**Аналитическая записка**

**по вопросу обоснованности введения механизма «бери или плати» при расчётах   
за услуги по передаче электрической энергии путём оплаты   
«резервируемой максимальной сетевой мощности»**

1. Вопрос величины «резерва» сетевой мощности.

Согласно проекту «резерв» сетевой мощности равен арифметической разности между величиной максимальной мощности по документам о техприсоединении и величиной фактического потребления электроэнергии.

Однако максимальная мощность является договорной цифрой и напрямую влияет только на объем сетевого имущества на последнем участке сети от ближайшей подстанции (центра питания) до данного потребителя (т.н. «последняя миля»). Даже на ближайшей подстанции максимальная мощность отдельного потребителя учитывается полной цифрой и может восприниматься как полностью «зарезервированная» за данным потребителем в довольно специфических случаях - для тупиковых участков, когда на концевой подстанции имеется один-два потребителя с одинаковым профилем нагрузки, нет субабонентов и нет транзита. В стандартной ситуации, вследствие кольцевой топологии сети, учета неодновременности максимальной нагрузки потребителей (разного для разного состава потребителей), методов схемного (без наращивания мощностей) обеспечения резервов пропускной способности подстанций, и одновременно учитывая значительную долю мощностей, не связанных напрямую с подключением конечных потребителей (системная надежность, транзитные/межсистемные перетоки, выдача мощности генерации, перспективное развитие территории), объем реальных сетевых мощностей и их «резерва» для конкретного потребителя в масштабах центра питания, энергорайона на смежных и вышестоящих центрах питания и тем более в энергосистеме мало связаны с договорной величиной максимальной мощности – эти величины не имеют линейной зависимости и тем более не равны. Невозможно арифметически посчитать или по единому универсальному принципу определить величину фактического «резерва» для каждого конкретного потребителя – это подтверждают и сетевые организации.

Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей к электрическим сетям (утв. постановлением Правительства РФ от 27.12.2004 № 861) установили полномочие сетевой организации самостоятельно определять доступные для новых подключений сетевые резервы и возможность присоединения новых потребителей при формальном отсутствии резерва (п.33). Для определения резервов сетевых объектов в ОАО «Россети» утвержден приказ от 29.12.2013 № 727[[1]](#footnote-2), который дает представление о теоретически надлежащем порядке учета всех факторов, как на стороне потребителей, так и на стороне сети, для создания оптимальной инфраструктуры. Иллюстрация реального соотношения между арифметической суммой максимальных мощностей по договорам с потребителями (и, соответственно, «резерва» потребителей) и существующими сетевыми мощностями представлена в Приложении 1.

Считаем необоснованным взимать плату за «бумажную» величину «резерва» максимальной сетевой мощности.

Особое место в концепции проекта, основанной на крайне упрощенном представлении схемы организации электрических сетей, занимают оплата «резерва» предприятиями, присоединенными по 1й или 2й категории надежности энергоснабжения, а также оплата услуг по передаче промышленными предприятиями с собственными электростанциями.

Повышенная категория надежности энергоснабжения предполагает наличие независимых резервных источников снабжения электрической энергией, однако на практике это приводит к удвоению только на последнем участке сети – линий от подстанции до потребителя. Удвоение мощности вышестоящих центров питания отсутствует. Однако согласно проекту, с потребителей с повышенной категорией надежности автоматически взимается удвоенная плата за «резерв», что представляется крайне необоснованным и расходящимся с реальностью.

В отношении промышленных предприятий с собственными электростанциями, помимо двойной оплаты «резерва» из-за повышенной категории надежности, изменяется порядок определения основного объема услуг по передаче электроэнергии. В результате, к фактическому потреблению услуг по передаче из внешней сети причисляется доля собственного потребления электроэнергии, выработанной электростанцией предприятия и не покидающей его территорию (10 или 20 % в зависимости от необходимости электростанции для работы основного производства). Если же электростанция вписана в общую максимальную мощность предприятия, то к фактическому потреблению добавляется аналогичная доля (10 или 20%) арифметического «резерва» сетевой мощности. Этот объем в реальности не оказанных услуг потребитель обязан оплатить по полному тарифу на передачу электроэнергии, помимо оплаты «резерва» в общем порядке. Адекватное объяснение такого кратного штрафования предприятий за наличие собственных электростанций и их принципиальное отличие от предприятий с обычным «резервом», не связанным с потреблением от собственной электростанции, отсутствует.

2. Вопрос величины платы за «резерв» сетевой мощности.

По действующему законодательству тариф формируется из совокупной необходимой валовой выручки, включающей полные инвестиционные и операционные расходы на все сетевое хозяйство, и совокупной величины мощности, определенной на основании информации о фактических объемах услуг в предыдущих расчетных периодах и с учетом будущих потребителей. Оплата «резерва» сетевой мощности, призванная возместить сетевой организации некие расходы на содержание «зарезервированной» за потребителем инфраструктуры, предполагается как дополнение к включенной в расчет тарифа полной необходимой выручке и никак не увязывается с фактической окупаемостью соответствующих сетевых объектов.

В силу котлового принципа тарифообразования и оплаты по единому тарифу (по сети ЕНЭС; по региональному котловому тарифу для данного уровня напряжения) оплата не дифференцирована в зависимости от величины расходов на каждого конкретного потребителя – его удаленности от питающей магистрали, протяженности и сложности трассы, стоимости технических решений и иных характеристик сети. Имеются многочисленные примеры, когда текущие платежи потребителя за услуги по передаче электроэнергии по установленным тарифам полностью окупают построенные сетевые объекты за два года и менее, включая все капитальные затраты и текущую эксплуатацию, в результате чего каждые год-два потребитель фактически оплачивает стоимость полностью нового сетевого хозяйства. Очевидно, что для естественного монополиста полная окупаемость объектов в такие сроки не оправдана. В таких условиях оплата «резерва» в дополнение к полностью оплачиваемому фактическому перетоку станет необоснованным сверхдоходом сетевой организации за счет промышленности.

Проект предусматривает оплату «резерва» с коэффициентом к ставке на содержание двухставочного тарифа на услуги по передаче электроэнергии – к 2019 году коэффициент возрастет до 20% для обычных потребителей и 40% для потребителей с повышенной категорией надежности электроснабжения. Эта величина, выбранная разработчиками исключительно умозрительно, не обеспечивает приведение общих затрат энергосистемы к индивидуальным затратам, которые сетевая организация несет на содержание сети для данного потребителя. Выделение из необходимой валовой выручки сетевых организаций обоснованной доли расходов, используемой конкретно на содержание «резерва» сетевой мощности (объектов сетевого хозяйства) для соответствующих потребителей, не предполагается.

Таким образом, потребители с «резервом» назначаются лично ответственными за наличие в энергосистеме незагруженных сетей, однако размер «штрафа» рассчитывается не исходя из доказанных расходов, которые несет сетевая организация по содержанию конкретных сетевых объектов для данного потребителя, а по общей ставке на содержание, в расчет которой включены полные расходы на всю существующую инфраструктуру региона (федеральную сеть ОАО «ФСК ЕЭС»), на текущую инвестиционную программу, в т.ч. сети под других потребителей, схемы выдачи мощности незагруженной генерации, заведомо незагруженные объекты под определенные системным оператором режимы и объекты системной надежности, сетевое развитие под перспективную загрузку, инвестиционные просчеты, проектировочные решения сетевых организаций.

Согласно официальной отчетности и инвестиционным программам сетевых организаций ДЗО ОАО «Россети», основной объем вводов новой сетевой мощности и реконструкции существующих сетей (соответственно, образуемого сетевого хозяйства и увеличения стоимости сетевого хозяйства), осуществляется в рамках проектов развития инфраструктуры и реновации сетей, т.е. конечный потребитель отсутствует или является системным – это 76% совокупных инвестиций за 2011-2013гг. В рамках технологического присоединения (24% совокупных инвестиций за 2011-2014гг.) значительная доля вводов осуществляется в рамках организации схем выдачи мощности генерации (30% по мощности подписанных актов завершенного техприсоединения), а также при присоединении некрупных потребителей и физических лиц. Существенную долю, очевидно, составляет и объем вводимой сетевой мощности при технологическом присоединении объектов нижестоящих сетевых организаций.

Предлагаемая плата несоразмерна доле расходов, приходящихся даже на сетевое хозяйство, созданное совокупно в целях присоединения всех конечных потребителей, и тем более приходящегося на «резерв» отдельных потребителей.

При этом потребители полностью оплатили инвестиционные затраты на строительство сети от существующего электросетевого объекта до объекта потребителя (т.н. «последняя миля») в составе платы за техприсоединение, а потребители, заключившие договор техприсоединения до 1 января 2011 года, оплатили и инвестиционную составляющую на развитие существующей сетевой инфраструктуры.

3. Вопрос эффективности оплаты «резерва» сетевой мощности для высвобождения дефицитной мощности и перераспределения мощностей

Сетевая мощность технологически привязана к конкретным центрам питания, и в отсутствие спроса на мощность в соответствующих центрах питания оплата «резерва» выполнит задачу только повышения выручки сетевых организаций, а не стимула перераспределения неиспользуемой мощности в пользу иных потребителей. Однако и для случая наличия спроса на мощность проект вводит в заблуждение относительно возможности перераспределения «резерва» потребителей.

Исходя из упомянутого выше приказа ОАО «Россети» № 727, статус «открытого» (свободно доступного для нового присоединения), «под ограничением» или «закрытого» (условно недоступного для нового присоединения) присваивается центру питания на основании замеров фактической нагрузки, с учетом статистики потребления в предшествующие годы и резервирования под договоры на техприсоединение. В соответствии с реальными паспортами центров питания, размещенными на официальных сайтах сетевых организаций, «закрытые» центры питания являются таковыми в силу высокой фактической загрузки, выделенной мощности под межсистемные перетоки, выделенной мощности под незавершенное техприсоединение новых потребителей, либо вследствие вывода трансформатора в ремонт. На практике, что наглядно видно из Приложения 1 к настоящей аналитической записке, в зонах спроса на сетевую мощность сетевая организация самостоятельно распоряжается присоединением новых потребителей, состояние «резерва» на центре питания изменяется самой сетевой организацией в зависимости от наличия стороннего спроса и не зависит от данного потребителя с «бумажным» резервом сетевой мощности.

В «открытых» центрах питания со свободной для новых подключений сетевой мощностью присоединение новых потребителей осуществляется по обычной процедуре технологического присоединения, и процедура перераспределения мощности лишена смысла. В «закрытых» центрах питания отсутствует реальный доступный резерв мощности, и его высвобождение потребовало бы сокращения фактической потребляемой мощности потребителя. Таким образом, довод о стимулировании к перераспределению мощности путем оплаты «резерва» является ложным.

Соответственно, оплата «резерва» не обоснована в случае существенной загрузки центра питания, поскольку сетевая организация фактически распорядилась свободной мощностью, и высокая загрузка обеспечивает экономический эффект от использования сетевого хозяйства. В случае «открытого» центра питания, то есть в отсутствие стороннего спроса на мощность, потребитель не является единственным ответственным за незагрузку центра питания, - возложение на него экономической ответственности за отсутствие спроса на мощность представляется несправедливым.

В случае отказа потребителя от «резерва» мощности демонтаж линий и оборудования не предусмотрен. Исходя из расходов на демонтаж и новое строительство, замена сетей на сеть пониженной пропускной способности под сниженную максимальную мощность была бы нецелесообразной. Соответственно, не произойдет сокращение незагруженных сетевых мощностей и сокращение расходов на сетевые мощности. Поскольку доступная для подключения сетевая мощность привязана к конкретным центрам питания, то не произойдет и сокращение объемов нового строительства в целях технологического присоединения в местах имеющегося спроса.

В гипотетическом случае демонтажа сетевых объектов снизится доступность инфраструктуры для новых присоединений - в случае появления спроса на такой территории потребуется заново и по новым расценкам возводить сетевую инфраструктуру взамен демонтированной и ранее полностью оплаченной потребителями.

4. Вопрос эффективности оплаты «резерва» для оптимизации сетевых мощностей.

Порядок определения фактической потребляемой мощности, который неоднократно менялся за последние 3 года и снова меняется Проектом, предполагает определение средневзвешенного за месяц суточного максимума нагрузки (мощности), определяемого в пиковые часы энергосистемы. Этот порядок отражает участие потребителя в пиковой нагрузке энергосистемы и имеет целью стимулировать потребителей смещать пик своей нагрузки от часов пиковой нагрузки энергосистемы, тем самым снижая потребность в резерве генерирующих мощностей и сетевых мощностей в масштабах энергосистемы.

Концепция оплаты сетевого «резерва» загоняет потребителя в ловушку, поскольку финансовая отдача от смещения нагрузки на ночные часы существенно снижается, вплоть до исчезновения, учитывая дополнительные затраты на организацию работы предприятия ночью. При этом теряется системный эффект от снижения пиковой нагрузки, а инфраструктурные организации получают сигнал о необходимости наращивания мощностей, что впоследствии ляжет дополнительной нагрузкой на потребителей.

Считаем необходимым обратить внимание на двойное лукавство инициаторов проекта относительно полной готовности к параллельному внедрению механизма экономического понуждения сетевых организаций к оптимизации избыточной сетевой инфраструктуры через учет фактической загрузки сетевых объектов при тарифном регулировании.

Первоначальный смысл определения и учета фактической загрузки предполагал исключение из расчета необходимой тарифной выручки незагруженных сетевых объектов, построенных сетевыми организациями на основе ошибок прогнозирования спроса или вследствие методологических стимулов тарифной модели к избыточному строительству. Однако утвержденный порядок определения степени загрузки вводимых после строительства объектов электросетевого хозяйства (приказ Минэнерго России от 06.05.2014 №250) не предполагает получение понижающего коэффициента, который должен быть учтен при определении тарифных параметров (в соответствии с приказом ФСТ России от 24.12.2014 № 2390-э). Методология указанного порядка заимствована из методик по проектированию энергосистем, и вытекающая из его формул задача – определение требуемой мощности подстанций, способных с максимальной надежностью нести нагрузку всех потребителей, с допусками на транзитные потери, создание системного резерва, вероятность одномоментного включения всеми потребителями максимальной нагрузки не ниже исторического пятилетнего максимума. Учет такого коэффициента при расчете тарифных параметров (стоимости объекта, размера активов, величины амортизационных отчислений) не способен привести к снижению тарифов сетевых компаний вследствие фактической недозагрузки сети.

5. Вопрос эффекта для других потребителей (перераспределение тарифной нагрузки).

Ценовая нагрузка на промышленных потребителей с «резервом» сетевой мощности увеличится, однако нагрузка на иных потребителей не снизится – учет полученного дополнительного дохода от оплаты «резерва» произойдет на следующий расчетный период, то есть через 1,5 года, и дополнительная выручка будет скорректирована на понесенные расходы на содержание «резервных» мощностей и поглощена корректировкой на неполученные («выпадающие») доходы. Таким образом, в результате введения оплаты «резерва» не произойдет перераспределение тарифной нагрузки.

Поскольку крупные потребители обеспечивают значительную долю регионального потребления и по действующей модели тарифообразования уже несут соответствующую долю финансовой нагрузки по содержанию сетевого хозяйства, то дополнительная нагрузка в виде резерва увеличит долю перекладываемой на крупных потребителей экономической нагрузки.

Обращаем внимание на то, что разработчики формально ответили на замечание об увеличении бремени перекрестного субсидирования на промышленность при повышении платежа по ставке тарифа с учтенной величиной перекрестного субсидирования. В проект включена норма об оплате «резерва» по т.н. «экономически обоснованной» ставке на содержание котлового тарифа. По действующему законодательству о регулировании тарифов на услуги по передаче электроэнергии, экономически обоснованными признаются те тарифные ставки, которые установлены регулятором. Однако разрабатываемая сейчас новая методика расчета региональных тарифов изменяет формулу расчета "экономически обоснованной" ставки на содержание таким образом, что основная тарифная нагрузка перекладывается на промышленных потребителей на высоком уровне напряжения, математически снижая величину перекрестного субсидирования. По имеющимся расчетам, новая "экономически обоснованная" ставка будет существенно выше действующих ставок на высоком уровне напряжения, установленных по ныне действующей методике. Таким образом, ценовая нагрузка на промышленность от оплаты «резерва» будет выше, чем по ранее проведенным оценкам.

*Приложение 1 к* Аналитической записке по   
вопросу обоснованности введения механизма   
«бери или плати» при расчётах за услуги по   
передаче электрической энергии путём оплаты   
«резервируемой максимальной сетевой мощности»

Анализ соответствия сетевого хозяйства сетевых организаций модели,  
 заложенной в проект постановления о ведении оплаты резерва сетевой мощности   
(в разрезе МРСК)

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Установленная мощность подстанций ДЗО ОАО "Россети", без учета региональных ТСО, подстанции 35-220 кВ, на 2013 (тыс.МВА) 1 | | Соотношение установленной мощности подстанций и максимальной мощности всех потребителей (при пересчете из полной мощности в активную мощность) | | | Суммарная максимальная мощность потребителей по документам ТП, на 2013,  (тыс. МВт) 2 |
| cos ϕ = 0,853 | cos ϕ = 0,754 | cos ϕ = 0,64 |
| МРСК Волги | 27,46 | 115% | 101% | 81% | 20,32 |
| МСРК Центра | 33,2 | 122% | 107% | 86% | 23,19 |
| Кубаньэнерго | 9,1 | 100% | 89% | 71% | *7,71* |
| МРСК ЦиП | 29,67 | 103% | 91% | 73% | 24,46 |
| Янтарьэнерго | 2,6 | 115% | 101% | 81% | 1,93 |
| МРСК Сев-Зап | 18,3 | 129% | 114% | 91% | 12,02 |
| МРСК Юга | 18,7 | 120% | 106% | 85% | 13,26 |
| МРСК Урала | 21,5 | 71% | 62% | 50% | 25,89 |
| ТРК | 2,8 | 238% | 210% | 168% | 1 |
| Ленэнерго | 15 | 120% | 106% | 85% | 10,62 |
| МРСК Сибири | 29,8 | 106% | 94% | 75% | 23,87 |
| МОЭСК | 47,3 | 174% | 153% | 123% | 23,16 |
| Тюмень | 27 | 208% | 183% | 146% | 11,06 |

1 Источник данных: сайты и годовые отчеты сетевых компаний (МРСК)

2 Источник данных: материалы ОАО «Россети», апрель 2014

3 «Проектировочный» коэффициент соотношения активной и реактивной мощности, исходя из реактивной мощности, производимой электрогенератором

4 Приближенные к фактическим значения соотношения активной и реактивной мощности [[2]](#footnote-3)

Исходя из заложенного в проект подхода к соотношению максимальной мощности потребителей и сетевой инфраструктуры, суммарная установленная мощность подстанций 35-110(220)кВ должна более чем в 2 раза превышать суммарную максимальную мощность потребителей: к арифметической сумме мощностей потребителей следовало бы прибавить удвоение мощности в отношении потребителей, присоединенных по двум источникам внешнего электроснабжения (1-2 категории надежности – промышленность, все «неотключаемые», социальные и ГО/ЧС объекты), а поскольку требование системной надежности требует т.н. «резервирования по сети» (обеспечение такой структуры электросетевого хозяйства, чтобы при отключении любого одного элемента системы не происходило бы нарушение электроснабжения; на практике это решается установкой дублирующих трансформаторов на центрах питания, с тем чтобы при отключении одного трансформатора полную нагрузку принял второй), то указанную выше сумму следовало бы удвоить. Кроме того, следовало бы учесть, что некоторая часть трансформаторной мощности на уровне 110 и выше кВ «обслуживает» нижестоящие центры питания уровня 35 кВ, т.е. указанные величины мощностей задваиваются в некоторой доле. Некоторая часть мощности является системной и не привязана к конкретным потребителям (не имеет непосредственно подключенного конечного потребителя): «обслуживает» переток от нижестоящих и смежных центров питания, обеспечивает межсистемные перетоки из других регионов, обеспечивает схему выдачи мощности генерирующих объектов, построена под перспективный рост нагрузки.

Однако, даже при использовании «проектировочного» условия пересчета кВА в кВт для приведения к единым единицам выражения (cos ϕ = 0,85), по подавляющему большинству регионов очевидно лишь некоторое превышение суммарной установленной мощности над арифметической суммой максимальных мощностей потребителей.

Из этого следует, что реальная сетевая инфраструктура не соответствует заложенной в проект модели, а во многих регионах потребителям с очевидностью «продано» больше мощности, чем фактически имеется сетевых объектов (при соблюдении требований проектирования энергосистем).

Исходя из приведенных в таблице данных (источник - ОАО «Россети»), только Томская распредсетевая компания (ОАО ТРК) и Тюменьэнерго (при условии приближенного к идеальному балансу реактивной мощности в энергосистеме) могли бы соответствовать модели.

В качестве иллюстрации отсутствия понятной корреляции между «бумажной» арифметической суммой мощности по актам ТП потребителей и объемом мощности сетевых объектов, вводимых после строительства или реконструкции в целях подключения потребителей: совокупно по МРСК за период с 2009 по 2013 год сообщается о подключении (по актам о ТП) суммарно 29 ГВт мощности энергопринимающих устройств, или около 35 ГВА полной мощности (из расчета «проектировочного» коэффициента cos ϕ = 0,85), при этом объем ввода (постановки под нагрузку) трансформаторных мощностей составил 53,2 ГВА, однако прирост суммарной установленной мощности трансформаторов в целом составил 28,65 ГВА за этот же период, включая сетевые мощности под перспективное развитие, обеспечение резервирования трансформаторной мощности по надежности, объекты системной надежности.

1. До указанной даты, насколько известно, единый руководящий документ в Группе ОАО «Россети» по вопросу резерва мощностей отсутствовал, в ДЗО применялись локальные стандарты и инструкции (нормы технологического проектирования подстанций, нормативы выбора мощности силовых транформаторов и т.д.) [↑](#footnote-ref-2)
2. сетевые организации, в случае если в оформленных по старым правилам документах о техприсоединении потребителей указана полная мощность (кВА), для пересчета в активную мощность (кВт) применяют коэффициенты 0,4 для объектов 35 кВ и 0,5 для объектов 110кВ (п.76 Правил технологического присоединения, утв. ППРФ № 861 от 27.12.2004 в актуальной редакции) [↑](#footnote-ref-3)