



# О ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ строительства транзита 1150 кВ Урал–Казахстан–Сибирь

**В статье рассматриваются практические проблемы повышения класса напряжения транзита 500 кВ Итатская, Алтай, Экибастуз, Кокшетауская, Кустанай, Челябинск до планируемого во времена Советского Союза проектного уровня 1150 кВ. Увеличение рисков неэффективного и нерационального использования ресурсов, рост тарифов для российских потребителей определяют нецелесообразность реализации этого проекта.**

В последнее время в российском энергетическом сообществе все чаще появляется идея возрождения начатых еще при СССР проектов строительства линий электропередачи на сверхвысоком напряжении (СВН). В частности, обсуждается возможность повышения напряжения до проектного уровня 1150 кВ (в обсуждениях сейчас в основном применяется понятие «восстановление») транзита 500 кВ, в состав которого входят подстанции 500 кВ Итатская, Алтай, Экибастуз, Кокшетауская, Кустанай, Челябинск (далее транзит 1150 кВ).

К сожалению, все обсуждения на страницах журналов исходят из допущения, что транзит 1150 кВ уже построен или практически построен, и остается сделать какой-то незначительный шаг, чтобы получить в распоряжение «достижение науки с пропускной способностью 5500 МВт». В настоящее время все разговоры вокруг «энергомоста» ведутся в плоскости поиска максимально эффективного использования большого объема мощности, которая вот-вот станет доступна, сразу же после включения в работу транзита 1150 кВ. Даже строятся планы по созданию межгосударственного рынка электроэнергии с технологической основой в виде новых линий электропередачи. Однако отме-

тим, что еще ни в одной статье на тему усиления электрических связей между Уралом и Сибирью не было сказано, какая же часть ЕЭС России избыточна на 5500 МВт и перетоком мощности в какую сторону будет загружен транзит 1150 кВ на эту величину. Ни разу не было упомянуто о причинах, по которым построенный в СССР транзит 1150 кВ находился в эксплуатации в течение нескольких лет только лишь периодически, а затем — к началу 1990-х — был переведен на постоянную работу в классе напряжения 500 кВ. Также не было публичного анализа фактического режима работы электрических связей между Уралом и Сибирью и выполнения ЕЭС Казахстана запланированных величин сальдо перетоков мощности по межгосударственным ЛЭП на связях с ЕЭС России.

Считаем, что тема возрождения линий электропередачи сверхвысокого напряжения, кроме обсуждаемых в настоящее время геополитических и макроэкономических аспектов, имеет ряд практических проблем, и обсуждение этих проблем «на старте» ставит под сомнение целесообразность проекта «восстановления» транзита 1150 кВ.

В настоящее время, впрочем как и во времена СССР, любой проект строительства в электроэнергетике должен включать в себя разработку общих технических решений. Эти решения базируются на рассмотрении целого ряда вопросов. Для примера приведем «типовой» состав разделов «Общих технических решений» (далее — ОТР) проекта строительства условной ЛЭП 500 кВ:

1. Расчеты балансов и режимов, включающие в себя:

- прогнозный баланс мощности и электроэнергии;
- расчеты электроэнергетических режимов;
- расчеты специальных режимов работы ЛЭП;
- расчеты статической и динамической устойчивости;
- регулирование напряжения и компенсация реактивной мощности;
- расчет токов короткого замыкания.

2. ОТР по ЛЭП и объектам присоединения ЛЭП.

3. ОТР по релейной защите, сетевой и режимной автоматике.

4. ОТР по регистраторам аварийных событий и процессов.

5. ОТР по противоаварийной автоматике.

6. ОТР по АСУ ТП.

7. ОТР по АИИС КУЭ.

8. ОТР по организации связи.

9. ОТР по автоматической диагностике.

10. ОТР по контролю показателей качества электроэнергии.

11. ОТР по организации измерений параметров, не входящих в ИТС.

12. ОТР по метрологическому обеспечению.

Только после рассмотрения этих вопросов можно обсуждать конкретные сроки строительства и возможные выгоды от реализации проекта. Это касается и такого грандиозного проекта, как «восстановление» транзита 1150 кВ, но с существенным отличием — перечень необходимых к рассмотрению вопросов будет значительно шире. Попробуем экспертно, не углубляясь в сложные расчеты электроэнергетических режимов, рассмотреть только часть вопросов, связанных с некоторыми аспектами общих технических решений «восстановления» транзита 1150 кВ.

### Прогнозный баланс мощности и электроэнергии

Анализ фактического баланса электроэнергии ОЭС Сибири за последние четыре года показывает, что эта часть ЕЭС России дефицитна в течение каждого месяца на протяжении всего года. На рис. 1 приведены значения фактического дефицита электроэнергии за период 2008–2011 годов (источник — оперативные данные ОАО «СО ЕЭС»). Положительное значение на графике соответствует приему электроэнергии в ОЭС Сибири.

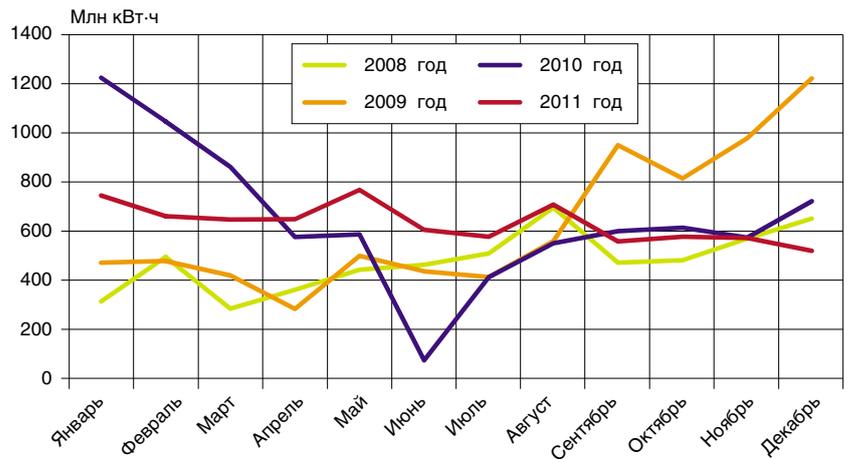


Рис. 1.

Приведенные значения дефицита электроэнергии определяются режимами работы электрических станций (необходимость производства ремонтных работ на генерирующем и электросетевом оборудовании, аварийность, наличие топлива и т. д.) и потреблением ОЭС Сибири. Как видно из рис. 1, ОЭС Сибири дефицитна даже в паводковые периоды. В 2012 году в условиях восстановления/строительства пяти гидрогенераторов на Саяно-Шушенской ГЭС средний ежемесячный дефицит электроэнергии ОЭС Сибири составил 680,4 млн кВт·ч (источник — оперативные данные ОАО «СО ЕЭС»). Это соответствует среднему часовому значению дефицита 900 МВт.

Перспективное развитие ОЭС Сибири в части строительства новой генерации с учетом естественного роста потребления существенно не изменяет указанный дефицит электроэнергии и мощности. Поэтому предпосылок для появления в ОЭС Сибири избытков электроэнергии и мощности в объемах, близких к «пропускной способности 5500 МВт» транзита 1150 кВ, пока не существует.

Рассматривая текущие и перспективные балансы мощности ОЭС Урала, пропускную способность электрической сети на связях ОЭС Урала с европейской частью ЕЭС России, столь же определенно можно сказать, что не существует таких избытков электроэнергии и мощности, которые позволили бы использовать транзит 1150 кВ для передачи мощности в ОЭС Сибири в объемах его «пропускной способности 5500 МВт».

Рассмотренные выше балансы электроэнергии и мощности определяют неце-

### ЦИТАТА

**Предпосылок для появления в ОЭС Сибири избытков электроэнергии и мощности в объемах, близких к «пропускной способности 5500 МВт» транзита 1150 кВ, пока не существует.**

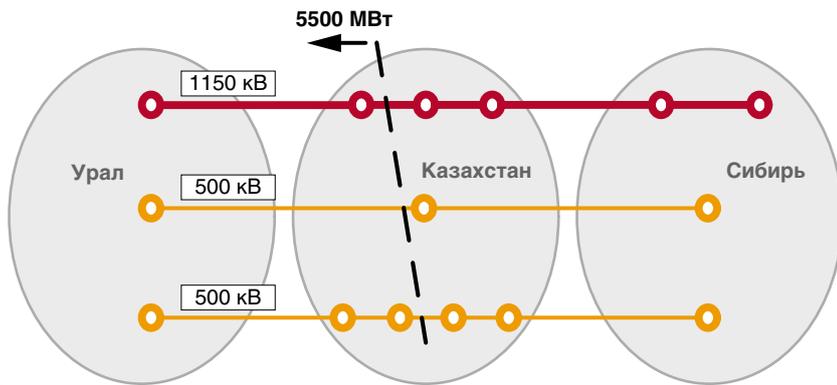


Рис. 2

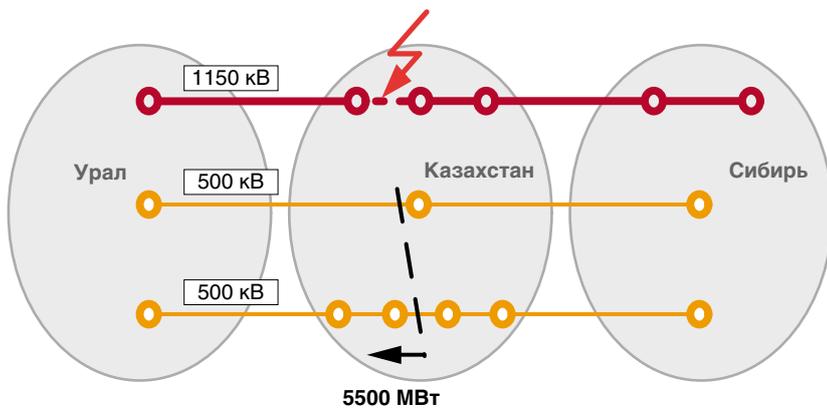


Рис. 3

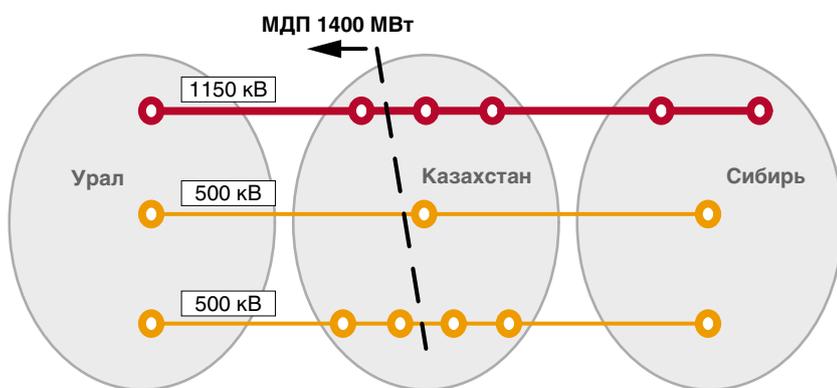


Рис. 4

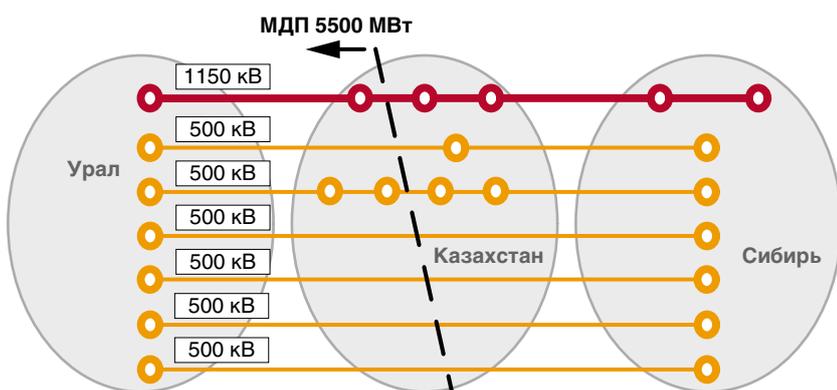


Рис. 5

лесообразность «восстановления» транзита 1150 кВ.

### Расчеты электро-энергетических режимов, статической и динамической устойчивости

Требования к обеспечению допустимости параметров электроэнергетического режима в различных режимах работы энергосистемы (нормальном, послеаварийном, вынужденном) уже не один десяток лет содержатся в нормативных отраслевых документах:

- «Основные положения и временные указания по определению устойчивости энергосистем», утвержденные в 1964 году;
- «Руководящие указания по устойчивости энергосистем», утвержденные в 1984 и 1994 годах;
- «Методические указания по устойчивости энергосистем», утвержденные в 2003 году.

Эти документы определяют перечень нормативных возмущений в энергосистеме и требования, которым должна соответствовать величина максимально допустимого перетока активной мощности (далее МДП) по совокупности сетевых элементов (далее Требования), а именно:

- 1) коэффициент запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности в контролируемом сечении в нормальной (ремонтной) схеме — не менее 0,20;
- 2) коэффициент запаса статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки в нормальной (ремонтной) схеме — не менее 0,15;
- 3) коэффициент запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности в контролируемом сечении в послеаварийных режимах при нормативных возмущениях — не менее 0,08;
- 4) коэффициент запаса статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки в послеаварийных режимах при нормативных возмущениях — не менее 0,10;
- 5) отсутствие нарушения динамической устойчивости при нормативных возмущениях;
- 6) токовые нагрузки электросетевого и генерирующего оборудования, не превышающие длительно допустимых значений в нормальных (ремонтных)

схемах и аварийно допустимых (на время 20 минут) значений в послеаварийных режимах при нормативных возмущениях.

Величина МДП по совокупности сетевых элементов (далее контролируемое сечение), удовлетворяющая Требованиям, фактически является величиной пропускной способности электрической сети. Приняв в качестве допущения, что на момент ввода в работу транзита 1150 кВ в ЕЭС России существуют достаточные резервы мощности, проверим соответствие утверждения о «пропускной способности 5500 МВт» транзита 1150 кВ пункту 3 Требованиям.

На рис. 2 условно представлены линии электропередачи на связях ОЭС Урала с ОЭС Сибири через ЕЭС Казахстана после «восстановления» транзита 1150 кВ. Смоделирована загрузка контролируемого сечения Урал — Казахстан — Сибирь величиной 5500 МВт с направлением перетока в ОЭС Урала.

В соответствии с Требованиями нормативным возмущением для данной схемы является отключение любого элемента, приводящего к разрыву транзита 1150 кВ. При отсутствии шунтирующей электрической сети более низкого класса напряжения после разрыва транзита 1150 кВ вся исходная загрузка контролируемого сечения Урал — Казахстан — Сибирь распределится на два оставшихся в работе транзита 500 кВ (рис. 3).

Так как предел статической аperiodической устойчивости по двум транзитам 500 кВ составляет 1900 МВт, а величина перетока, соответствующая нормативному (8%) коэффициенту запаса по статической аperiodической устойчивости (в соответствии с пунктом 3 Требованиям) составляет 1400 МВт, то в рассматриваемом послеаварийном режиме нарушаются Требования более чем на 4000 МВт.

В данном примере для соблюдения Требованиям (хотя бы в части пункта 3) исходная загрузка контролируемого сечения Урал — Казахстан — Сибирь не должна превышать 1400 МВт. Это и будет являться МДП в контролируемом сечении Урал — Казахстан — Сибирь, то есть ограничением пропускной способности линий электропередачи на связях ОЭС Урала с ОЭС Сибири через ЕЭС Казахстана после «восстановления» транзита 1150 кВ (рис. 4).

Для того чтобы МДП в контролируемом сечении Урал — Казахстан — Сибирь после «восстановления» транзита 1150 кВ достигал значения 5500 МВт, требуется дополнительное сетевое строительство, обеспечивающее соответствие послеаварийного режима Требованиям. Это может быть строительство второго транзита 1150 кВ или строительство нескольких новых транзитов 500 кВ (рис. 5).

Следовательно, перевод одной из существующих линий транзита на напряжение 1150 кВ без дополнительного сетевого строительства не увеличивает пропускную способность линий электропередач на связях ОЭС Урала с ОЭС Сибири через ЕЭС Казахстана относительно текущих значений. Это так же, как и вопрос балансов электроэнергии и мощности, определяет нецелесообразность «восстановления» транзита 1150 кВ.

### Противоаварийная автоматика

Теоретически увеличение МДП в контролируемом сечении Урал — Казахстан — Сибирь после «восстановления» транзита 1150 кВ (без дополнительного сетевого строительства) возможно за счет применения противоаварийной автоматики. Для этой цели противоаварийная автоматика должна при отключении любой из пяти ЛЭП, входящих в транзит 1150 кВ, реализовывать управляющее воздействие на отключение потребителей в дефицитной части и балансирующее управляющее воздействие на отключение генерирующего оборудования в избыточной части энергосистемы. Объем управляющих воздействий определяется Требованиями для послеаварийного режима и вычисляется как разница между предшествующей и допустимой послеаварийной загрузкой контролируемого сечения Урал — Казахстан — Сибирь, то есть  $5500 - 1400 = 4100$  МВт.

Для загрузки контролируемого сечения Урал — Казахстан — Сибирь после «восстановления» транзита 1150 кВ в соответствии с рис. 2 реализация управляющих воздействий на отключение потребителей необходима в энергосистемах южной части Урала, на отключение генерирующего оборудования — в западной части ОЭС Сибири. То есть потребуются одновременное отключение всех потребителей Оренбургской области, до 50% потребителей Челябинской области и Рес-

### ЦИТАТА

**Перевод одной из существующих линий транзита на напряжение 1150 кВ без дополнительного сетевого строительства не увеличивает пропускную способность линий электропередач на связях ОЭС Урала с ОЭС Сибири через ЕЭС Казахстана относительно текущих значений. Это так же, как и вопрос балансов электроэнергии и мощности, определяет нецелесообразность «восстановления» транзита 1150 кВ.**



публики Башкирия и, например, отключение шести гидроагрегатов Саяно-Шушенской ГЭС (6·640=3840 МВт).

Нереалистичность и абсурдность рассчитанных объемов управляющих воздействий противоаварийной автоматики в очередной раз определяют нецелесообразность «восстановления» транзита 1150 кВ.

### **Другие аспекты общих технических решений строительства транзита 1150 кВ**

Мы, конечно, понимаем, что комплекс технических мероприятий при строительстве транзита 1150 кВ состоит не только в установке опор и натяжке проводов. Для успешного использования технологии 1150 кВ необходимо наличие трансформаторной, коммутационной, измерительной аппаратуры, средств компенсации и управления и т.д.

Поскольку в мире никто промышленно не использует передачу электрической энергии в классе 1150 кВ, то потребуются целый комплекс научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ по проектированию, апробированию, тестированию, опытной эксплуатации и внедрению всего разнообразия оборудования, способного работать с таким уровнем напряжения. Потребуется проектирование и строительство понижающих трансформаторов, коммутационного оборудования (выключателей, разъединителей), измерительных устройств (трансформаторов тока и напряжения), средств связи (конденсаторов связи и высокочастотных заградителей), средств компенсации (ограничителей перенапряжения, шунтирующих реакторов и пр.) и прочих элементов инфраструктуры передающей сети и преобразовательных подстанций. Перед принятием решения о выполнении указанных работ следует вспомнить, что в разработке аналогичного проекта в СССР были задействованы гигантские всесоюзные научно-исследовательские институты, а также заводы-изготовители, имевшие существенные материальные и человеческие ресурсы. И при этом удалось разработать и внедрить лишь некоторые базовые элементы электрической сети в единичном, опытном варианте, а спроектированная и построенная электрическая сеть 1150 кВ работала только лишь периодически, с частыми отключениями по при-

чине недостатков в конструкции шунтирующих реакторов и проблем с компенсацией реактивной мощности.

Вышесказанное в совокупности с фактическим состоянием старого оборудования 1150 кВ (отсутствие проводов в расщепленных проводах на территории Казахстана, неработоспособность выключателей, невозможность восстановления ряда шунтирующих реакторов и т.д.) однозначно не позволяет применять понятие «восстановление» транзита 1150 кВ. Для восстановления частично реализованного советского проекта на подстанциях 500 кВ Итатская, Алтай, Экибастуз, Кокшетауская, Кустанай, Челябинск более корректно говорить о совершенно новом строительстве. Но уже в совершенно новых геополитических реалиях, в соответствии с которыми половина построенных подстанций транзита 1150 кВ, электрически соединяющих две части России, будут находиться на территории другого государства.

### **Идея создания международного рынка электроэнергии**

В специализированных периодических изданиях транзит 1150 кВ также стали рассматривать в качестве «технологической основы» для создания международного рынка электроэнергии в рамках Евразийского экономического сотрудничества. Рассмотрим эту идею подробнее.

Безусловно, расширение границ любого рынка приводит к повышению конкуренции, что в конечном счете должно стимулировать снижение цен и приводить к снижению затрат потребителей. В идеальных условиях: при наличии единых, справедливых и соблюдаемых всеми странами-участницами правил международной торговли, точном исполнении графиков поставки — увеличение физической пропускной способности сети является положительным фактором для всех потребителей в целом, в равной мере как и стимулирующим фактором для всех поставщиков в целом из-за увеличения конкуренции. Однако на практике на ценообразование влияет множество факторов, которые вмешиваются в законы спроса и предложения. К примеру, для энергорайонов с избыточной высокоэффективной генерацией эффект от рынка может быть прямо противоположным — поставщики получают дополнительную прибыль за счет расширения рынка

#### **ЦИТАТА**

**В мире никто промышленно не использует передачу электрической энергии в классе 1150 кВ.**

сбыта, а потребители будут вынуждены покупать более дорогую электроэнергию из-за выравнивания цен.

Также большую роль играет межгосударственное регулирование: степень детализации межгосударственных и отраслевых соглашений, наличие и качество правоприменительной практики по этим документам, готовность сторон постоянно и неукоснительно выполнять достигнутые договоренности. В противном случае в условиях неурегулированных межгосударственных взаимоотношений положительный эффект может быть аккумулирован отдельными сторонами с отрицательным результатом для остальных.

Очевидно, что при отсутствии однозначного понимания целей объединения рынков электроэнергии, технологических и экономических способов их достижения принятие решения о строительстве транзита 1150 кВ, возможно, приведет к ущербу для российских потребителей.

### Практические предпосылки к объединению рынков электроэнергии

Гарантированный положительный эффект от дополнительных поставок в виде усиления конкуренции возможен при выполнении двух условий. Во-первых, дополнительные объемы должны предлагаться на конкурентный отбор — при невыполнении этого условия бессмысленно говорить о конкуренции. Во-вторых, график фактической поставки должен строго соответ-

ствовать плановому, определенному по результатам конкурентного отбора — при невыполнении данного условия объемы межгосударственных поставок должны резервироваться внутри страны мощностью включенного оборудования как на загрузку, так и на разгрузку. В этих условиях итоговый результат, положительный или отрицательный, будет зависеть от соотношения снижения затрат потребителей, обусловленных уменьшением цены на электроэнергию вследствие наличия дополнительных поставок, и увеличения затрат, обусловленных необходимостью поддержания дополнительных резервов.

Рассмотрим текущую ситуацию взаимодействия энергосистем России и Казахстана.

В настоящее время пропускная способность линий электропередачи на связях ОЭС Урала с ОЭС Сибири через ЕЭС Казахстана достаточно высока. Часть этой пропускной способности, как это было указано в начале статьи, используется для оптимизации режимов работы ЕЭС России — покрытия потребления Сибири за счет загрузки электростанций европейской части.

Используется ли имеющаяся пропускная способность для межгосударственной торговли? С точки зрения плановых (заявляемых в сутки X-1) поставок электроэнергии, участвующих в конкурентных отборах, — нет. На рис. 6 изображены графики плановой поставки Россия — Северный Казахстан и запаса пропускной

### ЦИТАТА

При отсутствии однозначного понимания целей объединения рынков электроэнергии, технологических и экономических способов их достижения принятие решения о строительстве транзита 1150 кВ, возможно, приведет к ущербу для российских потребителей.

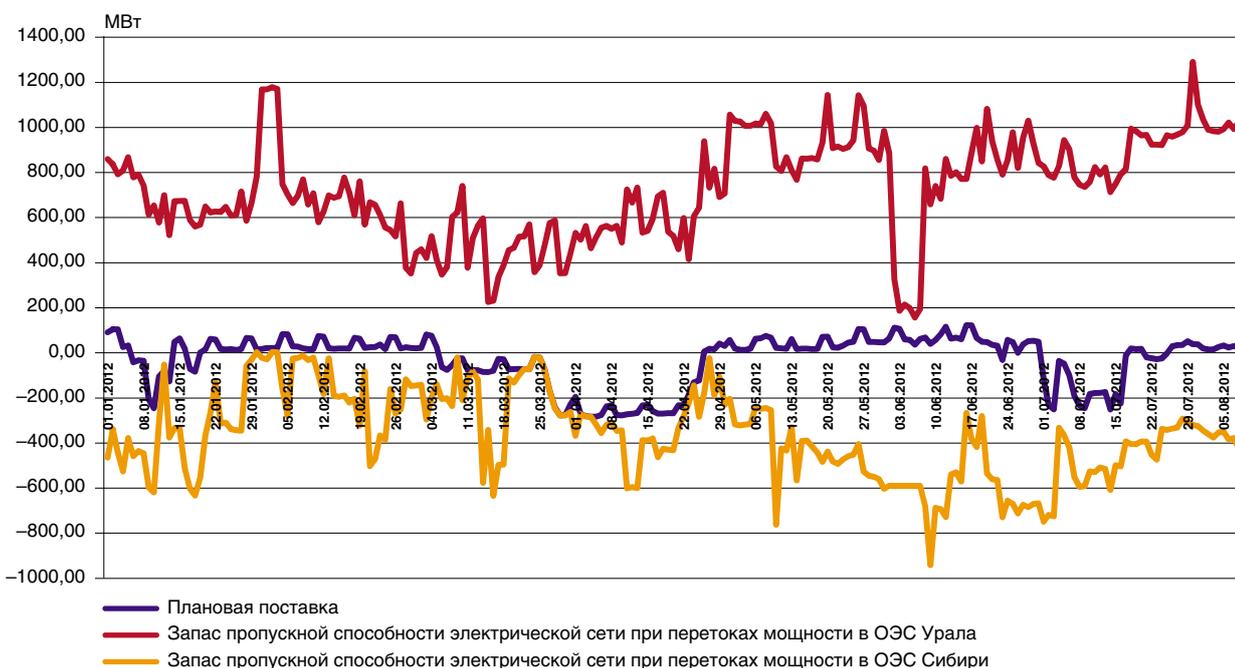


Рис. 6.

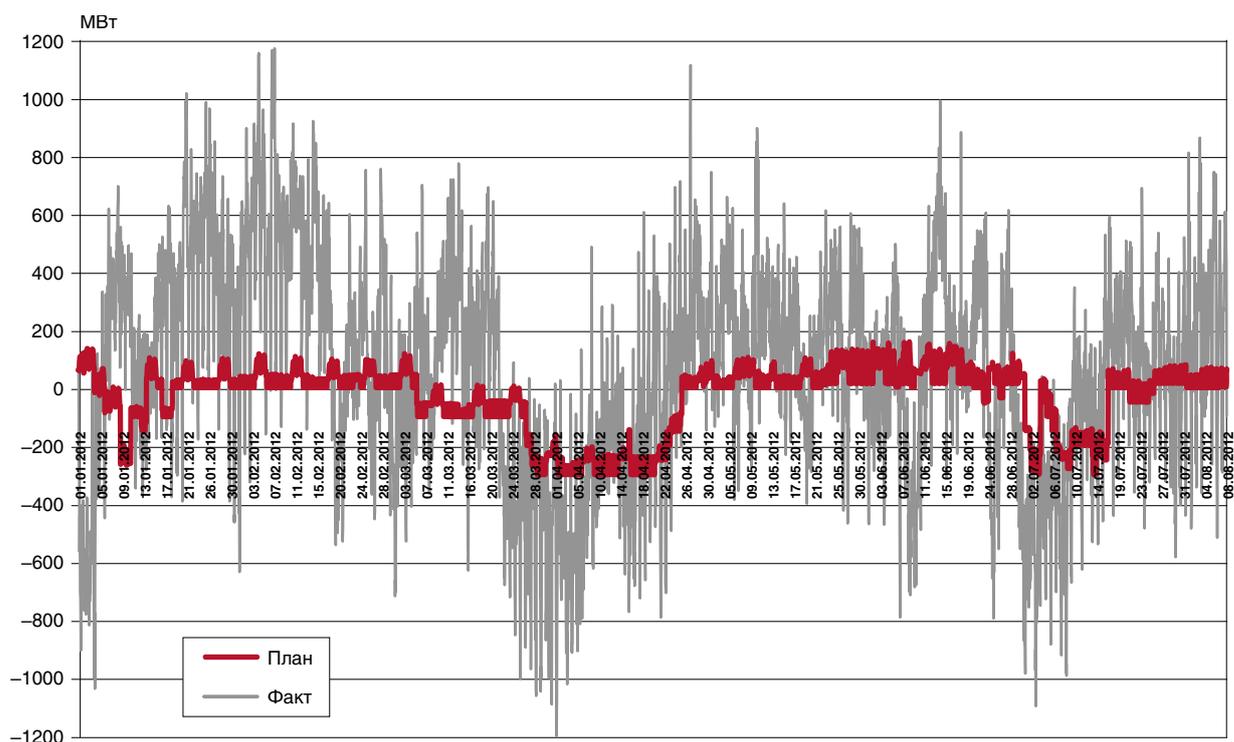


Рис. 7

способности линий электропередачи в связях ОЭС Урала и ОЭС Сибири через ЕЭС Казахстана.

График показывает, что в настоящее время стимулы для организации плановых межгосударственных поставок в значимых объемах отсутствуют, а имеющаяся пропускная способность сети многократно превышает объемы, предлагаемые Казахстаном для продажи на российском рынке. Имеются и возможности покупки электроэнергии на российском конкурентном рынке по долгосрочным договорам либо на рынке на сутки вперед для целей поставки в энергосистему Казахстана, но они также не востребованы.

С точки зрения фактического режима ситуация иная. Отсутствие технической возможности и/или экономической целесообразности поддержания фактического баланса производства и потребления электроэнергии в энергосистемах Казахстана и Средней Азии приводит к существенным отклонениям фактического сальдо-перетока от планового в пользу Казахстана. График отклонения фактической поставки представлен на рис. 7.

Существующие неплановые отклонения соизмеримы с пропускной способностью транзита Россия — Казахстан. То есть, по сути, ограничением использования ресурсов ЕЭС России для регулирования



**ПАВЛУШКО Сергей Анатольевич —**

директор по управлению режимами ЕЭС — главный диспетчер ОАО «СО ЕЭС» с 2010 г. В 1996 г. окончил Ставропольский политехнический институт, факультет «Электроэнергетические системы и сети», получив специальность инженера; в 2003 г. — Северо-Кавказский государственный технический университет, факультет «Бухгалтерский учет и аудит» по специальности «Экономист». В 1998 г. занимал должности коммерческого диспетчера и диспетчера в Филиале ОАО РАО «ЕЭС России» ОДУ Северного Кавказа. В 2002 г. при образовании Филиала Системного оператора ОДУ Юга назначен начальником оперативно-диспетчерской службы. В 2005-м занимал должность заместителя главного диспетчера ОДУ Юга. В 2007 г. перешел на работу заместителем главного диспетчера ОАО «СО ЕЭС».

(резервирования) текущего энергобаланса Казахстана служат лишь физические режимы работы электрической сети.

В настоящее время наличие электрической связи на территории Казахстана выполняет важную функцию для ЕЭС России — обеспечивает взаиморезервирование ОЭС Урала и ОЭС Сибири. При этом неплановые отклонения фактического режима работы энергосистемы Казахстана от планового не превышают иных наиболее крупных возмущений в режиме работы ЕЭС России, таких как отключение наиболее мощного блока (1200 МВт) или вставки постоянного тока на границе Россия — Финляндия (1300 МВт). В этих условиях российские потребители периодически несут перераспределенные затраты, связанные с перераспределением загрузки российских электростанций, но не несут существенной дополнительной финансовой нагрузки, непосредственно связанной с дополнительной резервированием обеспечения параллельной работы ЕЭС России с энергосистемой Казахстана.

Ситуация существенно изменится при увеличении пропускной способности. Необходимость поддержания в ЕЭС России дополнительного резерва в 3000–4000 МВт означает:

- в режиме реального времени в энергосистеме должно быть включено в работу оборудование мощностью 6000–8000 МВт (при 50% диапазоне регулирования), то есть порядка 15–20 (!) энергоблоков будут вынуждены работать в неэффективном режиме минимальной выработки;
- для прохождения годового пика нагрузки в энергосистеме должна быть обеспечена готовность к работе еще нескольких дополнительных генерирующих объектов совокупной мощностью 3000–4000 МВт.

Таким образом, в текущих экономических условиях отсутствуют основания полагать, что строительство транзита 1150 кВт и выполнение всех дополнительных технических мероприятий, позволяющих увеличить пропускную способность до 5500 МВт, приведет к повышению конкуренции и положительному экономическому эффекту для российских потребителей, поскольку и имеющаяся на сегодняшний день свободная пропускная способность (см. рис.6 — суммарно в ОЭС Урала и в ОЭС Сибири на уровне 1000 МВт) не востребована. Очевидно появление рис-

ков дополнительных затрат на поддержание дополнительных резервов при увеличении физической возможности использования зарубежными энергосистемами ресурсов регулирования в ЕЭС России.

В этой связи полагается целесообразным направить основные усилия по организации межгосударственного рынка электроэнергии прежде всего на гармонизацию правил рынков электроэнергии, создание действенных экономических механизмов, обеспечивающих заинтересованность в строгом соблюдении графиков межгосударственных поставок, а также механизмов экономически обоснованной оплаты ресурсов, предоставляемых странами друг другу, в рамках существующей пропускной способности сети.

Можно предположить, что после урегулирования вышеуказанных вопросов объемы реально планируемых и исполняемых межгосударственных поставок будут возрастать. Объемы экономически востребованных поставок будут определяться, прежде всего, соглашениями между странами и правилами рынков, которые в свою очередь будут определены готовностью национальных регуляторов отказаться от защиты/протекционизма в отношении собственных участников во имя общего блага — развития рынков стран Евразийского экономического сотрудничества. Возможно, движение в данном направлении будет настолько активным, что существующей пропускной способности сети со временем станет не хватать для дальнейшего развития межгосударственной торговли. В этом случае можно будет рассматривать экономическую целесообразность реализации тех или иных проектов по развитию межгосударственных электрических связей исходя из реальных потребностей реальных хозяйствующих субъектов.

Все выводы по приведенным в статье вопросам, даже при столь незначительной глубине их рассмотрения, указывают, что проект строительства транзита 1150 кВт на сегодняшний день является интересным только теоретически и только с точки зрения развития отечественной науки и производства. Принятие поспешного решения без качественной и доскональной проработки всех сопутствующих вопросов несет риски неэффективного и нерационального использования ресурсов и, как следствие, приведет к росту тарифов для российских потребителей.

С. А. Павлушко, Ф. Ю. Опадчий



**ОПАДЧИЙ Федор Юрьевич —**

заместитель председателя правления ОАО «СО ЕЭС» с 2012 г.

В 1997 г. окончил Московский инженерно-физический институт (Технический университет). С 1997 г. по 2002-й работал в коммерческих компаниях в сфере IT. В 2002 г. перешел на работу в Некоммерческое партнерство «Администратор торговой системы оптового рынка электроэнергии Единой Энергетической системы» на должность начальника отдела моделирования и экспертизы. В 2003 г. возглавил Управление торговли НП «АТС». В 2004 г. был назначен директором по развитию и сопровождению рынков ОАО «СО ЕЭС».