Энергетический бюллетень

Тема выпуска:

Стимулирование развития возобновляемой энергетики

Ежемесячное издание

Выпуск № 17, сентябрь 2014

АНАЛИТИЧЕСКИЙ ЦЕНТР
ПРИ ПРАВИТЕЛЬСТВЕ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Содержание выпуска

Вступительный комментарий 3

Ключевая статистика 4

По теме выпуска

Развитие ВИЭ на оптовых и розничных рынках электроэнергии (мощности) в России 10

Цели и перспективы европейской биоэнергетики для выработки тепла и электроэнергии 15

Обсуждение

Есть ли будущее у торфа в энергетике России? 20

Ирак: бесконечная нефть и бесконечная война 25

Обзор новостей 29

Выпуск подготовлен авторским коллективом
под руководством *Леонида Григорьева*

Виктория Гимади
Олег Колобов
Александр Амирагян
Александр Курдин
Ирина Поминова
Александр Мартынюк

Ответственный за выпуск — **Александр Голяшев**

Вступительный комментарий

Роль ВИЭ в мировой и особенно европейской энергетике растет, но это сложный процесс. Во-первых, сокращается роль архаичных видов ВИЭ в Азии. Во-вторых, новые технологии ВИЭ во многом зависят от субсидирования тарифов или готовности потребителей платить больше в силу своей «сознательности». В-третьих, постепенно выявляются и проблемы: например, утилизация использованных солнечных панелей. Наконец, растут требования к передающим сетям (концепция smart grid), которые должны абсорбировать чрезвычайно разнородную энергию.

В одной из статей выпуска показано, с какими проблемами сталкивается биоэнергетика в ЕС. Несмотря на определенные успехи, результаты пока далеки от ожидаемых. В частности, это связано с затянувшимся после Великой рецессии 2008-2009 годов восстановлением экономики, бюджетным кризисом во многих странах и сокращением возможностей субсидирования ВИЭ.

Начались изменения в сфере ВИЭ в России. С 2013 года развиваются проекты на ОРЭМ, появились методы государственного стимулирования ВИЭ через контракты. Конечно, это еще первые шаги; проекты на розничном рынке пока не развиты, чему есть свои причины. Важно то, что в изолированных местностях ВИЭ могут быть рентабельными, особенно при полном учете издержек доставки минерального топлива в удаленные районы нашей страны. Другим способом решения вопросов энергоснабжения ряда районов могло бы стать развитие торфяной промышленности. Надо полагать, что улучшение правовой базы, аккуратный учет издержек альтернативного энергоснабжения и государственная поддержка могли бы существенно улучшить положение в отрасли.

Наконец, отметим, что продвижение сил Исламского государства в Ираке и Сирии пока не вызвало повышения цен на нефть. Тем не менее угроза захвата исламистами курдских нефтяных промыслов, возможно, стала одной из причин, по которым США и ряд стран-нефтеэкспортеров Персидского залива включились в воздушные бомбардировки сил Исламского государства.

Главный советник руководителя Аналитического центра
проф. Леонид ГРИГОРЬЕВ

Российская статистика

Таблица 1

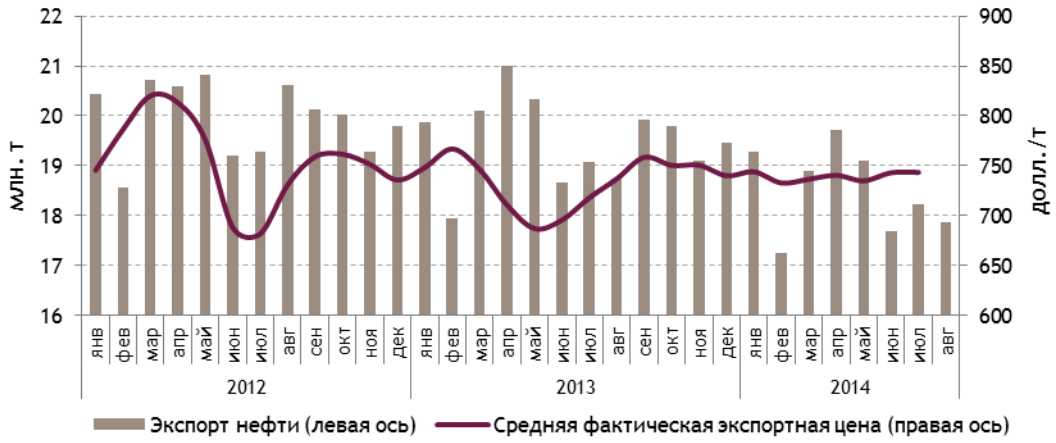
Ключевая энергетическая статистика по России

Показатель	Ед. измер.	Март 2014	Апр. 2014	Май 2014	Июнь 2014	Июль 2014	Авг. 2014	Месяч. изм., %	Годов. изм., %
Нефть									
Добыча	млн. т	44,7	43,1	44,5	43,2	44,0	44,5	1,2	0,0
Экспорт	млн. т	18,9	19,7	19,1	17,7	18,2	17,9	-2,0	-4,6
Переработка	млн. т	24,3	22,3	24,4	24,4	24,7	25,5	3,2	2,7
Природный газ									
Добыча	млрд. куб. м	56,8	52,0	53,0	46,4	42,7	42,7	0,1	-10,4
Экспорт	млрд. куб. м	17,6	16,4	17,2	14,2	11,9	11,4	-3,8	-26,5
Потребление	млрд. куб. м	44,8	36,4	27,4	25,1	24,2	25,0	3,4	-2,6
Уголь									
Добыча	млн. т	28,8	26,8	26,6	26,8	27,4	28,2	2,8	3,0
Экспорт	млн. т	12,1	12,6	13,6	13,1	13,2	12,7	-3,3	3,8
Электроэнергия (ЭЭ) и тепло									
Выработка ЭЭ	млрд. кВт·ч	93,8	84,7	80,1	75,1	77,1	79,0	2,5	1,5
Произ-во тепла	млн. Гкал	54,3	45,9	23,3	16,4	15,1	15,0	-0,7	0,0

Источник — Минэнерго России

График 1

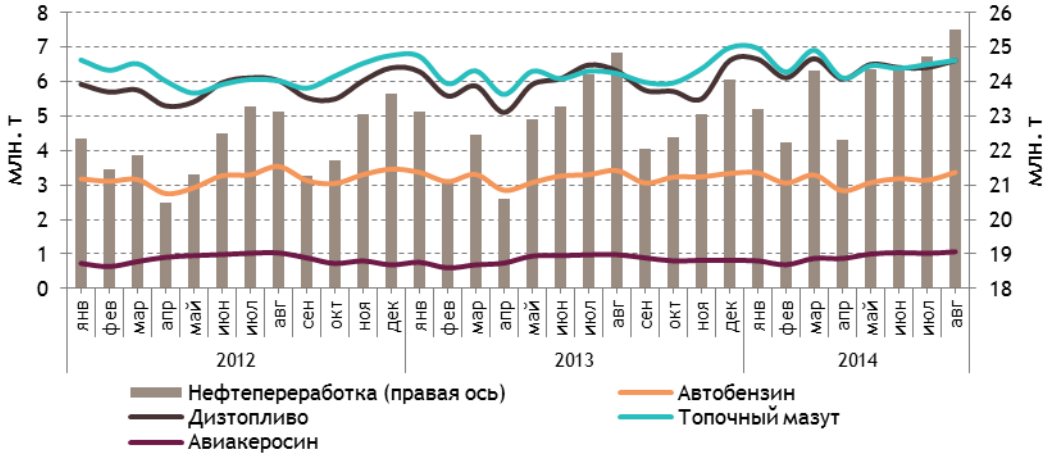
Экспорт нефти из России



Источник — Минэнерго России, Росстат

График 2

Производство нефтепродуктов в России

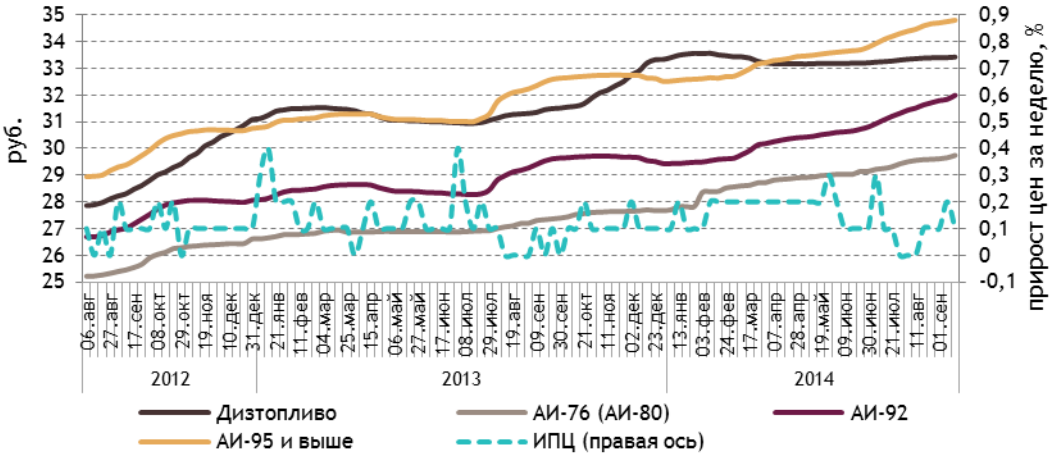


Источник — Минэнерго России

В *августе* 2014 г. добыча нефти в России составила 44,5 млн. т (+0,0% к аналогичному периоду 2013 года), а экспорт — 17,9 млн. т (–4,6%). В период *18 августа — 15 сентября* цены по России выросли на бензины АИ-92 (+36 коп.) и АИ-95 и выше (+21 коп.). За *летний период* максимальный прирост цен отмечен на АИ-92 (+1,4 руб.), АИ-95 и выше (+1,2 руб.) и ДТ (+0,7 руб.). Экспорт газа *в августе* продолжил падение и снизился на 27% по сравнению с августом 2013 г., что объясняется снижением спроса на российский газ со стороны европейских стран.

График 3

Средние розничные цены на нефтепродукты в России и индекс потребительских цен (ИПЦ) за неделю



Источник — Росстат

Таблица 2

Цены на нефтепродукты на 15 сентября 2014 г. (руб./л) и их изменение за 28 дней

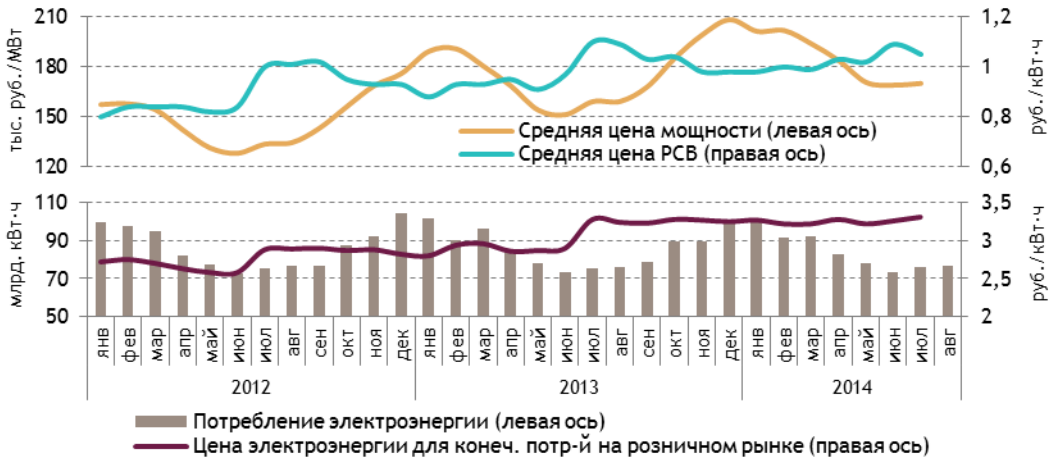
Регион/Нефтепродукт	АИ-80		АИ-92		АИ-95		ДТ	
	Цена	Изм.	Цена	Изм.	Цена	Изм.	Цена	Изм.
Российская Федерация	29,74	0,16	31,99	0,36	34,80	0,21	33,42	0,04
Москва	нд	нд	32,45	0,24	35,44	0,19	33,87	0,00
Московская область	29,38	0,22	31,70	0,43	34,98	0,34	33,16	0,04
Санкт-Петербург	30,80	0,00	32,02	0,39	35,15	0,18	33,52	0,04
Ленинградская область	30,63	0,07	31,57	0,25	34,37	0,18	33,05	-0,03
Новосибирск	26,12	0,04	30,07	0,00	32,58	0,13	33,04	0,00
Екатеринбург	нд	нд	31,28	0,39	33,90	0,01	33,10	0,00
Казань	29,50	0,00	31,50	0,39	34,57	0,31	31,86	-0,01
Владивосток	нд	нд	35,16	0,19	37,15	0,14	36,84	0,00

Источник — Росстат

В *августе* 2014 г. производство и потребление электроэнергии в России выросло на 1,3% по сравнению с аналогичным периодом 2013 года. За *январь – август* 2014 г. потребление электроэнергии снизилось на 0,6% по сравнению с аналогичным периодом 2013 года, а производство упало на 1,1%. С начала года наибольшее снижение объема потребления было зафиксировано в марте (–4,5% относительно марта 2013 г.) и апреле (–1,9%), а в мае – августе был отмечен небольшой прирост.

График 4

Потребление и цена электроэнергии в России



Источник — НП «Совет рынка»

Мировая статистика

Таблица 3

Цены на энергоносители

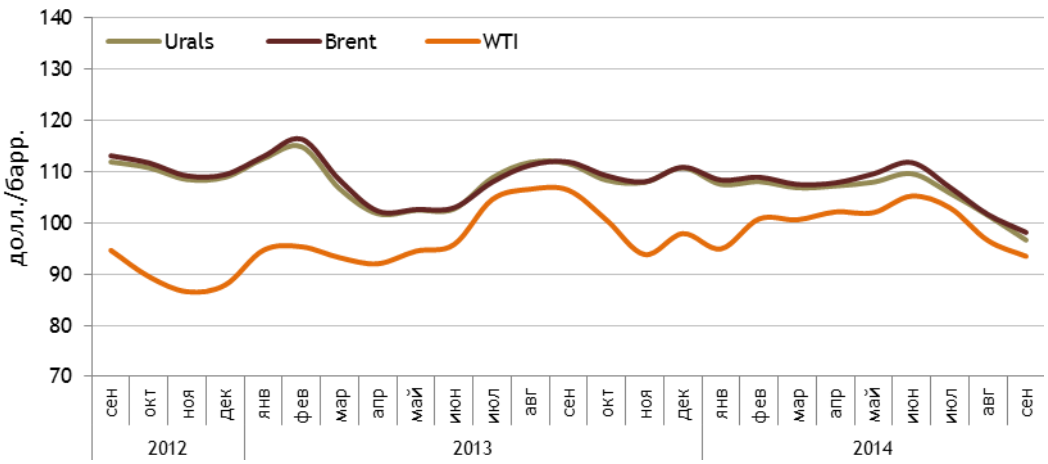
Показатель	Ед. измер.	01 сен	08 сен	15 сен	22 сен	Месяч. изм., %	Годов. изм., %
Нефть Urals	долл./барр.	100,4	97,6	94,3	93,4	-6,2	-14,8
Нефть Brent	долл./барр.	101,4	98,6	96,3	95,4	-5,2	-13,2
Нефть WTI	долл./барр.	97,9	92,6	92,9	91,5	-2,3	-12,6
Бензин (цена ARA FOB)	долл./т	974,0	956,0	958,0	961,0	-0,2	-2,4
Дизель (цена ARA FOB)	долл./т	862,0	847,3	828,5	812,0	-5,4	-12,0
Газ (цена на TTF Hub)	долл./тыс. м^3	281,0	291,0	282,5	304,5	18,9	-23,2
Уголь (API 2 CIF ARA)	долл./т	77,2	75,9	75,6	75,1	-2,4	-3,4
Электроэнергия (EEX)	евро/МВт·ч	33,6	36,1	37,0	29,1	-8,3	-42,1

Источник — Thomson Reuters Datastream, Intercontinental Exchange

В *сентябре* цены на нефть продолжили падение. Цены на марки Brent и Urals обновили минимумы за последние два года. Основная причина тому – негативные статистические данные, говорящие о замедлении китайской экономики и продолжении стагнации в странах Европы. Снижение цен на нефть марки WTI по большей части связано со значительным повышением запасов нефти в США.

График 5

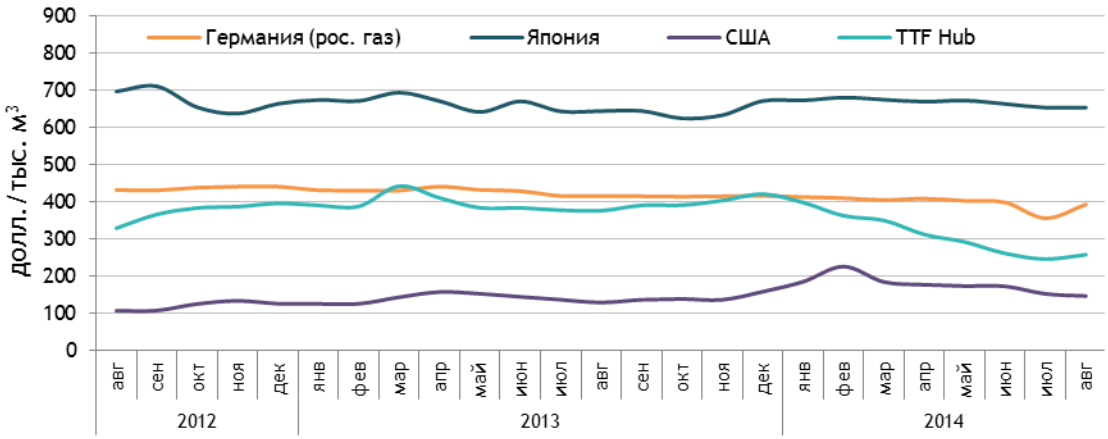
Цены на нефть Urals, WTI и Brent



Примечание — цены за сентябрь 2014 г. рассчитаны как средние за период 1—22 сентября.
Источник — Thomson Reuters Datastream

График 6

Цены российского газа на границе с Германией, газа на TTF Hub, индонезийского СПГ в Японии и природного газа в США (Henry Hub)

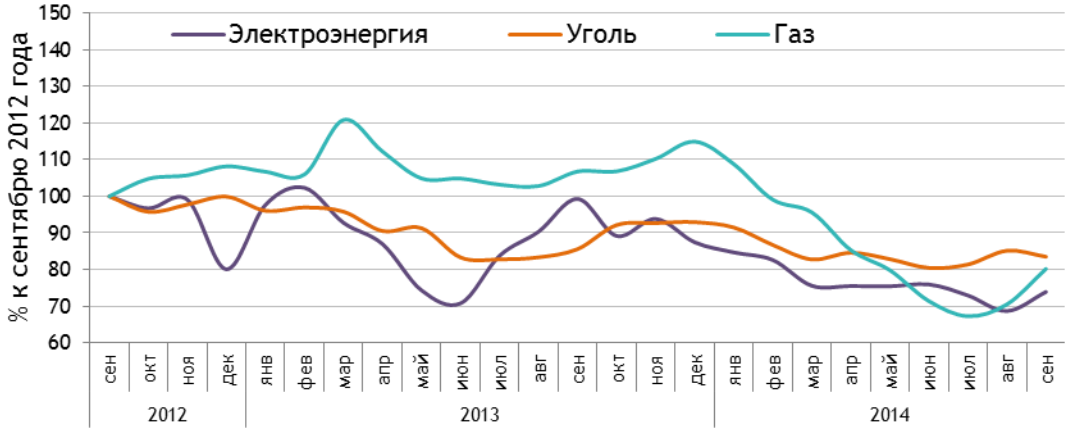


Источник — МВФ, Intercontinental Exchange

В *сентябре* цены на спотовом рынке газа Европы демонстрировали рост и поднялись выше отметки 300 долл. за тыс. м^3. Отсутствие определенности в российско-украинских переговорах по поставкам природного газа и сезонное повышение спроса являются главными драйверами этой динамики. При этом рост цены на электроэнергию был сдержан снижением цен на уголь, спрос на который постепенно ослабевал в последние месяцы не только в Европе.

График 7

Динамика цен на уголь (API 2 CIF ARA), газ (TTF Hub) и электроэнергию (EEX)



Примечание — цены за сентябрь 2014 г. рассчитаны как средние за период 1—22 сентября.
Источник — Thomson Reuters Datastream

График 8

Добыча и потребление нефти в мире; изменение доли ОПЕК в мировой добыче и доли ОЭСР в мировом потреблении

Источник — МЭА

В своем сентябрьском обзоре и прогнозе развития мирового рынка нефти МЭА скорректировало прогноз мирового спроса на нефть в 2014 году, сократив его до 92,6 млн. барр. в сутки (на 0,3 млн. барр. в сутки). При этом спрос на 2015 год также был снижен на 0,1 млн. барр. в сутки – до 93,8 млн. барр. в сутки.

Таблица 4

Производство (добыча) и потребление нефти, млн. барр./день

	2013		2014			III кв. 2014 / III кв. 2013, %
	III	IV	I	II	III	
Добыча нефти						
ОПЕК	36,9	36,1	36,3	36,4	-	-
Сауд. Аравия	11,8	11,4	11,4	11,4	-	-
США	10,5	10,9	11,0	11,7	11,8	11,9
Россия	10,9	11,0	11,0	10,9	10,9	0,0
Мир	91,8	92,0	92,1	92,8	-	-
Потребление нефти						
Китай	10,1	10,2	10,1	10,3	10,3	1,7
Европа (ОЭСР)	14,0	13,6	13,0	13,4	13,9	-0,6
США	19,5	19,6	19,2	19,0	19,5	0,2
Мир	92,5	92,7	91,6	91,6	93,3	0,9

Источник — МЭА

Развитие ВИЭ на оптовых и розничных рынках электроэнергии (мощности) в России

В 2013 году в России начали предприниматься первые реальные шаги, направленные на расширение производства электроэнергии на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Был дан старт проектам на оптовом рынке электроэнергии и мощности (ОРЭМ). Такие проекты реализуются за счет мер государственного стимулирования — механизма договоров на поставку мощности для энергоисточников на ВИЭ (ДПМ на ВИЭ). Развитие проектов ВИЭ на розничных рынках электроэнергии пока не носит системного характера; меры, направленные на стимулирование развития ВИЭ на данных рынках, разрабатываются, но пока не приняты. При этом на территории удаленных и изолированных районов такие проекты уже могут быть экономически эффективными. Почему на ОРЭМ приступили к системной реализации проектов, а на розничных рынках еще нет?

Цели и задачи энергетической политики по развитию ВИЭ

В России на уровне государства поставлена цель по росту доли ВИЭ в выработке электроэнергии до 2,5% к 2020 году, что, по данным госпрограммы «Энергоэффективность и развитие энергетики», потребует ввода 5,87 ГВт мощностей на основе ВИЭ (что соответствует заданным показателям по развитию ВИЭ на ОРЭМ).

Развитие ВИЭ в России направлено на повышение энергоэффективности, улучшение экологической ситуации, развитие перспективных технологий и оборудования, диверсификацию источников энергии в топливно-энергетическом балансе страны. При этом расширение использования ВИЭ сталкивается с рядом барьеров: высокими капитальными затратами, низким уровнем развития отечественных технологий, сложностью прогнозирования выработки электроэнергии на ВИЭ, относительно низким коэффициентом использования мощности. Для развития ВИЭ в России принимаются стимулирующие меры, которые в перспективе поспособствуют расширению использования ВИЭ, но параллельно могут привести к росту ценовой нагрузки на потребителей.

В настоящее время доля энергетических источников на ВИЭ в совокупной выработке электроэнергии России составляет не более 1%, за последние годы не наблюдается увеличение роли ВИЭ в балансе (совокупная мощность станций на ВИЭ составляет

около 350 МВт). При этом, по оценкам НП «Совет рынка», экономический потенциал развития ВИЭ в России с учетом мер господдержки составляет более 25 ГВт (около 24 ГВт – на территории Единой энергетической системы России (ЕЭС России), около 1 ГВт – на территориях изолированных энергосистем).

Развитие ВИЭ на ОРЭМ

В 2013 году была дополнена нормативная база[1], что позволило с этого же года применять механизм торговли мощностью в рамках ДПМ для электростанций на основе ВИЭ. При реализации данного механизма на основе конкурса выбираются объекты генерации на ВИЭ установленной мощностью более 5 МВт. Проекты отбираются для строительства в ценовых зонах оптового рынка в рамках подаваемых заявок, в которых среди ключевых критериев указываются полные и предельные капитальные затраты на строительство мощности, предельные эксплуатационные затраты, а также вид ВИЭ (ветровая, солнечная или гидроэнергия – актуально для малых ГЭС мощностью от 5 МВт до 25 МВт). Также важным условием для реализации проекта на основе ВИЭ в рамках механизма ДПМ является выполнение требования по соблюдению степени локализации, которое предполагает использование определенной доли отечественных оборудования и инжиниринговых услуг при реализации проекта (Таблица 5). В случае невыполнения обязательств к генерирующей компании применяются штрафные санкции (штрафной коэффициент варьируется от 0,35 до 0,45 к величине платы за мощность в зависимости от вида ВИЭ). Данное требование способствует достижению одной из основных целей развития ВИЭ на ОРЭМ – развитию современных технологий ВИЭ в России, обеспечению производства необходимого оборудования (сейчас большинство проектов на основе ВИЭ в России реализуются преимущественно за счет установки импортного оборудования). По итогам конкурса выбирается набор проектов, соответствующих требованиям. Для них, по данным Минэнерго России, при выполнении всех условий срок действия ДПМ будет составлять 15 лет, норма доходности – 12-14% (показатель с приобретением опыта будет сокращаться, что должно нацеливать инвесторов на повышение эффективности деятельности).

Уже есть первые результаты: конкурсы проектов ВИЭ провели в 2013 году и в 2014 году. В 2013 году были отобраны проекты суммарной мощностью 504 МВт, в

[1] Основные новые документы: постановление Правительства Российской Федерации от 28.05.2013 № 449 «О механизме стимулирования использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности», распоряжение Правительства Российской Федерации от 28.05.2013 № 861-р «О внесении изменений в распоряжение Правительства Российской Федерации от 08.01.2009 № 1-р» (далее – распоряжение № 861-р).

2014 году в сумме было отобрано уже 577 МВт мощности. В сентябре 2014 г. был введен один из таких проектов: в селе Кош-Агач (Республика Алтай) завершили строительство СЭС мощностью в 5 МВт (в 2015 году введут вторую очередь в 5 МВт).

Таблица 5

Ключевые плановые показатели и требования к реализации проектов ВИЭ на ОРЭМ

Вид ВИЭ	Плановые показатели отбора на 2014-2020 годы, ГВт	Предельные капитальные затраты, тыс. руб./1 кВт	Год ввода и целевой показатель степени локализации производства (СЛ)	Планируемые вводы новых заводов по производству оборудования ВИЭ
ВЭС	3,6	2014 год – 65,8 2020 год – 65,4	2014 год – 35% 2015 год – 55% 2016-2020 годы – 65%	1 ГВт/год или 4 новых производства
СЭС	1,52	2014 год – 116,5 2020 год – 103,2	2014-2015 годы – 50% 2016-2020 годы – 70%	0,2 ГВт/год или 3 новых производства
Малые ГЭС	0,75	2014 год – 146,0 2020 год – 146,0	2014-2015 годы – 20% 2016-2017 годы – 45% 2018-2020 годы – 65%	0,1 ГВт/год или 1 новое производство

Источник – распоряжение № 861-р, Минэнерго России

По оценкам Минэнерго России[2], в результате проведения ежегодных конкурсных отборов проектов ВИЭ до 2020 года максимальный объем инвестиций может составить до 466 млрд. руб. за весь период. При этом положительные результаты по реализации проектов на основе ВИЭ не останутся полностью безболезненными для потребителей, которые покупают электроэнергию на ОРЭМ. Для них, по данным Минэнерго России, дополнительный предельный рост цены на электроэнергию за счет развития ВИЭ в ценовых зонах оптового рынка к 2020 году составит около 2%, а суммарная дополнительная нагрузка на потребителя будет равна около 70 млрд. руб. в год.

Несмотря на развитие ВИЭ на ОРЭМ, данное направление характеризуется рядом проблем, связанных с недостаточно высокой квалификацией трудовых ресурсов, качеством и количеством отечественного оборудования и др. По оценкам экспертов[3], одним из ключевых затруднений является выполнение требования по локализации производства в поставленные сроки. Отрасли по производству оборудования для ВИЭ характеризуются разным стартовым уровнем. Оборудование для малых ГЭС производится на территории России, но используемые технологии проигрывают в

[2] Презентация Минэнерго России «Развитие нормативной правовой базы в области ВИЭ на ближайшую перспективу» (ноябрь 2013 г.).
[3] Например, Копылов А.Е., «АФ-Меркадос», презентация «Предпосылки формирования общей концепции локализации производства для ВИЭ в России» (ноябрь 2013 г.).

конкуренции с импортными аналогами. Оборудование для СЭС также производится, но производственная способность на основе современных технологий недостаточно высокая (около 130 МВт в год на базе производства ООО «Хевел»). С наибольшими проблемами в связи с требованием по локализации сталкиваются ветроэнергетические проекты: на 2013 год производство оборудования в требуемом объеме и требуемого качества в России отсутствовало. При этом для привлечения производителей (новый завод), обладающих новыми технологиями, размеры годового рынка в России должны быть не менее 0,6-1 ГВт/год по ВЭС; 0,15-0,25 ГВт/год для СЭС; 0,05-0,1 ГВт/год для малых ГЭС[4]. Таких объемов спроса в настоящее время нет.

Развитие ВИЭ на розничных рынках электроэнергии: районы, входящие в ЕЭС России, и удаленные территории

Проекты на розничных рынках электроэнергии являются единичными, преимущественно реализуются проекты, полностью или частично финансируемые за счет субсидий из федерального или регионального бюджетов. Меры стимулирования предусмотрены в рамках предоставления субсидий из федерального бюджета для компенсации стоимости технологического присоединения источников на основе ВИЭ мощностью не более 25 МВт – около 95 млн. руб. в год (только на 2014 и 2015 годы). Также закреплено обязательство сетевых компаний покупать электроэнергию, выработанную на основе ВИЭ, по заданным тарифам с целью компенсации потерь в электрических сетях. Однако требования для расчета таких тарифов еще не приняты[5].

Розничные рынки на территории ЕЭС России

На территории ЕЭС России развитие ВИЭ потенциально может быть как экономически эффективным, так и нести дополнительную финансовую нагрузку на потребителей. Во многом поэтому пока не утверждены общие правила по надбавкам к тарифам для ВИЭ на розничных рынках – это правило может привести к общему росту цен для потребителей. При этом на уровне розничного рынка существует предельный уровень роста цен для населения и приравненных к нему групп. Соответственно стимулирование ВИЭ может привести как к росту перекрестного субсидирования между промышленностью и населением, так и к увеличению финансовой нагрузки для региональных бюджетов (из-за требования по компенсации разницы между экономически обоснованными тарифами и тарифами для населения).

---

[4] Презентация «АФ-Меркадос».
[5] Проект распоряжения Правительства Российской Федерации «Об установлении величины предельных капитальных и эксплуатационных затрат на производство электроэнергии квалифицированными генерирующими объектами, осуществляющими производство электроэнергии с использованием ВИЭ и функционирующими на розничных рынках электроэнергии» (http://regulation.gov.ru, сентябрь 2013 г.).

Розничные рынки на удаленных территориях

В России много районов, население которых изолировано от централизованных систем электроснабжения (отдельные районы Республики Саха, Камчатского края, Мурманской области и др.). Снабжение потребителей электроэнергией в данных районах преимущественно осуществляется за счет привозного топлива (дизтоплива, мазута, угля), что ведет к высокой себестоимости производства электроэнергии на таких территориях, поэтому здесь развитие ВИЭ, несмотря на высокие удельные капитальные затраты, может быть экономически оправданно (экономия на топливе).

Несмотря на экономическую целесообразность, развитие проектов ВИЭ на таких территориях в настоящее время также осуществляется преимущественно за счет субсидирования (из средств федерального и региональных бюджетов). Данная ситуация объясняется тем, что тарифы для потребителей на удаленных территориях (как и требования для квалификации участников) устанавливаются по тем же принципам, что и для других розничных рынков электроэнергии. Ресурсоснабжающим организациям (РСО), работающим на удаленных территориях, из бюджета компенсируется разница между экономически обоснованными тарифами и тарифами для населения. Для промышленности тарифы устанавливаются общими для всего субъекта Федерации – как для изолированных, так и для централизованных зон; компенсация происходит за счет перекрестного субсидирования между районами одного региона. Данная система может снижать стимулы РСО к реализации даже эффективных проектов. Также данные тарифы являются краткосрочными, что не позволяет инвесторам вкладывать в проект и одновременно быть уверенными в его окупаемости.

Выводы

В настоящее время в России проекты на основе ВИЭ развиваются преимущественно за счет потребителей на ОРЭМ, которые ежегодно до 2020 года будут переплачивать около 70 млрд. руб. (по оценкам Минэнерго России). На уровне розничного рынка действуют единые подходы для централизованных и изолированных систем, и правила стимулирования для реализации проектов на данном уровне еще не приняты. Существует требование, в соответствии с которым регионы должны ограничивать рост тарифов на электроэнергию для населения, следовательно, при вводе стимулирующих льгот для ВИЭ нагрузка увеличится не только на промышленных потребителей регионального уровня, но и на региональные бюджеты, что ограничивает принятие нормативных документов по стимулированию ВИЭ в рамках централизованных систем. Реализация проектов ВИЭ на изолированных территориях ограничена действующими методами тарифного регулирования – есть необходимость в долгосрочном регулировании тарифов.

По теме выпуска: В мире

Цели и перспективы европейской биоэнергетики для выработки тепла и электроэнергии

За последние годы роль биотоплива в производстве тепловой и электрической энергии в Европе заметно возросла. Правительства тратят значительные финансовые средства для стимулирования этого процесса. Мотивами проведения такой политики являются высокий уровень экологической ответственности и стремление повысить энергетическую безопасность. Однако сегодня сектор биоэнергетики Европы сталкивается со множеством проблем ввиду непростой экономической ситуации, вынуждающей сокращать субсидирование отрасли, а результаты не в полной мере соответствуют поставленным целям.

По данным МЭА, в странах ЕС доля твердого биотоплива и биогаза составляет 3,8% в производстве электроэнергии и 15% в производстве тепловой энергии, в то время как в среднем по миру эти показатели равны 1,5% и 3,3% соответственно. Относительного успеха рынок биотоплива в Европе достиг по нескольким причинам. Во-первых, это регион, где цены на традиционные виды энергоресурсов довольно велики. Во-вторых, во многих странах Европы сохраняется высокий уровень развития отраслей, являющихся поставщиками сырья для производства биотоплива (лесная и деревообрабатывающая промышленность, сельское хозяйство). Но основным фактором, способствующим развитию сектора биоэнергетики, была и остается значительная государственная поддержка, осуществляемая в виде субсидий, налоговых льгот, применения специальных тарифов на энергию, произведенную на основе возобновляемых источников (ВИЭ), а также введение системы торговли квотами на выбросы CO_2. Стоит отметить и масштабную работу правительств по координации взаимоотношений поставщиков топливного сырья, поставщиков технологий и энергетических компаний. Каждая из стран Европы отличается индивидуальными особенностями развития отраслей биоэнергетики, что обусловлено как схемой поддержки по конкретным странам, так и спецификой существования других отраслей.

Биотопливо, используемое для производства тепловой и электрической энергии, в целом сегодня является крупнейшим источником возобновляемой энергии в ЕС и, как ожидается, сделает решающий вклад на пути к цели достижения 20-процентной доли

ВИЭ в своем общем энергобалансе. Согласно своду Национальных планов действий по возобновляемой энергии стран-членов ЕС биомасса в развитии ВИЭ продолжит занимать далеко не лидирующие позиции в генерации электроэнергии, хотя ее доля будет расти (Таблица 6). В производстве же тепловой энергии биомасса останется основополагающим возобновляемым ресурсом, но доля ее, напротив, будет снижаться.

Таблица 6

Планы стран ЕС по использованию ВИЭ в производстве тепло- и электроэнергии в 2015 и 2020 годах

Направления использования	2005 факт	2010 факт	2015 план	2020 план
Производство теплоэнергии, млн. т н.э.	54,3	67,8	84,7	111,5
доля биомассы, %	96,9	91,0	86,3	81,1
Производство электроэнергии, млн. т н.э.	41,2	54,9	77,5	104,6
доля биомассы, %	12,6	16,2	18,7	19,0

Источник — Европейская комиссия на основе Национальных планов стран ЕС по развитию возобновляемой энергетики (Renewable Energy Action Plans)

Подавляющая часть потребления твердой биомассы к 2020 году в ЕС по-прежнему будет покрываться за счет внутренних поставок. Однако импорт из третьих стран, по прогнозам, вырастет к концу десятилетия до 21,4 млн. т н.э., что составит около 20% потребления первичных биоэнергоресурсов. Это, вероятно, будет покрываться за счет поставок, осуществляемых в значительной степени в виде древесной щепы и прессованной биомассы. При этом в числе наиболее вероятных поставщиков находятся США и Канада, а также Россия, Украина и Беларусь.

Твердое биотопливо

Твердое биотопливо (сюда относят дрова, топливные брикеты и гранулы (пеллеты), щепу, древесный уголь, солому) нашло применение во многих европейских странах. Лидерами по потреблению этого вида топлива на сегодняшний день являются Швеция, Финляндия и Германия. При этом основные секторы потребления отличаются от страны к стране. Например, в Швеции, Финляндии, Нидерландах, Дании, Бельгии значительные объемы твердого биотоплива используются в промышленности. В Германии, Норвегии и Швейцарии большая часть потребляемого биотоплива идет на производство тепловой и электрической энергии. Во Франции, Словении и Чехии наибольшие объемы его потребления сосредоточены в частном секторе.

Основным сырьем для твердого биотоплива являются отходы лесной промышленности, а также поврежденные деревья. Реже в качестве сырья используют специально выращенный лес для производства биотоплива. Также сырьем для твердого биотоплива служат отходы агропромышленного комплекса. Продуктом прессования таких видов сырья являются пеллеты и брикеты. Пеллеты из-за относительной дешевизны транспортировки и простоты автоматизации процесса сжигания находят применение во многих странах Европы в промышленности. Наиболее масштабные объемы производства и потребления этого вида топлива среди европейских стран сегодня наблюдаются в Швеции и Германии. В отдельных европейских странах довольно широко распространено применение щепы, например, в Финляндии. Вопрос конкуренции на рынке ресурсов для производства твердого биотоплива также имеет большое влияние. Если, например, в скандинавских странах особых проблем с доступом к отходам лесной промышленности нет, то в средиземноморских странах они в основном идут на производство древесных плит.

ЕС на сегодня является одним из крупнейших потребителей твердого биотоплива. Только потребление пеллет составило в 2013 году около 17,5 млн. т, что делает этот регион крупнейшим в мире рынком сбыта древесных гранул. Исходя из национальных планов развития возобновляемой энергетики, можно говорить о том, что спрос на них может возрасти до почти 21 млн. т в 2015 году.

В то время как использование твердого биотоплива для отопления жилых помещений является относительно стабильным и растущим рынком, будущее его промышленного использования менее предсказуемо. Дело в том, что спрос на твердое биотопливо для промышленного отопления и выработки электроэнергии в значительной степени зависит от имеющихся субсидий и требований к экологичности, введенных отдельными странами ЕС. Например, значительно сократился рынок твердого биотоплива в Польше, где с октября 2012 г. прекратили субсидирование совместного сжигания биомассы на угольных ТЭЦ. В Нидерландах процесс формирования требований к устойчивому использованию биомассы негативно сказался на внутренних производителях пеллет.

Газообразное биотопливо

Газообразное биотопливо, к которому относят биогаз, синтез-газ и биоводород, сегодня получило наибольшее распространение в Германии и Великобритании. Его используют в качестве топлива для производства электроэнергии, тепла или пара. Наибольшее распространение биогазовые установки получили на предприятиях, имеющих сырье для производства газового биотоплива: фермах, птицефабриках, спиртовых и сахарных заводах, мясокомбинатах. Однако в последние годы в Европе реализуется все большее

число крупномасштабных проектов по очистке биогаза и его поставке в трубопроводы, где он смешивается с природным газом. Совсем редко биогаз находит применение в качестве автомобильного топлива как в Швеции и Германии. В качестве источника получения биогаза могут выступать свалочные отходы, отходы животноводства и сельского хозяйства, отходы скотобоен, некоторые травяные растения. В Германии около 90% производства биогаза осуществляется на основе сельскохозяйственных культур, в то время как Великобритания, Болгария, Эстония и Португалия практически полностью получают его со свалок и из сточных вод.

Германия является лидером в области производства биогаза из биомассы. В ЕС на Германию приходится более 80% производства биогаза. Стимулом для производителей биогаза в Германии являются гарантированные цены для выработки электроэнергии, которые значительно выше, чем у электроэнергии из ископаемых видов топлива. Однако изменения в Законе о возобновляемых источниках энергии (EEG) в 2012 году, касающиеся гарантированной цены, значительно снизили привлекательность инвестирования в новые заводы. В результате в 2013 году темпы возведения новых установок для выработки биогаза значительно упали по сравнению с предыдущими годами. Дальнейшее развитие биогазового сектора в Германии теперь под вопросом. В Нидерландах половина существующих заводов по производству биогаза, как ожидается, закроется в течение следующих 4 лет в связи с прекращением субсидий к 2016-2017 годам. Тем не менее льготные тарифы остаются в некоторых других странах ЕС, например, в Чехии. Производство биогаза является объектом критики и по иным причинам. В той же Германии эксперты утверждают, что слишком много пахотных земель используется для производства сырья.

Устойчивое развитие биоэнергетики ЕС

Использование биомассы в странах ЕС при определенных комбинациях факторов (наличия ресурсов, состояния развития смежных отраслей и конечных секторов потребления биотоплива) экономически оправданно на общерыночных условиях. Но зачастую политика использования биотоплива смещена в пользу борьбы с изменением климата, что порождает субсидирование в отрасли, система осуществления которой вызывает множество вопросов о ее эффективности и целесообразности. Среди них есть как общие с другими ВИЭ проблемы, так и специфические.

Субсидии в биоэнергетике, как уже было сказано, иногда создают неравную конкуренцию многим другим отраслям (сельскому хозяйству, строительной отрасли, мебельной промышленности и др.). Еще одним спорным моментом в существующих условиях, как ни странно, является обоснованность применения биотоплива для борьбы с изменением климата – одного из главных векторов проводимой политики ЕС. Дело в

том, что сжигание биотоплива само по себе не гарантирует осуществления принципа неизменности выбросов CO_2. Потребление биомассы не должно превышать ее воспроизводство. Особенно это касается биотоплива из древесины. Кроме того, важно знать объемы выбросов CO_2, осуществляемые на всей цепочке добычи биомассы, ее переработки и транспортировки, иначе может оказаться так, что они превышают эффект от сжигания биотоплива. Контроль над этими процессами легко осуществлять в рамках своей страны, но при поставках из-за рубежа проблема усложняется.

Перечень требований устойчивости для биотоплива (относительно объемов сокращения выбросов парниковых газов) и сырья (ограничение использования определенных видов земель), прописанный в Директиве 2009/28/ЕС о возобновляемой энергетике (EU Renewable Energy Directive), распространяется только на жидкое биотопливо, используемое преимущественно на транспорте. Требования к твердому и газообразному биотопливу для отопления и генерации электроэнергии, отчасти касающиеся затронутых вопросов, появились в 2010 году, но они носят лишь рекомендательный характер, оставляя этот момент на усмотрение правительств стран. Около половины стран ЕС сегодня воспользовались этими рекомендациями и имеют нормативные положения, способствующие более высокой эффективности производства биоэнергии. Но лишь Бельгия, Италия и Великобритания ввели требования к используемой биомассе в части эмиссии CO_2 в ее жизненном цикле. Бельгия, Венгрия и Великобритания ввели специальные требования к биотопливу по критерию устойчивого лесопользования (SFM). Аналогичный критерий Великобритания ввела и для сельскохозяйственной биомассы. Комплексный набор требований к биотопливу, учитывающий воздействие на изменения запасов углерода в лесах и изменения в землепользовании (ILUC), сейчас рассматривают Нидерланды. Ряд стран ввел правила, направленные на решение проблем потенциальной конкуренции с существующим использованием биомассы. В Бельгии, например, на определенный вид сырья для деревообрабатывающей промышленности не распространяются сертификаты, дающие право наценки при реализации электроэнергии, произведенной на основе биомассы. Польша ввела ограничения на финансовые стимулы для биомассы, полученной из стволовой древесины, превышающей определенный диаметр.

В начале текущего года Европарламент обратился к Еврокомиссии с просьбой разработать общие критерии и требования к биотопливу для всех стран ЕС. Еврокомиссия пообещала учесть в них справедливый баланс между различными политическими целями устойчивого развития, энергетической безопасности и конкурентоспособности. Однако озаботиться общими требованиями к использованию биотоплива необходимо было уже давно, поскольку отсутствие четких правил достижения нужных целей поставило под угрозу крупные финансовые вложения.

Обсуждение: В России

Есть ли будущее у торфа в энергетике России?

Одним из приоритетов развития ТЭК России, обозначенных в Энергетической стратегии на период до 2030 года (далее ЭС-2030), является расширение использования местных видов топлива, в том числе торфа. При этом с момента принятия ЭС-2030 прошло уже 5 лет, а положение дел в торфяной отрасли не улучшилось, хотя условия для развития изменились. Отмечаемый рост внутрироссийских цен на природный газ и уголь может позволить торфу конкурировать с ними в сфере производства тепло- и электроэнергии, главным образом в регионах с большими запасами торфа и привозным углеводородным сырьем. Однако для этого понадобятся активные действия со стороны государства, а именно изменение нормативной правовой базы и реформа системы регулирования отдельных сегментов торфяной энергетики.

Особенности торфа, влияющие на его использование в энергетике

В мире торф признан возобновляемым ресурсом, главными сферами применения которого являются тепло- и электроэнергетика и сельское хозяйство. В 1978 году Генеральная ассамблея ООН отнесла торф к ВИЭ (резолюция №33/148), а Европарламент сделал это в 2000 году[6]. В России торф официально не входит в перечень ВИЭ, но при этом его можно считать таковым ввиду быстрого возобновления – по экспертным оценкам, в России ежегодный прирост запасов торфа составляет 252 млн. т, что на два порядка больше объема современной добычи.

Торф обладает рядом свойств, которые ограничивают расширение его потребления. Во-первых, он малотранспортабелен, то есть издержки на транспортировку торфа делают его применение в удаленных от места добычи районах экономически неэффективным. Это объясняется его низкой энергоемкостью в расчете на единицу объема и массы по сравнению с традиционными первичными энергоресурсами, такими как природный газ, уголь, нефть. Во-вторых, сезон добычи торфа ограничен периодом с мая по сентябрь (так как мокрый торф добывать и перевозить неэффективно), что также требует расходов по его переработке и хранению для круглогодичного использования.

[6] Марков В.И., Волкова Н.И. Торф – важный возобновляемый природный ресурс провинции России (топливо, органика, сорбент, сырье).

Есть у торфа и ряд преимуществ. К плюсам, во-первых, относятся большие запасы и их широкое распространение. В России крупные запасы торфа имеются в ресурсодефицитных (по нефти, газу, углю) районах Центральной России и верхнего Поволжья. Разработка запасов в этих районах может снизить издержки на топливо в энергетике (включая малую), в том числе за счет экономии на транспортных расходах. Во-вторых, в экологическом плане торф является более чистым энергоресурсом, например, по сравнению с углем и мазутом, с которыми он конкурирует в сфере использования на котельных и ТЭЦ небольшой мощности.

Потребление торфа в мире

Запасы торфа в России составляют 175 млрд. т, или около 40% мирового показателя. Крупные запасы также имеются в странах Северной Европы, Прибалтики, в Беларуси, Канаде. Распределение ресурсов торфа в высоких широтах объясняется условиями его образования – в анаэробных условиях болотистой местности.

Потребление торфа в мире достигло своего максимума в середине XX века, а затем стало резко сокращаться, главным образом вследствие замещения его природным газом, углем и нефтепродуктами. В последние 15 лет добыча и потребление торфа в мире находятся на уровне 16-22 млн. т. Основными потребителями торфа являются страны Северной Европы (Финляндия, Швеция), Ирландия, Беларусь, Россия. На первые 7 стран приходится около 99% объема мирового потребления (Таблица 7).

Таблица 7

Потребление торфа в странах мира и его значение в ТЭК, 2012 год

Страна	Потребление торфа, млн. т	Доля страны в мировом потреблении торфа	Значение торфа в ТЭК		
			Доля в потреблении ПЭР	Доля в производстве электроэнергии	Доля в производстве теплоэнергии
Финляндия	6,5	41%	4,7%	5,2%	15,2%
Ирландия	4,2	26%	6,8%	9,5%	не используется
Беларусь	2,6	16%	1,5%	0,1%	1,4%
Россия	1,1	7%	0,04%	0,05%	0,05%
Швеция	0,8	5%	0,5%	0,2%	2,8%
Украина	0,4	3%	0,1%	не используется	0,2%
Эстония	0,3	1%	0,9%	0,8%	4,4%
Мир всего	16,0	100%	0,03%	0,03%	0,3%

Источник — МЭА

Практически весь торф в странах мира используется для производства тепло- и электроэнергии. При этом присутствуют довольно существенные диспропорции между этими сферами в зависимости от страны. Так, в Ирландии (2-й потребитель торфа в мире) весь объем торфа направляется на производство электроэнергии, а в Беларуси, Финляндии, Швеции основной упор делается на использование данного топлива для производства теплоэнергии. В России торф используется на ТЭС (ТЭЦ) и котельных, в структуре производства присутствуют электроэнергия и теплоэнергия.

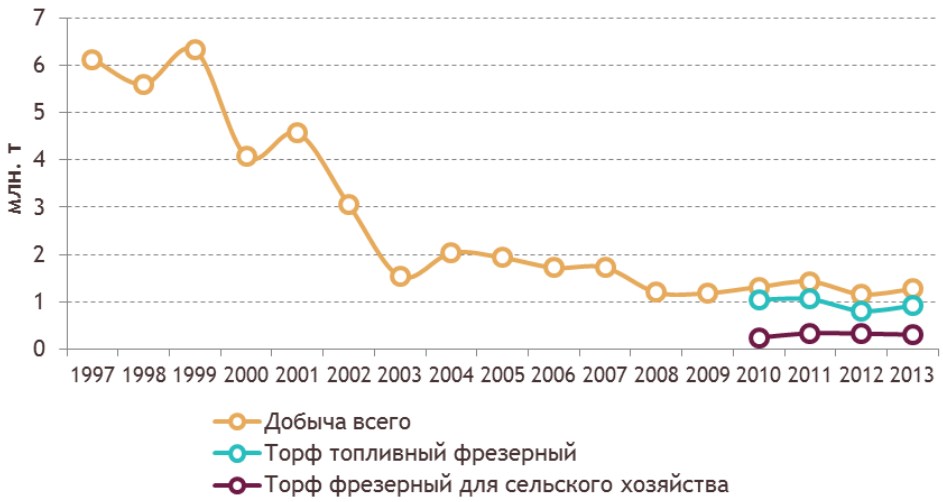
Значение торфа в ТЭК некоторых стран довольно высоко. Так, 15% теплоэнергии в Финляндии и 10% электроэнергии в Ирландии производятся на станциях, работающих на торфе, а в России эти показатели составляют менее 0,1%.

Торф в России: нормативное регулирование и региональные диспропорции

Добыча и потребление торфа в России за последние 15 лет упали в 5 раз, основной спад пришелся на конец 1990-х – начало 2000-х гг. (График 9). Это было связано главным образом с газификацией регионов, которая проводилась при низких (субсидируемых) ценах на газ и охватывала в том числе небольшие поселения. Невысокие цены на газ сделали использование торфяных ТЭЦ и котельных экономически невыгодным, многие предприятия закрылись или существенно сократили объемы производства.

График 9

Добыча торфа в России, 1997-2013 годы



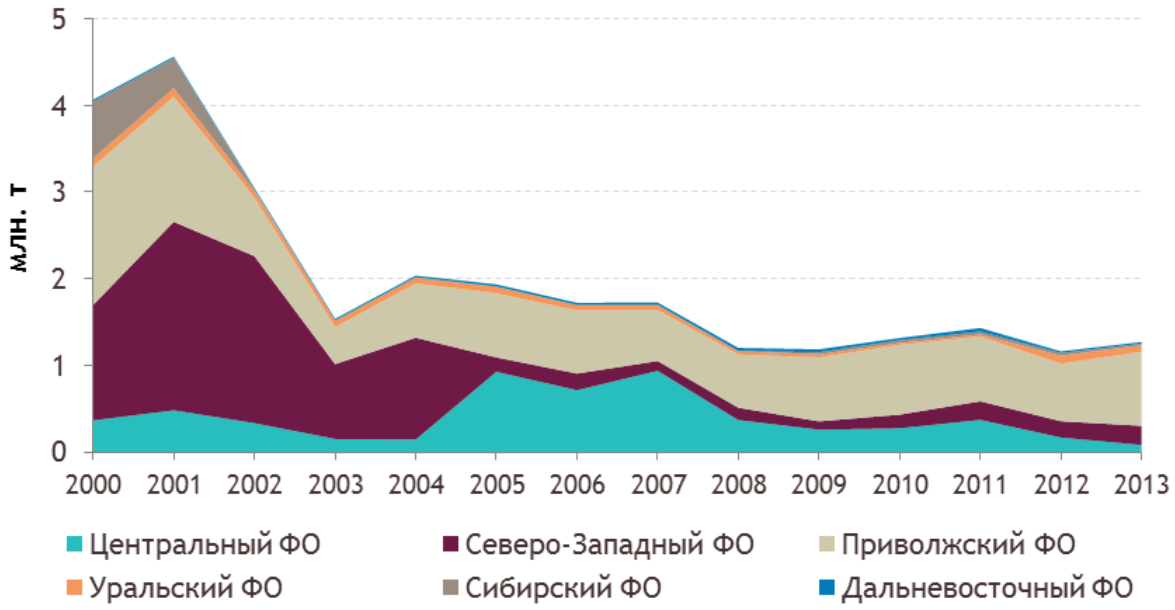
Источник — Росстат

Существует высокая региональная концентрация добычи и потребления торфа в России – в 2013 году почти 70% обеспечил Приволжский федеральный округ, в котором явным

лидером является Кировская область (около половины российского производства). Добыча торфа в Северо-Западном федеральном округе практически прекратилась в середине 2000-х гг., а в Центральном федеральном округе – существенно снизилась во второй половине 2000-х гг. (График 10).

График 10

Добыча торфа в России по федеральным округам (ФО), 2000-2013 годы



Источник — Росстат

Нормативное регулирование торфяной отрасли в России

В России торф не относят к ВИЭ, и, соответственно, все меры господдержки данного направления его не затрагивают. В ЭС-2030 и проекте ЭС-2035 торф включен в перечень местных видов топлива, производство и потребление которого оценивается как низкое и требующее расширения.

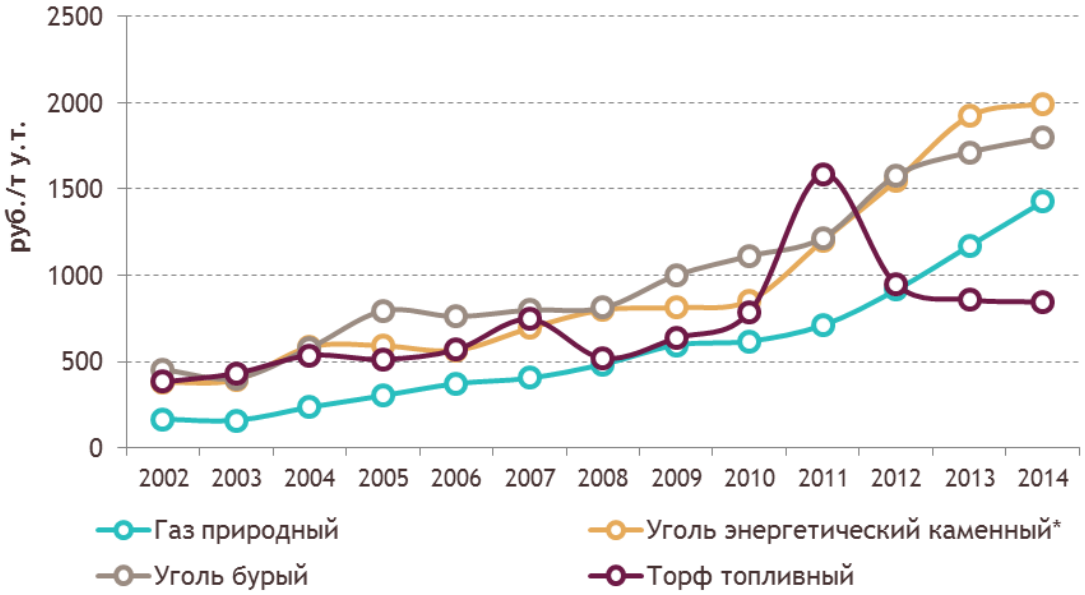
На федеральном уровне отсутствуют документы, касающиеся отдельно торфяной отрасли. В конце 2000-х гг. Минэнерго России объявляло о необходимости разработки федеральной целевой программы по развитию отрасли, но она не была создана. На уровне регионов принимаются программы развития торфяной отрасли (например, в Кировской, Нижегородской и Псковской областях), которые нацелены на расширение использования торфа в ТЭК, главным образом за счет строительства и/или модернизации небольших ТЭЦ и котельных. Предполагается, что это позволит снизить затраты на производство тепло- и электроэнергии посредством экономии на топливе.

Ценовая конкуренция торфа и других энергоресурсов

Одной из причин снижения потребления торфа в тепло- и электроэнергетике являлся проигрыш торфа в ценовой конкуренции с другими энергоресурсами. Однако в последние годы происходит поэтапный рост цен на газ (регулируются ФСТ России) и уголь (складываются рыночным путем). В то же время цена на торф практически не меняется (за исключением скачка в 2011 году), и уже в 2012-2014 гг. она стала значительно ниже цен на природный газ и уголь с учетом энергетического эквивалента (График 11). Так, в августе 2014 г. цены производителей торфа были на 50% и 60% ниже, чем на бурый и каменный уголь соответственно, и на 40% – чем на природный газ. Таким образом, изменение цен в последние 2 года позволило торфу получить весомое конкурентное преимущество перед газом и углем. Это может ускорить проекты по строительству новых мощностей, работающих на торфе, и привлечь инвесторов, в том числе частных. Также можно рассмотреть вариант включения торфа в список ВИЭ, что может стать эффективной мерой, в том числе в связи с расположением его запасов в районах с низким потенциалом развития других ВИЭ.

График 11

Средние цены производителей топливно-энергетических ресурсов в России (приведены к условному топливу), 2002-2014 годы



*Примечание: цены приведены за август каждого года; * данные за 2010 и 2011 годы по категории «уголь каменный рядовой», за 2012, 2013 и 2014 годы — «уголь, за исключением антрацита, угля коксующегося и угля бурого»; при переводе к условному топливу использованы общепринятые коэффициенты.*

Источник — Росстат

Обсуждение: В мире

Ирак: бесконечная нефть и бесконечная война

Одним из факторов высокого уровня цен на нефть последних трех с лишним лет являются регулярные вспышки вооруженных конфликтов в разных странах Ближнего Востока и Северной Африки. К началу осени цены снизились на фоне высоких запасов в развитых странах и увеличения добычи в Ливии за счет открытия экспортных портов. Развивающийся в течение лета конфликт в Ираке, включивший создание непризнанного Исламского государства в северной части страны, как представляется, не слишком повлиял на динамику нефтяных цен. Радикалам, успешно занявшим обширные территории, предстоит столкнуться с куда большим сопротивлением в борьбе за месторождения нефти.

В июне северная часть Ирака подверглась вторжению боевиков радикальной группировки «Исламское государство Ирака и Леванта» (ИГИЛ) с территории Сирии. Эта группировка, состоящая из мусульман-суннитов различного происхождения, ранее называлась «Исламское государство Ирака» (ИГИ). Она была сформирована в 2006 году и действовала на территории Ирака против местных властей. После начала военных действий в Сирии в 2012 году при поддержке ИГИ в стране была создана антиправительственная группировка «Фронт ан-Нусра». В 2013 году ИГИ сделало неудачную попытку объединения с «Фронтом ан-Нусра», в рамках этого процесса переименовалось в ИГИЛ и самостоятельно вступило в боевые действия в Сирии.

Сирийский конфликт создал благоприятную почву для развития ИГИЛ как боеспособной военной силы, что позволило организации к концу лета 2014 года взять под контроль северную и восточную части Сирии, западные и северо-западные регионы Ирака. Установление контроля ИГИЛ над малонаселенными западными провинциями Ирака происходило с начала 2014 года. Но общественное внимание привлекла только экспансия ИГИЛ в более густонаселенные и богатые нефтью регионы севера и северо-запада в летние месяцы. В этот период боевикам удалось захватить такие крупные города, как Мосул и Тикрит, и выйти на подступы к Багдаду. Демонстрируя стремление к суверенитету, ИГИЛ отказалось от географической привязки к другим странам в своем наименовании и объявило о создании халифата под названием «Исламское государство» (ИГ).

Несмотря на то, что на оккупированных ИГ территориях есть ряд нефтяных месторождений, радикалы контролируют лишь незначительную часть иракской нефтедобычи. Более трех четвертей иракских доказанных запасов нефти и нефтедобывающих мощностей расположены на юге страны, а на севере нефть добывают преимущественно на крупных месторождениях Киркук и Бай Хассан, которые сейчас находятся в руках курдов (Таблица 8).

Таблица 8

Оценки и прогнозы региональной структуры добычи и запасов нефти в Ираке

Регион	Доказанные запасы (конец 2011 года), млрд. барр.	Добыча в 2011 году, млн. барр./день	Прогноз добычи в 2015 году, млн. барр./день
Юг (Южная Месопотамия)	107	2	3,2
Центр (Центральная Месопотамия), в т. ч.:	12	0	0,2
Восточный Багдад	8	н.д.	н.д.
Север (складчатый пояс Загрос), в т. ч.:	24	0,7	0,8
Киркук	9	н.д.	н.д.
ВСЕГО	**143**	**2,7**	**4,2**

Источник — МЭА, World Energy Outlook 2012.

Вот почему в последние месяцы – по крайней мере, до конца августа – значительного снижения добычи нефти не последовало. Если в первом и втором кварталах 2014 г. иракская добыча нефти составляла 3,4 млн. барр./день, то в июле и августе она снизилась до 3,2 млн. барр./день (это соответствует прошлогоднему уровню национальной нефтедобычи).

Безусловно, продажа нефти могла бы стать важным источником финансирования ИГ, но для этого необходимо наличие возможностей как для добычи, так и для сбыта нефти (желательно на экспорт). Пока радикалам удалось захватить крупные НПЗ в городах на севере страны, но это дает им преимущества в основном за счет возможных нарушений снабжения правительственных сил и мирного населения. Южные регионы с основными месторождениями и крупными портами пока не представляются легкодоступными для ИГ: во-первых, там высока доля шиитского населения, что снижает популярность суннитского ИГ, которому и без этого приходится распылять силы для контроля значительных территорий; во-вторых, в случае выхода ИГ в район Персидского залива повышаются риски столкновения с силами других заинтересованных государств, прежде всего Ирана и США.

Зато на севере ИГ вплотную подобралось к важнейшим месторождениям в районе города Киркук и претендует на них наряду собственно с иракским правительством и курдами, которые и взяли эти месторождения в июле под свой контроль. Курды представляют собой влиятельную третью силу в конфликте. Как указал ушедший в июле в отставку министр иностранных дел Ирака Хошияр Зебари (курд по национальности), Ирак мог распасться на три государства: багдадское, курдское и ИГ.

Ситуацию в июле усугубил правительственный кризис в Ираке, сопровождавшийся неопределенностью в высших органах власти. Одним из его результатов стал фактический отказ курдов от участия в деятельности багдадских властей. Разрешение кризиса произошло только в начале сентября, с формированием правительства Хайдера аль-Абади, сменившего после некоторого сопротивления своего предшественника Нури аль-Малики. После этого курды вернулись к работе в правительстве.

Конфликт между Багдадом и курдами обострился в связи с активизацией деятельности курдских региональных властей по самостоятельному экспорту нефти. В конце 2013 года курды завершили строительство собственного экспортного нефтепровода в Турцию, который позволил им самостоятельно, независимо от Багдада, осуществлять поставки нефти со своих месторождений через территорию собственной автономии в турецкий порт Джейхан с мая текущего года. Этот нефтепровод примыкает к «федеральному» нефтепроводу в районе границы с Турцией. Курды начали собственный экспорт, несмотря на протесты официального Багдада, и темп прокачки курдской нефти в Джейхан составляет около 0,1 млн. барр./день. В целом же добыча в Курдской автономии может достигнуть в этом году 0,4 млн. барр./день.

При этом под вопрос была поставлена возможность сбыта курдами их нефти. В силу негативной позиции Багдада и Вашингтона статус этих поставок остается сомнительным, и покупатели предпочитают конфиденциальность, а суда не всегда получают возможность беспрепятственно разгрузиться в портах назначения из-за жалоб иракских властей. Тем не менее считается, что удалось успешно реализовать по крайней мере 2 млн. барр. нефти.

Но крупнейшие нефтяные месторождения северного региона до последнего времени контролировались Багдадом и его Северной нефтяной компанией. Это месторождения Киркук и Бай Хассан, на которых можно добывать около 0,45 млн. барр./день, однако уже со второго квартала добыча на них существенно снизилась вследствие повреждения террористами «федерального» нефтепровода. Теперь территории, по которым проходит этот нефтепровод, позволявший передавать нефть из региона как на юг, так и на север страны, находятся в руках ИГ.

В ходе июньского наступления ИГ войска Багдада оставили город Киркук, и контроль над ним установили курды. В середине июля, в разгар правительственного кризиса и атак ИГ, Курдское региональное правительство (КРП) взяло под контроль месторождения Киркук и Бай Хассан под предлогом того, что Багдад саботировал использование курдских нефтепроводов в этом регионе – несмотря на то, что «федеральный» нефтепровод сильно поврежден и находится на территории под управлением ИГ. КРП также заявило свои права на часть выручки от продажи этой нефти в связи с введенными со стороны Багдада ограничениями.

Впрочем, несмотря на все взаимные претензии, совместные действия Ирака, курдов и поддерживающих их стран Запада против главного общего врага – ИГ – не только возможны, но и осуществляются на практике. Как Киркук, так и Эрбиль, столица курдской автономии, подвергались атакам ИГ. В ответ на это американские ВВС атаковали позиции ИГ в районе Эрбиля, а также в районе крупнейшего гидроузла около Мосула, благодаря чему курдские формирования захватили это сооружение. В начале августа поддержку курдам оказали и ВВС Ирака, атаковавшие позиции ИГ в районе действий курдских сил. Поставки оружия курдам обещали многие страны Запада, в том числе Германия, Франция, Италия, Канада, Австралия. Помощь оказывает и Иран.

Ввиду формирования широкой коалиции в поддержку курдов и их успешного сопротивления радикалам шансы ИГ на захват северных месторождений Ирака также теперь представляются невысокими. Более того, установление курдами контроля над крупными иракскими месторождениями может снизить риски в отношении трубопроводной инфраструктуры, даже при сохранении контроля ИГ над «федеральным» нефтепроводом. В перспективе это усиливает позиции курдов в регионе – в случае итоговой победы над ИГ.

Само же ИГ сохраняет заинтересованность в продаже нефти и пытается использовать хотя бы тот ограниченный набор возможностей по добыче и транспортировке, который у него имеется, то есть решает ту же задачу, что и курды на протяжении последних лет. ИГ пользуется тем же направлением: «черным рынком» нефти в Турции, который местные власти не в состоянии контролировать. Поставки осуществляются как наземным транспортом, так и с помощью специально проложенных трубопроводов. Это позволяет ИГ получать финансовую подпитку в размере от 1 до 3 млн. долл. в день, хотя нефть и продается с огромной скидкой – по некоторым оценкам, по 25 долл./барр. Но в масштабах мирового рынка объемы продаж пренебрежимо малы, поскольку добыча на контролируемых ИГ территориях в Ираке вряд ли превышает 0,05 млн. барр./день.

Ключевые события: Российский контекст

Транспортировка нефти и газа: вопросы регулирования. По данным газеты «Ведомости», 21 августа на совещании у вице-премьера А.Дворковича было принято решение обязать компании «Роснефть», «Газпром» и «Газпром нефть» заключить договоры с «Транснефтью» по принципу «качай или плати». Данный принцип предусматривает оплату транспортировки заранее оговоренных объемов сырья вне зависимости от фактических объемов его прокачки. Компании должны предоставить в Минэнерго России и «Транснефть» обновленные графики сдачи нефти и конденсата в нефтепроводы «Заполярье-Пурпе» и «Куюмба-Тайшет» до 2025 года, на основе которых «Транснефть» составит договоры о транспортировке сырья, которые указанные выше компании должны будут подписать в течение 30 дней. Отказ от подписания договора повлечет за собой изменение существующих налоговых и таможенно-тарифных льгот в отношении соответствующих месторождений.

«Роснефть» продолжает добиваться реформы существующего порядка допуска независимых производителей газа к газотранспортной системе России, в том числе к строящемуся газопроводу «Сила Сибири». По мнению главы «Роснефти» И. Сечина, независимые производители газа сталкиваются с серьезной дискриминацией со стороны «Газпрома», что обусловлено отсутствием нормативной правовой базы в данной сфере. Кроме того, И. Сечин призвал к реформе тарифной системы и усилению контроля за монополией. Что касается газопровода «Сила Сибири», то, по данным газеты «Ведомости», Минэнерго России представило в Правительство Российской Федерации свои предложения по доступу независимых производителей газа к газопроводу, однако решения по нему еще нет. Предложения включают несколько вариантов, в том числе сохранение статус-кво, покупку газа у независимых производителей по равнодоходной цене или по схеме «издержки плюс», а также создание специальной проектной компании, финансирующей строительство газопровода. Не исключена также возможность использования инвестиционных тарифов для расширения мощностей газопровода.

Международная деятельность. 28 августа Премьер-министр Российской Федерации Д.Медведев подписал распоряжение (№ 1657-р) о вступлении России в Международное агентство по возобновляемой энергии (IRENA). Инициатором выступило Минэнерго России, которое согласовало свою позицию с МИДом России и Минфином России. Как ожидается, членство в IRENA предоставит России широкий доступ к существующей практике использования и внедрения ВИЭ, а также возможность участия в выработке международных стандартов и принципов в сфере развития возобновляемой энергетики.

Новости: Российский обзор

Нефть и природный газ

«Газпром» приступил к строительству газопровода «Сила Сибири». 1 сентября состоялась торжественная церемония начала строительства газопровода «Сила Сибири», по которому планируется осуществлять экспортные поставки газа в Китай. Ресурсной базой проекта выступят Чаяндинское (1,2 трлн. куб. м по категории С1+С2) и Ковыктинское (1,5 трлн. куб. м по категории А+В+С1+С2) месторождения. Разработку Чаяндинского месторождения планируется начать в 2015 году, добычу газа – в 2018 году. Первые поставки газа в Китай планируется осуществить в 2019 году. Ориентировочная стоимость газопровода составляет 770 млрд. руб. С целью оптимизации затрат строительство газопровода будет вестись вдоль трассы действующего нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан».

«СИБУР» начал поставки СУГ в Китай. В конце августа российский нефтехимический холдинг «СИБУР» заключил долгосрочный контракт с одним из китайских потребителей с целью осуществления регулярных поставок СУГ на растущий рынок Китая. Поставки будут осуществляться с завода «Няганьгазпереработка» железнодорожным транспортом. Объем поставок на первом этапе составит около 20 тыс. т в год с перспективой дальнейшего увеличения. Тестовая партия СУГ была отправлена в Китай в июле текущего года. Таким образом, «СИБУР» стала первой российской компанией, осуществившей поставки СУГ в Китай.

Новые санкции против российских нефтяных компаний. 12 сентября Евросоюз и США расширили санкции против российских нефтяных компаний. Так, Евросоюз ввел запрет на предоставление услуг по глубоководной разведке и добыче нефти, в том числе в Арктике, а также по разработке сланцевых месторождений в России. Кроме того, российским компаниям был ограничен доступ к кредитным ресурсам Еврозоны («Роснефть», «Транснефть» и «Газпром нефть») и США («Газпром», «Газпром нефть», «Роснефть», «ЛУКОЙЛ» и «Сургутнефтегаз»). Ранее в конце июля Евросоюз ввел ограничения на поставки в Россию высокотехнологичного оборудования для добычи нефти (главным образом, оборудование для шельфовых проектов, глубоководного бурения и разведки месторождений Арктики, а также для сланцевых нефтяных проектов). В результате осуществление сделок на поставку соответствующих технологий и оборудования стало требовать предварительного одобрения уполномоченными органами стран, в которых зарегистрированы компании-экспортеры. Следует отметить, что, в отличие от США, санкции Евросоюза пока обходят стороной газовую отрасль России.

Новости: На пульсе мировых тенденций

Климатическая политика в мире

В Китае в 2016 году начнет работу система торговли квотами на выбросы CO_2

В конце августа появилась информация, подтвержденная рядом чиновников из Национальной комиссии развития и реформ, что Китай, являющийся крупнейшей в мире страной по эмиссии парниковых газов, планирует запустить национальный рынок торговли квотами на выбросы углекислого газа в 2016 году. Однако делается оговорка, что некоторые провинции могут присоединиться к системе торговли выбросами несколько позже из-за проблем технического характера. В случае осуществления этого обещания китайский рынок торговли квотами на выбросы CO_2 значительно превзойдет европейскую систему торговли, которая в настоящее время является самой масштабной в мире. Напомним, что сейчас в рамках пилотных проектов в пяти городах и двух провинциях Китая по различным схемам ведется торговля квотами на выбросы углекислого газа. По итогам этого эксперимента будет выбран наиболее удачный вариант для его реализации уже на национальном уровне.

Состоялся саммит ООН по проблемам изменения климата

По итогам климатического саммита ООН, прошедшего 23 сентября в США, был высказан ряд инициатив, касающихся энергетики. Среди них: меры по снижению выбросов метана нефтегазовыми компаниями, увеличение доли электромобилей в продажах новых автомобилей в крупных городах до 30% к 2030 году, финансирование проектов возобновляемых источников энергии в развивающихся странах. Саммит стал первым подобным мероприятием на уровне глав государств с 2009 года.

Сланцевая революция

Китай сократил прогнозные объемы добычи сланцевого газа

Министерство земельных и природных ресурсов Китая значительно снизило целевой показатель по добыче сланцевого газа к 2020 году – до уровня в 30 млрд. куб. м в год вместо 60-100 млрд. куб. м в год, на которые рассчитывало в 2012 году. Среди основных проблем называются отсутствие опыта добычи сланцевого газа у китайских компаний, ограниченность водных ресурсов и слабо развитая сеть газопроводов. Тем не менее добыча этого вида топлива будет стремительно расти. По оценкам ведомства, в текущем году добыча сланцевого газа в Китае достигнет 1,5 млрд. куб. м, а к 2017 году увеличится до 15 млрд. куб. м в год. По данным BP, в 2013 году Китай добыл в общей сложности 117,1 млрд. куб. м газа. Из них всего 200 млн. куб. м приходилось на газ из сланцевых месторождений.

Новости: Мировой обзор

Европа

Великобритания заступилась за BP

В начале сентября суд Нового Орлеана (штат Луизиана, США) вынес решение по делу о разливе нефти в Мексиканском заливе в результате аварии на платформе Deepwater Horizon в 2010 году. Суд признал BP, швейцарскую Transocean (владелец буровой установки) и американскую Halliburton (подрядная организация, занимавшаяся цементированием основания скважины) виновными, возложив основную ответственность на BP, и постановил выплатить штраф в размере 4,3 тыс. долл. за каждый баррель разлитой нефти. По оценке Reuters, для BP это грозит обернуться дополнительными выплатами в размере 17,6 млрд. долл. в дополнение к 24 млрд. долл., которые BP уже согласилась выплатить. Спустя неделю Reuters распространило информацию о том, что правительство Великобритании призвало Верховный суд США пересмотреть решение по делу BP, так как новое решение суда «подрывает веру в справедливое урегулирование споров». В обращении говорится, что BP и так сделала достаточно для ликвидации последствий нефтяного разлива, а дополнительные штрафы, налагаемые на компанию, могут быть выплачены в пользу сторон, которые вообще не понесли никакого ущерба от аварии.

СНГ

Вступил в силу закон о реформировании системы управления единой ГТС Украины

10 сентября вступил в силу закон «О внесении изменений в некоторые законы Украины о реформировании системы управления единой газотранспортной системой Украины». Он позволяет передавать газотранспортную систему (ГТС) и подземные хранилища газа (ПХГ) в «управление и/или концессию или аренду» специально созданным компаниям-операторам. Таким образом, права собственности на ГТС и ПХГ останутся у государства. В законе говорится, что состав акционеров компаний будет определяться непосредственно Верховной Радой Украины. Частные инвесторы могут получить долю в этих компаниях-операторах в размере до 49% акций, а остальные 51% отойдут государству. Ожидается, что среди лиц, желающих поучаствовать в управлении ГТС и ПХГ, будут ведущие энергетические компании из США и стран ЕС. Реформирование «Нафтогаза Украины» является результатом желания Украины частично выполнить положения Третьей директивы Энергетической хартии, требующей разделения вертикально интегрированных холдингов, занимающих монопольное положение, по отдельным видам деятельности, а также привлечь иностранных инвесторов для осуществления модернизации своих ГТС и ПХГ.