

# Непреднамеренные обмены электроэнергией между энергосистемами

ГЕРИХ В. П.<sup>1</sup>, к. т. н., советник председателя; КУПЧИКОВ Т. В., инж., председатель; ФРОЛОВА О. Ю., директор по стратегии (Исполнительный комитет Электроэнергетического Совета СНГ); КУЗЬКО И. А., инж., советник руководителя блока трейдинга ПАО «Интер РАО»; РАТУШ А. Б., инж., руководитель отдела, АО «Объединенная энергетическая компания»

Приводятся анализ причин возникновения, вопросы определения, ограничения и применимости известных и новых подходов к урегулированию непреднамеренных отклонений обменов электроэнергией между энергосистемами от плановых.

**Ключевые слова:** Энергосистема, синхронная зона, непреднамеренное отклонение фактических обменов от плановых, урегулирование отклонений.

**Введение.** Энергосистемы (ЭС) разных стран, как правило, функционируют в составе энергообъединений. Существующие в мире энергообъединения были образованы в основном во второй половине прошлого века. При совместной работе энергосистем в синхронном или несинхронном режиме проявляет себя целый ряд преимуществ:

- взаимопомощь в аварийных ситуациях; аварийный небаланс мощности воспринимают на себя все участники параллельной работы путём солидарного реагирования на отклонение частоты; при прогнозируемых дефицитах мощности и для восстановления нормального режима может быть задействован механизм аварийной взаимопомощи;
- возможность лучшего использования парка генерирующих мощностей и первичных энергоресурсов за счёт сокращения резервов мощности и несовпадения по времени максимумов нагрузки за счёт часовых сдвигов, несовпадения праздничных дней и др.;
- повышение надёжности ЭС, в том числе живучесть, устойчивость энергосистем;
- сокращение расходов на дальнейшее развитие сетевой структуры, особенно интерфейсов между ЭС;
- повышение качества электроэнергии (в первую очередь, стабильность частоты), гармонизация стандартов и уменьшение затрат на их достижение;
- облегчение условий наращивания переменных генерирующих мощностей на основе ВИЭ;
- и если первоначально преследовались цели надёжности и экономичности функционирования, то

на рубеже XX–XXI веков существенным стало также расширение возможностей торговли электроэнергией.

Интеграция энергосистем даёт синергетический эффект — появление новых свойств, которых нет у составляющих, — проявляющийся в частности в снижении нерегулярности суммарного графика нагрузки, снижении его неравномерности в суточном, недельном и сезонном разрезах и уменьшении зависимости частоты электрического тока от колебаний баланса мощности. Синергия проявляется также в том, что появляются возможности оптимизировать режимы энергосистем с учётом новых критериев оптимальности, включающих экологические требования, конъюнктуру рынка топливно-энергетических ресурсов и т. п.

Торговля электроэнергией способствует устойчивости финансовых рынков, в том числе росту капитализации энергокомпаний, привлечению внешних инвестиций.

Для обеспечения параллельной работы энергосистем приходится преодолевать связанные с этим проблемы, в частности, увеличение токов короткого замыкания, распространение аварийных ситуаций и др.

К нежелательным следствиям относятся и непреднамеренные, или нежелательные, в то же время неизбежные отклонения обменов электроэнергией от плановых (далее — нежелательные отклонения).

Учитывая отсутствие устоявшейся успешной практики урегулирования нежелательных отклонений на пространстве СНГ, ставится задача всестороннего анализа проблемы нежелательных отклонений в порядке обмена опытом, актуальность которой становится убедительнее с учётом создаваемого к 2025 г. общего элек-

<sup>1</sup> gvp@energo-cis.org

троэнергетического рынка Евразийского Экономического Союза (ЕАЭС) [1].

**Причины нежелательных отклонений.** Полностью исключить нежелательные отклонения отдельной (страновой) энергосистемы в синхронной зоне невозможно хотя бы потому, что невозможно скачкообразно мобилизовать генерирующую мощность. Отклонения обусловлены совокупностью причин. К ним относятся:

**Погрешности прогнозирования.** Погрешности прогнозов графиков нагрузки энергосистем обусловлены неточностью прогнозов погоды, уникальными (не каждодневными) событиями. Они снижаются благодаря многолетней статистике. Однако по мере внедрения генерирующих мощностей на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) появляется задача прогнозирования не только потребления, но и генерации. Причём, если прогноз производства электроэнергии за заданный интервал времени более-менее приемлем, то задачу прогнозирования графика мгновенной мощности ветровых и (или) солнечных электростанций (ВЭС, СЭС) даже трудно формулировать, учитывая резкие изменения генерации ВЭС, СЭС вслед за изменением скорости ветра, освещённости при восходе, закате солнца, изменении облачности. Более того, в область прогноза попадает в какой-то мере даже пропускная способность сети, учитывая изменение инерционности отдельных частей ЭС при изменении доли мощности генераторов на основе ВИЭ.

Неполное совпадение скорости изменения генерации со скоростью изменения нагрузки ЭС на крутых участках графика потребления, тем более, что в общем случае график нагрузки покрывается отличающимися составами генераторов в разные периоды времени. То же практически имеет место при резких изменениях плановых обменов между энергосистемами от часа к часу, тем более, что часто в изменении графиков обменов участвуют несколько (больше двух) энергосистем; проблема смягчается тем, что переход от часа к часу начинается за несколько минут до наступления и заканчивается через несколько минут после наступления следующего часа. Сюда же можно отнести нерегулярные колебания мощности с условным периодом 10–15 мин. Согласно [2] амплитуда нерегулярных колебаний мощности между двумя подсистемами (МВт), охватывающими всю синхронную зону, определяется эмпирической формулой:

$$P_{нк} = K \sqrt{\frac{P_{н1} \times P_{н2}}{P_{н1} + P_{н2}}},$$

где  $P_{н1}$ ,  $P_{н2}$  — активная мощность потребления каждой из подсистем, МВт;  $K = 0,75/1,5$  — коэффициент, характеризующий регулирование перетока активной мощ-

ности между подсистемами, автоматическое/ручное. Применительно к отдельной  $i$ -й страновой ЭС под корнем остается только её нагрузка  $P_{нкi} \approx k \sqrt{P_{нi}}$  так как доля её нагрузки в синхронной зоне стремится к нулю,  $P_{н1}/(P_{н1}+P_{н2}) \rightarrow 0$  (или  $P_{н2}/(P_{н1}+P_{н2}) \rightarrow 1$ ).

Недостаточность количества и качества резервов мощности. Это означает, что аварийный небаланс мощности в «своей» энергосистеме в большем объёме и дольше будет компенсирован извне. Объёмы первичных и вторичных резервов страновых ЭС определяются по согласованной методике (сюда не входят резервы, необходимые для восстановления допустимых перетоков мощности по внутренним сетям). Под качеством понимается маневренность, достаточная скорость и даже равномерность мобилизации резервов для восстановления нормального режима в нормативное время [2], а также возможность выдачи по сетям (незапертая мощность). Особенностью синхронной зоны бывшего СССР является то, что Россия регулирует частоту объединения астатически (по закону  $\Delta f = 0$ ), остальные ЭС регулируют свои сальдо мощности с коррекцией по частоте ( $P_i - P_n + K_f \times \Delta f = 0$ ), где, соответственно,  $P_i$  и  $P_n$  текущее и плановое значение сальдо мощности энергосистемы;  $K_f$  — коэффициент статической частотной характеристики (СЧХ) ЭС;  $\Delta f$  — отклонение частоты. И это положение зафиксировано в соответствующих договорах о параллельной работе энергосистем. Значит, нормальная частота будет восстановлена, в том числе, при недостаточности управляющих воздействий аварийной энергосистемы. Забегая вперед: отмечается, что это позволяет без потери точности исходить из неизменности<sup>1</sup> частоты при расчёте отклонений. Стоит отметить, что устранение отклонения возможно, в том числе, путём изменения планового сальдо мощности, если часть резервов мощности расположена в соседних ЭС, или путём получения по соответствующим договорам аварийной помощи, что особо важно в случае ненормативных небалансов мощности [2].

Субъективные причины — ведение режима по измерениям на пограничных подстанциях, а не по приведённым к границе значениям мощности, погрешности измерения мощности, неоптимальные действия диспетчера, особенно при ручном регулировании режима или в нестандартных ситуациях, и др.

**Способы снижения отклонений.** Основное средство и способ минимизации нежелательных отклонений — пропорционально-интегральный автомати-

<sup>1</sup> Попытка увязывать отклонения обменов с отклонением частоты, то есть не относить коррекцию по частоте на отклонения, привела бы к неоправданным сложностям. Если есть отклонение частоты, значит есть небаланс мощности в синхронной зоне, и значит, отклонения в синхронной зоне взаимно не компенсируются, не говоря о проверке совместимости данных по отклонениям.

ческий регулятор сальдо мощности с коррекцией по частоте (вторичное регулирование частоты и переток мощностей), обеспечивающий устойчивость работы регулятора и быстрое действие. В России — центральный регулятор частоты. Здесь предполагается достаточность резервов, управляющие воздействия регулятора на несколько объектов, наличие соглашений и быстрая мобилизация аварийной помощи. С внедрением генерации на основе ВИЭ возрастает актуальность внедрения накопителей энергии, обеспечивающих, в частности, «перемещение» энергии с провальных часов суток на пиковые часы. При ручном регулировании режима много времени требуется для идентификации отклонения, выработки и передачи/приёма управляющих команд. При этом возможно и недорегулирование, и перерегулирование.

**Расчёт отклонений** сальдо энергосистемы от плана производится с той же временной дискретностью и точностью, что и планирование обменов электроэнергией и её учёт. Обычно это почасовое планирование, но на повестке дня стоит переход к получасам, четвертям часа с целью уменьшения различия между средним и текущим обменом (отклонением) мощности.

Нежелательное отклонение мощности есть алгебраическая разность между текущим и плановым сальдо мощности энергосистемы. Почасовое отклонение электроэнергии — алгебраическая разность между фактическим и плановым почасовым сальдо электроэнергии,  $D = E_{\phi} - E_{\text{п}}$ . Здесь плановое сальдо включает в себя все планируемые изменения от торгового плана рынка на сутки вперед (РСВ) в сутки  $S - 1$  для суток  $S$  вплоть до операционного часа, в том числе аварийную помощь. То есть здесь план диспетчерский.

*Примечание: в российском оптовом рынке электроэнергии и мощности (ОРЭМ) для внутренних целей отклонениями считаются любые отклонения от плана РСВ в сутки  $S - 1$  для любого часа суток  $S$ , в том числе, планируемые изменения, например, аварийная помощь. И нежелательные отклонения, которые предстоит урегулировать со страновыми ЭС, получают алгебраическим вычитанием согласованных изменений плана РСВ для суток  $S$  из фактических значений.*

Учитывая неизбежность нежелательных отклонений, в договорах о параллельной работе энергосистем синхронной зоны присутствуют максимальные согласованные отклонения каждой энергосистемы в сторону приёма ( $D_i^{\text{пр}}$ ) и выдачи ( $D_i^{\text{в}}$ ) то есть согласованный коридор отклонений, соответствующий действующим правилам параллельной работы и характеристикам ЭС. (Для ЕЭС России, астатически регулирующей частоту синхронной зоны, такой коридор не имеет смысла, так как её отклонения обусловлены небалан-

сами в том числе в соседних энергосистемах.) Невыход отклонений из этого коридора означает соблюдение согласованного режима с точки зрения обменов электроэнергией. Поэтому различают отклонения  $i$ -й ЭС внутри согласованного коридора ( $D_i^{\text{с}}$ ), за пределами указанного коридора на приём (импорт) ( $D_i^{\text{п}}$ ) и на выдачу (экспорт) электроэнергии ( $D_i^{\text{в}}$ ). Таким образом, отклонение энергосистемы есть сумма отклонений внутри коридора и за его пределами с одинаковыми знаками.

**Урегулирование нежелательных отклонений.** В общем случае нельзя строго определить кто относительно кого и насколько отклонился. Возможен ряд подходов, достаточно близко соответствующих физике и экономике процессов.

**Физический возврат отклонений в энергообъединение.** Принимается, что каждая энергосистема отклоняется относительно энергообъединения (синхронной зоны) и возвращает (или импортирует) электроэнергию, соответствующую отклонениям, в (из) энергообъединение [3]. Для этого в течение одной недели, регистрирующей, алгебраически суммируют отклонения в каждом тарифном периоде, а на следующей неделе, компенсирующей, прибавляют с обратным знаком суммарное отклонение в тех же тарифных периодах ровным графиком к планам. На каждом шаге — по часам, дням, неделе — координатором планирования режимов проверяется совместимость данных (алгебраические суммы плановых обменов, отклонений и возвратов, соответственно, равны нулю). Тарифный период — это интервал времени (части суток рабочего, праздничного дня в разные сезоны), в течение которого принимается, что отклонения и возвраты стоят одинаково.

Например, в западноевропейской синхронной зоне вопросы урегулирования отклонений, как и регулирование режима, возложены на системных операторов. Такой подход также вполне приемлем для вертикально интегрированных компаний, одиночных владельцев энергосистем.

Естественно, урегулированием отклонений каждой ЭС занимается один уполномоченный субъект, но не всем подходит метод физического возврата. Например, в России оператор экспорта-импорта должен был бы покупать-продавать отклонения на балансирующем рынке с большой вероятностью купит по большим ценам, чем продажи.

**Монетизация отклонений.** В подходе по п. 1 можно в течение расчётного периода (обычно месяц) суммировать по каждому тарифному периоду стоимость отклонений, которая относится на виртуальный счёт у координатора планирования,  $\sum_h C_h D_{ih}$ ; где  $C_h$  — цена электроэнергии в тарифном периоде  $H$ , состоящем

из  $H$  часов;  $D_{ih}$  — отклонение  $i$ -й энергосистемы в  $h$ -том часе периода  $H$ . По окончании расчётного периода координатор планирования сообщает, кто, кому и сколько должен заплатить. Отмечается, что в этом варианте баланс виртуального счёта всегда нулевой, так как алгебраическая сумма отклонений равна нулю, а цена едина.

Применение данного способа сложнее, чем способ по п. 1, так как, если равенство цен в смежные недели может иметь место при разном их уровне, то здесь цены в явном виде участвуют в урегулировании отклонений. Поэтому, похоже, их придётся часто менять.

Централизованный способ урегулирования отклонений с виртуальным счётом вполне применим и в случае отдельного учёта отклонений внутри и за пределами согласованного коридора. В этом случае предполагается, что цена отклонения за пределами коридора на выдачу меньше, а цена отклонений на приём больше цены отклонений в коридоре. Значит, если были нарушения согласованных обменов, на виртуальном счёте появится положительный баланс, который может быть поделён между участниками согласованным способом, например, поровну или пропорционально суммарной нагрузке.

Применение рассмотренных способов по п.п. 1–3 может оказаться затруднительным в СНГ. Так как графики нагрузки энергосистем, приведённые к одному времени, не подобны, трудно установить единые цены на электроэнергию — энергосистемы удалены друг от друга в направлении восток — запад с временным сдвигом или север — юг с разными климатическими условиями и долгой зимой. Кроме того, чем больше участников, тем труднее согласовать консенсусные цены.

Представляется, что предлагаемое разложение отклонений на попарные взаимные отклонения между каждыми двумя ЭС облегчает указанные сложности, согласование компромиссных цен.

Принимается (практически констатируется), что любое отклонение любой энергосистемы в синхронной зоне есть отклонение относительно всех параллельно работающих энергосистем, и чем больше энергосистема, тем большую часть отклонения она компенсирует, т.е. пропорционально своей доле в нагрузке синхронной зоны.

Расчёт попарных взаимных отклонений между  $i$ -й и  $j$ -й энергосистемами на каждый час выполняется по формуле:

$$D_{ij} = d_j D_i - d_i D_j; i, j = 1, 2, \dots, N_1; i \neq j, \quad (1)$$

где  $D_i, D_j$  — отклонение энергосистемы  $i, j$  соответственно;  $d_i, d_j$  — доли нагрузки энергосистем  $i, j$  в синхрон-

ной зоне (сумма всех долей равна 1, что соответствует охвату всей синхронной зоны;  $N_1$  — число энергосистем в энергообъединении).

Та же формула используется в случае наличия блоков регулирования, когда на лидера блока относятся отклонения всех ЭС, входящих в блок:

$$D_{lm} = d_m D_l - d_l D_m; l, m = 1, 2, \dots, N_2; l \neq m, \quad (2)$$

где  $N_2$  — число блоков энергосистем (одна и больше); отклонения  $D$  и доли нагрузки  $d$  относятся к блокам энергосистем.

Отмечается, что в каждой паре энергосистем  $D_{ij} = -D_{ji}$ . А алгебраическая сумма всех попарных отклонений каждой энергосистемы равна её полному отклонению ( $D_i = \sum_j D_{ij}; D_j = -\sum_i D_{ij}$ ).

Что касается доли нагрузки энергосистемы, то, учитывая её непостоянство, используется доля годового электропотребления в синхронной зоне, которая каждый год рассчитывается Комиссией по оперативной технологической координации совместной работы энергосистем СНГ и Балтии [4] и утверждается в качестве доли резерва первичного регулирования частоты синхронной зоны.

Точность предлагаемого долевого распределения отклонения каждой ЭС между всеми ЭС синхронной зоны не доказывается, но оно достаточно близко соответствует физике процессов и практически не отличается от вышеприведённых подходов, где отклонение отдельной ЭС есть отклонение относительно энергообъединения. Любой аварийный небаланс мощности компенсируется всеми ЭС солидарно первичной регулирующей мощностью, которая возвращается по мере мобилизации вторичной регулирующей мощности и восстановления сальдо мощности аварийной энергосистемы. Регулирующая частоту энергосистема выдаёт также вторичную регулируемую мощность в аварийную энергосистему и возвращает её по мере восстановления сальдо мощности аварийной энергосистемы, поэтому распределения отклонения ЭС пропорционально доле нагрузки не абсолютно точно. Регулирующая частоту энергосистема участвует в компенсации любых небалансов мощности и первичной, и вторичной регулирующей мощностью; остальные энергосистемы первичной регулирующей мощностью участвуют при любом небалансе, а вторичной регулирующей мощностью — только при небалансе в «своей» энергосистеме.

Так как отклонения внутри согласованного коридора ( $D_i^c$ ) за пределами указанного коридора на приём ( $D_i^n$ ) и на выдачу электроэнергии ( $D_i^p$ ) имеют принципиально разную цену, то урегулирование каждого из них осуществляет по отдельности, путём примене-

ния формулы (1) с принятыми обозначениями к каждой составляющей отклонений по каждому часу, как условно отображено ниже (где хотя бы одна из строчек нулевая, так как невозможно в один и тот же час выйти из коридора в разные стороны, и необязательно в любом часе есть отклонения за пределами согласованного коридора):

$$\begin{cases} D_{ij}^c \\ D_{ij}^n \\ D_{ij}^b \end{cases} = d_j \begin{cases} D_i^c \\ D_i^n \\ D_i^b \end{cases} - d_i \begin{cases} D_j^c \\ D_j^n \\ D_j^b \end{cases}; i, j = 1, 2, \dots, N; i \neq j. \quad (3)$$

Отмечается, что здесь цены разных составляющих отклонений устанавливаются в двустороннем порядке в каждой паре ЭС и что они могут и должны быть разными в разные часы. Например, выдача излишней мощности в провальные часы суток (в общем случае применительно к совмещённому графику нагрузки)

или превышение импорта в часы максимальных нагрузок заслуживают особого внимания. Ориентирами для установления цен могут служить цены по поставочным контрактам, цены балансирующих рынков и др. Также отмечается, что натуральный возврат очевидно возможен на двусторонней основе.

Наиболее простой подход к урегулированию отклонений, практически не противоречащий физике, состоит в том, чтобы считать, что отклонения каждой энергосистемы есть отклонения относительно энергосистемы, осуществляющей астатическое регулирование частоты синхронной зоны. Это вытекает из формул (1)–(2), если принять, что доля нагрузки регулирующей энергосистемы равна 1, так как она несоизмеримо больше остальных, а доля каждой из остальных ЭС равна нулю. Тем более, что регулирующая ЭС участвует своей регулирующей мощностью и первичного, и вторичного регулирования в устранении любо-

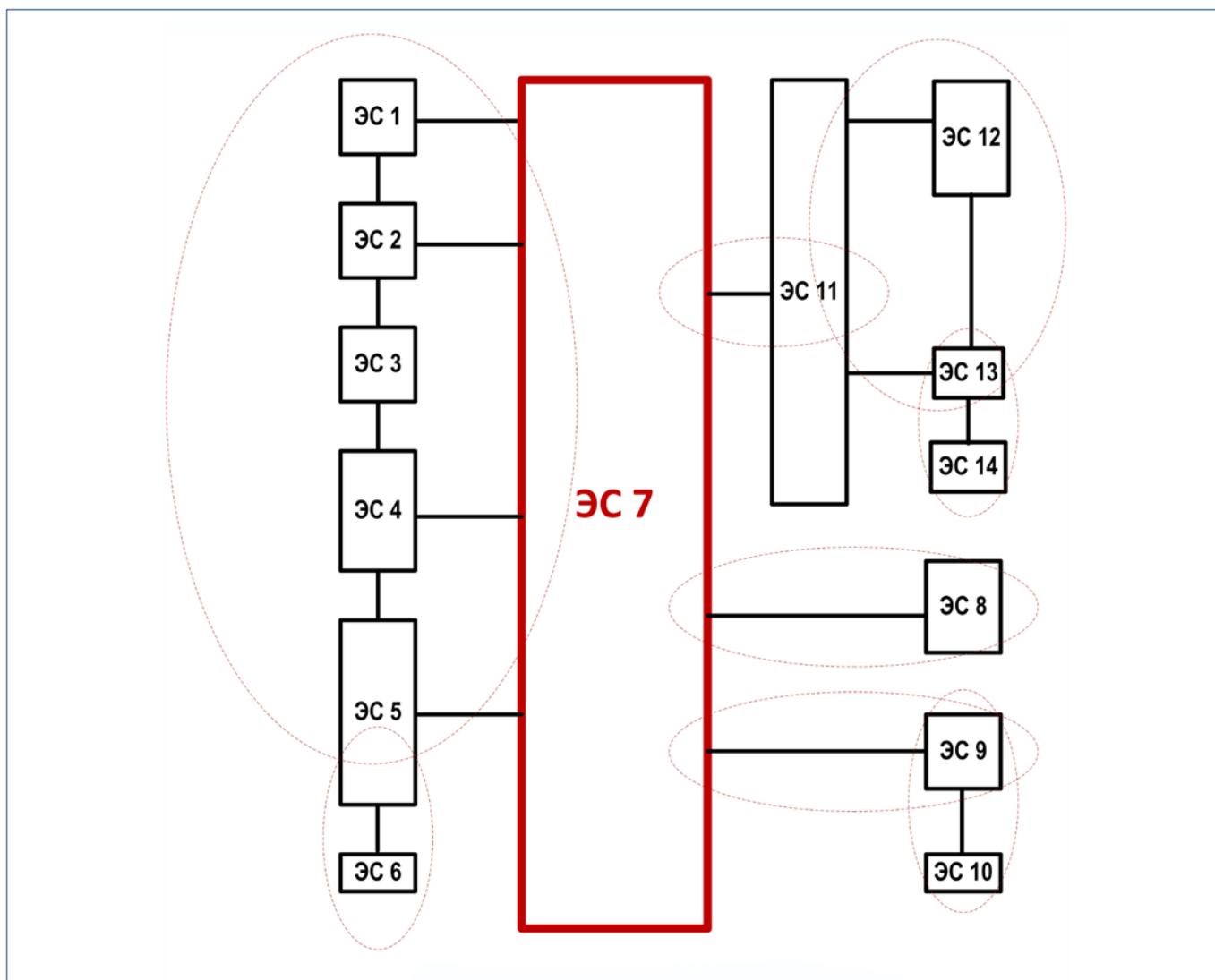


Рис. 1. Структура энергообъединения

го небаланса в любой энергосистеме (не только в «своей»). Причём, даже при нулевом часовом отклонении она может участвовать в компенсации и аварийного избытка, и аварийного дефицита мощности в одном часе.

Существенный субъективный недостаток такого подхода состоит в том, что при наличии отклонений за пределами согласованного коридора возникает доход, хотя его не должно быть в вопросе урегулирования отклонения. С другой стороны, не очень существенно, кому продавать свои отклонения на фоне упомянутых преимуществ параллельной работы, а положительное сальдо платежей за отклонения можно использовать по договорённости.

В цепочечной схеме отклонения на границе между смежными ЭС могут рассматриваться как взаимные отклонения только между ними и урегулироваться в двустороннем порядке. Если в отклонениях на этой границе есть отклонения других участников, то они определяются и урегулируются на других границах.

**Применимость приведённых подходов** к урегулированию отклонений в синхронной зоне СНГ, Балтии и Грузии, структура которой показана на рис. 1.

Способы 1–3 практически не применимы ко всей синхронной зоне по указанным выше причинам, связанным с определением консенсусных цен, но вполне возможны в формальном и виртуальном блоках, состоящих из ЭС 1–3 или 11–13, в том числе с физическим возвратом отклонений, при этом лидеры блоков 1–3 и 11–13 урегулируют отклонения своих блоков с остальными ЭС.

Способ 4 не рекомендуется для всей синхронной зоны, так как между периферийными ЭС, например, ЭС 1 и 6 или 9 и 14 существенный временной сдвиг с трудностями согласования компромиссных цен отклонений. Но вполне применимы и рекомендуемы для кольцевых структур блок 1–3, ЭС 4–5, неформальный блок 7–14, неформальный блок 5–6. При этом отклонения между ЭС 5 и 6; 7–8; 6–8; 7–9; 9–10 и 13–14 урегулируются по способу 6. Применение способа 4

в таких схемах вполне возможно, хотя ввиду малости доли нагрузки таких периферийных ЭС (ок. нуля) различие результатов пренебрежительно мало.

Способ 5 — самый простой и универсальный. Цены отклонений между регулирующей частоту ЭС 7 и отдельными ЭС могут отличаться и отражать специфику ЭС. Отмечается, что цены на разных границах регулирующей частоту энергосистемы тоже неодинаковы, учитывая узловую модель ОРЭМ. С другой стороны, совсем неочевидна его простота, например, применительно к ЭС 5–6 или 13–14, где проще всего способ 6, урегулирование на двусторонней основе.

## ВЫВОД

Ни один из рассмотренных способов практически не подходит для урегулирования нежелательных отклонений во всем энергообъединении. Предложенный способ 4, состоящий в разложении отклонений на попарные взаимные отклонения между каждыми двумя ЭС, весьма близко отражает физику процессов, как и способы 1–3, но может упростить нахождение компромиссных цен отклонений, хотя не выглядит убедительным для пары энергосистем, наиболее удалённых друг от друга. Таким образом, проблема решается путём выбора наиболее подходящего способа для разных частей энергообъединения.

## ЛИТЕРАТУРА

1. *ЕЭК формирует общий электроэнергетический рынок.* <http://www.eurasiancommission.org/ru/nae/news/Pages/07-04-2020-1.aspx>.
2. *Методические указания по устойчивости энергосистем.* Изд-во «ЭНАС», 2004.
3. *Compensation programs to balance unintentional deviations.* [https://www.ucte.org/\\_library/ohb/Policy2\\_v22.pdf](https://www.ucte.org/_library/ohb/Policy2_v22.pdf).
4. *Комиссия по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем СНГ и Балтии (КОТК),* <http://energo-cis.ru/rumain42/>.

