организация, она регулируется моим РЭК, ее федеральный уровень не видит. На листочке в клеточку принесли мне инвестиционный проект, линию отсюда и до вечера». Будет она нагружена или не будет, хоть и 10 киловольт, но ее нужно строить, потому что губернатор приказал, в тариф включили, РЭК утвердил – строим. «Так если бы, – говорят, – нам предложили схему электроснабжения перспективную хотя бы лет на десять, мы бы что-то подсказали. Сказали бы, что давайте не будем так строить. Мы скоро всю землю застроим этими линиями электропередач!»



энергетическая компания, одна из самых мощных в стране, всю область покрывала. При этом там понятная картинка – сельские сети, различные военные, муниципальные и т. д. Пестрая картина. За три года кое-как собрали эту схему, сейчас ее перевели в цифру. Так хоть понятно стало, что развивать. Осталось с планами собраться. Я думаю, что сегодня в большинстве наших субъектов Федерации этих схем просто нет. Я уже не говорю о перспективных схемах электроснабжения. Потому что когда мы обсуждали это в электросетевых подразделениях МРСК, конкретно обсуждали вопрос пустых подстанций. По требованию губернатора под какие-то проекты была построена подстанция – 220 киловольт, низкое напряжение 35, небольшая подстанция, с достаточно большими капиталовложениями. Включена в тариф. Потребитель заплатил. Теперь, когда эта подстанция работает с 3% нагрузки, трансформатор выдает ли полную, загружен ли он под завязку или 3%, подходит срок – его нужно испытывать. Это затраты. Линия электропередач, подстанцию нужно охранять, потери в сети, хоть они и на холостом ходу, надо оплачивать. Наступает второй период перекрестного субсидирования. Потребитель оплатил один раз, теперь он оплачивает эту холостую подстанцию.

Некоторые сетевые организации, где мудрые руководители работают, они обращаются, говорят: что-то сделайте там на федеральном уровне, чтобы это безумное сетевое строительство остановить. Потому что приходит губернатор и говорит: «Вот территориальная сетевая организация, она регулируется моим РЭК, ее федеральный уровень не видит. На листочке в клеточку принесли мне инвестиционный проект, линию отсюда и до вечера». Будет она нагружена или не будет, хоть и 10

киловольт, но ее нужно строить, потому что губернатор приказал, в тариф включили, РЭК утвердил – строим. «Так если бы, – говорят, – нам предложили схему электроснабжения перспективную хотя бы лет на десять, мы бы что-то подсказали. Сказали бы, что давайте не будем так строить. Мы скоро всю землю застроим этими линиями электропередач! А когда введут налог на землю, на линейные объекты, мы же просто разоримся все хором!» Поэтому мы давайте это хоть как-то оптимизировать будем.

Я обращаю внимание особенно тех региональных представителей, которые здесь сидят: тенденция к долгосрочности во всех федеральных законах заложена. Водоснабжение, газоснабжение, электроснабжение. И лозунг такой: нет в схеме – нет в тарифе. Если будете обращаться за присоединением — постановление уже выходит, закон мы приняли о плате за технологическое присоединение к сетям газоснабжения, оно уже есть. Оно – практически аналог с электроснабжения списано, там тоже часть затрат несет присоединяемое лицо, физическое или юридическое, а то, что оно не может покрыть, включается в тариф. Вот если в схеме газоснабжения не будет, в тариф включать не будут. Я очень надеюсь, что мы этого добьемся, что это будет повсеместно. Не будет схем – нет в тарифе, нет подключения. Ну хватит нам вхолостую воздух греть и строить что попало неизвестно куда. А какие схемы теплоснабжения создаются – пример одного из сибирских городов, миллионника, я уже приводил.

Еще один документ, который в Государственной Думе рассматривается, он называется «О государственном стратегическом планировании». Это верхний документ, который будет все вот эти, как говорится, долго-

срочные программы объединять. Поэтому разрабатывайте, не стойте на месте, старайтесь, их разрабатывать правильно. Тогда у нас появится и долгосрочность, и можно будет говорить о создании компетенций в тех самых муниципальных органах, потому что их там сегодня тоже нет, чтобы можно было правильно регулировать и правильно планировать. Тогда у вас появится возможность привлекать длинные деньги, и тогда мы будем поэтапно осуществлять, я остаюсь приверженцем этой точки зрения: сначала вторичные ресурсы, потом возобновляемые или вторичные и возобновляемые там, где у нас сегодня нет централизованного электроснабжения, и там, где это нужно делать в первую очередь.

Я хочу предоставить слово следующему докладчику, который занимается практической реализацией, внедрением как раз того самого энергоэффективного оборудования и т. д. Слово Антипову Михаилу Александровичу, генеральному директору Энергетического центра ООО «Президент-Нева».

— М.А. Антипов. Дискуссия, которая сегодня происходит, чрезвычайно интересна и очень перспективна. Все, без сомнения, сходится в том, что проекты по возобновляемой энергетике являются интересными и, в среднесрочной перспективе, возможно, станут эффективными с финансовой точки зрения. Если рассмотреть вопросы, связанные с тем, как эта тема развивается, например, в Европе, то мы понимаем, что в Европе эта тема является дотируемой, и дотация осуществляется для достижения геополитической независимости от нефти и газа из других стран, например, из России. Потому что ветер и солнце есть везде, а вот газ, нефть, они есть в России. И европейские страны платят именно за это – за независимость, и платят очень существенные деньги. Целый ряд российских ученых высказывают мнение о том, что, возможно, возобновляемая энергетика в России нецелесообразна. Эти мнения заслуживают очень внимательного изучения. Не отторжения, потому что мы занимаемся, мы живем этой темой, а рассуждения, анализа с точки зрения экономической эффективности.

Некоторые сегодняшние выступления, скажем, не имели определенной нити, потому что нет рынка. Вот на сегодняшний день ни у кого нет сомнения в том, что необходимо добывать нефть, газ, алмазы. Почему? Потому что есть рынок потребления, спрос. В России же спроса на возобновляемую энергию нет. За исключением отдельных направлений и отдельных тем. Является ли это основанием для того, чтобы мы не изучали, не рассматривали возобновляемую энергетiku как перспектив-

ную? Конечно же нет. Этим нужно заниматься, есть потребность в том, чтобы очень интенсивно развивать технологии ВИЭ.

Какие же направления? Мы занимаемся практической реализацией, построением тех объектов, которые на сегодняшний день востребованы не с точки зрения региональной энергетики, а, с точки зрения потребностей различных корпораций – «Газпрома» на Ямале, «Российских железных дорог», которые выделяют инвестиции для того, чтобы эти комбинированные объекты (ветер-солнцедизель) создавать, например, на Сахалине, в других областях, где инвестиционные затраты на создание централизованной энергетики очень большие.

Все северные регионы – Архангельская губерния, Ямало-Ненецкий, Чукотка, Сахалин, Якутия имеют огромное количество объектов, которые работают на дизельной генерации. И здесь очень важно понимать, что та энергетика, о которой мы говорим, она является дополняющим инструментом, она на сегодняшний день не может быть самостоятельным звеном. Однако же изучение, создание объектов генерации, получение, что очень немаловажно, опыта эксплуатации по этим объектам в наших климатических условиях дают бесценный положительный опыт.

В целом ряде случаев создание этих объектов имеет и экономический смысл. Например, если мы имеем категорированных потребителей в тех или иных случаях, то создание второго фидера для этих потребителей является необходимым условием. И объекты возобновляемой энергетики (например, ветродизель, солнцедизель) являются, по сути, вторым фидером. И вместо того, чтобы прокладывать линию электропередач за многие сотни, а то и тысячи километров, что с экономической точки зрения является неподъемным, создание такого рода объектов непосредственно на месте потребления экономически обосновано. И таких объектов достаточно много. То есть развитие этой темы без применения ресурсов, потребностей корпораций в России на сегодняшний день, думаю, будет необоснованным.

Второе. Энергетика собственных нужд. В дежурных режимах нам нужны источники значительно меньшей мощности для обеспечения энергетики собственных нужд, в этом случае использование мощных дизельгенераторов либо иных генерирующих мощностей является экономически необоснованным. Применение ветрогенерации на сегодняшний день для такого рода решения является очень эффективным. И такой объем потребителей на сегодняшний день насчитывает сотни.

Телекоммуникации. Для объектов 3G, 4G, на удаленных объектах в самых удаленных областях, где нет централизованного электроснабжения есть потребность в такого рода генерации. Мощности небольшие – 5, 10, иногда 15 киловатт, но условия эксплуатации достаточно жесткие. К сожалению, на сегодняшний день те российские наработки, которые могут быть представлены и представлены на рынке, требуют еще апробирования и доведения, исходя из опыта эксплуатации. Мы этим тоже занимаемся, и это очень-очень существенный пласт работы.

Региональная энергетика. То, о чем здесь говорили. В той части, в которой требуется замещение неэффективной дизельной генерации на более экономичную. Как минимум для дежурных режимов. Таким образом, уже на сегодняшний день возобновляемая энергетика как дополнение к большой генерации находит и в дальнейшем будет находить еще более широкое применение в очень большом круге задач. Немного. Но, тем не менее, это позволяет получить опыт эксплуатации, позволяет наработать технологии, позволяет выстроить алгоритмы управления в рамках функционирования единых систем, как централизованных, так и такого рода дополнительных.

Что дальше? То, о чем сегодня говорили – частно-государственное партнерство. Это путь, по которому, без сомнения, используя корпоративные потребности, финансирование, региональное планирование, мы сможем выйти на создание целых региональных кластеров по целому сегменту территорий, где можно строить такого рода объекты. К сожалению, и это тоже следует признать, целый ряд компаний в Европе, которые занимались в том числе и сетевой возобновляемой энергетикой, они разоряются, они на сегодняшний день не востребованы. Все определяется ценой нефти и ценой газа. Если она очень высока, тогда, естественно, потребность в возобновляемой энергетике существенна. Как только случился кризис – целый ряд вопросов и целый ряд компаний испытывают финансовые затруднения. Я это говорю не понаслышке, целый ряд наших партнеров в Европе на сегодняшний день испытывают огромные проблемы с финансированием, с рынками, с производством. И в этой части мы должны отдавать себе отчет, что государства перестают финансировать в том объеме, в котором это было несколько лет назад, проекты по возобновляемой энергетике. Однако же я думаю, что не надо быть в этой части пессимистами. Во-первых, солнечная энергетика – стоимость производства киловатт-часа за последние 5–7 лет существенно уменьшилась.

Называются разные показатели, от 70% до 100%. И это уже на сегодняшний день является существенным аргументом для того, чтобы заниматься этой темой. То же самое касается и возобновляемой ветроэнергетики.

В России на сегодняшний день компаний, которые системно, квалифицированно, качественно производили бы такого рода оборудование, единицы. Более того, очень часто эти компании испытывают свое оборудование на заказчиках, не апробируя, не проводя соответствующих ресурсных, эксплуатационных испытаний. Это является ограничивающим параметром. Однако есть компании, которые профессионально и качественно занимаются этой темой. И думаю, что целый ряд идей, которые сейчас реализуются, например, идея мобильных гибридных установок, не привязанных к территориям, они используются по потребности. Такого рода решения являются чрезвычайно интересными. И некоторые компании у нас в России имеют такого рода технологии. Есть еще целый ряд практических идей, о которых я сейчас не буду говорить, но которые при необходимости мы можем как-то обсудить в формате какой-то совместной работы, для того чтобы можно было их применять для конкретных проектов. То, что касается законодательной базы. Безусловно, это отдельная тема. И то, что она на сегодняшний день обсуждается на таком высоком уровне, заслуживает всяческого уважения. И Валентин Ефимович является одним из самых больших сторонников этой работы. Нет сомнений, что эта работа принесет свои положительные результаты. Спасибо.

— *Слово следующему нашу докладчику по первой части. Это Брижань Виталий Васильевич — министр промышленности и энергетики Краснодарского края.*

— В.В. Брижань. Сегодня кубанская энергосистема, в общем-то, на слуху. Все, наверное, слышали, о ее проблемах, во многом они схожие и с нашими соседними регионами, и с регионами России в целом. Но есть и свои особенности. Главная наша особенность в том, что сегодня энергопотребление Краснодарского края растет на 5–7% в год, что выше среднего российского примерно на 3%. Еще одна особенность – это то, что в регионе существуют регионы высоких рисков по приказу Министерства энергетики. Это юго-западный район (Новороссийск) и Сочинский район, в котором энергопотребление за год растет еще больше, оно растет до 10%. Сегодня энергосистема края столкнулась с проблемой, что зимний максимум у нас уже равен летнему максимуму. Сегодня время проведения ремонтной программы наших энергосетевых компаний сокращается до 2–3

месяцев. То есть межсезонье от перехода и завершения ОЗП к переходу к нашему летнему сезону, в котором бурно потребляют энергию курорты.

Сегодня край самостоятельно вырабатывает примерно 40% потребляемой электроэнергии. Но если говорить о генерации, то здесь еще более-менее, здесь мы увидим инвестиции, но скорее всего инвестиции такие отраслевые, крупных игроков на рынке. Это, прежде всего, — «Газпром», «ЛУКОЙЛ». «Газпром» – Адлерская ТЭС – основной источник генерации сочинской олимпиады. ЛУКОЙЛ – это «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго», Краснодарская ТЭЦ. Мы видим здесь перспективы для дальнейшего развития генерации и обеспечения собственного потребления.

Проблемы, по нашему мнению, — в сетях. Сегодня в них наиболее сложная ситуация. Требуется развитие распределительного комплекса. Какие лекарства от этой болезни? Лекарства одни – это существенные финансовые вливания. Сочинская олимпиада показала нам, что без таких вливаний повысить надежность системы невозможно. Стоимость таких вливаний мы сегодня можем показать на примере Сочи, – порядка 15–20 миллиардов рублей.

С точки зрения инвестиций на сетевом рынке, я скажу свое мнение, сегодня нет инвесторов. Инвестор один – либо государство, либо те сетевые компании, которые сегодня занимаются этим бизнесом. С этой точки зрения у нас большая надежда на создание российских сетей и увеличение потенциала инвестиционных программ наших сетевых компаний. С точки зрения власти, сегодня у нас разработана программа повышения надежности нашего распределительного комплекса. Мы разработали такую трехлетнюю программу. Порядка 20 миллиардов руб. мы хотим направить на распределительный сетевой комплекс. И, как здесь было сказано, важно, что мы будем направлять через муниципальные образования. Здесь возникает вторая проблема – это отсутствие комплексных программ развития. То есть тех схем энергоснабжения, теплоснабжения, а они связаны очень плотно друг с другом, которые должны быть.

Поднимался вопрос о том, что мы в сети бездумно можем вкладывать миллионы и миллионы рублей. Ну, наверное, такая позиция сохраняется. Но, с другой стороны, сегодня у нас незагруженных подстанций тоже много, и об этом говорилось. И есть предложение, а вернее, есть, наверное, необходимость возврата к старому: плата за мощность. Это проблема большая, нужно менять правила игры по технологическому

присоединению. Сегодня потребитель сидит на этой мощности, мы имеем в режимный день загрузку подстанций в Краснодаре, который максимум энергодефицитный район, 20–26%, при этом центр питания закрыт. Он по документам закрыт, и энергосетевая компания говорит мне, как министру: «Я не могу присоединять туда ни инвестора, ни жильё, никакого другого потребителя».

А сегодня и инвестор стал другим, коллеги. Сегодня инвестор хочет получить мощность на границе своей территории. Простой пример — завод «Класс», первая очередь у нас функционирует, и достаточно успешно, ну, наверное, лет 5–7. Сегодня наши немецкие коллеги хотят развивать эту территорию, но говорят: «Ребята, по тем правилам, которые были 5–7 лет назад, мы работать не хотим. Вы дайте нам на границе; дайте энергомощность, дайте газовую мощность, дайте сети водоснабжения и водоотведения. Поэтому громадный потенциал развития энергосистемы — изменение правил игры на рынке технологического присоединения. Да, много есть резервов сетевых компаний: это снижение потерь, это и внутренние резервы, и так далее. Но это, я считаю, оперативно можно сделать».

Второй вопрос: перейду к энергосбережению и энергоэффективности. Важная программа, поддержанная федеральным центром. Сегодня в Краснодарском крае действует программа энергосбережения и повышения энергетической эффективности. Она достаточно длинная, мы ее специально такой сделали. Она рассчитана на 2011–20 гг., на перспективу развития. Что мы сегодня хотим сделать? Мы хотим «набить» ее теми мероприятиями, которые дадут мгновенный эффект. Первое — это разработка вот этих схем теплоснабжения, схем энергоснабжения; у нас они будут называться программы комплексного развития территории. Они стоят денег, за счет программы энергосбережения, я считаю, да, вроде бы разработка бумаги, но бумага важная, и бумага, которая на самом деле даст потом большой эффект в развитии регионального рынка энергетики.

Сегодня мы установили в прошлом году индивидуальные тепловые пункты. Ну, наверное, больше мероприятие под олимпиаду, мы это делали в Сочи, но на сегодня мы видим, что оно даст снижение по отопительному сезону порядка 35–37% в общем платеже за тепло среди населения. И вот такие мероприятия мы хотим в эту программу по энергоэффективности внедрять и дальше развивать.

Возобновляемые источники энергии. Да, наверное, перспектива, но перспектива не

сегодняшнего дня. Сегодня не создают они конкуренции традиционным источникам энергии. Я задавался вопросом, мы проводили достаточно много и рабочих совещаний, и встреч, почему? Вроде бы край настолько в плане возобновляемых источников энергии развит: ветровые нагрузки, вода, солнце; но сегодня эти возобновляемые источники энергии и соответствующие конкретные проекты, наверное, строятся не благодаря, а вопреки. Проблемы сегодня были достаточно подробно исследованы, рассмотрены. Да, нужна поддержка федерального центра. Да, нужны поддержки конкретным инвесторам. Сегодня мнение такое: вот, импортное оборудование; допустим, у нас ветроэнергетика развивается, и достаточно реальные программы по развитию ветроэнергетики до 360 МВт мы в течение пятилетки хотим на территории края посадить в схему энергоснабжения. Завозятся импортные материалы. Ну, а что, сетевые компании в большинстве своем строят из отечественных? Тоже применяются импортные. То есть, дороговизна.

Я поддерживаю мнение, что дороговизна не сама по себе, а дороговизна денег, которые привлекаются. Конкретный пример: буквально две недели назад ко мне пришли и попросили подписать с нашей сетевой организацией «Кубаньэнерго» соответственно соглашение долгосрочное на 10 лет. Спрашиваю, зачем — для получения кредита в одном из западных банков. На это же совещание приходит сетевая компания и говорит: «Да не можем мы на 10 лет, не регулируются у нас тарифы на 10 лет, не могу ему ничего пообещать и взять на себя соответствующие обязательства». Поэтому проблем много в развитии возобновляемых источников энергии, но я думаю, совместно с нашими коллегами, совместно с федеральной властью, исполнительной субъектов федерации, все-таки этот сегмент рынка энергетики должен развиваться. Не так быстро; по моему мнению, что перспективы планирования там должны быть 5–10 лет.

— *Вы обратили внимание на непродуманный вопрос, который сегодня обсуждается на уровне федеральном, в Совете рынка, в энергетическом сообществе — это вторичный рынок мощности, назовем его так. Потому что те предприятия, которые получили эту мощность по наследству, подключены к сетям, объемы свои сбросили, что делать с мощностью? И никому не отдают, потому что надеются, что когда-то они смогут ее реализовать; либо продать не могут, потому что правил нет. Вто-*

рой процесс, который запущен законом об энергоэффективности — там тоже будет высвобождаться мощность. Что с ней делать? И вопрос вторичного рынка мощности — пока еще лекарства нет, пока еще правил нет, но мы об этом думаем. Я думаю, что в конце концов он когда-то реализуется. Вот спасибо, что этот вопрос поднимаете. У нас в первой части последний доклад. Селютин Дмитрий Эдуардович, первый заместитель генерального директора акционерного общества «ДВЭУК».

— Д.Э. Селютин. Слушая сегодняшнюю дискуссию (и в первой ее части, и во второй), я убеждаюсь в одном, что со временем не меняются наши принципы, а меняются наши заблуждения. Это точно. Мне симпатична мысль, с которой начал сегодняшнюю дискуссию Валентин Ефимович о том, что через создание мощной управляющей компании мы создаем ту систему управления энергосетевым комплексом, которая существовала, но, к сожалению, мы вынуждены констатировать, что в этой системе нет одного ключевого элемента, о котором Валентин Ефимович тоже сказал: это министерство энергетики СССР. Нет ни СССР, ни министерства энергетики. Есть некое министерство энергетики, которое, вероятно, выполняет некие функции, которые, впрочем, со временем я вижу все меньше и меньше. И вот та проблема, которая обсуждается сегодня, проблема привлечения инвестиций в региональную энергетику, для России имеет совершенно особое звучание.

Я не открою большого секрета о том, что единой национальной электрической сети, единой энергосистемы в Российской Федерации не существует. Она заканчивается в Забайкальском крае, там, где дальше начинается Объединенная энергосистема Востока, вторая нецефоновая зона. И колоссальная территория РФ, которая работает в изолированных, автономных режимах: это Якутия, это Магадан, это Сахалин, Камчатка, еще несколько субъектов. Ответ на вопрос, каково соотношение парадигмы развития электросетевого комплекса и распределенной энергетики, мы ищем в течение последних 10 лет. Мне кажется, что сейчас нащупано разумное сочетание решения проблем энергодефицитных районов путем сетевого строительства и путем создания обособленных источников генерации. Я приведу просто несколько примеров, которые нам удалось реализовать в последнее время.

Превратить республику Саха-Якутия в медную доску, затратив колоссальные

средства на создание сетей, конечно, невозможно. Но в Якутии, благодаря усилиям и регионального правительства, и благодаря энергетическому сообществу стала активно развиваться распределенная энергетика. Но тут два типа развития. В принципе, то, что начала «Алроса» (от большой нужды, между прочим, от огромного объема перекрестного субсидирования, которое существует в республике Саха-Якутия): создана собственная генерация. Это один тип создания распределенной энергетики. Сейчас близки к таким решениям «Газпром», и близки к таким решениям «Сургутнефтегаз». Но когда мы предложили этим недропользователям, которые стали осваивать объекты газоконденсатных месторождений на западе Якутии, интегрироваться в единую национальную электрическую сеть, эти недропользователи согласились.

Мы, реализуя большой проект внешнего энергоснабжения ВСТО и проходя рядышком с теми месторождениями, о которых я говорил, увидели возможность интеграции тех мощностей (которые создаются, кстати, на попутном газе) в единую энергосистему. И одновременно (пожалуй, единственный пример на Дальнем Востоке индивидуально-частного партнерства в сетевом строительстве) это строительство линии Пеледуй–Мамакан–Кропоткин. Это проект, который мы начали сейчас реализовать совместно с «Полюс-Золото» для того, чтобы обеспечить электроэнергией те месторождения, которые «Полюс-Золото» осваивает в Бодайбинском районе, и, решая проблему региона высокого риска, к которому, наверное, Валентин Ефимович, Бодайбинский район относится уже последние лет 15, как только приказы Минэнерго по РВР стали выходить.

На две трети этот проект реализуется, финансируется государством, на треть это частные инвестиции. И мы нашли способ возврата этих инвестиций частному инвестору. Поэтому я убежден в том, что для создания энергетического каркаса Дальнего Востока, для создания крупной энергетической структуры, скелета Дальнего Востока мы в течение ближайших 10–15 лет будем говорить о привлечении государственных инвестиций как раз через те инструменты, о которых говорил Игорь Степанович: через создание программ государственного развития, через программы развития электроэнергетики. И, конечно, все это должно опираться на программы развития электроэнергетики субъектов федерации.

Региональная энергетика. Теплоснабжение как эффективный бизнес

Может ли теплоснабжение быть эффективным бизнесом? Эта тема стала основной для панельной дискуссии в рамках форума «ТЭК России 21 века». Модератором полемики выступил Андрей Лихачев, участниками — ведущие эксперты тепло- и электроэнергетической отрасли России.



— Ю.А.Удальцов: Поскольку мне ближе сектор электроэнергетики, чем теплоснабжения, я начал бы с того, что у нас за последнее время сильно изменился баланс между когенерацией и обычной тепловой конденсационной генерацией. Так сложились условия на рынках электроэнергии и тепла, что мы пришли к недопустимой ситуации, когда когенерационная выработка тепла оказалась наименее эффективной из всех возможных вариантов. Это предстоит изменить в ближайшее время любой ценой, потому что в наших климатических условиях именно совместное производство тепла и электроэнергии является наиболее эффективным и для производителей, и для потребителей, — поскольку коэффициент использования топлива наиболее высокий именно в этом случае. Произошло так по разным причинам: отчасти из-за сдерживания тарифов на отпуск тепла на коллектора ТЭЦ, отчасти из-за перекрестного субсидирования между тепловой энергией и электрической, отчасти из-за процессов, которые происходили в 90-е гг. с потерей тепловой нагрузки и созданием избыточных мощностей по производству тепла, отчасти из-за структурных изменений. Но, если мы сейчас не исправим этот перекос, то в следующий раз мы будем спрашивать не о том, какой из секторов теплоэнергетики работает качественнее, а почему стало совсем плохо.

Первое — надо поменять условия таким

образом, чтобы стране было выгодно развивать когенерацию в полном объеме. Это потребует изменений и на рынке тепла, и на рынке электроэнергии. Я бы призвал обсудить, что нужно сделать для того, чтобы выровнять условия для нормального воспроизводства когенерации в стране.

Я не являюсь главным специалистом в области именно теплоснабжения, но является совершенно правильным укрепление роли ЕТО, Единой теплоснабжающей организации, и трансформация тарифообразования в сторону альтернативной котельной. В ситуации низкой эффективности сектора теплоснабжения, повышение эффективности возможно только в том случае, если у нас возникнет организация, которая будет достаточно ресурсов, чтобы работать над повышением эффективности. Только в этом случае одновременно улучшится состояние дел в сфере теплоснабжения и не проиграют потребители, поскольку будет в значительной степени устранена копившаяся годами неэффективность. Чтобы искать оптимальные решения (перекладывать сети, менять конфигурацию тепловых источников, часть закрывать), необходимо дать долгосрочную тарифную перспективу производителям, но и обезопасить потребителей от возможного диктата монополистов. Мне кажется, альтернативная котельная является тем самым рубежом, который и ограничивает эту ситуацию. Давно

пора признать, что мы в тепловом секторе сидим в рынке. У нас уже не монополия ситуация: потребители строят собственные котельные; если раньше это были только крупные и промышленные потребители, то теперь это и жилищный сектор. В этом смысле мы находимся в рыночной ситуации. Централизованные теплоэнергетики не должны продавать тепло своим потребителям выше стоимости альтернативной котельной, но, с другой стороны, внутри этой стоимости должны иметь возможность для оптимизации системы и собственной экономики. Мне кажется, эти два стержня являются теми, которые позволяют исправить ситуацию с перекрестным субсидированием в теплоснабжении. А дальше можно говорить изменении системы в электроэнергетике, которое сделало бы ситуацию воспроизводимой и устойчивой.

— *Какой может и должна быть теплоэнергетика, в чем здесь бизнес, какова конфигурация, какова роль участников. Интересно услышать человека, который возглавляет самую крупную частную энергокомпанию в нашей стране, и который отвечал за техническую политику РАО «ЕЭС России».*

— Б.Ф.Вайнзихер: Я бы хотел сказать о регулировании в сфере теплоснабжения. Есть две главные тенденции в теплоснабжении. Первое: я не знаю места в России, где теплопотребление растет; оно падает отчасти от

эффекта энергоэффективности, отчасти от эффекта ухода потребителей. Отпуск тепла в паре упал по стране кардинально. Так, КЭС потерял 75% отпуска тепла в паре за постсоветские годы. И второй тезис — это колоссальные избытки мощностей, которые оплачивает потребитель. По нашим регионам от 20% до 100% излишних мощностей. При этом теплоснабжение — самая отсталая отрасль в стране. Я не представляю, где еще до сих пор считается нормальным, что летом можно отключать горячую воду, а отопительный сезон начинается не в зависимости от погоды, а по команде мэра. Изменение параметров теплоснабжения невозможно в зависимости от того, что у какого-то потребителя не соответствует его устройство для приема тепла; например, пластиковые трубы. У нас есть города, где мэр пишет письмо генеральному директору ЗАО КЭС: «Прошу температуру не поднимать выше 110 градусов, потому что у нас часть домов оборудованы системами, которые не позволяют поднимать ее выше». В итоге, вместо графика 150 на 70 мы держим реально 110 на 70. Только тепловые сети сознательно минимум два раза в год мы подвергаем гидравлическим испытаниям — сознательно рвем. В экономике мы тоже самые отсталые, потому что это единственный коммунальный ресурс, учет которого просто даже по закону не везде обязателен, не говоря уже о том, что оснащен совсем слабо. Полностью разрушена цепочка ответственности между жителями, управляющими компаниями в многоквартирных домах и нами. С точки зрения надежности теплоснабжения, всегда было плохо, а стало еще хуже; и будет просто ужасно, если ничего не делать. У меня есть объяснение, почему все так плохо. Это много разных вещей: сдерживание тарифов, регулирование от достигнутого; угроза вырезания экономии. Но главное — что теплоснабжающие организации и потребителя вывели из разговоров о том, сколько стоит тепло. Мы можем только представить свои предложения в РЭК, РЭК примет их или нет; но потребителя давно никто не спрашивает. Это главная причина ухода паровых потребителей. Мы проводим большую работу по их возвращению; она имеет плоды, успехи. Мы многих возвращаем, прибегая к прямым договоренностям. В условиях, когда падает сам продукт, регулировать по методу регулирования необходимой валовой выручки — вообще полная бессмыслица, потому что как бы ни росли тарифы, больше денег не будет.

Никакой монополии на производство тепла и его продажу не существует. У потребителя масса способов избавиться от услуг теплоснабжающих организаций даже в мно-

жоквартирных домах. Поэтому есть предложение — полностью отменить регулирование сразу для всех промышленных потребителей либо для потребителей, присоединенных к коллекторам станций, котельных. В принципе такая возможность оговорена даже для новых потребителей, но ограничена рядом отлагательных и согласовательных условий со стороны органов власти. А далее для населения и социальности регулирования может осуществляться по методу альтернативной котельной. То есть, для каждого региона должен быть установлен предел тарифа на тепло. Тогда не будут появляться лишние котельные, которых могло бы не быть. Вернутся промышленные потребители, построившие в последние годы собственные котельные. По одному из наших городов у нас был существенный рост тарифа на тепло — 14%. Я задумался: если бы это устанавливал не РЭК, а я? Я должен был бы сказать, написать потребителям: «Уважаемые потребители, я, генеральный директор ЗАО «КЭС», принял решение с 1-го января увеличить тарифы на 14%». Сделал бы я это? Не уверен. Десять раз бы подумал, сколько потребителей уйдет, сколько нам недоплатят денег, и так далее. В этом отношении у регулятора нет ответственности: ему подали в соответствии с методикой материалы, он посчитал, установил тариф.

Поэтому я считаю, что отмена регулирования не страшна. Уверен, что рост платежей населения будет ниже, чем регулируемый. Никто не предлагает сделать это за один шаг. Моя оценка — это надо делать за пятилетку. Допустим, установить предельный уровень цены на 2018-й г. в ценах 2013-го г. И построить график, как тариф дорастет до нового уровня. Понятно, что метод альтернативной котельной не работает без назначения единого ответственного, ЕТО, который берет на себя риски, связанные с финансами: покупает тепло у других котельных, платит сетям, платит за ремонты. Но он же и получает выигрыши от того, что образом оптимизировал схему, вернул себе потребителя. Он несет перед всем населением и промышленностью ответственность за качество и надежность.

С качеством же все просто: потребитель о теплоснабжении не должен думать вообще. Мы приходим, щелкаем выключателем, и свет работает. Снимаем трубку, работает телефон. Потребитель должен иметь право потреблять тепло, когда вздумается. Это большой путь, но так живет весь мир. Спросите у жителя Хельсинки, когда начинается отопительный сезон: он не знает. Где-то в доме стоит регулятор, и тепло, когда нужно. Не говоря уже о горячей воде: не вижу никаких оснований делать перерывы двухнедельной длитель-

Отмена регулирования не страшна. Уверен, что рост платежей населения будет ниже, чем регулируемый. Моя оценка — это надо делать за пятилетку. Допустим, установить предельный уровень цены на 2018-й г. в ценах 2013-го г. и построить график, как тариф дорастет до нового уровня. Понятно, что метод альтернативной котельной не работает без назначения единого ответственного, ЕТО, который берет на себя риски, связанные с финансами: покупает тепло у других котельных, платит сетям, платит за ремонты. Но он же и получает выигрыши от того, что образом оптимизировал схему, вернул себе потребителя. Он несет перед всем населением и промышленностью ответственность за качество и надежность.



ности каждый год во всех домах города. Локально это требует усилий, но немного. Только потребитель может определить, является услуга хорошей или плохой. Мы пытаемся измерять температуру на коллекторах, что бессмысленно. Если дома не закрыта форточка, то можете делать что угодно на электростанции и сетях: это бессмысленно, если нет приборов учета тепла. По этому поводу надо сделать решительный шаг и стимулировать установку приборов, увеличивая стоимость безучетного тепла.

Что касается проблемы неплатежей, тепло является обыкновенным товаром. Ничего специального среди прочих товаров, услуг нет. Все мы знаем о громадных неплатежах: например, по нашей компании общий объем накопленных неплатежей составляет 35 млрд. рублей. Есть регион, где уровень долга превышает годовой отпуск тепла. Что должна делать управляющая компания при средних платежах населения 90-95%, чтобы накопить долг более 2 месяцев? Нужно считать, что тепло – это товар, который нельзя потреблять, не оплатив. Если действительно была бы возможность отключать неплательщиков, то отключенных зданий бы не было — поскольку идиотов в стране нет. Это касается и управляющих компаний. Если бы они понимали, что дом реально отключат, то долгов бы не возникало. По сути, мы всеми действиями в правовом поле дали управляющим компаниям шанс: делайте что хотите, все равно нельзя лишиться товара.

— *Ряд озвученных тезисов легли в работу, в частности в Москве. Нами поставлена задача отказаться от длительных перерывов горячего водоснабжения в летний период времени. Мы услышали современный взгляд на эту проблему, увидели жела-*

ние участников бизнеса сделать отрасль рыночной и современной. Насколько это возможно, не утопично?

— В.Е.Межевич. За последние полтора года к проблемам теплоснабжения развернулось и профессиональное сообщество, и Правительство РФ. Я участник двух рабочих групп, одна при Минэнерго, вторая – под руководством Дворковича, которые обсуждают проблемы теплоснабжения и их увязку с электроэнергетикой. Но хочу напомнить, что мы с вами отметили десятилетие действия ФЗ-35, который еще не конца реализован, потому что действует ФЗ-36 «о переходном периоде». Те, кто работал с ФЗ-35 законом в процессе его создания и доработки в Госдуме, помнят, что первоначальный вариант практически не учитывал теплоэлектроцентрали. Это оказалось роковой ошибкой, заложенной в ФЗ-35; его приходилось поправлять на ходу, с учетом громадного сектора электрической генерации, в том числе тепловой. По-моему, сегодня у всех (в том числе, у наших политических руководителей в Правительстве, у региональной власти) все больше и больше начинает появляться понимание, что же такое теплоэлектроцентраль. Правда, далеко не у всех есть понимание, что теплоэлектроцентраль – это центр жизнеобеспечения города, населенного пункта. Кроме того, что она производит тепло и обеспечивает район или город, с шин теплоэлектроцентрали получает электрическую энергию еще большее количество потребителей электрической энергии. Когда что-то происходит с электрической инфраструктурой, а это бывает достаточно часто — включается схема внешнего электроснабжения. Но теплоэлектроцентраль остается в локальной работе, если она нормально эксплуатируется, правильно построена за-

щита, обеспечивая потребителей, которые присоединены к ее шинам. И таких примеров много. Если вдруг по каким-то причинам (несовершенство рыночных условий, регулирования, непонимание роли для города) теплоэлектроцентраль закрывается, то для обеспечения теплом нужно быстро строить котельные. Но у котельной, независимо от вида топлива тариф на тепло как минимум в 1,5 раза выше.

Второй вопрос: потребителей, которые получали электроэнергию с шин ТЭЦ, тоже нужно куда-то подключать. Чтобы их переключить, нужно увеличивать пропускную способность линий электропередач, это тоже затраты. Когда мы ставим вопрос, что ТЭЦ нужно закрывать, потому что она неэффективна, эти затраты не учитываются. Никто не задумывается о последствиях жизнеобеспечения. Если мы замену произвели, — линии электропередач увеличили пропускную способность, альтернативная котельная построилась, решили вопросы стоимости тепловой энергии, возврата капитала и так далее — при нарушении внешнего электроснабжения мы одновременно лишаемся и тепла, и электрической энергии. Эти вопросы сегодня расчетной оценки не имеют. Это один из недостатков нашего регулирования, нашей стратегии.

Когда мы готовили закон о теплоснабжении, мы совершенно четко понимали, что конкуренция здесь ограничена. Да, в теплоснабжении может появиться крышная, подвальная котельная; причем я категорически против поквартирных отоплений с использованием газа — хотя сегодня и разрешено использование газа для целей отопления по линии Минрегиона, для поквартирного отопления. Но с отношением к технике в широких слоях населения, это крайне опасно. Сколько уже по стране взорвали квартир, где газ используется для приготовления пищи, или там, где есть колонки для подогрева воды?. Не пускают технический персонал систем газоснабжения в квартиру, чтобы проверить техническое состояние. Если появится массовое использование газа для целей отопления квартир, сколько еще домов окажется взорвано?

Также мы забываем об экологии. На теплоэлектроцентрали, концентрированном производстве тепловой энергии, можно организовать эффективную, самую современную очистку, и подавление выбросов углекислого газа. Экономив на магистральных сетях тепла, мы получаем проблему экологии — распределенные выбросы в черте города, что накладывается на выбросы наземного транспорта.

Поэтому я считаю, что процесс котельнификации страны нужно остановить, обеспечив максимальное использование топлива для производства тепловой и электрической энергии. Лишь способ одновременного производства тепловой и электрической энергии обеспечит снижение затрат исходного топлива до 1,4 раза.

Сегодня идет проработка изменения модели рыночных условий для электроэнергетики. К сожалению, мы не просчитываем один из вариантов. У нас много составляющих, которые ухудшают жизнь теплоэлектроцентрали на рынке. Первое – это вынужденное действие системного оператора, который использует теплоэлектроцентрали в качестве регулятора надежности электроснабжения. Мы загоняем их в неэкономичные режимы, но при этом хотим, чтобы они экономично производили тепло и электрическую энергию. Если более или менее отстроена эксплуатация, даже на теплоэлектроцентралях с давлением пара до 90 атмосфер работа в теплофикационном цикле обеспечивает производство дешевой электрической энергии и достаточно дешевого тепла, способного конкурировать с теплом котельных. Все-таки мы не просчитываем последствия, не решаем вопрос модернизации той эффективной системы, которая нам досталась в наследство от Советского Союза. У нас была высокая степень когенерации. К сожалению, мы от этого эффекта сегодня уходим.

Теперь к вопросу измерения. Вы знаете, знаменитый директор «Ленводоканала» Феликс Кармазинов сказал: «Я не занимаюсь водоснабжением, я занимаюсь водоподачей — потому что нельзя назвать водоснабжением процесс, когда я просто закачиваю воду в трубу, а на концах ничего не измеряется, ничего не регулируется». По принципу: вода дырочку найдет. А как выстраиваются процессы прогнозирования, планирования, расчетов – это уже на уровне досчетов. Примерно то же в теплоснабжении; когда в закон закладывали необходимость не только измерения, но и управления процессом теплоснабжения на уровне потребителя, мы надеялись, что это правильно оценят, начнут этим заниматься: тогда процесс будет называться теплоснабжением. К сожалению, это недопонимается на уровне региональной и муниципальной власти. Мало того, сознательно идет противодействие установке приборов учета и регуляторов по домам, потому что сложно работать с нормативами, одинаковыми для Сургута и Астрахани... Но можно доказывать, что тепла потребители меньше, чем произвели. Если мы проведем жесткий допрос руководителей муниципальных образований, то ни в одном

регионе не найдем цифру, какой объем потребителей по мощности потребляемого тепла подключен к сетям теплоснабжения. Кто-нибудь из сидящих в зале знает, какая мощность (в гигакалориях) для отопления при расчетной температуре наружного воздуха должна потребляться домом, в котором вы живете? Даже здесь мы таких людей не обнаружим. Если мы узнаем, сколько подключено к сетям теплоснабжения, цифра будет удивительной. Сегодня мощность оборудования, которое подключено к сетям теплоснабжения для производства тепла — от 20% до 100% больше, чем нужно. А потребитель оплачивает все. И пока мы не придем к балансу – сколько подключено, сколько генерации – никогда не придем к выводу, какие мощности нужно законсервировать на развитие, на перспективу.

Когда писался закон о теплоснабжении, мы закладывали норму, что базой всех расчетов должна быть схема теплоснабжения. Но мы получаем противодействие по муниципальным образованиям. И разработчиков схем теплоснабжения осталось по пальцам пересчитать; самые квалифицированные приходят в крупные города, в продвинутые регионы, и там получают задачу на исполнение схемы теплоснабжения. Вот пример одного из крупных сибирских городов: проектировщик приехал заявляться на разработку схемы теплоснабжения. Но задача формулируется так, что город из миллионника якобы к 2020-му г. должен стать двухмиллионником. Вопрос: к этому времени так потеплеет на Земле, что европейская часть России уже утонет, и население переедет в Сибирь?

Теплоснабжение — одна из важнейших составляющих инфраструктуры страны. Я вспоминаю слова академика Ивантера: по всем инфраструктурам проблема, но теплоснабжение – одна из самых важных. Это жизнеобеспечение. Он сказал так: «Денежный долг – это серьезно, это опасно. Но чтобы решить проблему денежного долга, есть масса способов: от крайнего – дефолт, реструктуризация, в конце концов, рефинансирование, снижение процентных ставок. Но способов решения физического долга — недофинансирования наших инфраструктур – нет». Мы можем сегодня спастись от холодной войны, от оружия массового поражения. А вот от цунами недофинансирования наших инфраструктур спасения нет. Им нужно заниматься сегодня.

— *Мне бы хотелось спросить Дениса Федорова, руководителя крупнейшей энергетической компании в стране, согласны ли вы, что уровень надежности теплоснабжения тем выше, чем более развита*

сеть, но чем выше сетевая составляющая, тем больше стимул перехода на альтернативные источники теплоснабжения (ту самую альтернативную котельную, о которой мы говорили)? Вывод: вложение в сети для развития централизованного теплоснабжения убивает централизованное теплоснабжение. Это рассуждение верно?

— Д.В. Федоров. Любой уровень надежности должен оплачиваться. Если мы хотим иметь надежную взаиморезервируемую систему источников тепловой генерации, иметь в любой момент тепло в доме (в том числе что не должно прерываться теплоснабжение), потребитель должен это оплачивать. Если мы уходим на некую котельную, то теряем в надежности. Поэтому простой выбор перед потребителями. Если мы хотим рисковать и в сложный отопительный период попасть в ситуацию, когда мы будем без тепловой энергии — многие потребители, когда обсуждается уровень тарифов говорят, что готовы покупать менее качественный продукт, что они готовы к определенным перерывам в энергоснабжении, лишь бы тарифы не росли.

Но по опыту работы, в том числе с крупными компаниями, у нас прошел смерч, и один из алюминиевых заводов Ленобласти остался без электроэнергии. При этом этот завод производил алюминия за год меньше, чем Красноярский алюминиевый завод за полдня работы. Так через пять часов уже собственник этой алюминиевой компании лично разбирался с проблемами, как побыстрее запустить этот завод. Поэтому, все это не более чем разговоры. Потребители хотят получать качественный продукт и за него должны платить. Конечно же, полностью согласен со всем, о чем сегодня говорилось. Расскажу об основных мыслях. Когда мы говорим, что ТЭЦ более эффективны по сравнению другими источниками производства тепла. Понятно, что есть вопрос о том, какой метод распределения затрат будет использоваться на ТЭЦ. Тем не менее, очевидно, что в любом случае ТЭЦ более эффективна, чем любая котельная, производит электроэнергию и тепло. Наверное, это уже никем не обсуждается. Что касается того, что сделано и что делается. Приняты два федеральных закона. Они в свое время подвергались большому обсуждению, большой критике. Мы видим, что все нормы, которые прописаны в этих федеральных законах, существенные, правильные, и, наверное, с ними сложно спорить. Есть только один минус: ни один из этих федеральных законов так и не имеет под собой необходимой нормативной базы. В частности, в ФЗ о теплоснабжении должны были быть приняты порядка 40 нор-

мативных актов, которые эти пункты поддерживали бы. На сегодняшний день, наверное, принято всего 3-4 нормативных акта. Поэтому мы можем говорить о том, что фактически действующее законодательство в области теплоснабжения не работает.

В отношении тех рабочих групп, которые сегодня созданы. Мы действительно уже 1,5 года обсуждаем, и в принципе у всех есть общее понимание и необходимости перехода к ЕТО, к альтернативной котельной, и возможности долгосрочного регулирования тарифов. Но, к сожалению, мы их только обсуждаем. Мы 1,5 года говорим одни и те же вещи в разных видах, показываем презентации. Они звучат от разных людей, но в одинаковой логике. Но на сегодняшний день ровным счетом ничего не происходит, нормативные акты не принимаются.

По ряду регионов мы приближаемся к максимальной цене по теплу, больше которой потребитель не сможет платить. И когда нам говорят: «За счет чего вы будете добиваться эффективности? За счет чего вы улучшите свои финансовые показатели?» — в Москве мы провели большую работу на протяжении 3-4 лет совместно с МОЭК. Мы осуществляли переводы нагрузок с котельных на ТЭЦ. Я считаю, что и в Москве, и в Питере, и в регионах нашего присутствия мы можем продолжать и развивать эту работу. Главное, чтобы тарифы не срезали после того, как мы осуществим инвестиции, построим дополнительные тепловые сети. А потом нам скажут: «Вы с ТЭЦ отпускаете по 700, а на котельной тариф — 1200. Вы переключились на ТЭЦ, и теперь у вас тариф будет 700». Тогда это убивает любую инвестиционную привлекательность подобных проектов. Благодаря гидрогенерации в ТГК-1 и в «Мосэнерго», потому что в Москве достаточно высокий уровень тарифов поддерживал всегда высокий уровень надежности, они показывают приличные результаты. При этом нужно отметить, что все генерирующие компании осуществляют гигантские инвестиционные программы.

Я считал и считаю, что стоимость подключения к внешней инфраструктуре у нас крайне дорогая. Это относится к котельным и электростанциям, когда мы их строим. У нас схемы выдачи мощности иногда составляют до 40% от общего CAPEX по строительству новых объектов генерации. Приоритет — это перевод нагрузок с котельных на ТЭЦ. Мы считали и считаем, что в стране существует огромное количество МУП и ГУП, которые занимаются не свойственными им функциям. Их необходимо продавать, передавать. Тем более что в энергетике сформировался качественный набор инвесторов. У нас есть три крупных



иностранных концернов: E.ON, Enel, «Фортум». Есть «Ренова», ОНЭКСИМ, «Базовый элемент». Есть государственные компании: «Интер РАО» и «Газпром энергохолдинг». Наверное, таким качественным набором инвесторов не может похвастаться ни одна отрасль в стране. Понятно, что в крупных городах это понятные и прозрачные компании, такие как МОЭК, ГУП «ТЭК Санкт-Петербурга». Но мы сталкиваемся в ряде небольших субъектов с огромным количеством МУП и ГУП, которые непонятно каким образом управляются. С нашей точки зрения, нужно от этого уходить. Давайте продавать их, заключать договора концессии. И формировать ЕТО и стратегию развития теплового хозяйства страны с учетом когенерации.

— Я бы попросил сейчас взять слово Владимира Шелкова, генерального директора ОАО «Квадра». Как вы видите стратегию своего бизнеса? Может быть, я вас попрошу еще коснуться темы ЕТО. Нужно ли вам этот статус? Для чего он вам нужен? Или какой вы видите идеальную модель бизнеса в тепле?

— В.В. Шелков. 24 станции и 11 регионов нашего присутствия — это не такая уж маленькая компания. Я бы хотел начать с эффективности. Как работает модель функционирования территориальной генерирующей компании? Есть три источника выручки: это производство и передача тепловой энергии, продажа электрической энергии, получение платы за мощность. Давайте коснемся экономики каждого из направлений. Что касается производства и передачи тепловой энергии. С учетом того, что государство декларирует установление экономически обоснованных тарифов на основе необходимой валовой выручки, модель должна работать следующим

образом в тепле. Если есть прибыль, то это инвестиционная программа. Любая копейка, которая вложена в тариф, должна быть закопана на территории либо в виде инвестиций, либо в виде расходов на содержание сетей. Эффект для компании с точки зрения маржинального дохода здесь ноль.

Как должна работать модель с точки зрения продажи электрической энергии на РСВ, то есть на рынке на сутки вперед? Когда началась реформа электроэнергетики, государство декларировало, что все экономически обоснованные расходы будут компенсированы. То есть топливная составляющая, которая используется на производство электрической энергии, должна покрываться ценой на РСВ. Так должна работать модель. В мощности, многие наши станции являются дорогими, за исключением двух. Соответственно, тариф на них устанавливается на основе необходимой валовой выручки. Эффект для компании с точки зрения получения платы за мощность и маржинального дохода тоже ноль. Для всех энергетических компаний драйвером, конечно же, является строительство объектов ДПМ. Там высокая плата за мощность, низкая топливная составляющая при производстве электрической энергии.

Как должна работать модель в идеале? С учетом того, что были приняты определенные решения министерствами, до конкурентного отбора в мощности у нас не были допущены четыре станции. Соответственно, они не получали плату за мощность. Министерство энергетики не допустило к конкурентному отбору турбины старше 1952-го г. и с давлением меньше 90 атмосфер. В конкурентном отборе мощности достаточно большой объем выручки выпал, что, естественно, отразилось на деятельности компании.

Есть проблема перекрестки между электричеством и теплом. Одна из станций по причине того, что 85% в тарифе на мощность составляет перекрестка, по цене не прошла конкурентный отбор. Соответственно, дополнительные убытки. Еще одна проблема — недостаточность тарифообразования в тепле. Здесь мы получили тоже немалый объем выпадающих доходов. Не говорю о том, что у нас в 2012-м г. добавилась необходимость создания резервов на возможные потери, недополучение выручки в электроэнергетике. Плюс есть неплатежи управляющих компаний и МУП, через которые мы вынуждены работать в крупных городах. Это еще дополнительные резервы.

К чему я все это рассказываю? На самом деле, это касается не ужасов в электро- и теплоэнергетике. Я хотел поговорить о тепловых сетях. Приходится начинать издалека, чтобы было понятно, что источников модернизации у самих генерирующих компаний не так много. К сожалению, ТГК находятся в роли падчерицы. Все негативные решения регулятора больше отражаются на нас. У нас два продукта — тепло и электроэнергия, — и их невозможно разорвать. Если негативное решение принимается в электричестве, то оно тут же сказывается и на тепле.

Что касается компенсации топливной составляющей на рынке на сутки вперед, все ТГК в теплофикационном режиме (то есть, в основном нашем режиме) работают на РСВ в режиме ценопринимания. Мы на цену не влияем и получаем ту цену на РСВ, которая формируется рынком. Не всегда она компенсирует топливную составляющую. В электричестве мы получаем убыток чаще всего, за исключением объектов ДПМ.

Теперь причины, почему так произошло. Во-первых, долгосрочный рынок в электроэнергетике не создан. Существует несколько моделей, например новая долгосрочная модель Минэнерго. Но пока официально они не опубликованы, не обсуждаются. По крайней мере, модель действительно неплохая, работающая. Но окончательное решение не принято, и в итоге мы вынуждены работать с горизонтом 1 год.

Какие еще проблемы существуют? В электроэнергетике роль государственного регулирования избыточна в связи с тем, что, во-первых, существует фрагментарное государственное управление, принятие решений, которые противоречат интересам производителей тепла. Например, принимаемые решения в электроэнергетике противоречат интересам отрасли в тепле. Типичный пример — недопуск к КОМ 2012-го г. турбин старше 1952-го г. Это отразилось на теплоснабже-

нии, потому что часть станций выпали из конкурентного отбора мощности, не получают плату за мощность, стали котельными. Соответственно, все затраты на эксплуатацию этих станций ложатся на тепло, что требует кратного роста тарифа. Пойти на это невозможно. Станции и компания вынуждены нести убытки. А законодательство по выводу станций из эксплуатации построено таким образом, что как минимум с момента подачи заявки на вывод из эксплуатации шесть месяцев эта станция вынуждена работать и выполнять команды системного оператора.

Еще одна из причин, почему так случилось — это изменение правил определения объема ценопринимания. Мы цену не формируем в нашем основном режиме. Государство проводит политику, направленную на увеличение доходности газа на внутреннем рынке при снижении доходности электроэнергии и теплового хозяйства. Если вы обратите внимание, по сравнению с прошлым годом цена на РСВ не увеличилась, а цена на газ поднялась на 15%.

Продолжается практика перекрестного субсидирования между платой за мощность и теплом, что влияет на положение электростанций с точки зрения платы за мощность и прохождения конкурентного отбора мощности. Что происходит в теплоснабжении? Уже давно обсуждается необходимость введения единого центра при регулировании, как теплового рынка, так и рынка электроэнергии. Единственное, спасибо Минэнерго, они создали подразделение, которое занимается теплом. Тем не менее, еще много министерств и ведомств занимаются этой темой: Министерство регионального развития, Федеральная служба по тарифам, Министерство экономического развития и так далее. То есть нет единого органа, который объединяет как теплоснабжение, так и производство электроэнергии.

Есть огромная неудовлетворенная потребность в инвестициях на модернизацию систем теплоснабжения. У территориальных генерирующих компаний, генераторов, денег на модернизацию систем нет. Во-первых, это не заложено в тариф. Во-вторых, есть возможность вложить свои собственные деньги, увеличить надежность, снизить потери, использовать это как источник для возврата инвестиций. Но физически денег на это тоже нет. Во-первых, потому что нас регулируют. Во-вторых, генераторы обременены долгами, продолжают выполнять свои обязательства по строительству объектов ДПМ. У них большая долговая нагрузка, которая требуется на завершение строительства новых станций. И они с трудом выдерживают соотношение

Продолжается практика перекрестного субсидирования между платой за мощность и теплом, что влияет на положение электростанций с точки зрения платы за мощность и прохождения конкурентного отбора мощности. Что происходит в теплоснабжении? Уже давно обсуждается необходимость введения единого центра при регулировании, как теплового рынка, так и рынка электроэнергии. Единственное, спасибо Минэнерго, они создали подразделение, которое занимается теплом. Тем не менее, еще много министерств и ведомств занимаются этой темой: Министерство регионального развития, Федеральная служба по тарифам, Министерство экономического развития и так далее. То есть нет единого органа, который объединяет как теплоснабжение, так и производство электроэнергии.

долга к EBITDA. Это один из ключевых показателей, по которым банки смотрят на компании. Соответственно, денег на модернизацию теплоснабжения нет.

Регуляторные нарушения со стороны ФСТ и РЭК продолжаются. Как вы знаете, у нас есть три типа перекрестного субсидирования — между тепловой и электрической энергией, между населением и промышленными потребителями, между городом и деревней. И еще внутри одного муниципального образования может быть перекрестка между централизованной и децентрализованной системой теплоснабжения, то есть так называемый котловый тариф.

У нас заявлена тема – «Может ли теплоснабжение стать эффективным бизнесом?» Наверное, одно из самых серьезных препятствий – это отсутствие эффективных механизмов воздействия на должников. Нормальных действенных механизмов воздействия нет. В КЭС дебиторская задолженность составляет 35%, у нас, к сожалению, она побольше. Эффективных механизмов воздействия нет. Силовые структуры на наши запросы практически не реагируют, ссылаясь на то, что это спор хозяйствующих субъектов. Законодательство нормальную схему перехода на прямые расчеты не дает. Есть в Жилищном кодексе механизм, но он нереализуем — это общее собрание жителей дома и переход на непосредственное управление. Представьте, в нашей зоне, предположим, тысяча домов. Одно собрание в день, и мы выходим на горизонт в три года. Отсутствие стимулов развития когенерации. К сожалению, мы сталкиваемся с тем, что идет котельнизация в наших зонах. Мы с этим боремся, в некоторых регионах успешно. Тем не менее, с этим можно бороться только совместно с местными властями. Отсутствие стимулов у потребителя

для энергосбережения и повышения энергоэффективности.

Что касается эффективности теплоснабжения как бизнеса, есть 261-й ФЗ, по которому генераторы обязаны к 1 июля 2013 г. установить везде приборы учета. Во-первых, денег на это особенно нет. Во-вторых, механизм, который прописан в 261-м ФЗ, не всегда работает, потому что при отсутствии доброй воли со стороны управляющих компаний компенсировать затраты на установку приборов учета может быть невозможно. Одна из генерирующих компаний, которые пошли по пути установки приборов учета, с последующей попыткой компенсации через суд у управляющих компаний затрат на установку приборов учета, получила отказ, то есть отрицательное решение суда. В итоге, 100 млн. были просто закопаны в приборы учета без перспектив компенсации.

Я больше хотел остановиться на надежности не столько теплоснабжения, сколько систем транспортировки тепла. Как вы знаете, систему теплоснабжения можно разбить на два больших куска: источники тепла, и его транспортировка. В случае с котельными, участок по транспортировке значительно меньше, он может вообще отсутствовать. В случае крупной тепловой генерации, в случае ТГК это достаточно большой и очень значимый кусок. Система транспортировки тепла четко попадает под категорию естественной монополии. Я не видел ни одного дома, к которому подходят две магистрали, и где существует альтернатива транспортировки по разным сетям. Существует возможность закольцовки, с точки зрения надежности. Тем не менее, с точки зрения каждого потребителя это монополия поставщик. Какие проблемы здесь существуют? К сожалению, в большинстве случаев тепловые сети принадлежат разным

собственникам, что делает схему поставки тепловой энергии запутанной и влияет на тариф. В конечном счете, такая запутанная система усложняет возможность привлечения инвестиций в модернизацию тепловых сетей.

Структура тепловых сетей «Квадра» по сроку эксплуатации показывает, что в среднем больше 50% сетей эксплуатируются более 20 лет. Нормативный срок службы – 25. Но здесь все зависит от качества воды, от открытой или закрытой системы водоразбора. Состояние сетей не очень хорошее, и запас прочности не очень большой.

У нас еще не самая худшая ситуация. Как правило, в среднем по России сети со сроком службы свыше 25 лет составляют больше 60%. То есть, надежность сетей не очень хорошая, и с каждым годом она падает в связи с тем, что источников модернизации систем теплоснабжения в тарифе нет, или они недостаточные.

Что с этим делать? Варианты развития событий. Можно оставить все, как есть — рано или поздно заморозим какой-нибудь из крупных городов. Особенно если в Сибири, это будет катастрофа. Финансирование и реконструкция теплосетей за счет крупной генерации. Как я уже сказал, это мало реально в связи с большой долгой нагрузкой, специфическим характером регулирования отрасли, плюс обязательства по строительству объектов ДПМ. Можно ли финансировать реконструкцию систем за счет бюджетов муниципальных образований и субъектов? Нигде не видел, как это происходит. Бюджетных денег на это нет. Возможно национализировать систему транспортировки тепла. Но это нежелательно с учетом того, что мы находимся в рыночной экономике. Можно снять ограничение на рост тарифа на тепло, чтобы появились в тарифе деньги на модернизацию системы. Но здесь социальные последствия. В общем, это тоже нежелательная тема. И еще один вариант – это предоставление государством господдержки в виде долгосрочных денежных средств и бюджетного финансирования на цели реконструкции и модернизации систем теплоснабжения. Это единственный возможный вариант. Для координации действий государства и субъектов возможно создание фонда содействия модернизации теплоснабжения по аналогии с существующим Фондом содействия реформированию ЖКХ. Это понятная, известная схема, и она принята государством в части реформирования ЖКХ. Фонд должен быть наделен правами по принятию решений, по утверждению списка инвестиционных проектов в сфере теплоснабжения и по финансированию утвержденных инвестиционных проектов за счет средств, выделяемых государством.



Для минимизации риска невозврата денежных средств, с целью минимизации коррупционных рисков финансирование должны получать крупные участники теплоэнергетики. Или это создание в крупных муниципальных образованиях единого теплосетевого оператора в форме совместного с муниципальным образованием предприятия для контроля за инвестициями. Я хотел акцентировать внимание, что деньги нужны не генерирующим компаниям. Нужно вкладывать деньги в надежность под контролем субъекта Федерации в форме государственно-частного партнерства.

Мы не готовы допустить значительный рост тарифов на тепло. То, что умещается в тариф – это может быть частным партнерством. Это могут быть долгосрочные кредиты, источником возврата которых будет тариф, в который умещается этот возврат кредитов. То, что не умещается в тариф, но мы не хотим, чтобы тариф рос – это государственное партнерство в виде целевого софинансирования, в виде государственных субсидий через фонд содействия реформированию теплоснабжения под контролем субъекта Федерации. На следующем слайде наше видение, как должна выглядеть схема государственно-частного партнерства в процессе модернизации теплоснабжения. Я сейчас не буду рассказывать функции каждого из участников этой схемы. В приложении к презентации они прописаны.

Понятно, что нужно, что был эталонный пример, что нужен независимый технический аудитор, который будет проверять качество ремонтов. Понятно, что контроль должен быть со стороны государства через государство, либо через субъекты Федерации. Но без модернизации систем теплоснабжения в части транспортировки тепла, скоро все это очень плохо закончится. В тарифе источников модернизации нет. Нет альтернативной котельной, на которую мы надеялись. Месяц назад первые лица государства определили, что возможный на ближайшее время индекс роста – это 6%. Тариф альтернативной котельной — это price-cap, целевой уровень, к которому мы можем идти с такими темпами роста очень долго.

— Я бы попросил сейчас взять слово Юрия Александровича Липатова, первого заместителя председателя Комитета Государственной Думы по энергетике.

— Ю.А. Липатов. Буквально два слова по законодательству. Мне кажется, это конкретные вещи, которые вас ожидают, и нам надо выступать покороче, дабы дать возможность залу немножко отдохнуть на вопросах к нам. Прежде всего, мне хотелось бы сказать, что действительно был прекрасный анализ по-

ложения дел Валентина Межевича. С учетом того, что наша страна строилась так, как строилась, и все крупнейшие города стоят на теплоэлектроцентралях, ради уже исторического факта мне хотелось бы сказать о том, что когда готовился закон об электроэнергетике, тема теплоснабжения просматривалась. Но вместе с учетом тех проблем, которые были 10-12 лет назад, когда проходил закон, было принято решение, чтобы закон об электроэнергетике быстрее провести в жизнь, к теплоснабжению вернуться позже. Получилось, что через 7-8 лет. И мне хотелось бы рассказать интересную историю по закону о теплоснабжении из практики законодательной деятельности. Почему зачастую очень важные и нужные законы имеют долгую жизнь от идеи до вхождения в Государственную Думу? Беда заключается в том, что практически проблемы, связанные между министерствами и ведомствами, доходят до таких критических точек столкновения, что долгий период времени Правительство не может согласовать документы и вынести в Государственную Думу. Причина того, что закон о теплоснабжении имел долгую историю, была как раз именно в этом, поскольку Минпромэнерго, Минэкономразвития и ряд других структур постоянно воевали по этой теме. Три года назад, когда я еще был председателем Комитета по энергетике, мы приняли решение внести, по сути дела, подготовленный документ. А далее была договоренность на высоком уровне Правительства, что все согласовательные действия должны были проходить у меня в кабинете. И были представители от всех министерств и ведомств, невзирая на должности. Но все эти люди имели право решающего голоса, то есть, если они принимают тот или иной текст, то это принимает министерство. И практика показала, что можно значительно быстрее двигать законодательную деятельность, если централизованно решать эти вопросы.

В течение 3,5 месяцев мы полностью закрыли закон, вынесли на второе чтение, и в июле 2010-го г. Президент его подписал. Если бы этого не было, то еще неизвестно, был бы этот закон до сегодняшнего дня. Вот уже три года. Хороший ли закон, плохой, но он живет своей жизнью. И мы видим, что соответствующие изменения в нем назрели, и сейчас формируются. Правительство внесло закон, который меняет полномочия федерального органа исполнительной власти, осуществляющего функции по контролю и надзору в сфере безопасности электрических и тепловых установок. Исполнительные органы власти берут на себя обязанность расследования причин аварийных ситуаций, возникающих в теплоснабжении. Это важный посыл, поскольку с

Мы не готовы допустить значительный рост тарифов на тепло. То, что умещается в тариф – это может быть частным партнерством. Это могут быть долгосрочные кредиты, источником возврата которых будет тариф, в который умещается этот возврат кредитов. То, что не умещается в тариф, но мы не хотим, чтобы тариф рос – это государственное партнерство в виде целевого софинансирования, в виде государственных субсидий через фонд содействия реформированию теплоснабжения под контролем субъекта Федерации. На следующем слайде наше видение, как должна выглядеть схема государственно-частного партнерства в процессе модернизации теплоснабжения. Я сейчас не буду рассказывать функции каждого из участников этой схемы. В приложении к презентации они прописаны.

каждым годом у нас аварии в теплоснабжении случаются, и, к большому сожалению, количество их растет. Далее исполнительная власть берет на себя право проверки готовности муниципальных образований к отопительному сезону. Проект закона прошел первое чтение, и сейчас обсуждается с учетом поправок, которые внесло правовое управление Госдумы. Мы в этот законопроект внесли поправки, касающиеся единой теплоснабжающей организации. Конечно, проблем в законе о теплоснабжении на сегодняшний день достаточно.

— Слово Сергею Зинченко, заместителю руководителя Федеральной службы по тарифам. Как события должны развиваться в будущем с точки зрения регулирования?

С.Н. Зинченко. Регулирование – это действительно широкий процесс. Как минимум, должна присутствовать не только Федеральная служба по тарифам. Понятно, роль и место этой службы в этом процессе сложно недооценить. Но мы работаем совместно с Министерством энергетики, с Министерством регионального развития, с Министерством экономического развития. Можно даже не упоминать и нормы СанПиН, и Ростехнадзор, и Минфин. Это действительно задача нескольких ведомств, которые несут и вкладывают свою лепту в процесс регулирования.

Я должен концентрироваться только на тарифном регулировании. Тем не менее, в наших вопросах, возможно, действительно нельзя упускать тот факт, что у нас идет совместная работа, и только вместе при взаимодействии мы сможем действительно найти какие-то оптимальные решения.

Короткая ремарка, может ли бизнес быть эффективным в теплоснабжении. Если мы оглянемся на нас, вокруг, здесь профессиональная аудитория, и у всех улыбающиеся лица, глаза не потухшие, блестят. Поэтому, наверное, ответ на вопрос, есть ли бизнес... Я делаю вывод, что есть бизнес. Теперь вопрос, может ли он быть эффективным. Мы проводили ряд исследований, заказывали научные отчеты. Общий вывод, не вдаваясь в детали, следующий. Бизнес в коммунальной сфере есть, и лучшие практики показывают, что он действительно возможен, и бизнес этот эффективен.

Единственное, надо не забывать общую финансово-экономическую модель этого бизнеса. Это небольшая, разумная доходность при гарантированном спросе. Спрос в нашей стране с климатическими условиями, понятно, будет всегда, и есть. Что такое разумная доходность? Здесь надо, наверное, апеллировать больше к социально-политическим,



экономическим условиям конкретно в нашей стране в этот текущий момент развития. Поэтому не будем сейчас на этом останавливаться. И третий элемент, которого нам больше всего не хватает, который вызывает больше всего вопросов, – это стабильные правила игры, некое статус-кво на какой-то разумный промежуток времени. Здесь тоже все относительно.

Когда начинаешь спрашивать некоторых западных коллег, каким масштабом они измеряют, оказывается, что они сетуют на то, что все быстро меняется: каждые пять-десять лет что-то меняется, это безобразие. У нас действительно все более динамично меняется. Поэтому нам надо просто приводить все к какому-то разумному состоянию. Основной работы ФСТ является постоянный поиск баланса интересов. Мы не должны забывать, что мы именно та служба, которая обязана очень внимательно относиться, в том числе, ко всем инновациям, обязана просчитывать все последствия, все результаты, которые могут быть и которые будут касаться всех участников процесса: это и производители, и поставщики, и, безусловно, потребители, имеющие различные, иногда и полярные ожидания. Поэтому мы, безусловно, отдаем себе отчет, что промышленные потребители являются неким базисом, который позволяет считать экономику. Тем не менее, население, которое оценивает нашу работу, является, наверное, одним из главных оценщиков. Мы очень внимательно смотрим, что происходит и в этой сфере.

Один из центральных текущих элементов нашей работы во взаимодействии с другими министерствами и ведомствами. Мы сейчас пытаемся найти ответ на вопрос: можем ли мы, увеличивая тарифную составляющую

по инвестициям и другие затратные вещи, которые мы сейчас уже видели, как-то контролировать нагрузку на потребителя. В данном случае я больше имею в виду население. Хотя понимаю, если мы защитим население, нагрузка на промышленных потребителей также будет контролируемая или демпфирующая.

И мы считаем, что экономически обоснованный тариф достигим при совершенствовании системы субсидирования населения. Поэтому сейчас в Правительстве и с рядом неправительственных организаций ведется большая работа по анализу, как действует уже существующая система субсидирования населения по коммунальным услугам, жилищным услугам. Готовится ряд конкретных предложений, который позволяют надеяться на то, что система субсидирования будет действительно настроена, будет синхронизирована, в том числе, и с тарифным регулированием. И те ведомства, которые будут дальше координировать эту работу, внесут свою очень серьезную лепту в наш процесс.

У нас с выходом новых законов... В частности, 291-й закон в конце прошлого (2012) года, который очень много говорит о том, что долгосрочному регулированию у нас в стране быть. Вводится реальный механизм бюджетной ответственности. Соответственно, и на федеральном уровне, и на региональном уровне принимая то или иное решение вразрез с принятыми ранее, люди, принимающие решение, должны задуматься о той ответственности бюджетов, которую вызовет то или иное решение по пересмотру тех же параметров долгосрочного регулирования. Поэтому статус-кво мы пытаемся как-то фиксировать. Дальше, мы не забываем, что инвестиционные ресурсы определяются как раз

на региональном уровне: что непосредственно необходимо региону. Федеральный центр давно уже отдал это на суд и на усмотрение регионов. Соответственно, превышение тех индексов, которые сейчас устанавливаются, которые, кстати, будут отменены к 2016-му г... Но даже сейчас превышение за счет инвестпрограмм – это на усмотрение региона. Федеральный центр в этот процесс тоже уже давно не вмешивается. Когда наши министерства приведут в порядок систему учета, сделав нормативные вещи, балансовые расчеты, как страхующие, компенсирующие во время неспособной системы учета, изменится очень много и в тарифном регулировании.

Но сейчас мы вынуждены действовать в условиях большой неопределенности. И основное направление работы всех – нам надо скорее переходить к реальному учету. И мы видим свою лепту, что мы можем внести. В дальнейшем, наверное, мы это сделаем. Также система статус-кво – это созданная нами система урегулирования разногласий и досудебные разногласия. Это два механизма, которые ФСТ активно применяет. Споры регулируемых организаций с региональными регуляторами проходят, в том числе в досудебном порядке. Иногда они действительно определяют дальнейший ход регуляторных решений. Но самое главное, наверное, почему очень много у нас искрит – это то, что у нас неоднородная система. Допустим, поставка первичных ресурсов (я имею в виду мазут) – это рыночная тема, электроэнергия – это больше рыночная тема, тепло зажато больше в каких-то регуляторных тисках, управляющие компании – это тоже больше рыночная тема. И эта неоднородность приводит ко многим пограничным нестыковкам. Над этим Правительство тоже активно работает. И у нас все-таки будут налажены стыки в этих неоднородных частях общего процесса.

— Андрей Чибис, руководитель рабочей группы Экспертного совета при Правительстве РФ по развитию жилищно-коммунального хозяйства, исполнительный директор НП «ЖКХ Развитие». Тарифы повышать нельзя, вкладывать нужно, источника нет. Просим дать деньги из бюджета. По оценкам специалистов, чуть ли не 2 трлн. рублей нужно вложить в сети для роста надежности. Как жить будем?

— А.В. Чибис. Я, не имея к Правительству отношения, формально являясь экспертом Правительства, должен за все ответить. На самом деле, большое спасибо за дискуссию, за возможность высказаться. Я и наша группа, и наше партнерство, откровенно говоря, является очень частым критиком федеральных министерств и ведомств. Но надо отдать

должное, отвечая на реплику Дениса Владимировича, что действительно очень медленно делается или почти ничего не делается, обознача решения, которые приняты, и потом предложения по движению вперед. Нам с вами всем вместе удалось продать, ключевое решение, что с точки зрения защиты инвестиций мы с вами с 2016-го года перейдем на обязательное долгосрочное регулирование. Обязательность, а не возможность, как сегодня, долгосрочных параметров регулирования с бюджетной ответственностью за их пересмотр. Это очень важная, ключевая история. Те предложения, о которых говорил Владимир Витальевич – про необходимость стимулирования приборного учета, про повышение ответственности управляющих компаний за неплатежи, и так далее. На сегодняшний день решение принято Правительством и поддержано Президентом. И сейчас уже в завершающей стадии согласования проекты нормативных актов, предусматривающие следующее.

Первое. Стимулирующие коэффициенты к размеру платежа за безучетное потребление, начиная к дому, как в части тепла, так и в части воды и электроэнергии к домовладениям, то есть к физическим лицам.

Второе. Повышенный уровень ответственности, по сути, рыночный процент и управляющей организации должника – физического лица за несвоевременную оплату.

Третье. Вводится, по сути, механизм квазилицензирования управляющих организаций. Что это означает? Это означает, что если управляющая организация допускает в течение года два раза нарушение либо стандартов управления жильем, которые будут утверждены Правительством, либо порядка оплаты своего долга, то есть того нормативного акта, в котором предусмотрены сроки соответствующих платежей в сторону ресурсоснабжающих организаций, то она будет лишаться права заниматься этим бизнесом в течение трех лет.

Лишать этого права должна будет саморегулируемая организация. Но специально буквально сейчас с Правительством согласованы поправки, которые говорят о том, что орган государственной власти, в том числе субъекта федерации, сможет инициировать этот процесс, если СРО с этим не справляется. Соответственно, мы в ближайшее время получим ужесточение ответственности и за неплатежи, и за некачественное исполнение своих услуг. Но мы тут дискутировали про необходимость инвестиций, про низкие тарифы. На мой взгляд, вы правильно поставили вопрос. Мы как-то тонко ушли в вопросе, что надо переходить к ценовому ориентиру аль-

тернативной котельной. Но по большинству или по очень многим крупным городам это означает рост сегодняшнего тарифа. И об этом можно честно говорить.

При этом мы с вами видим другую картину. У нас тариф действительно кратно меньше, чем в том же Хельсинки, про который мы сегодня приводили пример, а размер платежа не в процентах от дохода, а в абсолютной величине уже больше, чем в ряде городов нашей страны. Условно говоря, если мы Хельсинки сравниваем с Челябинском, то в Челябинске он выше. Реально ли сегодня, дойти до того уровня справедливого ценообразования за гигакалорию, которое мы определяем на уровне альтернативной котельной? Единственный выход дойти к этому, и вы этот вопрос вставили даже при голосовании – это вопрос повышения эффективности потребления. Конечно, уровень потребления у нас с вами кратно выше, нежели в наших сопредельных государствах с аналогичным климатом и с аналогичной системой теплоснабжения.

Посему одним из ключевых предложений, которое мы сейчас с коллегами обсуждаем, является то, что там, где платеж уже действительно высокий, и, конечно, нужно для того, чтобы мотивировать всех, фиксировать этот платеж. Договариваться о том, что платеж для населения на долгосрочную перспективу, на 5-10 лет, меняется на уровень инфляции и на уровень топливной составляющей. При этом, дать возможность той организации, которая поставляет ресурсы, вместе с той организацией, которая домоуправляет, провести набор необходимых мероприятий и получить эту экономию себе. Не дать возможности регулятору вмешиваться и изымать ту экономию, которая получилась. На наш взгляд, это является выходом. Почему? В противном случае все разговоры о том, что тариф должен подняться при несокращении уровня потребления... Это просто приведет к тому, что либо потребитель перестанет платить (а платежи действительно сокращаются), либо просто государство, как обычно, вмешается. И мы с вами видим эти примеры по политическим ограничениям.

Я просто еще раз хочу отметить, что политические ограничения вызваны не столько политической реакцией на пиковые платежи с неправильными расчетными формулами в 354-м постановлении, которое мы сейчас меняем, а именно в том, что во многих городах страны пик платежей. Есть города страны, которые недорегулированы, где высокий уровень перекрестки.

И конечно, переходить на историю, когда тебе фиксируют, тебе не снижают выручку, но дают возможность и право модернизировать

системы, экономить и вкладывать столько денег, сколько тебе выгодно отбить... Таким образом, после соответствующего дорегулирования в этих муниципалитетах... И эти муниципалитеты тоже всем известны. Посему, на мой взгляд, логика постепенного отказа от регулирования должна быть не только с промышленными предприятиями, но и с населением, но исключительно при фиксации или понятном долгосрочном изменении совокупного платежа гражданина за тепло. По-другому, на мой взгляд, перейти к методу альтернативной котельной невозможно. Хотя, безусловно, это правильный шаг.

Говоря о развитии электроэнергетики, теплоснабжения, мы забываем про то, что то же самое теплоснабжение – это половина квитанции. И конечно же, вопрос, как ограничивать – это сейчас ключевой вопрос для государственной власти, для правительства. И сейчас ведутся весьма жаркие дискуссии. И целевой моделью или важной моделью является повышение, о чем сказал Сергей Николаевич, адресности социальной поддержки. И мы, проанализировав, эти предложения подготовили. Они сейчас в правительстве на рассмотрении. Но на самом деле, мы никуда не уйдем от вопроса, ограничивать или не ограничивать, и если Федерация вмешивается, то как она ограничивает.

Наше видение заключается в следующем. Безусловно, нужно установить три параметра, в случае изменения, превышения которых Федерация должна вообще в регуляторику вмешиваться. Первый параметр – это изменение индекса роста платежей. Не установление предельных отраслевых индексов (на тепло, на воду, на электроэнергию) и дополнительное введение, как сейчас обсуждается вопрос, еще предельного индекса изменения роста платежа. Конечно, на наш взгляд, это неправильная вещь. Если мы вводим предельный индекс изменения роста платежей, то давайте отменим все отраслевые индексы. И говорим: товарищ губернатор, ты у нас за качество отвечаешь, принимай решение в рамках предельного индекса изменения платежей, — какую инвестпрограмму финансировать, где тариф должен подняться в 3 раза, а где он не должен расти, с учетом этой мотивации к энергоэффективности.

Если мы понимаем, что этот индекс роста или набор инвестиционных программ, которые необходимы в субъекте Федерации, превышает предельный индекс, тогда должна вмешиваться федеральная власть в лице Федеральной службы по тарифам. И должен быть механизм преодоления этого предельного роста платежей. Мы должны вмешиваться еще в двух случаях на уровне Федерации:



если совокупный платеж уже достаточно высок, и если платеж очень низок. Если платеж достаточно высок, надо разбираться с эффективностью, в том числе применять меры, связанные с государственной поддержкой по муниципалитетам на строительство и модернизацию инфраструктуры.

Если совокупный платеж в проценте от дохода гражданина очень низкий, то тоже нужно вмешиваться, потому что при низком уровне платежей, понятно, что и низкий уровень качества и надежности. И на откуп так оставлять тоже нельзя. И это нужно доводить до определенного качественного сбалансированного уровня.

Набор этих предложений как раз сейчас обсуждается. Я думаю, что после бурных дискуссий, какое-то более менее взвешенное решение будет вынесено на Государственный совет по вопросам ЖКХ, который состоится после майских праздников в Петербурге с участием всех губернаторов, Парламента. И там по этому поводу президентом будут приняты политические решения.

Но, на мой взгляд, нужно четко для себя фиксировать, что без изменений, без экономической мотивации к сокращению потребления не только конечного потребителя, а всей цепочки в целом, повысить уровень тарифа в рамках сегодняшней конструкции, скорее утопия, нежели реальность.

И такой же утопией является готовность государства выделить какие-то деньги на финансирование значительных инфраструктурных проектов. Единственное, где государство будет выделять деньги (и эти решения уже приняты, пока в малой доле) – это, конечно, на проекты в малых городах, то есть, в городах с населением до 250 тыс. человек. Софинансирование на разработку докумен-

тации по проектам и на процентную ставку. Уже такие решения приняты, и деньги на это выделены в рамках Фонда содействия реформированию ЖКХ.

Говорить о том, чтобы государство сдерживало рост платежей, но при этом давало деньги из бюджета, на мой взгляд – миф, такого не будет. И на это даже не нужно рассчитывать. Более того, это несправедливо. Субсидировать всех, и богатых, и бедных – это очень странная конструкция. И оплачивать это все за счет денег налогоплательщиков.

— **Виктор Семенов, генеральный директор ОАО «ВНИПИЭнергопром», президент НП «Российское теплоснабжение». Виктор Германович, мы затронули много вопросов, связанных с тем, как развивать бизнес в теплоэнергетике в России.**

— В.Г. Семенов. Никаких общих рецептов нет. У нас действительно ситуация по стране весьма сильно различается. Допустим, Якутия, годовой запас топлива, а то еще подвезут или не подвезут до какого-то улуса. И Юг, где вообще все по-другому. Честно говоря, чего я больше всего боюсь? Вот была какая-то конструкция закона. Ее вымучивали 8 лет. Сейчас возьмем, наломаем. И все это будет проходить на каких-то совещаниях, без конкретного автора, который несет ответственность. И потом опять не получилось, через несколько лет очухались, давайте опять править. Я совершенно точно уверен, что единой конструкции для всех просто нет. Мы введем альтернативную котельную. Во-первых, мы замучаемся ее вводить, потому что там двухставочный тариф, тариф на горячую воду, и пошло-поехало. Мы методики два года будем делать. Нужная штука, но неоднозначная. Приезжаешь в конкретные города — 50 тыс. населения, 100 млн. руб. убытка каждый год.

Тариф им повышают, а они все равно стабильно получают убытки 100 млн. руб. Начинаешь разбираться – двух насосов на котельных нет, так называемая рециркуляция. А дальше пошла цепочка. Приезжаешь в другой город, побольше – 60 тыс. населения. Вот инвестиции нужны, вот миллиард на котельную заложили, инвестор завод строит. Вкатили ему это миллиард. Начинаешь ему объяснять: той котельной, которая у вас есть, на три города хватит. Не будет у вас трехкратного увеличения города.

Из последнего. Город – 400 тыс. человек. 2 млрд. руб. убытков. Начинаешь разбираться. Водопроводный ввод на первую котельную закрыли, а потом по цепочке на весь город. Цена вопроса – 2 млрд. руб. То ли это глупость, то ли техническое непонимание, то ли просто местное руководство опустили до такого уровня, что они вообще ни на какие решения влиять не могут, уже ручки сложили. Оказывается, все: и первое, и второе, и третье. Невозможно решить проблемы чисто техническими, чисто экономическими мерами. Первый самый правильный проект — это наведение элементарного порядка. Второе – изыскать те резервы, которые внутри есть. Начинаешь разбираться, какие города более-менее прилично – там, где хороший руководитель. Пришел в Набережные Челны правильный человек и за пять лет сделал. Не сравнить, что было, и что стало. Звоню неделю назад, уточняю какой-то вопрос. Он говорит: «Вить, тут проблема – я тут вещи собираю». Привел в порядок, образовался финансовый поток, все стабильно. Народ сверху увидел: «Как хорошо-то!» — взяли, его подвинули и поставили правильного пацана.

Надо понимать, что у нас реальная ситуация. Когда мы усложняем, усложняем, усложняем все, что касается законодательства (подзаконных актов уже немеряное количество), народ перестает читать. Это самое страшное. Спрашиваешь – вообще ничего не читали. Пять постановлений, по которым мы рассчитываемся за отопление, за горячую воду с системой ЖКХ. Пять! Если котельная отапливает три-четыре дома, они в жизни не разберутся. Я это все к тому, что, конечно, необходимо создание в теплоснабжении какой-то рабочей группы, так же, как по закону работали, которая начала бы разбираться, что мы тут нагородили, и начала бы просто-напросто упрощать. Это чрезвычайно важно. Иначе народ не будет выполнять ничего. Это будет очень плохо.

— **Юрий Аркадьевич, представим себе, что удалось реализовать идею с альтернативной котельной. Прошло пять-десять лет. Каким стал рынок теплоснаб-**

жения? Что произойдет? Кто будет сильным, кто слабым? Какое звено исчезнет, кто уйдет с рынка? Какая модель бизнеса может возникнуть через пять-десять лет в случае реализации этих планов?

— Ю.А. Удальцов. Мне кажется, во-первых, надо сразу отделить довольно крупные города от остальных тепловых узлов, потому что для маленьких тепловых узлов альтернативная котельная в принципе не подходит. Там кое-где просто нужен долгосрочный тариф на замену устаревших котельных. Но если говорить про крупные города, я убежден, что будет консолидация, будут крупные сильные теплоснабжающие организации. Будет реструктурирована значительная часть тепловых сетей и узлов со сдерживанием роста тарифов. При этом допускаю, что им же будет интересно, и начнется появление, дополнительное строительство современных источников по принципу энергосервисных контрактов. Если у них самих не будет инвестиций, они будут давать энергосервисные контракты. Рынок будет инвестиционный. Просто инвесторов в отдельные источники. Но все равно это будет только в том случае, если будет перекоалиция, причем сильная, в крупных городах.

— **Владимир Витальевич, вам нужен статус ЕТО? Как вы видите свою работу в тех регионах, где вы присутствуете? Будете ли вы бороться за этот статус?**

— В.В. Шелков. Если коротко, все критерии представляют, наверное. Первый критерий – это мощность теплоисточника, второй – объем теплосети, и третий при прочих равных – это объем уставного капитала. Мы смотрели наши регионы. В наших зонах, в зонах централизованного теплоснабжения у нас нет конкурентов по этим критериям. В принципе нет. Это характерно не только для «Квадры», это характерно, мне кажется, для всех ТГК. В зонах централизованного теплоснабжения конкурентов по этим критериям у ТГК нет. Этот статус для нас был бы важен с точки зрения перехода на прямые расчеты с населением. В большинстве регионов мы так уже поступили. У нас осталось, наверное, два или три региона, где у нас это пока не реализовано. Основное, мне кажется – это тема перехода на прямые расчеты. Если мы получим статус ЕТО, это оптимизация схемы теплоснабжения и повышение ее надежности. Заявимся однозначно, чтобы не было ни у кого никаких сомнений. Наверное, это первый шаг к тому, чтобы денежные потоки шли напрямую через нашу организацию. Там, где это нет.

— **Борис Феликсович, есть ли у вас план «Б»? Если потребитель начнет по-**

настоящему экономить, и у вас будет сокращаться полезный отпуск, что вы будете делать?

— Б.Ф. Вайнзихер. У нас это даже не план «Б», это план перед «А». Во всех местах, где мы можем сократить нашу избыточную мощность, мы это сейчас делаем и будем делать дальше. Будут еще больше ужиматься потребители – значит, будем выводить еще лишнее оборудование. Это наша постоянная работа. По темпам за сокращением потребления успеть тяжело. Я думаю, что темпы падения теплотребления, которые накоплены за 20 лет, конечно, сейчас с такой скоростью уже не будут. Поэтому успеем.

— **Виктор Германович, страна большая и разная. Возможно, одни и те же стандарты, одни и те же подходы и критерии не работают. Могли бы вы привести в качестве примера крайности, где тот или иной механизм явно не работает, и нужно прибегать к другому механизму?**

— В.Г. Семенов. У нас полным-полно реализованных проектов, которые вначале красиво назывались инновационными, прогрессивными, выделялись либо бюджетные, либо кредитные деньги. И в итоге все дружно про них забыли, потому, что они провалились просто-напросто. Наверное, я не буду занимать время. Скажем так, их действительно полно. Гораздо меньше, к сожалению, хороших проектов. За границей почему-то такие же системы получаются, а вот у нас не получаются. Поэтому у меня только один пример. Сидим вечером, уже торжественный ужин. По Московской области собрались. Напротив меня – директор теплоснабжающей организации. Правда, это давно было, но суть такая же. И вот он рассказывает, как у него все плохо, совершенно отвратительно: тарифа не хватает, ужас какой-то, все, пора закрываться. Потом взяли, познакомились. Он говорит: «Виктор Германович, давно хотел, чтобы ты, наконец, приехал. Слушай, я тебя прям на окраине города буду встречать. У меня катер, дом отдыха, все остальное». Пока так, к сожалению, будет плохо. Спасибо.

— **Андрей Владимирович, можно вас попросить еще раз чуть-чуть подробнее остановиться на теме государственных источников для целей стимулирования энергосбережения? Возможна компенсация выпадающих доходов, возможно стимулирование потребителя. Кто должен быть бенефициаром? И каков должен быть механизм этих компенсаций?**

— А.В. Чибис. На мой взгляд, рассчитывать на то, что у нас потребитель, собственники в многоквартирных домах станут завтра суперэнергоэффективными по теплу – это



иллюзия. А рассчитывать на то, что управляющие организации даже после введения к ним жестких регуляторных требований, будут этим заниматься – это, на мой взгляд, тоже иллюзия. Вот этот форточник синдром, когда мы получаем в дома, которые у нас перетопливаются. Да, они являются энергоэффективными, но у нас там настолько жарко, туда заходит столько тепла, сколько нам не нужно. Это же факты. И регуляторика внутри домов, и от ЦТП до дома. У нас там есть большие проблемы. На мой взгляд, главным двигателем этого процесса, как бы странно это ни звучало, должен быть как раз поставщик тепла. Но если он в этом будет экономически мотивирован. Сегодня задача у любой ресурсоснабжающей организации – поставить как можно больше тепла. Более того, когда мы говорим про то, что нужно стимулировать приборный учет, мы же с вами знаем, что там, где норматив заниженный, мы всячески ставим эти приборы учета, управляющая компания сопротивляется, а когда мы все-таки поставили, этот прибор учета выходит из строя.

Но в большинстве крупных городов у нас норматив завышен. Или во многих. Я не могу сказать, что в большинстве. Но в половине – точно. И ведь там другой процесс. Там когда управляющая организация хочет поставить прибор, согласовав это с собственниками, ресурсоснабжающая организация всячески этому противится. Это же факт. Соответственно, пока мы не мотивируем компании, у которых есть квалификация, у которых есть возможность привлечения финансирования, и так далее, чтобы то, что потребитель экономит, стало выгодно им, чтобы они меньше жгли газа и прочее, процесс с мертвой точки не сдвинется.

Поэтому бенефициаром, то есть получателем выгоды от энергоэффективности, на наш взгляд, должен быть как раз поставщик ресурса, который должен частичкой этой выгоды делиться с организацией, эксплуатирующей, управляющей многоквартирным домом, чтобы, конечно же, окна в подъезде были нормальные, чтобы двери закрывались, и прочее, чтобы тепло не выходило, чтобы собственнику было комфортно. Но сделать так, чтобы в дом входило ровно столько тепла, сколько необходимо.

И тогда та же самая ресурсоснабжающая организация, конечно, будет мотивирована менять ровно те куски сетей, которые дадут экономический эффект. Когда мы с вами сегодня видим инвестиционные программы, даже в рамках долгосрочного метода РАО, конечно, чем больше мы вложили в сети (даже, может быть, их и менять не нужно), тем больше тариф раздули, потому что возврат капитала и доходность гарантированы.

Когда у нас будет обоснованный расчет, когда мы будем тратить только туда, куда нужно, мы с вами точно найдем ту оптимизацию, которая необходима. И, естественно, будем выводить мощности и не будем строить новые, которые сегодня продолжаем строить.

— Сергей Николаевич, есть серьезная системная работа Федеральной службы по тарифам, региональных энергетических комиссий, методики. Между тем, вся эта гигантская работа перевешивается одним только заявлением руководителя страны о том, насколько должны расти тарифы. В этой связи вопрос. Все методы, которые вы используете – точные, правильные методы: затраты плюс RAB-регулирование. Может быть, действительно, вам достаточно долгосрочного прогноза с индексированием, о

котором сегодня говорили коллеги? Ведь даже все участники дискуссии, руководители компаний высказались за то, что нужна ясность на длительный период времени. Больше всего мы опасаемся, что вы будете изымать достигнутый эффект. Поэтому может быть, действительно, регулироваться по методу индексации, задавая некий *price-sar*, и дальше давать возможность всем компаниям снижать издержки, снижать затраты и тем самым зарабатывать?

— С.Н. Зинченко. Действительно, мы уже к слову «тариф» относимся как к некому нарицательному. Иногда, говоря слово «тариф», мы имеем в виду платеж. И иногда надо действительно уточнять, о чем идет речь. Поэтому, с одной стороны, в выступлении звучало, и я постарался говорить, что сейчас вся нормативная база, которая готовится (и она в ближайшее время будет кардинально обновлена), направлена на то, что... Мы видели горизонт 5 лет, 3 года при первом применении. Поэтому у нас действительно затраты плюс, если и остаются, то для новых регулируемых организаций, которые только вступают в эту деятельность. А индексация, уже названный РАО-метод, сравнение аналогов – это 5 лет, 3 года при первом применении. Поэтому мы действительно движемся, и вектор направления этого движения очевиден: долгосрочное регулирование, установление на берегу реки неких правил игры и контролирование того, чтобы регуляторы... Еще раз повторю, ФСТ – это федеральный уровень, это установление неких правил игры, а реальное тарифное регулирование осуществляется региональными регуляторами, органами исполнительной власти субъектов Федерации. Чтобы регуляторы не вырезали сэкономленное – это сейчас наша задача. И мы ее, думаю, успешно решим.

— Денис Владимирович, в вашей презентации фигурировал эффект, которого вы достигли от переключения котельных, от работы по снижению издержек и затрат, которую вы проводите экономия газа. Это гигантская работа, и действительно есть видимые результаты. Но в качестве эффекта вы показали экономию газа. В мире существует работающее в течение ряда лет использование механизмов сбережения энергии в пересчете через CO₂. Так называемое Киото. Может быть, нам следует у нас в качестве такого элемента использовать экономию газа? И тогда вопрос: а «Газпром» готов делиться этой экономией со всеми участниками этой самой производственной технологической цепочки в пересчете на экономию газа?

— Д.В. Федоров. Эта идея не нова. В свое время «Росэнергоатом» обращался к «Газпрому» с предложениями построить большое количество энергоблоков, а источником окупаемости будет газ, который будет экономиться, направляться на экспорт и в каких-то пропорциях будет делиться. Конечно, вы понимаете, что «Газпром» не поддержал подобную идею. Было несколько совещаний, и все это закончилось. Поэтому, конечно же, «Газпром» не будет делиться своими доходами ни с кем, я думаю, как и любая коммерческая организация. Что касается эффектов, мне кажется, что эффекты мы будем получать, в первую очередь, на потребителе. Так как у нас произойдет оптимизация наших затрат, мы сможем расти более низкими темпами по приросту тарифов, нежели в другой ситуации.

— Юрий Александрович, как вы оцениваете, исходя из опыта вашей работы в Государственной Думе, те предложения, которые звучали, временами, наверное, сильно отличающиеся от того, что обычно принято считать нормой в теплоснабжении? Как регулирование, как база, отказ вообще от регулирования или введение *price-sar* через систему альтернативной котельной.

— Ю.А. Липатов. Я думаю, что практика покажет. Если говорить о том, по какому принципу работает Государственная Дума, прежде всего, те, кто просит нас поддержать те или иные поправки... Я всегда говорю о том, что чтобы подписать поправку, много ума не нужно. Но мы реально понимаем, что для того, чтобы в законе были проведены какие-то корректировки, эти корректировки являются предметом консолидации решений ряда министерств и ведомств. Я вам больше хочу сказать. Зачастую, даже когда Правительство выходит с теми или иными предложениями, которые якобы уже проработаны, мы постоянно сталкиваемся с тем, что есть конкуренция правовиков. В частности, правовое управление Государственной Думы, правовое управление Аппарата Правительства и Администрации Президента. Так вот, когда все эти ветви власти найдут общий язык, тогда те или иные предложения принимают форму закона. Мы говорим о том, что да, действительно, закон о теплоснабжении, Слава Богу, существует, и ему исполнится 3 года. Мы видим, какая за эти три года идет дискуссия в обществе, и сколько предложений по тем или иным вопросам. Поэтому я еще раз хочу сказать, что мы принимаем поправки, мы системно работаем с Правительством и с Администрацией Президента. И все, что на сегодняшний день здесь обсуждается... Мы готовы все предложения взять на себя.

А дальше идет следующая схема работы. Я в Государственной Думе, Валентин Ефимович в Совете Федерации – мы в рабочем порядке прорабатываем те или иные новеллы. Наверное, у нас такой тренд получился: когда поправки подписывают Липатов и Межевич, народ как-то уже привык, что это не просто поправки членов законодательных органов, а это поправки, которые уже практически проработаны со всеми ветвями власти. Поэтому наша задача заключается в том, чтобы, то цельное и зрелое, которое есть на сегодняшний день, в оперативном порядке проговаривать с исполнительной властью и двигать эти вопросы.

— Валентин Ефимович, если представить, что нормативная база позволяет реализовать предложения, которые сегодня прозвучали, можно предположить, что будет две тенденции. С учетом того, что коллеги говорили, что нет одинаковых регионов, они очень разнятся, может быть, тяготение к двум таким полюсам бизнеса в теплоэнергетике. Полюс один – это когда генератор приобретает, получает, покупает сети и имеет отношения с конечным потребителем, контролируя всю технологическую цепочку. Но при этом система *price-sar*, альтернативных котельных в ряде случаев его отодвигает, и какую-то долю рынка занимает тот, кто не тратится на сети, кто расположен рядом с потребителем – те самые локальные котельные. Это одна модель. Вторая модель – это когда сети все-таки живут своей жизнью, отдельно. Они – ЕТО. Они покупают тепло у разных производителей, выбирая наиболее экономичные источники и доставляя конечному потребителю, в конечном счете, наиболее экономичное тепло. Кстати говоря, в тех случаях, когда передача слишком сложна, далека, технологически затруднена или дорога, то тоже строят, возможно, локальные источники. Попросту говоря, есть ли вообще отдельный бизнес в сетях? Будет ли такая модель востребована? И какой из этих двух моделей вы бы отдали предпочтение?

— В.Е. Межевич. Я бы предпочтение не стал отдавать ни той, ни другой модели. Потребитель государственную систему регулирования воспринимает как единое целое. У нас же с вами есть регулирование на муниципальном уровне. 131-й федеральный закон. Муниципальная власть не входит в систему государственной власти и живет иногда по своим законам, которые необходимо поправлять. Есть регулирование

на региональном уровне, есть регулирование сверху – федеральная власть. И задача федеральной власти – установить такой порядок, чтобы именно на этих уровнях регулирование не было политизировано, чтобы оно не было от выборов до выборов, чтобы не защищали собственный бизнес на тех же котельных, на тех же сетях. Много негатива. Какая модель выживет? Наверное, будет выживать и та, и другая модель нормально, потому что сегодняшнее законодательство позволяет выживать и так, и так. Я знаю регион, где руководство энергетической компании приняло решение: мы должны проследить всю цепочку, от производства до потребителя. Они пошли еще дальше: генерация в одной компании, сети в одной компании, и управляющая домами компания тоже там же. Они создали целый коммунальный сектор и контролируют весь процесс от и до. И вы знаете, получается, в принципе, неплохо. Модель жизненная? Жизненная. Там, где будут сети, и есть возможность нескольким источникам в эти сети поставлять – тоже жизненная. Вопрос в том, что мы имеем в конце. Если вы помните, в законе о теплоснабжении, в законе об энергоэффективности, в 261-м, и там, и там присутствует одна вещь, о которой мы все время забываем говорить: оптимальный топливно-энергетический баланс. Вот когда мы к этому придем, такая модель или такая модель позволяет осуществлять в этом муниципальном образовании, на этой территории в целом оптимальный топливно-энергетический баланс, который будет использовать... Если местно топливо дешевле, почему не развивать источники на местном топливе? Вот тогда мы достигнем цели.

— Давайте подведем итоги. Не все решения сегодня найдены. Есть место для пессимизма, потому что мы видели отношение зала. Мы считаем, что во многом высокие тарифы – это проблема наших смежников. Мы считаем, что плохое регулирование, плохое ценообразование, недостаточные инвестиции, и вообще, хорошо бы, что государство вложило деньги. Также мы понимаем, абсолютно согласен с фразой Андрея Владимировича Чибиса, что невозможно одновременно сдерживать тарифы, но давать деньги из бюджета. Это худший из возможных вариантов. Поэтому модели, которые здесь сегодня ищутся, должны дать ответ на вопрос: как справедливо, как эффективно, как экономично. Я думаю, что эта работа продолжится. Более того, она все-таки близится к тому моменту, когда должна уже перейти в стадию рассмотрения на предмет принятия тех или иных решений.

Перспективы электротранспорта: создание зарядной инфраструктуры

Модератор Т.Д. Алексеева. В ноябре на конференции ФСК, было объявлено о начале развития в России инфраструктуры для электротранспорта, что будет создана рабочая группа и будет сформирован план, согласно которому инфраструктура для электротранспорта будет развиваться в масштабах всей России. Круглый стол в рамках форума «ТЭК России в XXI веке» о перспективах развития электротранспорта в России был посвящен технологическим особенностям создания зарядной инфраструктуры в масштабах России.

— *Наш первый спикер – Роман Николаевич Бердников, первый заместитель председателя правления ФСК ЕЭС, член Правления ФСК ЕЭС, который как раз расскажет нам о том, что произошло с того момента, как мы говорили о том, что будем планировать это и до сегодняшнего дня.*

— Р.Н. Бердников. Коротко расскажу об основных аспектах разработанной нами программы и о дальнейших шагах, которые мы планируем делать. Предпосылки для развития электротранспорта всем понятны, тут есть и производители, которые расскажут о необходимости развития электротранспорта. Ряд факторов заставляют нас задумываться о том, что это уже не блеф, а реалии. То, что скорость электромобиля уже достигает 500 километров в час. Nissan Leaf, который был автомобилем года в 2012-м, за последний год снизил стоимость на 12%, при этом на 15% увеличился пробег, и сейчас он может достигать скорости 208 км/ч. Естественно, время зарядки тоже практически в два раза меньше, то есть вместо 7 часов 3,5. Стоимости и время зарядки снижаются, пробеги увеличиваются.

2013-й год официально объявлен годом экологической культуры, и введение электротранспорта способствует улучшению экологической обстановки, особенно в крупных городах. Один дизельный автобус по степени загрязнения аналогичен 350 машинам на обычном бензине, так как работает больше и у него качество другое. Мы прогнозировали, на примере Москвы и области – рынок развития электротранспорта. Пессимистический или консервативный – это как будет развиваться электромобиль, если не делать преференций, льгот, то есть рынок будет жить сам по себе. Но даже в этом сценарии мы считаем, что в Москве и в Московской области уже к 2020-му году будет до 50 тысяч электромобилей.

Базовый сценарий — преференции, льготы, другие действия, благоприятствующие развитию электротранспорта. Мы прогнозируем в Москве до 110 тысяч машин, хотя это тоже не предел. Я думаю, что если создать

правильные условия, в том числе разрешить выезжать на полосы общественного транспорта, тоже можно будет по-другому смотреть на данный вид транспорта. Естественно, мы как сетевые компании можем смотреть на развитие зарядной инфраструктуры для электротранспорта. Я сам пользовался четыре месяца электромобилем, который мне предоставили. Но проблема с зарядкой. Даже не в каждой обычной розетке можно зарядить эту машину: нельзя заряжать, если розетка не заземлена, если неплотный контакт. Даже на паркинге, где розеток куча, я далеко не везде мог заправиться. Поэтому у нас развитие сотовых телефонов тоже пошло бы не так активно, если бы мы не в каждой розетке могли заряжать телефон. Поэтому это важная задача для развития инфраструктуры для зарядки автомобилей. Если создать правильные предпосылки, то электротранспорт пойдёт развиваться совсем другими темпами.

Мы определили количество необходимой зарядной инфраструктуры по миру, как она будет развиваться до 20-го года. Потребность до 2020-го года идёт во всех регионах, на всех континентах. Например, в США ежемесячно открываются порядка 180 зарядных станций. Мир активно к этому идёт, и не только развитые – но и азиатские страны, и латиноамериканские. Основная цель – создание сети зарядной инфраструктуры для электротранспорта. Не буду перечислять, для чего она нужна. Это понятно: и экология, и необходимость развития, социальные программы и т.д. Но с точки зрения сетевых компаний, это также хороший вид дополнительного бизнеса. Он может быть выделен в отдельный регулируемый вид, в рамках развития возможностей по диверсификации может быть интересен для сетевых компаний. Если говорить о сроках, что из себя представляет данная программа? Мы выделили пять крупных направлений. Это разработка базовых технологических решений: создание самого устройства для зарядки электромобиля — заправочная станция, система управления, разработка стандартов для производителей электромобилей, чтобы каждый не приходил со своей системой зарядки; это присоединение к сети зарядных

электростанций. В рамках технологического присоединения этот вопрос решается непросто, эту процедуру надо упрощать.

Следующее направление – это, конечно, разработка всей нормативно-правовой базы для нового вида деятельности, который в рамках нормативно-правовой базы у нас не определён, и он совмещает массу функций, которые сейчас разделены, и надо вносить приличные изменения. И самый важный этап – реализация пилотных проектов. Пока мы не будем их реализовывать, не набьём шишек. Нельзя научиться кататься на велосипеде, пока на него реально не сядешь. 2013-2014-й годы – это первый этап, когда мы должны разработать технологические решения, о которых я сказал. Должны начать разработку нормативной базы, потому что этот процесс быстро не проходит. И внедрить ряд выбранных пилотных проектов. 2014-2015-й годы – мы разворачиваем ключевые регионы, кто хотят. И уже последующие годы – массовая реализация.

Понятно, что эта программа будет изменяться, потому что это первый пилотный проект и для России, и для нас. Поэтому те этапы, которые мы отражаем, также пытаемся обсуждать публично. Если какие-то моменты мы забыли, упустили, то готовы корректировать, взаимодействовать, сотрудничать.

Если брать по технологическим аспектам, здесь я бы выделил важные моменты. Конечно, уже есть в иностранных компаниях зарядные системы Mode-3, CHAdeMO. Но нам важна для снижения стоимости разработка отечественных аналогов. Есть, например, ряд станций ультрабыстрой зарядки, технологические решения по бесконтактной, беспроводной зарядке. Их нет ещё и на Западе, поэтому здесь мы также можем двигаться.

С моей точки зрения, это не технологический вопрос, просто нужно заниматься сосредоточенно, целенаправленно. И в рамках технологического аспекта нам важно технологическое присоединение к сети, потому что здесь рассматривали ряд моментов: можно с увеличением мощности, можно без увеличения мощности, и как эти зарядки будут влиять на развитие сети.

С одной стороны, вроде бы объёмы не большие (каждый электромобиль 20-25 киловатт), но, с другой стороны, если будут массовые зарядки, массовые увеличения, это совсем другие требования. Нужно будет менять СНИП в домах. Но если даже в каждом паркинге поставят по несколько розеток, это уже должны быть совсем другие требования к электропроводке внутри домов и сооружений.

В настоящее время для общественного транспорта пока стандартов нет. Задача не просто разработать систему зарядки, но чтобы она была интеллектуальной, не просто как розетка, а чтобы управлялась со стороны оператора. Такие разработки в рамках МОЭСК есть, но важно создать мозги и вложить в эту зарядную инфраструктуру.

Виды техприсоединений. Первый – когда уже присоединённый к сети объект, например крупный универсам предоставляет площадку без увеличения присоединяемой мощности. Система понятна, и в нашем понимании это будет базовый вариант. Также они могут присоединяться к нам напрямую, но нужно предоставлять определённое место для зарядки. Есть вариант, когда зарядная станция уже может быть на объектах сетевых компаний, потому что в городе много объектов, это можно также делать уже в городских условиях, в том числе на трассе.

Бизнес-модель: основной вариант, что должны быть два оператора. Исходя из тех нормативов, которые есть – это во-первых технологический оператор (сетевые компании), который обеспечит технологическое присоединение, передачу электроэнергии и интеллектуальное управление зарядками. Второй – это коммерческий оператор, который занимается всем спектром вопросов, которые необходимо решить (аренда земли, строительство, биллинг, взаиморасчет и ещё масса вопросов, в том числе купля-продажа энергии). Модель работающая, уже есть опыт. Также нам интересно, чтобы регионы представляли определённые преференции для развития данной инфраструктуры. Мы разработали ряд монетарных и немонетарных льгот, которые регионы могут предоставлять. Первое – это, конечно, разработка целевой программы субсидирования покупки электротранспорта и зарядной инфраструктуры для транспортных предприятий (общественные автобусы, другая коммерческая инфраструктура). Это освобождение электромобилей от налогов. Разрешение въезда на закрытые дорожные территории, специальные дороги. Это льготное кредитование, страхование электротранспорта, выделение земельных участков по льготам. Это можно

делать первыми шагами, которые не ударят по экономике, но создадут стимул для реализации данных программ в регионах. Мы не можем принуждать регионы — а только дать набор инструментов.

В настоящее время мы выбрали пилотные проекты для реализации, это программа «13-14». Сначала – на своих объектах. У нас есть автотранспорт, который перевозит сотрудников. Наша компания имеет разные офисы, это неудобно, поэтому мы планируем в 2013-2014-м годах закупить электротранспорт для своих нужд. В рамках своего филиала «МРСК Центра», который работает на территории Москвы, также планируем и часть его парка перевести на электротранспорт. Есть предложение обслуживать им ряд оперативно-выездных бригад, которые работают в соответствии с маршрутами.

Следующий регион – Екатеринбург, Свердловская область в рамках филиала «МРСК Урала», там есть заинтересованные лица и администрации. И Ставропольский край. Вот три проекта, к которым проявили заинтересованность, в рамках этих регионов будем работать. Программа не закрыта, это первые шаги тех, кто к нам заявился; будем реализовывать программу и на других территориях. Программа комплексная, она требует взаимоотношений со всем внешним миром. Начиная от законодательных изменений, о которых я говорил, до взаимодействий с технологическими платформами и производителями. Взаимодействуем с технологическими платформой «зелёный автомобиль». Провели ряд рабочих встреч с автопроизводителями, в частности ЛиАЗ, Mitsubishi. Главный момент – взаимодействие с государственными органами законодательной и исполнительной власти, закрепление на уровне требований и льгот необходимых изменений в нормативно-правовой базе.

Наша основная задача – задать стандарты для единой технологической политики зарядной инфраструктуры, чтобы все автопроизводители не приходили со своими стандартами. С моей точки зрения, им понятнее, и нам проще дальше работать. Это внедрение этих стандартов и внутри компании, так как хоть я и представитель федеральной сетевой компании, но у нас уже созданы «Российские сети», дальше мы эту программу будем развивать по всем региональным сетевым компаниям, и это уже охват более двух миллионов километров линий электропередач и порядка, если я правильно помню, 850 подстанций ФСК, но ещё на порядок больше объектов МРСК, то есть объём приличный, охватывает практически всю территорию Российской Федерации. И на основании вот этих

Следующее направление – это, конечно, разработка всей нормативно-правовой базы для нового вида деятельности, который в рамках нормативно-правовой базы у нас не определён, и он совмещает массу функций, которые сейчас разделены, и надо вносить приличные изменения. И самый важный этап – реализация пилотных проектов. Пока мы не будем их реализовывать, не набьём шишек. Нельзя научиться кататься на велосипеде, пока на него реально не сядешь. 2013-2014-й годы – это первый этап, когда мы должны разработать технологические решения, о которых я сказал. Должны начать разработку нормативной базы, потому что этот процесс быстро не проходит. И внедрить ряд выбранных пилотных проектов. 2014-2015-й годы – мы разворачиваем ключевые регионы, кто хотят. И уже последующие годы – массовая реализация.



требований к внешнему миру, требований к зарядной инфраструктуре, конечно, мы будем разрабатывать и реализовывать внутренние технические и технологические стандарты присоединения, стандарты к уже развитым сетям, что необходимо в этой части корректировать. И, конечно, должна быть системная работа по нормативному обеспечению данного процесса.

— Хочу обратить внимание, что необходимо создавать единые стандарты по зарядной инфраструктуре. В Европе, продвинутой в части электромобилей, вопрос создания единого стандарта начал подниматься системно лишь через 3-4 года после того как электромобили начали ездить. Я хочу, чтобы вы оценили правильный системный подход, который лежит в основе этой программы, стандартию, который позволяет всем производителям и участникам процесса без сбоев развивать это и потом ничего уже не синхронизировать. Максим Осорин, генеральный директор «Револьта», расскажет нам о бизнес-моделях и ключевых проектах и базовых технологических решениях.

— М.П. Осорин. Я хотел бы более подробно объяснить бизнес-модель, которая заложена в программе. Если рассмотреть электросетевые компании и развитие рынка зарядной инфраструктуры, то, в принципе, какие есть варианты? Первый: ничего не делать, всё равно те, кто будут ставить зарядные станции, в том или ином виде обратятся за техприсоединением, и энергокомпания получит эффект за счёт того, что по мере развития рынка электротранспорта будет увеличиваться полезный отпуск, соответственно, вырастет доход от транспортировки. Проблема с этим подходом заключается в том, что системного

развития не будет, и сетевая компания не сможет получить никаких других преимуществ. А какие преимущества есть? Сегодня, особенно в таких странах как Россия, где модель рынка такова, что все практические упражнения на тематику интеллектуальных сетей или активно-адаптивных сетей ограничиваются тем, что у нас с розничным потребителем работает сбытовая компания, а сети занимаются сбытом. То есть мы не можем делать многие вещи, как, например, наши коллеги в Америке или в Европе. Но в случае с электромобилем мы можем делать эти вещи, то есть мы можем управлять нагрузкой, вводить ограничения и, в какой-то перспективе, – технически это уже возможно, нужно еще решить много организационных вопросов – использовать электромобили как распределённую сеть хранения электроэнергии.

Для энергокомпании это какие плюсы? Мы увеличиваем коэффициент загрузки сетевой электроструктуры, за счёт того, что мы заряжаемся ночью и дополняем те спады, точнее, те резервы дневного профиля потребления, которые у нас есть. Мы можем использовать электромобили, ограничивая их зарядку либо ограничивая мощность этой зарядки для того, чтобы проходить пики, и если у нас несколько сотен тысяч машин в таком городе как Москва, это точно позволит не отключать целый набор крупных потребителей и так далее. Денис Цыгулев расскажет об этом подробно.

Чем может заниматься электросетевая компания? Она может выступать вот ровно тем самым технологическим оператором, то есть заниматься техприсоединением и осуществлять технологическое управление, прежде всего в своих интересах для того, чтобы повышать эффективность своей сетевой инфраструктуры. Если мы движемся ещё

дальше, то мы как сетевая компания можем, в принципе, развить новый вид бизнеса и оказывать услуги по зарядке электромобилей, зарабатывая не только на увеличении транспортировки электроэнергии, но и зарабатывая на этих самых услугах.

И четвёртый пункт опциональный. Вокруг любого бизнеса всегда есть дополнительные сервисы, то есть не секрет – сегодня, например, многие энергосбытовые компании больше 50% выручки получают не за счёт своей сбытовой надбавки, а за счёт того, что они продают полисы, счётчики, энергоаудит и прочее.

Мы проанализировали все бизнес-модели и действительно техприсоединение – это важный момент, потому что многие, кто первый раз слышат про зарядную инфраструктуру, испытывают небольшой конфуз – особенно кто занимается сбытовой деятельностью. Принципиальным моментом является то, что мы планируем развивать нерегулируемую модель деятельности. Термин «нерегулируемая» здесь относится к цене на услугу по зарядке. Не продаётся электроэнергия, а оказывается услуга по зарядке. Она включает в себя аренду зарядной станции, предоставление парковочного места, предоставление информационных услуг, потому что клиент должен получить доступ к зарядной станции; система должна осуществить биллинг, взаиморасчёты и т.д. В связи с этим была разработана эта модель.

Зачем нужно в этом случае разделять технологического и коммерческого оператора? Если мы представим, что технологическим оператором является электросетевая компания, то это традиционный для электросетевой компании бизнес, технологическое присоединение, транспортировка электроэнергии и технологическое управление. Принципиально новый вид бизнеса – взаимодействие с многочисленными партнёрами, на территории которых устанавливается зарядная инфраструктура. Здесь очень важный момент. На практике, которая – уже полуторагодовая – есть в Москве, например, в нашей сети зарядных станций, нет ни одного случая установки зарядных станций по модели, отличной от первой. То есть мы всегда ставим зарядную инфраструктуру там, где это удобно потенциальным клиентам, где человек может приехать, оставить машину и провести какое-то время, будь это его офис, или парковка торгово-развлекательного центра, либо АЗС. Нужен коммерческий оператор, который может являться внутренним подразделением электросетевой компании, дочерним зависимым обществом, внешней компанией. Это вопрос десятый, и он будет решаться на более

поздних этапах, но главное: это рыночный игрок, который с одной стороны, привлекает физических и юридических клиентов и представляет им услуги по зарядке, а с другой стороны, работает со всеми партнёрами, на территории которых размещена зарядная инфраструктура.

Эти модели отчасти придуманы нами, но они заимствованы в мире, потому что многие страны ушли намного дальше. И сегодня компании, которые пытались совместить все виды деятельности, имеют ряд проблем, прежде всего с клиентами, потому что возникают судебные иски: клиенты справедливо спрашивают, почему за счёт тарифа, который определён для всех клиентов, финансируется создание и эксплуатация зарядной инфраструктуры. Этот вопрос мы много обсуждали, прежде чем определить эти модели.

Теперь я бы хотел остановиться на нескольких ключевых проектах, которые есть в программе. Первые – это горизонт 2013-2014-й годы – создание сети зарядных станций. В отличие от проекта МОЭСК, который был реализован в прошлом и позапрошлом годах, это не исследовательский проект, а конкретное практическое упражнение, в ходе которого мы должны отработать технологические решения, бизнес-модель, и подтвердить практикой наши теоретические расчёты. После этого нужно сформировать бизнес-план, привлечь финансирование и уже реализовывать программу на последующих этапах, когда идёт массовое развёртывание инфраструктуры. Здесь мы планируем создать порядка 100 станций, примерно 20 из них – это комплексы экспресс-зарядки и 80 – это станции переменного тока режима 3.

Ещё один проект, на котором я хотел бы остановиться, – это общественный транспорт, то есть мы понимаем, что всё-таки в России рынок электротранспорта развивается по-другому, основным драйвером являются корпоративные парки и общественные перевозки, основной эффект может быть достигнут именно там. В нескольких городах мы провели анализ существующей маршрутной сети, которая обслуживается дизельными автобусами, и пришли к выводу, что большая часть маршрутов по своей суточной протяжённости составляет порядка 200 километров.

Поэтому, чтобы перевести парк на электробусы, нужны принципиально другие технологии, а именно: мы никогда не сможем за разумные деньги создать электробус с автономностью 200-250 километров, который бы возил 100 человек и стоил бы при этом в горизонте 5-8 лет столько же, сколько дизельный (стоимость покупки плюс стоимость эксплуатации). Поэтому нам нужна технология,

которая позволит в ходе суточной работы подзаряжать автобус быстро, чтобы не рвать его технологический график. В связи с этим появился проект по созданию российской технологии ультрабыстрой зарядки соответствующим автобусам. Подписано соглашение с «Группой ГАЗ», где совместно с ЛиАЗ как с одним из крупнейших производителей автобусов мы планируем реализовать эту технологию.

Ещё один проект – альтернативное направление, технология индукционной зарядки. Сегодня на рынке пока небольшие мощности, это до 10 киловатт. Однако ряд крупных международных игроков (в частности, Bombardier) занимаются разработками в сфере технологии индукционной зарядки с мощностями 100, 150, 200, 300 и так далее киловатт. Если это получится, соблюдая нормы безопасности, это будет революция общественного транспорта, потому что трамваю не потребуется контактная сеть, основной источник затрат. Мы тоже этим планируем заниматься в рамках программы.

Ещё один момент, практическое решение. Например, у нас есть АЗС вдоль дороги, там чисто физически неразумно или нет технической возможности получить необходимую мощность, чтобы установить комплекс экспресс-зарядки, который имеет мощность 50 киловатт. Мы хотим разработать простое и относительно дешёвое решение, которое будет в себе совмещать ёмкость, накопитель на литий-ионных аккумуляторах или на какой-то другой технологии аккумуляторов вместе с зарядной инфраструктурой для того, чтобы устранить необходимость увеличения мощности, выделенной на объекты. Владелец АЗС получит дополнительное преимущество, а именно более высокую категорию энергоснабжения, полностью избавится от дизельного генератора либо поставит его существенно меньших размеров и т.д.

Теперь кратко о технологиях. Действительно логика программы в части зарядной инфраструктуры такова, что сегодня бессмысленно разрабатывать собственные технологии зарядки, особенно в сегменте легкового и лёгкого коммерческого транспорта. В мире есть два стандарта: первый пришёл из Японии CHAdeMO, стандарт зарядки постоянным током, мы это называем экспресс-зарядными станциями. В Москве таких четыре, ещё одна в Белгороде, работает уже больше года.

Второй стандарт – зарядка переменным током мощности до 22 киловатт. Мы планируем эти два стандарта принять, потому что де-факто все машины, которые приходят к нам сегодня и будут приходить завтра, будут оснащены именно такими стандартами. Здесь

Ещё один момент, практическое решение. Например, у нас есть АЗС вдоль дороги, там чисто физически неразумно или нет технической возможности получить необходимую мощность, чтобы установить комплекс экспресс-зарядки, который имеет мощность 50 киловатт. Мы хотим разработать простое и относительно дешёвое решение, которое будет в себе совмещать ёмкость, накопитель на литий-ионных аккумуляторах или на какой-то другой технологии аккумуляторов вместе с зарядной инфраструктурой для того, чтобы устранить необходимость увеличения мощности, выделенной на объекты. Владелец АЗС получит дополнительное преимущество, а именно более высокую категорию энергоснабжения, полностью избавится от дизельного генератора либо поставит его существенно меньших размеров и т.д.

основная задача – наладить выпуск конкурентоспособного отечественного оборудования, потому что особенно на этапах, когда рынок небольшой по количеству электромобилей, очень важна стоимость оборудования. Сегодня западное оборудование не удовлетворяет требованиям сетевых компаний, прежде всего в области технологического управления. Оно не очень умное, потому что ничего кроме количества киловатт-часов по окончании сессии зарядки нам сообщить не может. У нас есть пример наших собственных, отечественных разработок. Мы знаем, что несколько других электротехнических заводов тоже работают в этом направлении, чем больше производителей, хороших и разных, тем лучше для рынка.

Очень важный момент – это разработка зарядной инфраструктуры для общественного транспорта. Возьмите любой мелкосерийный электробус (крупносерийных сегодня нет), у всех свои технологии, все делают свои стандарты. Для ночной зарядки можно использовать существующий стандарт Mode-3. Это экономит время и деньги на сертификацию, особенно в области электротехнической безопасности и так далее. И нужно разработать стандарт более мощной, ультрабыстрой зарядки.

Если рассматривать развитие зарядной инфраструктуры в контексте РФ, то у нас отличаются приоритеты. Это связано с тем, что наш рынок отстаёт, и многие автопроизводители считают Россию в контексте электротранспорта отсталой страной. Тот же Renault, имея 5 или 6 серийных моделей в линейке, ни одну из них не продаёт в Российской Федерации. Поэтому у нас другие приоритеты, то есть мы с точки зрения зарядной инфраструктуры мы фокусируемся на сегментах, где есть спрос. Он есть в общественных перевозках, потому

что если мы запускаем маршрут, оснащённый электробусами, то понимаем, какая будет нагрузка на зарядную инфраструктуру. Это абсолютно просчитываемый бизнес-план и возвратные инвестиции.

Второе направление – это корпоративные парки, то есть если какая-то компания (например, та же электросетевая либо перевозчик) оснащает часть своего парка электрическими машинами, понятно, что они будут заряжаться в процессе эксплуатации, а это возвратные инвестиции.

А публично доступная зарядная инфраструктура для всех потребителей, нацеленная на физических лиц, в настоящий момент наименее доходна. Существуют методы повышения её доходности, например, за счёт совмещения зарядных станций с рекламными модулями, но, до появления на рынке достаточного количества автомобилей мы рассматриваем этот сегмент как третий приоритет.

Один из практических проектов — как запустить машину на дороги Москвы. Он разработан в рамках программы, то есть участники проекта и целевая аудитория – это мультинациональные компании и крупные компании, у которых есть собственный парк автомобилей, либо которые выдают субсидии своим сотрудникам на приобретение электромобилей. Соответственно, электросетевой комплекс вместе с коммерческим оператором создаёт зарядную инфраструктуру за свой счёт на парковке этой организации. Автопроизводители предлагают льготные условия по приобретению машин, в том числе лизинг, договоры жизненного цикла, когда в договор включаются все затраты, в том числе и на техническое обслуживание. А город, не тратя ни копейки денег, разрешает доступ этих машин на выделенную полосу. Для чего это нужно предприятию, потенциальному заказчику? Время

в пути сотрудника сокращается в 2-3 раза, увеличивается производительность труда. Для человека, который пользуется машиной, нет проблем: ночью он заряжается на стоянке, днём заряжается у себя в офисе. Можно ездить почти 100% на электричестве даже в случае с подключаемым гибридом. Такие проекты широко популярны во всём мире. Например, маленькая IT-компания Evernote (многие пользуются приложением на iPhone) или Google – вот типичные примеры. Мы готовим эту программу совместно с Mitsubishi Motors, с «Рольф Импорт» в ожидании появления на российском рынке подключаемого гибрида Outlander, который будет первым действительно массовым электромобилем в России.

Кратко про механизмы взаимодействия с регионами. Уже было сказано, логика программы очень простая: бессмысленно развивать зарядную инфраструктуру в регионах, не имея внятной региональной программы, направленной на развитие электротранспорта и электроинфраструктуры. Она должна состоять из двух частей. Первая – это стимулирование приобретения электромобилей для всех типов клиентов (юридических, физических лиц). Это монетарные и немонетарные методы стимулирования. И второе – это создание условий для развития зарядной инфраструктуры.

У меня есть пример проработки на примере Ставропольского края, как конкретного региона. В любом регионе огромное количество государственных компаний: муниципальные перевозчики, сектор ЖКХ, различные органы власти, которые используют транспорт. Достаточно ввести норматив по минимальному количеству электротранспорта в соответствующих парках, чтобы автоматически создать спрос. Причём выиграют от этого все, потому что жители любого региона заинтересованы, чтобы улицу у них убирал не старый дизельный «Беларусь», а бесшумный электрический трактор либо специализированная электрическая коммунальная машина. Это не фантастика, а на российском рынке представлено, можно купить. На примере Ставрополя, например, можно использовать такой интересный аспект региона как курортная зона.

Кратко хочу поделиться опытом эксплуатации сети. У нас с 2011-го года в эксплуатации находится сеть зарядных станций, мы являемся коммерческим оператором и разработчиком этой системы. Чтобы система работала, был разработан специальный российский продукт, он называется Revolta Charging Network Management System. Можно зайти к нам на сайт, зарегистрироваться и

со стороны клиента сами посмотреть, как это работает. Про систему рассказывать не буду, хочу показать несколько графиков. Это реальные зарядные станции и реальная статистика за последние 5-6 месяцев, станция, место её расположения и примерный коэффициент загрузки. Сегодня большая часть станций в сети имеет низкий коэффициент загрузки, порядка 2-3%. Что такое коэффициент загрузки? Отношение часов, когда станция заряжает электромобиль, к общему количеству времени.

Тем не менее, хочу обратить внимание на правый столбец. Это типичный пример, когда станция установлена в корпоративном парке. Это собственный парк, собственный офис, где мы используем электромобили. Коэффициент загрузки составляет больше 50%. В таких условиях окупаемость зарядной инфраструктуры – это 2-3 года (в существующих ценах).

— *Думаю, что не только корпоративные парки заинтересованы в монетарных льготах; физлица тоже с радостью начнут себе покупать второй автомобиль – электрический, чтобы в 2-3 раза сократить время в пути. Максим Петрович и Роман Николаевич уже упоминали в своих выступлениях проект «МОЭСК – EV». Все о нём знают, и я думаю, что Денис Цыпулев тоже не будет рассказывать ещё раз о том, как этот проект проходил и какие были его итоги. Очень подробно было рассказано на предыдущей конференции, которая у нас была в ноябре. Но компания, которая первая, с большим отрывом запустила пилотный проект, накопила колоссальный опыт как в плане тестирования всех электромобилей, так и в плане инфраструктуры и всех тонкостей в этой области. Денис Юрьевич, прошу Вас.*

— Д.Ю. Цыпулев. Мой доклад состоит из трёх частей. Первая: я хочу поделиться опытом эксплуатации электромобиля, мы сейчас нарабатывали его уже в достаточном объёме, прежде всего – опыт эксплуатации в разные сезоны, что для нас очень важно в условиях Москвы и России. Это результаты испытаний электромобилей как технологического электротранспорта для нужд компаний и это общие аспекты (системные, экономические и экологические) эксплуатации электромобилей. У нас в автопарке на сегодня находится 4 типа электромобилей разных производителей. Это было сделано сознательно, чтобы получить общее впечатление в целом об этом типе продукта. Естественно, каждая машина имеет свои паспортные характеристики, которые даёт производитель. Здесь представлены именно эти характеристики. Дальше мы попытались проверить и понять, насколько

реально то, что нам заявляют. В целом нас не обманывают, то есть то, что нам обещают производители электромобилей, машины выполняют. Поясню на примере Mitsubishi i-MiEV как самого первого и ходового у нас электромобиля, то есть нам заявляют дальность пробега 150 километров на одной зарядке. Я лично проезжал 160, то есть в этом смысле даже немножко и обманывают, можно больше. Но в целом понятно, что величина пробега зависит от характера вождения, то есть от водителя, как он управляет электромобилем. Я дальше поясню, почему это происходит. В целом все машины имеют примерно одинаковые характеристики по времени заряда, по максимальной скорости, по продолжительности поездки, как я уже сказал, поэтому сравнивать их между собой бессмысленно, тут, в общем, как и везде – на вкус и цвет. Перейду к результатам практического эксперимента, который мы провели в феврале этого года, пару месяцев назад. Он был запланирован, разработан и придуман для того, чтобы понять, можем ли мы использовать как технологический электротранспорт (прежде всего для работы оперативно-выездных бригад, аварийных выездных бригад) электрофирмы Smith Electric, которые сегодня мы эксплуатируем.

Были разработаны типовые маршруты движения этих машин, и ним в течение нескольких дней ездили разные водители, снимались телеметрические показания, чтобы оценить, какие возможности нам даёт эта техника. Насколько быстро снижался заряд батареи, имеется ли зависимость от того, начинает машина движение из тёплого гаража или она всю ночь стояла на улице, где отрицательные температуры. Вывод, что большой зависимости нет, она в пределах погрешности. И в этом смысле при не критически низких температурах (где-то до минус 15) этой проблемы уже в сегодняшнем поколении электромобилей нет. Хотя год назад об этом говорили как о серьёзной проблеме.

Как зависят характеристики машины от стиля вождения. Мы взяли человека, который никогда не ездил на электромобиле и поехал как обычно привык; и сравнили с водителем, имеющим опыт управления электромобилем в течение 10 месяцев. Расход энергии у водителя без опыта составил 0,52 киловатт-часа на один километр пробега, а у водителя с опытом – 0,42 киловатт-часа на километр. Разница примерно в 15-20%, это существенно. Это не значит, что водитель с опытом ехал хуже или медленнее. Проехали они одинаковое расстояние, при этом средняя скорость у более экономичного водителя была выше, то есть он меньше времени затратил на то,

чтобы проехать это расстояние. Условия были одинаковые, маршрут один и тот же. Разница была в один день, соответственно, температура та же самая, те же пробки, светофоры, горки, подъёмы, спуски и так далее, то есть в этом смысле эксперимент чистый.

Что нам даёт этот эксперимент? Первое: машина в реальных условиях эксплуатации проехала 95 километров, это отфиксировано. Причём остался заряд, то есть до 100 километров абсолютно точно машина может эксплуатироваться без подзарядки. При этом разница в пробеге зависит от стиля вождения, и в этом контексте, конечно, важно обучать водителей, которые будут ездить, чтобы они понимали логику силовой установки.

Почему мы считаем, что эта машина может быть использована для работы технологическим транспортом? Машина работала целый день как оперативно-выездная бригада, на ней ездила бригада электриков. И мы видим: бригада получила с утра, например, наряд, села в машину, поехала на подстанцию осуществлять технологические работы. Потом машина приехала на подстанцию или где они должны были осуществить эти работы и, соответственно, остановилась, где-то час-два бригада работала. В это время энергия не потреблялась. После этого в машину сели люди, поехали дальше, на следующий объект, то есть график потребления имеет такую рваную характеристику: то потребляет, то не потребляет. Если эти провалы, когда машина ничего не потребляет, заполнить зарядкой, то есть на объектах, куда машина приезжает, обеспечить возможность подзарядки, то реально обеспечить эксплуатацию 24 часа в сутки 7 дней в неделю и 365 дней в году без каких-либо проблем в любое время года при любой температуре. Запас, который даёт батарея в машине, позволяет это делать 12 часов в день, не подзаряжаясь от сети. Но если обеспечить подзарядку, то ещё раз повторю, 24 часа в сутки целый год – никаких проблем.

Машина может использоваться нормально в существующих климатических условиях. Максимальный пробег существенно зависит от стиля вождения. Машина может эксплуатироваться круглый год каждый день. И пробег, который мы получили на том оборудовании, то есть с той батареей, которая стоит в машине, – это 95 километров.

Последний раздел, который я сегодня хотел бы озвучить – это глобальные системные, экономические и экологические аспекты эксплуатации электромобилей. Раньше эту часть доклада я называл «мифы об электромобиле», но прошло не так много времени (буквально полгода), и уже из мифов эти вопросы превратились в утверждения, которые не оспариваются.



Первое – проблем с точки зрения энергосистемы для эксплуатации и развития электромобилей на территории Москвы нет. Я представляю Московскую объединённую электросетевую компанию, поэтому буду говорить за неё. Реальный сетевой график загрузки по замерному дню, в декабре 2011 года, в зимний максимум: ночью, когда у нас провал в электропотреблении с 11 вечера до 6 утра, в энергосистеме потенциально недоиспользуется гигантское количество энергии. 28 гигаواتт-часов могло бы быть произведено, передано и потреблено ночью, но этого не происходит, поскольку потребителей существенно меньше. Электротранспорт может взять эту энергию себе, что в целом повысит эффективность использования созданной, существующей, эксплуатируемой инфраструктуры, эффективность вложенных инвестиционных средств и даст возможность энергосистеме работать с меньшим количеством переходных процессов, а, значит, более надёжно.

В качестве более понятных цифр назову конкретный пример. Уже сегодня на основании этих данных можно сказать, что не создавая новых мощностей, ночью в Москве может заряжаться 1 миллион 200 тысяч электромобилей. Речь идёт о штатной зарядке от бытовой розетки 3,3 киловатта. Все машины примерно за 6-7 часов заряжаются полностью. То есть мы понимаем, что прогнозные данные по рынку Москвы (порядка 110 тысяч электромобилей к 2020 году) не создают проблем с точки зрения энергетики. Мы к этому уже сегодня готовы. Понятно, что к 2020-му году ситуация будет ещё более выигрышной.

Днём у нас резерв энергосистемы меньше, потому что есть пики утренний и послеобеденный. Но даже в этом разрезе днём у нас может заряжаться порядка 14 тысяч машин одновременно быстрой зарядкой, то есть мощностью по 50 киловатт, и примерно 220 тысяч машин – медленной зарядкой. Если всё это правильно посчитать, то за день в течение дня в Москве могут полностью зарядиться 400 тысяч электромобилей. Даже при дневной зарядке у нас нет ограничений, достаточно мощности и генерирующих, и сетевых компаний.

Экологический аспект, тоже очень важный. Говорят, что электромобили, конечно, чистые, но мы переносим загрязнения с дорог города на электростанции, потому что энергию всё равно нужно вырабатывать. Мы сделали расчёты, чтобы не голословными теоретиками. Данные 2011-го года по Мосэнерго, газовая генерация: все выбросы, которые были сделаны за 2011-й год всеми электростанциями, находящимися на территории Москвы и об-



ласти, которые питают нашу энергосистему, и данные по полезному отпуску. Поделив одно на другое, мы получаем, сколько выбросов приходится на один киловатт-час отпущенной мощностью. Сравниваем с данными автопроизводителя обычных бензиновых или дизельных машин и получаем удельные цифры, которые можно сравнивать. Мы учли фактор, про который обычно забывают. Для выработки бензина на НПЗ нужно затратить порядка 5-6 киловатт-часов на выработку одного литра и произвести выбросы вредных веществ, которые составляют очень приличную величину. Если эти цифры консолидировать, то в результате у нас получается очень интересная вещь. С учётом всех возможных загрязнений на цепочке движения энергии к электромобилю, электромобиль на 50% чище, чем аналогичный бензиновый или дизельный автомобиль, и на 80% энергоэффективнее.

При выбросы, которые происходят на электростанциях, существенно менее вредны, чем на дорогах. То, чем мы дышим – это приземный слой атмосферы, 2-3 метра над уровнем земли – туда происходят выхлопы машин. Электростанция – это выхлопы на высоте нескольких десятков метров, там сильные ветры, всё рассеивается, а до приземного слоя доходят значительно меньшие концентрации.

Последнее — это экономический аспект. Рассчитывалась стоимость полного жизненного цикла владения электромобилем, показывалось, почему это эффективнее, в каком горизонте это окупается. Стоимость одного километра пробега на автомобиле с двигателем внутреннего сгорания, средний расход 7 литров на 100 километров, то есть для довольно экономичной машины: показатель растёт очень сильно, особенно последние

пара лет, когда топливо дорожает. Стоимость одного км пробега на электромобиле: по дневному и ночному тарифу, идёт практически параллельно в районе нуля. Ночная зарядка электромобиля, на 150 км пробега, стоит порядка 11 рублей.

Основной вывод в том, что разница между этой стоимостью растёт, потому что бензин и дизель дорожает быстрее, чем тариф на электроэнергию, и эта тенденция будет сохраняться. А это означает, что чем дальше, тем выгоднее ездить на электромобиле, потому что тем дешевле он будет по сравнению с бензиновыми аналогами.

Сегодня одним из главных препятствий на пути развития электротранспорта является стоимость машины. Машины дорогие потому, что в них дорогие аккумуляторы. Но уже сегодня машины захватывают рынок именно потому, что дешевле аккумуляторы. Средняя стоимость батареи, которая обеспечивает запас хода в 160 километров, сократилась с 2009 года почти в 3 раза (на момент 2013 года). Эта тенденция будет продолжаться, то есть мы к 2020-му году, а, может быть и раньше, реально будем иметь сопоставимые стоимости.

— Мы говорили о регионах, пилотных проектах, смотрим как в отрыве от всей России в Ставропольском крае развиваются электромобили. Прошу Дмитрия Саматова, министра промышленности и энергетики Ставропольского края, рассказать, как обстоят дела на сегодняшний день.

— Д.Р. Саматов. Не только вы, но и мы сами переживаем, чтобы мы сказку сделали былью, в России на нашем пилотном регионе отработали все моменты и дали нормальный, положительный результат. По-

чему именно Ставропольский край? Есть три составляющие, которые дают нам положительную реализацию. Первое – это наличие молодой инновационной команды, которая хочет тащить в край всё новое на пользу Ставрополью. Второе – это политическая воля, без неё на сегодняшний день невозможно что-то сделать. И третье – это заинтересованность бизнеса в проектах, и государственно-частное партнёрство. Если вернуться к истории, мы эту работу начали ещё с идеи в октябре 2010 года. На первом этапе особое внимание было уделено изучению международного опыта. Мы поехали не в Европу, а в Китай, где наиболее динамично развивается эта тема. Каждый третий китайский гражданин ездит на электровелосипеде, не говорю про электромокики, и какое количество электромобилей начиная от трёхколёсных трициклов с кабинками и заканчивая мощными. объездили ряд заводов. Это крупная китайская компания BYD, лидеры на рынке по производству. Мы увидели, что автомобиль может пробежать 300 километров на одной зарядке, увидели готовую инфраструктуру, посмотрели разработку компании SAIC Motor более дешёвой ценовой категории и ряд других компаний. Ознакомились с опытом Европы – это Италия, Франция, Германия и т.д.

Уже в апреле 2012 года мы сформировали официальную рабочую группу на уровне правительства края и начали работу. По итогам изучения рынка, пришли к отечественному производителю АвтоВАЗ. Уже осенью 2011-го года, когда подходили к проекту, просто взяли их прототип и начали испытывать у себя. АвтоВАЗ тоже получил очень большой опыт эксплуатации электромобилей в наших условиях, которые идеально подходят для электромобиля. У нас очень мягкий климат, нет резких перепадов, есть интересные география — и равнины, и перепады до 2 тысяч метров высоты. У нас имеются все принципиальные договоры с регионом Кавказских Минеральных Вод, где мы в основном будем этот проект реализовывать. Не возникло проблем в рекламе, мы пошли по пути коммерческого использования El Lada в качестве такси для перевозки пассажиров. В августе прошлого года на крупнейшей московской автомобильной выставке подписали соглашение с АвтоВАЗом в присутствии высоких лиц и составили примерный график, как этот проект будет реализовываться. В бюджете Ставропольского края ещё в прошлом году предусмотрели средства для субсидирования потребителям, которые будут приобретать электромобили. Взяли проект из

расчёта до 100 электромобилей, и будем субсидировать порядка 35 миллионов. Из них 3,5 миллиона идёт на развитие, на субсидирование инфраструктуры.

Нами была разработана нормативно-правовая база, внутренний порядок по предоставлению субсидий для электромобилей и зарядных устройств, а также разрабатываем проект закона Ставропольского края о внедрении электромобилей. Это будет первый закон в России, где мы будем монетарные и другие преференции, которые будем предоставлять конечному потребителю. Первые пять электромобилей мы получили в январе 2013-го года, была небольшая пауза в оформлении разрешительных документов на использование в качестве такси. Пять электротакси, полностью оборудованных для перевозки пассажиров, на сегодняшний день уже бегают. Следующая партия электромобилей, двадцать, приходит в мае, и дальше по графику.

Понятно, электромобиль не может существовать без зарядной инфраструктуры. Когда мы входили в проект, думали, что всё будет просто. Но сеть должна управлять одна компания, которая будет развивать её и в дальнейшем оказывать услуги по её содержанию, взиманию платежей и так далее. В нашем коммерческом проекте, когда имеется один или два субъекта коммерческой деятельности, схема простая. Но если подключаются жители, которые будут покупать электромобиль для личного использования, мы не обойдёмся без других компаний.

На сегодняшний день мы уже установили два зарядных устройства — одно с помощью компании Ensto, они нам подарили оборудование, которое установлено напротив железнодорожного вокзала. Второе – на предприятии, которое закупает электромобили для быстрой зарядки. Дальше – апрель, март – международные аэропорты «Ставрополь» и «Минеральные воды». По графику, первичную сеть мы построим до конца 2013 года. В феврале мы уже оттестировали эти зарядные устройства, они показали хорошие результаты. Мы тесно работаем с компанией ФСК, с компанией «Револьта». Это полезный опыт, который, наверное, даст нам толчок в развитии инфраструктуры.

Проект будет пилотным, Россия будет учиться на наших шишках. Мы дадим нормальные результаты, и хотим продолжить проект уже в плане эксплуатации электроавтобусов. У нас были предварительные разговоры и с «Роснано», и с рядом компаний. Нам интересен этот проект, потому что он делает наш экологически чистый регион ещё чище, и даёт нам приток туристов. 35 миллионов руб., которые мы выделяем из бюджета. У нас

На сегодняшний день мы уже установили два зарядных устройства — одно с помощью компании Ensto, они нам подарили оборудование, которое установлено напротив железнодорожного вокзала. Второе – на предприятии, которое закупает электромобили для быстрой зарядки. Дальше – апрель, март – международные аэропорты «Ставрополь» и «Минеральные воды». По графику, первичную сеть мы построим до конца 2013 года. В феврале мы уже оттестировали эти зарядные устройства, они показали хорошие результаты. Мы тесно работаем с компанией ФСК, с компанией «Револьта». Это полезный опыт, который, наверное, даст нам толчок в развитии инфраструктуры.

освоение средств идёт таким образом: надо показать эффект. Наш эффект в том, что мы создаём больше 200 рабочих мест. Это налоги, которые за 3-4 года полностью отбиваются. Чистый воздух и имидж. Мы посчитали, что за счёт имиджевого проекта в следующем году мы притягиваем большое количество туристов и дополнительный объём средств в экономику края — больше полумиллиарда рублей. Какая существует проблема, чтобы в России и в Ставропольском крае развивался электротранспорт. Первое, это создание



нормативно-правовой базы на региональном и федеральном уровне. Без этого мы дальше не пойдём, и здесь нужна политическая воля на всех уровнях. Второе – это, конечно, опережающее развитие инфраструктуры сетевых компаний. Если не будет заправок, население и организации не будут покупать электротранспорт. Мы с этим столкнулись при опыте работы с другим экспериментом — по компримированному топливу для транспорта. И последнее – поддержка федерального уровня путем субсидирования, потому что на сегодняшний день электромобиль пока ещё дороговат, конечно. Если бы El Lada стоила бы по цене обыкновенной Lada Kalina, я думаю, было бы массовое потребление этого электромобиля.

— Это действительно очень интересный опыт в регионе, успешный. Несмотря на какие-то политические изменения, он продолжает развиваться, что очень радует. И послушав о российском опыте, мы плавно переходим к международному опыту. Николай Грачев, партнёр Roland Berger, расскажет нам о том, что с инфраструктурой делается в мире.

— Н.И. Грачев. Добрый день, уважаемые коллеги. Наша компания консультирует в области электротранспорта во всём мире энергетические компании и региональные правительства, поэтому нам интересно участвовать в проекте по разработке инфраструктурного пилотного проекта компании МОЭСК. Хотелось рассказать немного о международном опыте и сделать акцент на нескольких пилотных проектах, которые развернули существенную сеть зарядных станций в США и Европе. Вначале несколько слов о ключевых тенденциях, которые мы сейчас наблюдаем. С одной стороны мы видим, что расширяется

продуктовая линейка автопроизводителей, сокращаются затраты на производство электромобилей. Мы видим, что объёмы продаж электромобилей в последний год удвоились и ожидаем до 2020-го года довольно-таки активный рост на уровне 40 или более процентов.

Что следует отметить — это инициативы по стандартизации форматов зарядной инфраструктуры. Это европейский проект, о котором сегодня пойдёт речь, где и производители инфраструктуры кооперируются, где участвуют госорганы на данном этапе для разработки единого формата, единого стандарта.

И, естественно, вся тема регулирования. Это аспекты денежного регулирования, то есть прямой мотивации, и неденежные стимулы, о которых уже говорил Роман Николаевич, преференции по передвижению в городе, и дополнительные парковки, всё то, что поддерживает мотивацию потенциальных потребителей электротранспорта.

Если говорить о пилотных проектах, они реализуются во всех развитых странах, только в Европе более 20. Хотелось остановиться на четырёх: два крупнейших пилотных проекта в США – это проект ECoality Blink и проект ChargePoint, каждый уже развернул сеть из порядка 10 тысяч зарядных станций.

Помимо этого два слова о европейской инициативе Green eMotion, эта инициатива связана с подготовкой массового рынка электротранспорта в Европе, с основным акцентом на стандартизации зарядной инфраструктуры. И, поскольку сегодня мы говорим в том числе о сетевых, о электроэнергетических компаниях, несколько слов скажу о пилотном проекте RWE по развёртыванию зарядной инфраструктуры. Это один из круп-

нейших проектов в Европе, в котором мы, как консалтинговая компания тоже принимали участие.

Давайте начнём с первого проекта. Это проект ECoality, который стартовал несколько лет назад. Стартовал с активной поддержкой американского правительства, американского Министерства энергетики, которое финансирует данный проект. В проекте участвует ряд сильных партнёров. Это Nissan, General Motors, производители электрооборудования и ещё более 60 проектов. Такая широкая сеть партнёров позволила компании за короткий срок выстроить сеть из более чем 10 тысяч зарядных станций и до конца проекта – предполагается, что он завершится именно как проект с госфинансированием в конце этого года – они планируют довести количество станций до 13 тысяч.

Основная цель проекта – это сбор информации, как потребители заряжают электротранспорт, какие модели оплаты могут быть востребованы, и протестировать оборудование. Здесь мы видим схожие темы, которыми занимаются также коллеги из МОЭСК, другое дело, что сам объём, сам масштаб данного проекта существенно больше. И действительно, статистическая база, которая будет получена, позволит делать выводы по целевой бизнес-модели. Что интересно, если посмотреть на промежуточные результаты данного проекта? Мы видим, что, во-первых, подавляющая доля владельцев электротранспорта заряжает его дома, проекте порядка 70% владельцев электротранспорта, но зарядка в общественных местах (офисы, парковки) тоже очень важна как для психологического эффекта, так и для дневной зарядки. Максим Осорин говорил о доле загруженности станции. Мы видим: средняя загрузка станции, то есть когда станция занята электротранспортом – порядка 30% времени. И станции, которые реализуются в данном проекте — это обычные станции Mode-3, которые позволяют заряжать автомобиль за 5-6 часов зарядки. Что также следует отметить? Действительно, как отмечают коллеги из этого проекта, ключевой фактор успеха – сильные партнёры из розничных сетей, которые могут установить на своей территории зарядные станции. И данная компания активно тестирует различные форматы, модели оплаты зарядки, то есть вы как потребитель можете выбрать: зарегистрироваться и платить абонентскую плату в месяц или без предварительной регистрации заряжать автомобиль, но платить более высокую оплату.

Проект ChargePoint очень похож; кстати, оба проекта становятся всё ближе и ближе друг к другу, и мы не исключаем, что они в

определённый момент объединятся. Проект тоже реализуется при активном финансировании государства. Что интересно? Если в первом проекте зарядная инфраструктура по сути предоставляется бесплатно, финансируется государством, в данном проекте за зарядную инфраструктуру платят клиенты. Это наглядно показывает, что уже достаточно потребителей (установлено более 10 тысяч зарядных станций), которые готовы платить за зарядную инфраструктуру, инвестировать в это деньги. Это одна из крупнейших сетей независимых зарядных станций в мире. По структуре зарядки схожая картина, приблизительно половина потребителей заряжает автомобили дома и половина — в местах общественных зарядок. Стоит отметить бурный рост, что подчёркивает, что прогнозы по электротранспорту в мире и в России, действительно основываются на результатах пилотных проектов, где есть достаточное количество потребителей, готовых к инновациям, которые уже сейчас инвестируют в собственную зарядную инфраструктуру.

Европейский проект eMotion поддерживает развитие массового рынка. В проекте участвует ряд госкомпаний, исследовательских институтов, производителей инфраструктуры. Цель проекта: на выходе разработать единый формат, чтобы в Европе был единый формат зарядной инфраструктуры, что является ключевым преимуществом для развития массового рынка.

Хотелось бы остановиться подробнее на проекте RWE. Это один из крупнейших инфраструктурных проектов в части электротранспорта в Европе. RWE развил сеть из более чем 2 тысяч заправок не только в Германии, но и во многих европейских странах. Проект начался относительно давно, наша компания участвовала в первом этапе. Выводы RWE: действительно на первом этапе очень важен фокус на корпоративные автопарки, важные компании с большим парком собственного автотранспорта, и компании по аренде автомобилей. Это может позволить избежать ошибок, развивая данные пилотные проекты в России. RWE активно кооперируется не только с производителями электротранспорта, но также и с крупными розничными сетями, с бизнес-центрами. Что также интересно, к партнёрам RWE относятся также высокотехнологичные телекоммуникационные компании, они видят потребность дальнейшей инвестиции в саму IT-инфраструктуру и привлекают для этого, например, операторов мобильной связи.

Сеть RWE покрывает ключевые европейские страны. Понятно, что в некоторых странах это только первые робкие шаги, но

в Германии уже более тысячи зарядных станций. Сейчас компания активно развивает сеть зарядных станций также в Амстердаме. Если говорить про зарядные станции: самое важное – то, что подчёркивает RWE – это предоставить на данном этапе клиенту свободу выбора с точки зрения формы оплаты и с точки зрения авторизации. Есть клиенты, которые предпочитают становиться участником программы, получать особый доступ в свой кабинет, но есть также клиенты, которые хотят оставить за собой свободу выбирать любую станцию и без предварительной регистрации на ней заряжаться.

Суммируя, если смотреть на опыт этих и других проектов, первое – действительно необходимо активное вовлечение государства с точки зрения финансирования, создания единых стандартов, стимулирования естественного спроса. Второе – необходим сильный пул партнёров, с точки зрения технологии, маркетинга, продвижения пилотных проектов. Естественно, фокус зарядной инфраструктуры должен быть в первую очередь на места длительной стоянки, это могут быть домашние заправки, заправки дома или в офисах. Но также из-за психологических, маркетинговых аспектов очень важны общественные зарядки, чтобы водитель видел инфраструктуру, которая позволит ему зарядить свой автомобиль.

Многие бизнес-модели пока находятся на стадии тестирования. Это вывод из общения со всеми, даже с крупными пилотными проектами. Поэтому многие пилотные проекты ориентируются скорее не на рентабельность, а на развитие массового спроса, это действительно новый рынок, который находится на ранней стадии своего развития.

Важны специально заточенные бизнес-модели для ключевых партнёров, то есть для партнёров, с которыми он взаимодействует, будь то IKEA, Starbucks или прочие розничные или корпоративные партнёры, предлагает им заточенные под них решения. И отдельно такой специфический момент, для частных клиентов действительно проще платить за время зарядки, за пользование зарядной станцией, чем за киловатт-часы, потому что это для автолюбителя (не для энергетика) намного понятнее.

Отталкиваясь от этого, какие мы видим выводы для развития электротранспорта в России? С одной стороны, это разработка комплексной программы, и замечательно, что в рамках ФСК ЕЭС данная работа уже ведётся, и существенная часть ее уже завершена. Естественно, необходим единый координирующий центр, который координирует различных игроков, стимулирует, определяет

необходимые стимулы и может координировать эти действия.

Помимо этого для маркетинговых целей действительно необходимы крупные пилотные проекты, то есть понятно, что маркетинговый эффект возникает, только когда проекты насчитывают тысячу или больше зарядных станций для того, чтобы у массового потребителя действительно возникла готовность, понимание технологии, и для того, чтобы были преодолены некоторые психологические барьеры. Помимо этого нужно формировать сильную сеть партнёров, производителей электрооборудования, производителей электромобилей и прочих игроков на российском рынке. Общаясь с зарубежными клиентами, мы видим, что частный сектор при этом играет очень важную роль, в становлении данного рынка важна роль государства, но нужно также делать фокус на бизнес-модель, которая позволяет вовлекать частный сектор в развитие данных пилотных проектов и их дальнейшее масштабирование. Большое спасибо.

— По сравнению с мировым опытом мы впереди уже давно, то есть мы за два года, в принципе, смело и целенаправленно совершаем те шаги, к которым нас Вы призываете. И даже то, что не реализовано, сегодня уже было заявлено. В теме электротранспорта Россия вообще одновременно идёт в ногу со всем миром и в русле инноваций, которое мы до сих пор считаем приоритетным направлением развития нашей экономики. Я думаю, это очень существенно для имиджа. Сейчас мы будем говорить об автомобильных производителях, без которых, конечно, всё это развиваться не может и никому не будет нужно. Это как раз тот самый вопрос, что было первым: курица или яйцо. В нашем случае здесь очевидно: электромобиль был первым. Наш следующий докладчик – Андрей Панков, которого многие знают как председателя Подкомитета по стратегическим инновациям в автомобильной сфере. Представляю его как руководителя компании «Рольф Импорт», которая привезла в Россию первые электромобили и первой прошла весь путь, начиная от его сертификации, заканчивая выводом на российские дороги.

— А.Е. Панков. Я хотел бы объяснить, в чём состоит заинтересованность автопроизводителей, почему они тратят огромные деньги на разработку электромобилей, а некоторые из них делают те электромобили, которые вы уже можете видеть на улицах Москвы и ряда других городов России. Символично, что в апреле исполняется два года, как мы успешно

сертифицировали первый электромобиль на российском рынке, и вот уже два года более ста электромобилей Mitsubishi i-MiEV бегает по нашим дорогам. Мы рады отметить, что за всё это время не было ни одного гарантийного случая либо какой-либо проблемы с этими электромобилями; электромобиль – это действительно средство для повседневного передвижения, которое ничем принципиально не отличается от обычного автомобиля. И самое важное – то, чего мы добились – это разрушение мифов, которые были, когда мы запускали электромобиль; «безумству храбрых поём мы славу». Когда мы приняли решение выпустить электромобиль на российский рынок, только ленивый не показал на нас пальцем: «Подождите, вот придёт зима, улицы польют реагентом, ударит мороз, и вот тут-то мы посмеёмся». Как показывает опыт, всё нормально и с точки зрения наших коллег, практически все из которых имели возможность тестировать электромобиль в Москве в течение очень долгого промежутка времени. Всё работает, электромобиль прижился в России. По поводу автопроизводителей, всё просто. Почему автопроизводители начали в массовом порядке разрабатывать электромобили? Потребление энергии с каждым годом возрастает, а если мы говорим про основной источник движения автомобиля (это бензин и дизельное топливо), то запасы органических углеводородов исчерпаемы. Как сказал на Санкт-Петербургском форуме один уважаемый человек из Академии наук: «Земля имеет ограниченный объём, рано или поздно вся нефть закончится». Чтобы огромный автомобильный рынок не обрушился в середине столетия (а всё к этому идёт), автопроизводители начали разрабатывать новые концепции двигателей автомобилей. Фактически выделилось четыре основных направления – это электромобили, так называемые Plug-in Hybrid или электромобили с увеличенным запасом хода, автомобили на топливных ячейках и автомобили на биоэтаноле.

По истечении последних 15-20 лет, в течение которых практически все автомобильные компании активно занимаются разработкой подобных альтернативных автомобилей, стало ясно, что в настоящий момент только концепция электромобилей, подключаемых гибридов является практичной и способна работать в существующих условиях. Потому что биоэтанол требует выращивания растений, из которых делается это топливо, а в случае с топливными ячейками – пока это технологии из далёкого будущего. Соответственно, электромобиль и электромобиль с увеличенным запасом хода позволяют решить вопрос с энергоэффективностью, загрязнением окружающей среды и

глобальным потеплением. Кроме того, они помогут автопроизводителям через 10-15 лет продавать нам каждый год миллионы электромобилей. Не буду повторяться, но по данным автомобильных компаний электромобиль обеспечивает наилучший показатель по выбросам CO₂ во всём цикле, включая производство электроэнергии и самого электромобиля, потому что сам электромобиль ничего не выбрасывает. Лучшая энергоэффективность, лучший показатель по выбросам вредных веществ, и именно по этой причине автопроизводители экспериментируют с электромобилями. В частности, если мы говорим про компанию Mitsubishi Motors, то с момента начала работы над электромобилем в его современном понимании до запуска в продажу Mitsubishi i-MiEV, который стал первым электромобилем в мире, прошло 40 лет. В 2009 году i-MiEV вышел на дороги Японии, то есть стал первым, который сумели не просто сделать (легко сделать шоу-кар либо небольшую тестовую партию и повозить по автосалонам), но сделать машину, которую можно доверить покупателям – которые ездят по дорогам, попадают в ямы, аварии, – это совершенно другое дело. Именно по этой причине Mitsubishi тестировала i-MiEV в течение 3 лет фактически непрерывно. Почему мы и не удивлены теми результатами, которые i-MiEV показывает в России (то, что за эти два года с машиной не произошло ничего). Кроме того, по несчастливому стечению обстоятельств в Японии i-MiEV удалось быть протестированному в экстремальных условиях. В 2011-м году произошла катастрофа на атомной станции «Фукусима», и электромобили оказались единственными средствами передвижения, которые могли работать в той префектуре. Поставки горячего сразу же прекратились, а электричество так или иначе всегда можно было найти.



По поводу того, как мы развивались в России в течение этих двух лет: много областей, где электромобиль нашёл своё применение: от аэропортов до охранных компаний. Я не говорю про энергетические компании, где электромобили должны использоваться обязательно. Важный момент, что электромобиль не может быть запущен в обычную дилерскую сеть по обслуживанию и продажам, потому что машина построена на других принципах, она требует другого обращения со стороны персонала дилерских центров, другое оборудование для диагностики и ремонта. Одно из наших достижений – что мы создали сеть из 42 дилерских центров в 19 городах России на базе существующей дилерской сети Mitsubishi, которая имеет подготовленных людей и специальное оборудование, и может обслуживать фактически любой электромобиль. Уверен, что это станет хорошей основой для нашего дальнейшего движения вперёд.

Что необходимо, чтобы успешно развивать рынок дальше? Безусловно, государственная поддержка, про которую уже не раз говорили на сегодняшней встрече, потому что не секрет, что Россия – единственная страна в Европе, где электромобили не поддерживаются государством. По результатам продаж электромобилей в течение двух лет абсолютно чётко при поддержке со стороны государства мы будем иметь значительный мультипликативный эффект по увеличению продаж. Но мы не стоим на месте. Автопроизводители продолжают разрабатывать электромобили, и с точки зрения Mitsubishi – первой и пока единственной компании, которая активно развивает рынок электромобилей в России, в этом году мы запускаем первый в мире электровнедорожник Mitsubishi Outlander. Не буду вдаваться в технические детали: пробег на батарее составляет порядка 60 км, про-

бег на двигателе внутреннего сгорания – ещё порядка 800 км. В нашем взаимодействии с Mitsubishi мы имели возможность заранее привезти в Россию тестовый экземпляр, который тестировали вместе с уважаемыми представителями компании МОЭСК «Революта». Передали наши комментарии и пожелания Mitsubishi Motors, и уверены, что этот автомобиль действительно станет первым массовым на российском рынке, потому что главная сложность с i-MiEV была в том, что он маленький с небольшим клиренсом. Здесь эти проблемы устранены: полный привод, большой размер, большой пробег и возможность зарядки от сети, использование в городском цикле как стопроцентный электромобиль.

В 2015 году мы планируем запустить на российский рынок замечательный электропикап, который был показан Mitsubishi в прошлом месяце в Женеве. Этот автомобиль станет основой для стопроцентных внедорожников Mitsubishi на электротяге, потому что точно так же, как существующие бензиновые автомобили Mitsubishi, основой для них всё равно является подобный пикапообразный автомобиль, и уже на нём просто достраиваются внедорожные кузова. И ещё один автомобиль – следующее поколение Mitsubishi i-MiEV, который, как мы рассчитываем, выйдет на российский рынок после 2015 года. Здесь учтены недостатки, которые были выявлены во время эксплуатации i-MiEV. Будет увеличен пробег до 300 километров, предусмотрена возможность индукционной зарядки. По размерам он будет значительно больше.

Мы не останавливаемся на достигнутом. В этом году – электро Outlander, через полтора-два года электропикап и полноценный электровнедорожник. Дальше посмотрим, как это будет развиваться, потому что мы видим потенциал в рынке электромобилей в России, по крайней мере, если говорим про крупные города со специфическими потребностями для использования транспорта. Мы счастливы, что мы первыми вышли на этот рынок, являемся его лидерами и надеемся на поддержку со стороны наших уважаемых энергетиков.

— Когда мы говорим о загрязнении, общественный транспорт, особенно дизельный, – это то, что сильно портит картину. Понятно, что это всё очень дорого, и это очевидно даже мне, человеку, который очень далёк от этой темы. Тем более, что перед мероприятием мы успели поговорить с представителем ГАЗа, и я в целом картину вижу, сколько может стоить электрический автобус. Очевидно, что рано или поздно придётся переходить на электрический общественный транспорт, и своим опытом по поводу

того, как электробус эксплуатируется в Европе и как за 3 года применили весь опыт пассажирских перевозок, нам расскажет Златица Розпавкова, директор представительства завода SOR Libchav.

– З. Розпавкова. Я представляю завод по производству автобусов, Чехия. В основном хочу рассказать пару слов о нашем заводе, чтобы имели представление, и потом буду рассказывать про электробус. Наше предприятие было создано в 1992 году. За это время были проданы две лицензии на производство, и в настоящее время выпускаем около 30 модификаций автобусов на дизельном топливе, метане, гибридные троллейбусы, в том числе электробусы. Электробус SOR – это автобус городского типа с низким ходом для перевозки пассажиров в городском режиме. Его параметры удовлетворяют также потребности перевозки в курортных зонах и зонах отдыха. На сегодня предложены две модификации электробусов длиной 10,5 и 8,5, и 8 м. Для модели EBN 10,5 общая вместимость 85 пассажиров, в том числе 19 сидячих мест. Для модели EBN 8 вместимость 51 пассажир, 16 сидячих мест. Имеют глобальный сертификат для Европейского сообщества, а также проведены испытания в РФ, и в конце апреля 2013 года будет получено одобрение типа транспортного средства для России.

Тяговая установка работает на электричестве и разработана специально для электробусов. Главная наша цель – это эффективность в эксплуатации электробусов при оптимальных затратах на многолетнем опыте в области конструкторских работ многих наших инженеров и технических работников в производстве троллейбусов, обобщение результатов эксплуатации троллейбусов.

В РФ известен 80-й электрический троллейбус. Это позволило нам в относительно короткие сроки сконструировать собственную надёжную тяговую установку, которая состоит из тягового трёхфазного двигателя с максимальной мощностью 180 киловатт и постоянной мощностью 120 киловатт. Двигатель имеет жидкостное охлаждение и оснащён тяговым преобразователем на базе IGBT-транзисторов с возможной рекуперацией энергии. Тяговые литиевые аккумуляторы фирмы Winston Battery общей ёмкостью 172 киловатт-часа. Выбор поставщика аккумуляторов оптимизирован по нашей оценке приоритета надёжности, стоимости и исходя из опыта затрат обслуживания. Из нескольких тысяч элементов в эксплуатации за весь период была проведена замена одного. Долговечность аккумуляторов в эксплуатации определена понижением ёмкости на 80% начального значения ёмкости, что предоставля-

ет 400 тысяч километров пробега в городском режиме. Это предоставляет половину всего расчётного цикла пробега электробусов. Пробег электробуса EBN 10,5 на одну зарядку в режиме городского движения составляет 130-150 километров при среднем потреблении 0,9 киловатт-часов на километр. Электробус без пассажиров имеет пробег на одну зарядку более 250 километров, и в настоящее время работаем над электробусами второго поколения, пробег 250-300 километров на одну зарядку.

Существенным вкладом в повышение доступности для потребителей является использование силового преобразователя для силового агрегата электробуса и также для зарядки аккумуляторов. Это позволяет значительно упростить сеть для зарядки электробуса. Для медленной зарядки электробуса достаточно обычной розетки на 400 вольт, 32 ампера. В таком режиме полная зарядка аккумулятора занимает не более 7,5 часов. Один час подзарядки в таком режиме обеспечивает пробег электробуса 25 километров. По желанию заказчика, электробус может быть укомплектован более мощным зарядным устройством упрощённой конструкции для быстрой зарядки с током 125 или 250 ампер, для чего приспособлена вся система, включая контроль безопасности и программное обеспечение электробуса. При использовании для зарядки тока 250 ампер в течение получаса обеспечен пробег электробуса на 95 километров.

Пробег электробуса EBN 8 на одну зарядку в режиме городского движения увеличен и составляет 170-180 километров при среднем потреблении 0,75 киловатт-часов на километр пробега. Изготовлен прототип электробуса длиной 8,5 с увеличением вместимости салона: 58 пассажиров, 28 сидячих мест. В разработке на стадии прототипа проведены сертификация и испытания находящегося электробусов EBN 9,5. Я хочу показать прогнозы, что мы будем делать в будущем. В основном рассказать про длинные автобусы.

В разработке на стадии сертификации и испытаний прототипа находится электробус 9,5 и 11 м, в конструкторском отделе возникает электробус EBN 13, у которого вместимость 113 пассажиров, в том числе 28 сидячих, и сочленённый электробус EBN 23,5 метра вместимостью 176 пассажиров. Это уже будущее удельной ёмкости аккумулятора. Сегодня при доступной цене 107 ватт-часов на килограмм веса аккумулятора, на горизонте из-за низкой окупаемости цен американские аккумуляторы с удельной ёмкостью 400 ватт-часов на килограмм. В эксплуатации на регулярной пассажирской линии работает 8 электробу-

По итогам общих расходов, которые приведены в последней таблице, электробус станет в ближайшем будущем самым выгодным автотранспортным средством в организациях городского пассажирского транспорта в целом.

сов. В Чехии на транспортном предприятии городского транспорта в Остраве находится в эксплуатации на регулярной городской линии 4 автобуса с августа 2010 года, общий пробег более 200 тысяч километров. В курортной зоне, в горной местности Высокие Татры в Словакии электробусы находятся в эксплуатации с января 2011 года. Это уже три зимних сезона успешной эксплуатации в сложной пересечённой горной местности. В Германии в городе Кассель и Бремен два электробуса, они находятся в эксплуатации на регулярной городской линии, общий пробег более 55 тысяч километров. В ближайшем времени будут пущены в эксплуатацию электробусы на городских линиях в Праге, Градец Кралове и других городах Чехии. Исходя из результатов экономических параметров эксплуатации электробусов, нами был проведён анализ расходов за последние 3 года и сделаны заключения о целесообразности эксплуатации электробусов. Кроме экологических факторов, это низкие итоговые общие затраты, которые включают закупочную цену, стоимость расходов на энергию, стоимость обслуживания и ремонтных работ. Результаты приведены в таблице в расчёте на один километр пробега, цены указаны в евро на километр. При сравнении всех видов городских транспортных средств электробус занимает по общим итоговым затратам вторую позицию после автобуса на дизельном топливе. Их общие затраты при сегодняшней цене на дизельное топливо ниже на 20%. Основанием служила выписка из реальных затрат транспортных предприятий городского транспорта (Острава, Либерец, Прага). И наш квалифицированный расчёт ожидаемых затрат при таком режиме эксплуатации на весь расчётный период эксплуатации – около 800 тысяч километров пробега.

Для сравнения взят автобус городского типа на дизельном топливе, автобус городского типа на метане, гибридный автобус на дизельном топливе и электричестве, троллейбус и электробус. Оценка проводилась по затратам на закупку, потребление энергии и расходы на содержание и ремонт, содержание зарядных устройств, троллейбусных линий, подстанций включительно. Все данные взяты из эксплуатации однотипных, наиболее близких транспортных средств с одинаковым режимом нагрузки и работы, результаты сведены в таблицу. Все результаты относительно режима работы городского транспорта. В пригородном режиме немного другие результаты. Из таблицы «Стоимость расходов энергии электробуса в сравнении с другим транспортом. В таблице «Стоимость закупки» и в таблице «Стоимость обслуживания» – это следующие таблицы – также тенденция прогноза на понижение цены на силовой аккумуляторный блок на 50% в ближайшие 5 лет (это выделено жёлтым цветом) и, таким образом, также улучшение экономических параметров эксплуатации электробусов

По итогам общих расходов, которые приведены в последней таблице, электробус станет в ближайшем будущем самым выгодным автотранспортным средством в организациях городского пассажирского транспорта в целом. У нас подписано партнёрское соглашение с фирмой «Револьта». Спасибо вам за внимание и извините за некоторые мои неточности.

— **Максим Каров, директор по маркетингу Дивизиона «Автобусы» «Группы ГАЗ», и сейчас мы услышим о том, как российские производители предоставят нам общественный электрический транспорт.**

— М.М. Каров. Разрешите представить наше видение процесса электрификации городского транспорта, потому что с точки зрения легкового транспорта процессы более явные, более масштабные и более быстрые. С общественным транспортом ситуация иная, но тем не менее развитие электрического транспорта, электробусов – это, несомненно, дело ближайшего будущего. Очень много говорили о личном транспорте, но по исследованиям американских компаний спрос на автобусы к 2019-му году вырастет до 600 тысяч единиц в год. Прежде всего, это связано с тем, что все мы являемся участниками московских и не только московских пробок. Проблемы с развитием дорог характерны для многих регионов и крупных городов. Ситуация с развитием личного транспорта будет ухудшаться, потому что ввод дорог в России

отстает. Чтобы обеспечить мобильность населения, власти будут вынуждены предпринимать шаги для развития общественного транспорта, выделять полосы и так далее, что приведёт к росту транспортной работы и ограничению использования личного транспорта в крупных городах. Есть международная инициатива smartmat. Эта инициатива ставит целью увеличение использования общественного транспорта в мире в 2 раза в течение ближайших пяти лет. Это экологично, удобно, безопасно, доступно и эффективно с точки зрения перевозки пассажиров.

Какую роль будут занимать электробусы в ближайшей перспективе до 2018-го года? Исследовательская организация Pike Research, которая специализируется на прогнозах по электротранспорту, считает, что спрос на электрические автобусы в 2018-м году во всём мире достигнет 20 тысяч единиц против 5 тысяч в 2012-м году. Но надо понимать, что под этим транспортом они понимают весь спектр гибридных автобусов, полностью электрических автобусов, автобусов на топливных ячейках. Но среднегодовой темп роста — 26%, основной рынок, где электробусы будут пользоваться спросом – это Азия, прежде всего Китай. Причины, основные драйверы роста спроса на электробусы — рост стоимости углеводородов, рост эффективности технологий (которые применяются при производстве и при эксплуатации электрического транспорта). Не последнюю роль будет играть ограничение выбросов и, естественно, конечно же, снижение эксплуатационных затрат электробусов по сравнению с традиционными автобусами на дизельном топливе. К 2018-му году по этим данным от общего количества спроса на автобусы электробусы будут занимать порядка 3,5%. В настоящий момент в очень многих странах мира электробусы уже эксплуатируются как на регулярных маршрутах, так и на пробных линиях. На сегодняшний момент самое большое количество электробусов эксплуатируется в Китайской Народной Республике.

Итак, преимущества, которые даёт электробус. Во-первых, это электрическая транспортная система без сложной инфраструктуры. Мы уходим от проводов и рогов, да простят меня троллейбусники. Отсутствие вредных выбросов при эксплуатации, низкая пожаро- и взрывоопасность при аварии. Существенное снижение стоимости обслуживания. Большая гибкость в формировании маршрутной сети в отличие от троллейбусов и трамваев. Низкая стоимость энергии по сравнению с углеводородами, решение проблемы дневного энергетического пика при зарядке электробусов в ночное время.

Наши расчёты говорят, что, затраты на ГСМ, электроэнергию, обслуживание в среднем по году у электробусов выгоднее по сравнению с дизельным автобусом примерно на 900 тысяч рублей, то есть 30 тысяч долларов США в год только на эксплуатационных затратах. Хотелось бы отметить несколько важных моментов, которые на сегодняшний день тормозят развитие электробусов, электрического транспорта. Представлены данные, которые получены в США: полная стоимость владения парком в 100 единиц автобусов в течение 12 лет. У них такой исследовательский подход ко всем видам общественного транспорта на различных видах топлива. Дизельный автобус, 12 лет – 100%. Газовый, сопоставимая стоимость владения парком в течение полного срока службы – это 107%. Гибридный – 145%. По электробусу данных мы не нашли, но обращает внимание такой факт: если стоимость дизельного автобуса колеблется от 4 миллионов до 8 миллионов (полностью низковольтные автобусы с ГЛОНАСС, с GPS), то стоимость 12-метрового городского электрического автобуса на сегодняшний момент прогнозируется в районе 15 миллионов рублей. Этот автобус должен обладать суточным пробегом порядка 250 километров. Такая величина суточного пробега диктует определённое количество батареек, которые ставятся на этот автобус. Размер и количество батарей приводит к увеличению общей массы снаряжённого автобуса, что в свою очередь при ограничениях нагрузок на ось ведёт де-факто к сокращению пассажироместности транспортного средства.

Если сравнивать дизельный автобус и электробус, у дизельного вместимость 100 человек, у электробуса при пробеге порядка 250-300 километров общая пассажироместность снижается до 50 человек, в два раза. Это не страшно, потому что производители электрических автобусов вынуждены балансировать, оперируя этими параметрами. Если мы добавим батареек, то снизим пассажироместность, но увеличим пробег. Но тогда пассажирскому предприятию, чтобы перевезти такое количество человек, понадобится большее количество автобусов, а при том, что стоимость электробусов на сегодняшний день всё-таки выше, чем дизельного, скажем, для муниципалитета это определённые проблемы с финансированием и так далее. Поэтому производители вынуждены искать баланс между весом и пробегом. С одной стороны, сохраняя объём батарей, мы можем уменьшить вес автобуса. За счёт чего? За счёт применения других материалов, за счёт изменения конструкции



боковины, крыши и так далее для того, чтобы снизить общий вес, и увеличить пассажироместность.

Другой подход – когда производители автобусов используют меньшее количество батарей, но более частую зарядку. Тогда становится очень актуальным проект так называемой ультрабыстрой зарядки. Соглашение подписано между «Револьтой», MOBEL и «Русскими автобусами». Эксперты сходятся во мнениях, что чисто электрические автомобили будут пока иметь достаточно ограниченное использование (в ближайшее время), ну, а перспективы, конечно, есть. Гибридные технологии получают очень серьёзное развитие. И чем быстрее будет идти развитие технологий, тем быстрее будет расти актуальность электробусов.

Пример, реализуемый сейчас в Швейцарии. В конце мая будет конференция Международного союза общественного транспорта, там будут демонстрироваться электробусы, которые заряжаются на остановках по маршруту в Женеве. Это самая ситуация, когда производители ставят малое количество батарей, но при подъезде к остановке автобус быстро заряжается ровно настолько, чтобы ему хватило заряда до следующей остановки. Они хотят сделать чистое небо, убрать провода — и позиционируют эту машину вместо троллейбусов.

В прошлом году мы показали первый 12-метровый электробус, созданный на базе низковольтного автобуса ЛиАЗ 5292. Это совместный проект с компанией MOBEL. На сегодняшний момент, при том, что у нас стоит аккумулятор 700 ампер-часов, мы получили пробег на одной зарядке порядка 200 километров с полной загрузкой. Расчётная экономия по топливу около 900 тысяч рублей на один автобус в год. Ещё один проект, который

мы реализовали вместе с Минпромторгом и ФГУП «НАМИ» – это гибридные автобусы. Мы были первой компанией, которая сделала гибридные автобусы. На сегодняшний момент существует несколько образцов, 12-метровые и 8-метровые автобусы, которые на сегодняшний момент сертифицированы.

У нас стартовал проект, который мы называем Unimax — это новый облик городских автобусов; на их базе будет создан и второй образец электробуса. Если в первом образце мы отработывали конструкторскую документацию, технологию и т.д., электрическую часть, то здесь мы уже приступили к созданию живого образца, который, мы надеемся, что пройдёт сертификационные испытания уже в этом году. Здесь будет два варианта. С одной стороны, увеличение ёмкости батарей ещё на 10%, которая обеспечит пробег до 250 километров, либо адаптация для ультрабыстрой зарядки, которую мы попытаемся реализовать на этой машине.

Новый экстерьер, интерьер. Здесь, в этом автобусе мы уйдём от электродвигателя, который стоял на первом образце. Будем использовать электропортальные мосты ZF (так называемый мотор-колесо), и изменим компоновку, что позволит нам существенно разгрузить крышу, убрать часть батарей из салона. Сделаем всё от нас зависящее, чтобы снизить конструктивную массу, то есть будем применять новые материалы без ущерба прочности кузова. Таким образом, мы на этом образце хотим получить снижение массы автобуса, если получится, до 1 т. Этот комплекс должен привести нас к общей пассажироместности порядка 100 человек, что сопоставимо с дизельными автобусами при 26-28 посадочных мест. Это автобус 12-ти метров длиной, полностью низковольтный.

