

# СИСТЕМНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ТА КОМПЛЕКСНІ ПРОБЛЕМИ ЕНЕРГЕТИКИ

УДК 621.316.726

И.В. ДРЁМИН, канд. техн. наук  
Институт общей энергетики НАН Украины, г. Киев

## МОДЕЛИРОВАНИЕ МЕЖСИСТЕМНЫХ ПЕРЕТОКОВ МОЩНОСТИ ПРИ АВТОМАТИЧЕСКОМ РЕГУЛИРОВАНИИ ЧАСТОТЫ

Разработана математическая модель перетоков мощности между двумя энергосистемами при возникновении внезапного дефицита мощности в одной из них. Проведены исследования переходных процессов регулирования частоты и мощности в энергообъединении ОЭС Украины с европейской сетью системных операторов передачи электроэнергии ENTSO-E. Определена зависимость параметров переходного процесса от состава регуляторов.

**Ключевые слова:** энергосистема, автоматическая система, регулирование частоты, перетоки мощности, потребитель-регулятор, генератор-регулятор, технологические ограничения.

Система автоматического регулирования частоты и мощности (АРЧМ) представляет собой аппаратный комплекс, предназначенный, прежде всего, для автоматического вторичного регулирования частоты и перетоков активной мощности в области (зоне) регулирования. Разработанная обобщённая модель АРЧМ [1] описывает переходные процессы регулирования частоты, смоделированные посредством имитации изменения мощностей генерации и потребления электроэнергии, и позволяет оценить нагрузку на генераторы- и потребители-регуляторы в переходных процессах регулирования частоты.

Для оценки нагрузки не только на регуляторы, но и на линии электропередачи (ЛЭП) в данной работе разработана динамическая модель перетоков мощности. Она представляет собой обобщённую модель АРЧМ [1], дополненную моделью перетоков мощности, и позволяет осуществлять оценку нагрузки на основные элементы энергосистемы и совершенствовать законы регулирования АРЧМ в зависимости от структуры исходной математической модели (моделируемой энергосистемы).

**Математическая модель перетоков мощности**, следовательно, базируется (является «надстройкой») на обобщённой модели АРЧМ, в которой описываемые переходные процессы рассчитываются без учета возникающих перетоков мощности.

Для определения перетоков мощности между двумя энергосистемами рассмотрим их изолированное энергообъединение, состоящее из зон регулирования «1» и «2» (см. рис. 1), т.е. такое, в котором обмен мощностями с другими зонами (энергосистемами) отсутствует.

Уравнения баланса зон энергообъединения примут вид:

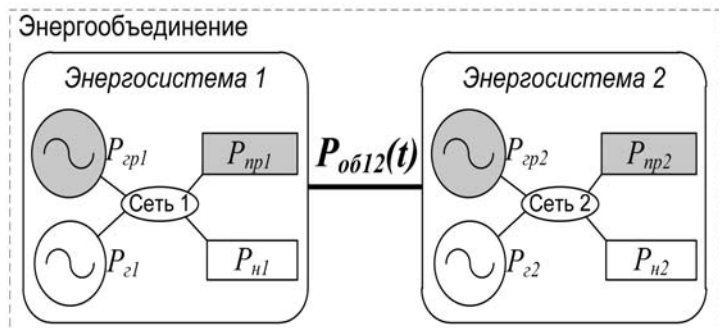


Рис. 1. Переток мощности между двумя энергосистемами

$$\begin{cases} \frac{d\omega_1(t)}{dt} \frac{T_{c1}\omega_1(t)}{\omega_0^2} P_{\Sigma c1} = P_{c1}(t) + P_{zp1}(t) - P_{n1}(t) - P_{np1}(t) - P_{\Sigma 1}(t) + P_{об12}(t), \\ \frac{d\omega_2(t)}{dt} \frac{T_{c2}\omega_2(t)}{\omega_0^2} P_{\Sigma c2} = P_{c2}(t) + P_{zp2}(t) - P_{n2}(t) - P_{np2}(t) - P_{\Sigma 2}(t) - P_{об12}(t), \end{cases} \quad (1)$$

где для зоны регулирования «1»:

$$P_{c1}(t) = \sum_{i=1}^I P_{c1i}(t), \quad P_{zp1s}(t) = \sum_{s=1}^S P_{zp1s}(t),$$

$$P_{n1}(t) = \sum_{n=1}^N P_{n1n}(t), \quad P_{np1}(t) = \sum_{k=1}^K P_{np1k}(t), \quad P_{\Sigma 1}(t)$$

– эквивалентные значения мощностей генераторов, генераторов-регуляторов, нагрузки, потребителей-регуляторов и суммарных потерь в сетях соответственно;  $\omega_1(t)$  – текущая мгновенная частота;  $P_{\Sigma c1}$  – номинальная суммарная мощность генераторов;  $P_{об12}(t)$  – значение обменной мощности между зоной «1» и зоной «2» (положительное значение  $P_{об12}(t)$  говорит о притоке мощности в зону «1» из зоны «2», и наоборот, т.е.  $P_{об12}(t) = -P_{об21}(t)$ );  $T_{c1} = T_{c1} + T_{zp1} + T_{n1} + T_{np1}$  – постоянная времени энергосистемы, представляющая собой сумму постоянных для генераторов, генераторов-регуляторов, нагрузки и потребителей-регуляторов соответственно. Аналогично определяются условные обозначения для энергосистемы (зоны регулирования) «2».

Поскольку энергосистемы данного энергообъединения работают в синхронном режиме, то, без учета протяженности ЛЭП и соответствующих электромагнитных переходных про-

$$\text{цессов, } \omega_1(t) = \omega_2(t) \text{ и } \frac{d\omega_1(t)}{dt} = \frac{d\omega_2(t)}{dt}.$$

С учетом этого, из уравнений (1) следует, что величина  $P_{об12}$  перетока мощности из системы «2» в систему «1» представима в следующем виде:

$$P_{об12}(t) = \frac{T_{c2}P_{\Sigma c2}P_{c1}(t) - T_{c1}P_{\Sigma c1}P_{c2}(t)}{T_{c2}P_{\Sigma c2} + T_{c1}P_{\Sigma c1}}, \quad (2)$$

где

$$P_{c1}(t) = P_{c1}(t) + P_{zp1}(t) - P_{n1}(t) - P_{np1}(t) - P_{\Sigma 1}(t), \quad (3)$$

$$P_{c2}(t) = P_{c2}(t) + P_{zp2}(t) - P_{n2}(t) - P_{np2}(t) - P_{\Sigma 2}(t). \quad (4)$$

Таким образом, определен переток мощности в энергообъединении между двумя его энергосистемами как функция времени. Иными словами, соотношение (2) выполняется для каждого момента времени в ходе соответствующего переходного процесса регулирования частоты и мощности.

**Численное решение.** Исследование переходных процессов в сложных технических системах, проводимое посредством имитационного моделирования, может быть осуществлено с использованием разных подходов к математическому и численному моделированию системы в целом и ее элементов в частности. Так, при разработке обобщенной модели АРЧМ [1] учитывалось требование к исходной системе уравнений, заключающееся в универсальности ее записи – в виде системы дифференциально-алгебраических уравнений и неравенств для моделирования с непрерывным временем (рассматриваются только те моменты времени, когда происходит изменение состояния системы). Такой подход обеспечил возможность масштабирования как математической модели, так и соответствующих средств численного решения исходной системы уравнений в разработанном ранее программно-информационном комплексе (ПИК).

Кроме того, при разработке численных средств решения был применен модульный принцип построения соответствующих блоков используемого ПИК, что в совокупности с универсальностью записи математической модели обеспечило гибкость моделирования. Это позволило усовершенствовать ПИК и осуществить расчет перетоков мощности в процессе расчета переходного процесса АРЧМ на каждом шаге интегрирования (решения посредством модифицированного метода Рунге–Кутты 4-го порядка [2]) исходной системы дифференциальных уравнений.

Модульность ПИК позволила усовершенствовать расчетный модуль путем добавления в него блока расчета перетоков мощности (рис. 2), разработанного в соответствии с приведенной математической моделью (1)–(4).

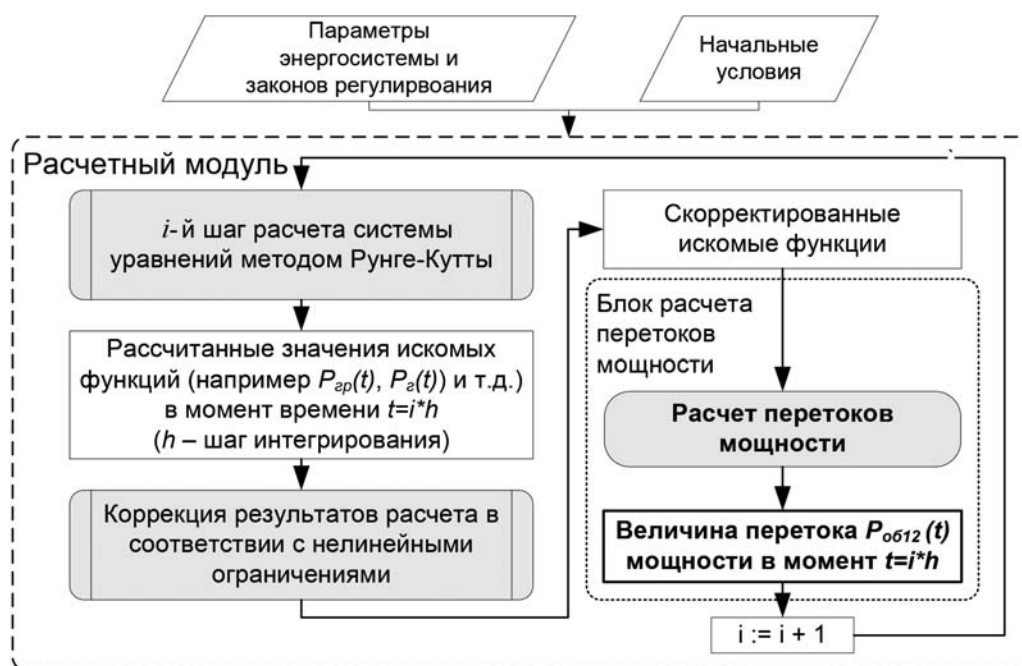


Рис. 2. Схема численного расчета перетоков мощности в ПИК

**Моделирование перетоков мощности между ОЭС Украины с ENTSO-E** в режиме параллельной работы проведено посредством расчета переходного процесса автоматического регулирования частоты и мощности при возникновении внезапного дефицита мощности в ОЭС Украины.

При децентрализованном (плюралистическом) управлении частотой и мощностью в зонах энергообъединения регулирование обменной мощностью по частоте между двумя энергосистемами осуществляется в соответствии с методом характеристик [5, 6]. Согласно этому методу ошибка вторичного регулирования в зоне возникновения дефицита мощности должна быть приведена к нулю.

Таким образом, при возникновении дефицита мощности в ОЭС Украины в зоне ENTSO-E осуществляется только первичное регулирование, тогда как в зоне ОЭС Украины осуществляется и первичное и вторичное регулирование, осуществляемое только собственными мощностями (генераторами- и потребителями-

регуляторами (см. рис.3).

Таким образом, эквивалентная математическая модель изолированной ОЭС Украины [2, 4] дополнится двумя составляющими, описывающими эквивалентную нагрузку и генератор в зоне ENTSO-E. Временная зависимость (2) перетока между ОЭС Украины и ENTSO-E примет вид:

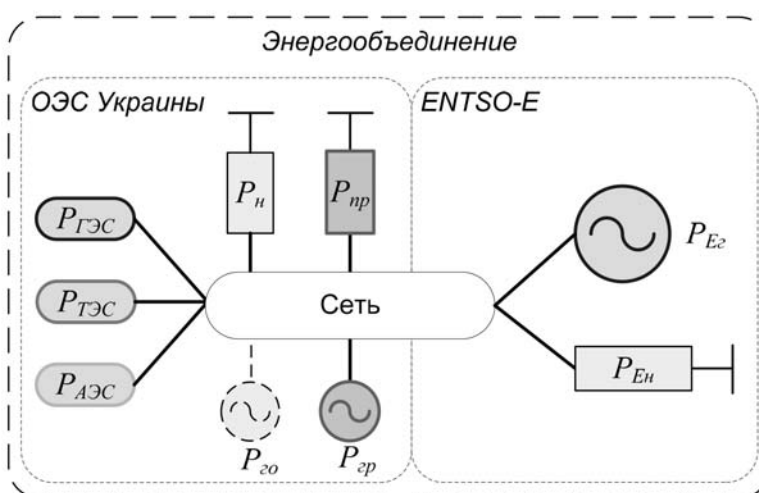


Рис. 3. Схема эквивалентной модели ОЭС Украины в объединении с ENTSO-E (где  $P_{Ег}$ ,  $P_{Ен}$  – мощности эквивалентных генератора и нагрузки в ENTSO-E соответственно,  $P_{г0}$  – аварийно отключающийся генератор в нулевой момент времени)

$$P_{обОЭС,Е}(t) = \frac{\left( T_E P_{\Sigma zE} \left( P_{ОЭСz}(t) + P_{ОЭСzp}(t) - P_{ОЭСн}(t) - P_{ОЭСnp}(t) - P_{ОЭС\Sigma} \right) - T_{ОЭС} P_{\Sigma zОЭС} \left( P_{Ez}(t) - P_{En}(t) - P_{E\Sigma} \right) \right)}{T_E P_{\Sigma zE} + T_{ОЭС} P_{\Sigma zОЭС}} \quad (5)$$

Данная зависимость практически повторяет формулу расчета для приращения активной мощности в сечении, обусловленного аварийным небалансом мощности или управлением мощностью противоаварийной автоматикой, приведенную в работе [8]. Однако выражение (5) является более адекватным, поскольку фактически учитывает энергию (мощность), накопленную во вращающихся массах генераторов энергосистемы.

**Исследование перетоков мощности между ОЭС Украины и ENTSO-E в переходных процессах.** Для целей анализа переходных процессов в энергообъединении принято значение  $P_{об}(0) = 0$ , что соответствует нулевому салдо перетоков мощности между энергосистемами в нулевой момент времени (в установившемся режиме до возникновения ударного возмущения). При проведении исследований переток мощности  $P_{обОЭС,Е}(t)$  между ОЭС Украины и ENTSO-E, возникший в переходном процессе, не ограничивался пропускной способностью межсистемных связей.

При моделировании параллельной работы ОЭС Украины с ENTSO-E приняты следующие исходные условия (эквивалентные параметры, являющиеся начальными условиями для системы дифференциальных уравнений), соответствующие существующим характеристикам ENTSO-E [6]:

- $P_{\Sigma zE} = P_{Ez} = 412 \cdot 10^3$  МВт – начальная/номинальная мощность генераторов;
- $P_{En} = 371 \cdot 10^3$  МВт – начальная /номинальная мощность нагрузки;
- $P_{\Sigma E} = P_{Ez0} \cdot 5\% = 41 \cdot 10^3$  МВт – потери в сетях;
- $T_E = 13$  с – постоянная времени энергосистемы;

$$C_{En} = \frac{K_{En}}{2\pi} = \frac{1\% P_{Ez0}}{2\pi \cdot 1[\text{Гц}]} = \frac{4120[\text{МВт}]}{2\pi \cdot 1[\text{Гц}]} = 656 \frac{\text{МВт}}{\text{Гц}}$$

– крутизна частотной характеристики нагрузки (эффект саморегулирования);

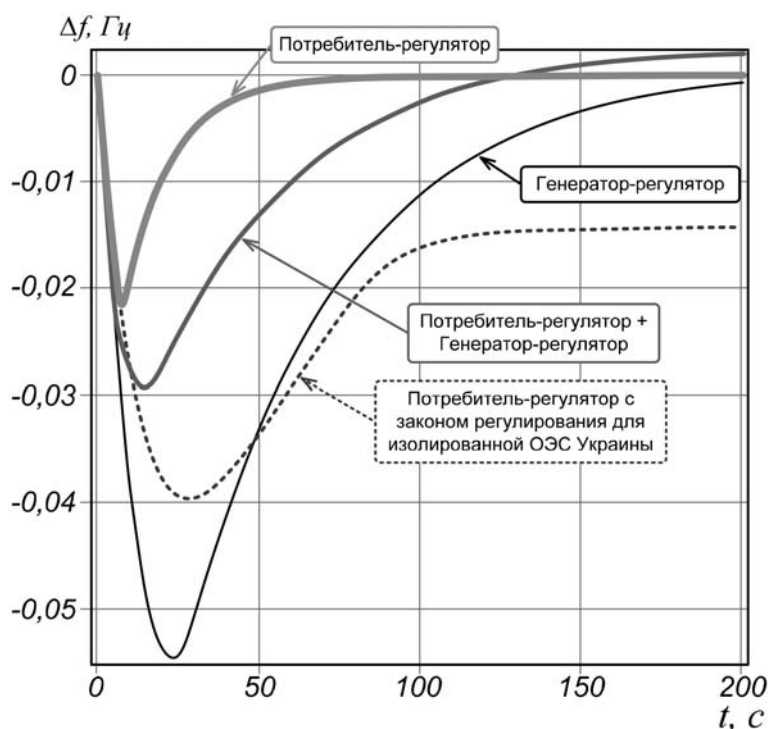
$$B_{Ez} = 50,4 \frac{\text{МВт}}{\text{Гц}} \text{ – крутизна частотной характеристики генераторов;}$$

начальные мощности эквивалентных элементов ОЭС Украины:

- $P_{zo} = 1000$  МВт – мощность аварийно отключающегося энергоблока (образование дефицита электрической мощности, происходящее в нулевой момент времени);
- $P_{г,0} = 26 \cdot 10^3$  МВт – эквивалентного генератора;
- $P_{ГЭС0} = 3 \cdot 10^3$  МВт – гидроагрегатов ГЭС;
- $P_{ТЭС20} = 3,18 \cdot 10^3$  МВт – энергоблоков ТЭС 200 МВт;
- $P_{ТЭС30} = 6 \cdot 10^3$  МВт – энергоблоков ТЭС 300 МВт;
- $P_{АЭС0} = 14,82 \cdot 10^3$  МВт – энергоблоков АЭС;
- $P_{н,0} = 24 \cdot 10^3$  МВт – эквивалентной нагрузки;
- $P_{\Sigma} = 3000$  МВт – суммарная мощность потерь в сетях электропередач (принята постоянной).

Расчеты системы уравнений проводились в соответствии со схемой, представленной на рис. 3, где в качестве регуляторов поочередно выступают генераторы-, потребители-регуляторы и их комбинация (для дальнейшего сопоставления эффективности их функционирования), действующие по ПИД-закону регулирования. При моделировании процесса совместного регулирования резервы мощностей генераторов- и потребителей-регуляторов приняты равными, по 500 МВт. Помимо ограничений на минимальную и максимальную мощность регуляторов при численном решении также учтены нелинейные ограничения на скорости набора/сброса мощности и зону нечувствительности к отклонению частоты ( $50 \pm 0,02$  Гц) [4].

Принятые эквивалентные параметры ОЭС Украины соответствуют значениям, приведенным в [2–4], и отражают режим работы при максимальной нагрузке на энергосистему. Исключение составляют законы регулирования – наиболее эффективные их параметры в данной работе определены заново, поскольку структура математической модели (моделируемой системы) существенно изменилась. На



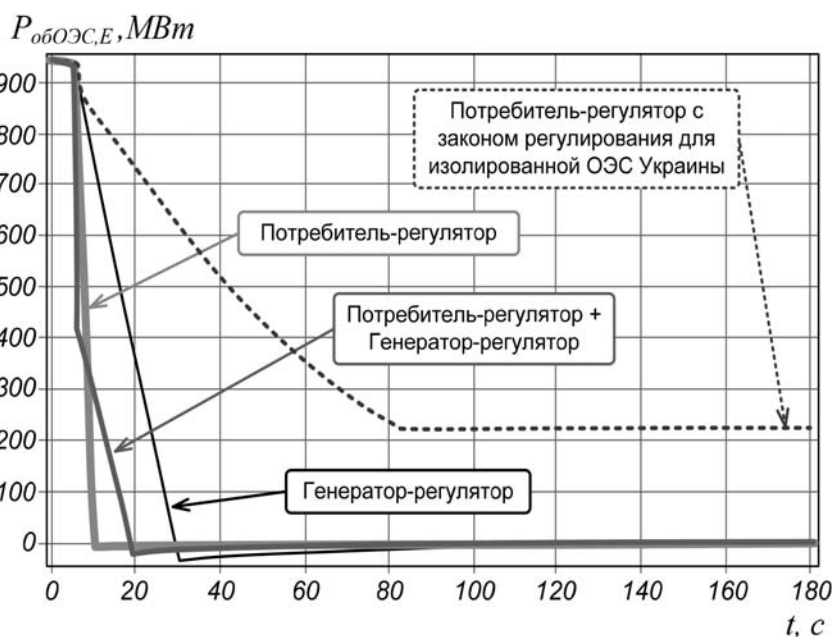
**Рис. 4.** Отклонение частоты при параллельной работе ОЭС Украины с ENTSO-E при задействовании регуляторов в разной комбинации

рис. 4 видно, что параметры законов регулирования для потребителя-регулятора, являющиеся наиболее эффективными для изолированного режима работы ОЭС Украины (пунктирная кривая), в объединении с ENTSO-E перестают быть таковыми (относительно вновь определенных параметров – сплошные кривые), что выражается в увеличении максимального отклонения частоты и длительности переходного процесса.

Влияние параметров законов особенно заметно в АРЧМ с потребителем-регулятором – сказывается его высокая скорость набора мощности, тогда как в случае с генератором-регулятором изменение параметров закона практически незаметно. Следовательно, параметры наиболее эффективного закона регулирования существенно зависят от структуры энергообъединения, что требует либо их расчета для каждой моделируемой ситуации, либо разработки универсального (модифицированного)

тельную область.

При совместном действии генератора- и потребителя-регулятора (рис. 5) суммарный (интегральный) переток мощности примерно равен перетоку при задействовании только



**Рис. 5.** Мощность перетоков между ОЭС Украины и ENTSO-E при задействовании в АРЧМ регуляторов с различным составом

закона регулирования, в том числе посредством использования адаптивной системы регулирования (меняющей параметры закона регулирования в ходе переходного процесса).

В зависимости от типа регулятора суммарные (интегральные) перетоки мощности между энергосистемами существенно отличаются – их изменение в процессе регулирования представлено на рис. 5, где значения перетоков приведены для случая нулевого сальдо в начальный (предаварийный) момент времени. Положительное значение мощности перетока  $P_{OЭС, E}$  соответствует импорту электроэнергии из ENTSO-E и наоборот. Кроме того, в случае задействия только генератора-регулятора эффект перерегулирования перетока проявляется в большей степени – его значение сильнее заходит в отрица-

потребителя-регулятора. Это обусловлено одновременным включением в процесс регулирования этих регуляторов, что компенсирует значительно меньшую скорость набора мощности генератора-регулятора ( $L_{gp} = 40$  МВт/с) – на уровне 400 МВт мощности перетока. На этом уровне в работе остается только генератор-регулятор, тогда как потребитель-регулятор (скорость сброса мощности которого  $L_{np} = 500$  МВт/с) уже исчерпывает свой регулировочный резерв (что видно по характерному излому соответствующего графика на рис.5 для этого случая).

Следует отметить, что приведенные результаты расчета являются показательными, т.е. относятся к случаю, когда в качестве генераторов-регуляторов рассматриваются гидроагрегаты ГЭС, что для ОЭС Украины является маловероятным. Задействование же пылеугольных (П/У) ТЭС в качестве регуляторов приводит к ухудшению параметров процесса регулирования в разы (параметры приведены в таблице).

**Сопоставление результатов экспериментов.** Поскольку параметры модели энергообъединения с генераторами- и потребителями-регуляторами совпадают (за исключением параметров самих регуляторов), возможно корректное сопоставление результатов исследований соответствующих режимов работы, сведенных в таблице.

Наиболее эффективной конфигурацией АРЧМ ОЭС Украины, работающей в параллельном с ENTSO-E режиме, является организация процесса вторичного регулирования с использованием потребителей-регуляторов, в том числе в комбинации с генераторами-регуляторами.

При работе ОЭС Украины в объединенном с ENTSO-E режиме эффективность потребителей-регуляторов выражается не только в меньшем максимальном отклонении частоты  $\Delta f_{max}$  и менее длительном переходном процессе  $t_{\delta}$ , но и в существенно более низких интегральных межсистемных перетоках (на рис. 5 суммарный переток равен площади под соответствующим графиком). Кроме того, время регулирующего воздействия  $t_{рег}$  (периоды времени, когда отклонение частоты выходит за пределы зоны нечувствительности регуляторов) для АРЧМ, в состав которой входят потребители-регуляторы, также значительно сокращается с учетом зоны нечувствительности к отклонению частоты.

Результаты разработки обобщенной математической модели перетоков мощности в энергообъединении с произвольным количеством зон регулирования и связей между ними, где в том числе учитываются ограничения на пропускные способности ЛЭП, автор планирует представить в дальнейших публикациях.

**Таблица – Сопоставление характеристик работы регуляторов в режиме параллельной работы ОЭС Украины и ENTSO-E**

Вид регулятора	$L_{gp}, L_{np}$ МВт/с	$\Delta f_{max}$ , Гц	$t_{\delta}$ , с	$t_{рег}$ , с
Генератор-регулятор (ГЭС)	40	-0,055	300	75
Генератор-регулятор (П/У ТЭС)	0,5	-0,19	1700	1500
Генератор-регулятор (ГЭС) + Потребитель-регулятор	40 / 500	-0,029	300	35
Генератор-регулятор (П/У ТЭС) + Потребитель-регулятор	0,5/500	-0,075	1700	370
Потребитель-регулятор	500	-0,02	80	10
Потребитель-регулятор с параметрами закона регулирования для изолированной ОЭС Украины	40	-0,04	150	80

## ВЫВОДЫ

1. Предложенная математическая модель перетоков мощности позволяет моделировать энергообъединение, состоящее из двух энергосистем (зон регулирования) с произвольной детализацией их элементов (вплоть до отдельных энергоблоков).

2. Ударное возмущение в виде дефицита мощности, возникшее в одной из зон регулирования энергообъединения, приводит к скачкообразному притоку мощности в эту зону из остальных. Скорость компенсации приращения перетоков напрямую зависит от быстродействия регуляторов в зоне возникновения дефицита мощности.

3. В режиме параллельной работы ОЕС Украины и ENTSO-E параметры наиболее эффективного закона регулирования для потребителя-регулятора отличаются от аналогичных параметров в случае изолированной работы ОЕС Украины. При этом параметры закона регулирования для генератора-регулятора практически сохраняются, что обусловлено, прежде всего, его низким быстродействием.

4. При возникновении дефицита мощности в ОЕС Украины в режиме параллельной работы с ENTSO-E регулирование частоты при задействовании потребителей-регуляторов обеспечивает существенно меньшую длительность переходного процесса и максимальное отклонение частоты относительно аналогичных показателей при регулировании генераторами-регуляторами.

5. Организация АРЧМ с использованием потребителей-регуляторов или с совместным их использованием с генераторами-регуляторами характеризуется существенно более низкими суммарными (интегральными) межсистемными перетоками.

1. Кулик М.М., Дрёмін І.В. Основи організації автоматичної системи регулювання частоти і потужності на базі споживачів-

регуляторів // Проблеми загальної енергетики. – 2010. – Вип. 1 (21). – С. 5–10.

2. Дрёмін І.В. Учет нелинейных технологических ограничений при моделировании переходных процессов в энергосистеме с АРЧМ // Проблеми загальної енергетики. – 2012. – Вип. 2 (29). – С. 20–26.

3. Дрёмін І.В. Исследование режимов работы автоматической системы регулирования частоты и мощности с регулирующими генераторами // Проблеми загальної енергетики. – 2011. – Вип. 4 (24). – С. 11–18.

4. Дрёмін І.В. Моделирование режимов работы системы АРЧМ с потребителями-регуляторами // Проблеми загальної енергетики. – 2011. – Вип. 2 (25). – С. 5–10.

5. *Load-Frequency Control and Performance* [E]. A1 – Appendix1. [Чинний від 2004-03-01]. – УСТЕ ОрНВ [Електронний ресурс]. – Режим доступу: [http://www.pse-operator.pl/uploads/kontener/UCSTE\\_Operation\\_Handbook\\_Appendix1.pdf](http://www.pse-operator.pl/uploads/kontener/UCSTE_Operation_Handbook_Appendix1.pdf).

6. *Вимоги до регулювання частоти і потужності в ОЕС України: СОУ-Н ЕЕ ЯЕК 04.156:2009*. Чинний від 2009-05-23. – Київ: Мінпаливенерго, 2009. – 54 с. (Нормативний документ Мінпаливенерго України. Настанова).

7. *Load-Frequency Control and Performance* [C]. P1 - Policy1. USTE Handbook. [Чинний від 2009-03-19]. – УСТЕ ОН [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.docstoc.com/docs/80049668/P1-Performance-Operation>.

8. *Методические указания по устойчивости энергосистем: СО 153-34.20.576–2003*. Действительный от 30.06.2003. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2003. – 14 с.

Надійшла до редколегії 29.11.2012