Математичне моделювання енергетичних об'єктів і систем

УДК 621.311.661.51

Е.А. Ленчевский, *канд.техн.наук,* ***В.К. Туваржиев,*** *канд.техн.наук (Институт общей энергетики НАН Украины, Киев)*

НОВЫЙ ПОДХОД К РЕШЕНИЮ ЗАДАЧ УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ЛИНИЙ ОБЪЕДИНЕННЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Розглянуто новий підхід до вирішення питань управління режимами, який базується на запропонованому авторами способі вимірювання величини кута $\delta_{1,2}$ між векторами напруг у вузлових місцях енергосистеми.

Рассмотрен новый подход в решении задач управления режимами, который основан на предложенном авторами способе измерения величины угла $\delta_{1,2}$ между векторами напряжений в узловых точках энергосистемы.

Как известно, своевременное получение достоверной информации о режимах работы электроэнергетических объектов является одним из главных, а порой и решающих факторов обеспечения сложных задач диспетчерского управления.

В современных системах диспетчерского управления для отражения режима работы энергосистемы и ее компонентов используются, как и раньше, результаты измерений мощности, напряжения, тока и частоты. Однако существует еще один не менее важный показатель, основанный на данных о мгновенных значениях величины угла $\delta_{1,2}$ между векторами напряжений узловых точек энергосистемы.

Согласно методикам [1, 2], более 35-и лет назад была обоснована необходимость и целесообразность широкого применения систем телеизмерения величин углов δ_{1-n} для управления режимами энергетических систем. Однако по сей день используемые способы не позволили обеспечить широкое применение таких систем.

Ныне в энергетике определение значений угла $\delta_{1,2}$ осуществляется двумя способами:

- фантомным, который основан на моделировании вектора напряжения противоположной части высоковольтной линии (ВЛ), т.е. $U_2 = U_1 + I_{1\Sigma} Z_\Sigma$, где $I_{1\Sigma}$ - ток суммарной нагрузки, а Z_Σ - фиктивное сопротивление генераторов и эквивалентное сопротивление ВЛ;

- высокочастотным, который основан на измерении векторов напряжений U_2 и передаче этих значений, после их преобразований в соответствующие высокочастотные сигналы, по ВЛ с последующей ретрансляцией этих сигналов, осуществляемой вдоль тракта.

В обоих способах измерение угла сдвига фаз $\delta_{1-2}=\delta_1-\delta_2$ осуществляется на приемной стороне с помощью реле разности фаз и специальной панели ПА-501.

К основным недостаткам существующих систем телеизмерения величины угла $\delta_{1,2}$ следует отнести [3]: высокую стоимость их реализации; сложность в исполнении и настройке, что крайне ограничивает их применение, позволяя использовать только для задач противоаварийной автоматики межсистемных ВЛ. Кроме того, уровень технического исполнения панели ПА-501 "морально" устарел и требует перехода на новую элементную базу.

Таким образом, существует потребность в нахождении принципиально нового технического решения этой задачи. Проведенные исследования показали, что существует возможность построения новой более совершенной системы, в основу которой положен предложенный в [4] способ телеизмерения мгновенных значений величины угла $\delta_{1,2}$.

На рис. 1 в качестве примера приведена схема энергосистемы, в которой предположительно установлена аппаратура, реализующая данный способ. Он отличается тем, что обеспечивает формирование и передачу вдоль ВЛ информационных импульсов, синхронизированных с основной частотой ее напряжения. Это является главным отличием от существующих систем, использующих для передачи данных высокочастотные сигналы, которые, как известно, по своей природе не могут быть синхронизированы с основной частотой напряжения энергосистемы. Т.е. в настоящее время вся информация о мгновенных значениях угла $\delta_{1,2}$ передается "косвенно" - по данным аппаратуры высокочастотных систем после проведения в ней необходимых ретрансляций и преобразований сигналов [2].

Согласно рис. 1 подключение к ВЛ передатчиков и приёмников предлагаемой системы осуществляется через соответствующие емкостные делители напряжения, используемые для ВЧ-связи, а различные принципы формирования сигналов с аппаратурой ВЧ-связи позволяют обеспечить параллельную и независимую работу.

Для проектирования более совершенных систем телеизмерения величины угла $\delta_{1,2}$ необходимо предварительно решить ряд задач, в частности: разработать соответствующую методику проектирования с обоснованием преимуществ установки таких систем в тех либо иных точках энергосистемы, а также создать технико-экономическое обоснование использования рассматриваемых систем.

Преимущества, которые могут быть получены за счет использования новых систем телеизмерения вели-

чины угла $\delta_{1,2}$, показывает классический пример расчета режима работы двух станций на общую нагрузку, изображенных на рис. 1. Схема замещения такой энергосистемы представлена на рис. 2, а приведенные на ней расчетные параметры взяты в соответствии с примерами методики [5].

Угловые характеристики мощности такой энергосистемы имеют следующий вид:

$$\begin{aligned} P1 &= E^2_1 Y_{11} \sin \alpha_{11} + E_1 E_2 Y_{12} \sin(\delta_{1,2} - \alpha_{12}); \\ P2 &= E^2_2 Y_{22} \sin \alpha_{22} - E_1 E_2 Y_{12} \sin(\delta_{1,2} - \alpha_{12}); \\ Q1 &= E^2_1 Y_{11} \cos \alpha_{11} - E_1 E_2 Y_{12} \cos(\delta_{1,2} - \alpha_{12}); \\ Q_2 &= E^2_2 Y_{22} \cos \alpha_{22} - E_1 E_2 Y_{12} \cos(\delta_{1,2} - \alpha_{12}), \end{aligned} \quad (1)$$

где Y_{11} Y_{22} Y_{12} - собственные и взаимные проводимости, согласно схеме замещения рассматриваемой электрической сети; $\alpha_{12} = (90^\circ - \angle \varphi_{12})$; φ_{12} - значение угла взамной проводимости.

В соответствии с выражениями (1) определены основные параметры рассматриваемой энергосистемы, согласно которым на рис. 3 приведена векторная диаграмма, отображающая исходные расчетные значения углов, между векторами напряжений ВЛ - $\delta_{ав}$ и э.д.с. станций - $\delta_{1,2}$.

На рис. 4 штрих-пунктирными линиями отображены кривые расчетных значений мощностей - $P_{ав}$ и $Q_{ав}$, по которым найдены уже не сами значения величины потерь мощности - ΔS в рассматриваемой ВЛ, а их соотношение с активной мощностью, передаваемой в нагрузку - Pn:

$$\Delta S/Pn = F(\delta_{a,в}), \quad (2)$$

где значение величины - ΔS определяется согласно известному выражению:

$$\Delta S = \Delta P + J\Delta Q = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_1^2} Z_{11} + \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} Z_{22} + \frac{P_1 P_2 + Q_1 Q_2}{U_1 U_2} Z_{12} \cos\delta_{1,2} - 2\frac{P_1 Q_2 + P_2 Q_1}{U_1 U_2} Z_{12} \sin\delta_{1,2} \ldots,$$

в котором $Z_{11}(Z_{22})$ - полное сопротивление между узлом и базисной точкой при отсутствии узловых токов; Z_{12} - определяется разностью напряжений узла 1 и базисной точкой при прохождении единичного тока из узла 2.

Согласно приведенной на рис. 4 расчетной кривой - $\Delta S/Pn$, достигаемый относительный минимум потерь мощности - ΔS к передаваемой в нагрузку - Pn соответствует значению угла - δ_{min}=11°, в сравнении с которым целесообразно рассматривать текущий режим работы ВЛ, характеризующийся величиной угла - δ_t.

Важно отметить, что изменение текущего значения угла δ_t до величин, меньших d_{min} всего на 2-3°, приводит к существенному росту относительного значения потерь - $\Delta S/Pn$.

С другой стороны, получение данных о мгновенных значениях угла $\delta_{1,2}$ позволяет контролировать такой важный параметр, как критическое значение угла $\delta_{кр.}$, определяющего предел устойчивости рассматриваемого участка энергосистемы. Значение относительного угла $\delta_{1,2}$, при котором наступает предел устойчивости, определяется согласно выражению [5]:

$$\delta_{1,2} = arctg \frac{2E_1E_2}{Z_{12}} \cdot \frac{1+m}{1-m},$$

где $m = T_{j1}/T_{j2}$ - отношение постоянных инерции станций.

На фоне расчетных характеристик мощности станций - P_1 и P_2, приведенных на рис. 5, отмечены величины углов, соответствующие текущему - δ_t, минимальному - δ_{min} и критическому - $\delta_{кр.}$ значениям. Естественно предположить, что осуществление в процессе работы сравнения текущей величины угла δ_t с фиксированными его минимальным - δ_{min} и критическим - $\delta_{кр.}$ значениями, даст возможность контролировать текущий режим в заданном диапазоне указанных углов.

Из вышесказанного следует, что реализация нового способа телеизмерения величины угла $\delta_{1,2}$ позволит осуществлять контроль, в том числе на мониторе диспетчера (после соответствующих преобразований сигналов), за текущим режимом в задаваемом диапазоне углов: δ_{min}-δ_{kp}.

По мнению авторов, оптимальные значения угла δ_t для текущего режима работы линии следует выбирать на основе обеспечения лучших условий по пропускной ее способности. Найти или определить такие значения угла δ_t можно с помощью расчетной характеристики соотношения потерь - ΔS к удельному коэффициенту по мощности - k_p, в функциональной их зависимости к углу $\delta_{1,2}$, приведенной на рис. 6:

$$\Delta S/k_p = F(\delta_{1,2}), \quad (4)$$

где $k_p = P_{n(min)}/P_{n(t)}^2$; $P_{n(min)}$ и $P_{n(t)}$ - мощность, отдаваемая первой станцией в нагрузку, соответственно для значений углов δ_{min} и δ_t.

Приведенная на рис. 6 кривая зависимости - $\Delta S/k_p$ наиболее полно отражает возможности текущего режима работы рассматриваемой ВЛ и энергосистемы в целом. Таким образом, анализируя результаты проведенного расчета, можно сказать, что ведение режима при значениях углов: δ_t = 65° и δ_t = 68° - отвечает возможностям загрузки ВЛ, соответственно в полтора и два раза выше, чем при исходной его величине - δ_t = 60°. Следовательно, с точки зрения рассмотренной возможности фиксации текущих значений угла δ_t, представляется возможным контролировать, а значит и регулировать такой важный параметр, как загрузка ВЛ.

Отметим, что чем менее совершенен применяемый способ фиксации перегрузки и чем больше погрешность в системе передачи данных, тем большее внимание должно быть уделено выбору и дозировке наименее опасных и интенсивных управляющих воздействий. Это связано с выбором и установкой критических значений угла $\delta_{кр.}$ заведомо меньших значений. Полезный эффект от применения такой несовершенной автоматики сомнителен, но ущерб - очевиден [2].

С другой стороны, в работе энергосистемы могут возникать общесистемные или локальные дефициты мощности, которые в свою очередь приводят к необходимости ограничения нагрузки потребителей. Общесистемные дефициты мощности могут быть вызваны потерей части генерирующей мощности либо отключением межсистемных связей при нехватке топлива. Возникновение локальных дефицитов мощности связано со снижением пропускной способности отдельных звеньев электрической сети при отключении ее элементов.

Ликвидация энергетических последствий нарушений работы электростанций и электрических сетей может быть осуществлена сочетанием максимально возможного использования резервов мощности на электростанциях и пропускной способности электрической сети, а также ограничением нагрузок потребителей.

Рассматриваемая задача известна в литературе как задача минимизации и распределения дефицитов мощности, решаемая эффективными методами оперативного управления режимами электрических систем с помощью ЭВМ, т.е. управления в темпе процесса или почти в темпе процесса, включая расчет установившегося режима энергосистемы.

Еще в 70-е годы у нас и за рубежом были проведены статистические исследования систем управления энергосистемами, в программах которых, как правило, поочередно использовалось несколько известных методов расчета установившегося режима таких, как [5]: Зейделя, с матрицей Z, Ньютона с "разделением", Ньютона для точных уравнений.

Одним из существенных требований к алгоритму расчета и оптимизации процессов работы энергосистемы является задача ввода рассматриваемого установившегося режима в допустимую область. Для решения этой задачи на первом этапе наилучшими качествами обладает метод с "разделением" уравнений, связующих активные мощности - фазы напряжений $(P - \delta)$ и реактивные мощности - модули напряжений $(Q - U)$. В этой связи в [6] рекомендуется применять в расчетах электрических режимов упрощенную матрицу Якоби. Для установившегося режима сложной энергосистемы Якобиан системы уравнений запишется следующим образом:

$$D = \det \begin{vmatrix} \frac{\sigma\phi'}{\sigma\delta_{1,2}} & \frac{\sigma\phi'}{\sigma U} \\ \frac{\sigma\phi''}{\sigma\delta_{1,2}} & \frac{\sigma\phi''}{\sigma U} \end{vmatrix}, \qquad (5)$$

где ϕ' и ϕ'' - соответственно вещественная и мнимая составляющие уравнений установившегося режима, записанные в форме балансов активных и реактивных мощностей P и Q.

Элементы матрицы Якоби системы уравнений (5) представляют собой производные функций ϕ' и ϕ'' по фазовым углам напряжений $\delta_{1,2}$ и их модулям U, при этом обязательным и важным условием является то, что для опорного узла i=0 задается также исходное - базисное - значение угла $\delta_{баз.}$= 0 и $U_{баз.}$=$const$, к которому приводятся соответствующие величины углов $\delta_{1,2}$, характеризующие другие узлы энергосистемы.

Важно отметить, что на основе предложенного авторами способа [4] представляется возможным осуществить телеизмерение величин углов $\delta_{1,2}$, относительно базисного угла $\delta_{баз.}$, что позволит диспетчеру управлять текущими режимами энергосистемы по более полным данным, до настоящего времени еще не реализованным.

С учетом принятых выше базисных условий вещественная и мнимая составляющие уравнений установившегося режима в форме балансов мощностей запишутся как функции модулей напряжений U и фазовых углов $\delta_{1,2}$:

$$\begin{aligned} \phi'(U,\delta) &= \sum_{k=1}^{n} U_i U_k Y_{ik} \sin(\underline{\delta_i} - \underline{\delta_k}) - P_i = 0; \\ \phi''(U,\delta) &= Y_{ii} U_i^2 - \sum_{k=1}^{n} U_i U_k Y_{ik} \sin(\underline{\delta_i} - \underline{\delta_k}) - Q_i = 0, \end{aligned} \qquad (6)$$

где Y_{ii} и Y_{ik} - элементы матрицы реактивной составляющей узловых проводимостей; P_i и Q_i - результирующие активная и реактивная нагрузка i-го узла, соответственно равные:

$$P_i = P_i - P_{ri},$$
$$Q_i = Q_{ni} - Q_{ri} + Q_{pi} - Q_{вли},$$

где P_{ni} и Q_{ni} - активная и реактивная нагрузки потребителей в узле; P_{ri} и Q_{ri} - активная и реактивная генерирующие мощности в узле; Q_{pi} - мощность шунтирующих реакторов в i-ом узле; $Q_{вли}$ - суммарная зарядная мощность ВЛ, подключенных к i-му узлу; n - количество узлов в расчетной схеме электрической сети.

Приведенные выражения составляют основу для большинства программ оптимизации параметров установившихся режимов работы энергосистем, однако в существующих методах управления режимами наблюдается "некоторый" разрыв между расчетными и практикой, т.е. диспетчеру задаются условия режима работы каждого энергетического узла, которые затем контролируются только по условиям поддержания напряжения и перетоков мощности, что явно недостаточно. В отличие от этого, получение информационных данных о величине угла $\delta_{1,2}$ для каждого i-го узла даст возможность контролировать текущий режим магистральных линий энергосистемы по оптимальным (расчетным) его значениям и при необходимости корректировать его более эффективными средствами.

Следовательно, при этом возрастает роль компенсаторов реактивной мощности, систем регулирования угла $\delta_{ген.}$ и скольжения генераторов станций в задачах управления режимами.

Проведенные исследования дают основания считать, что оптимизация режимов работы энергосистем в целом будет реализована на основе условия приведения питающих центров к базисному углу $\delta_{баз.}$ Для этого следует, прежде всего, осуществить проектирование и установку специальных устройств телеизмерения угла δ_i в узловых точках магистральных линий энергосистемы, реализующих предложенный в [4] способ, причем очевидно, что стоимость используемой аппаратуры в сотни раз будет меньше полученного эффекта.

В заключение отметим, что фиксация как расчетных, так и действующих значений углов $\delta_{1,2}$, в отличие от существующих методов, позволит:

- обеспечить большую полноту данных для ведения и оптимизации режимов работы магистральных линий;
- повысить пропускную способность магистральных линий;
- снизить вероятность и количество ложных отключений ВЛ по фактору перегрузки;
- осуществлять настройку и контроль за синхронной работой генераторов удаленных станций;
- формировать управляющие воздействия на системы регулирования генераторов и синхронных компенсаторов энергосистемы, а в перспективе и асинхронизированных турбогенераторов [7] для решения задач управления режимами.

Проведенные исследования направлены на разработку методики проектирования новых более совершенных систем управления режимами магистральных линий энергосистемы, а в перспективе и объединенных энергосистем.

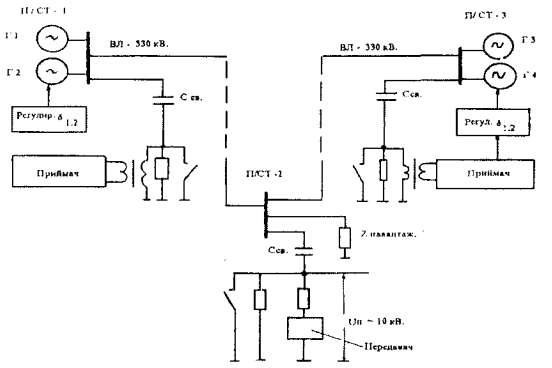

Рис.1

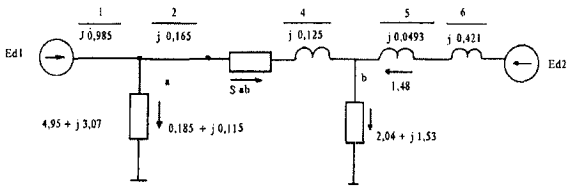

Рис.2

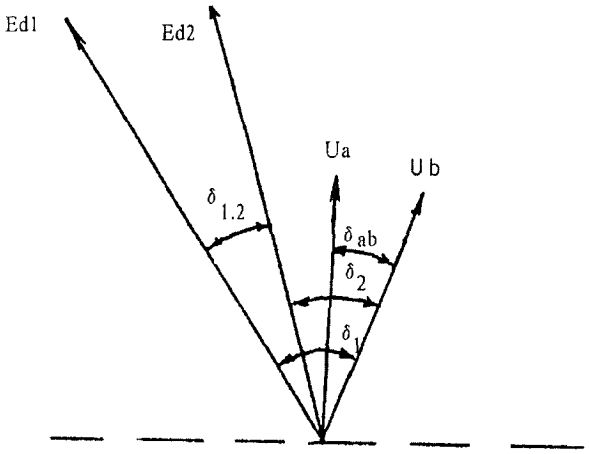

Рис.3

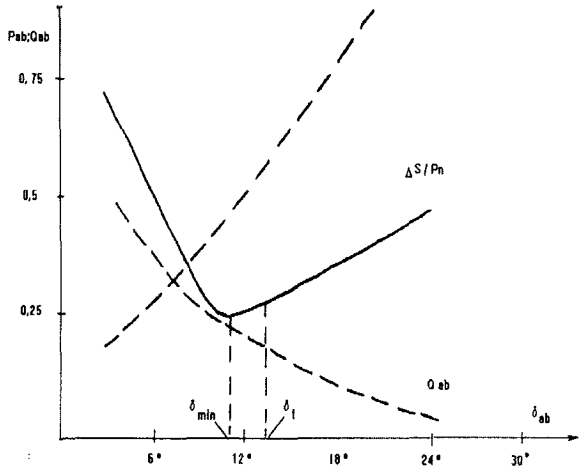

Рис.4

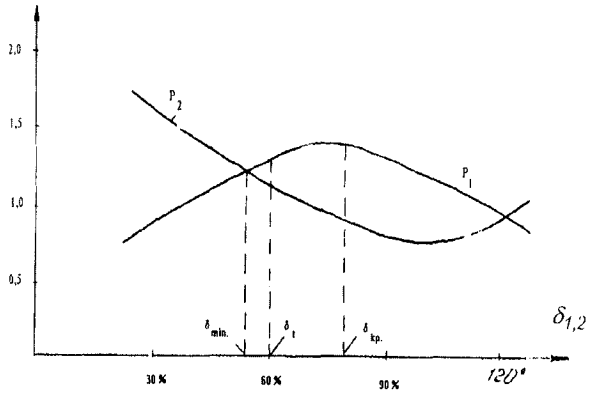

Рис.5

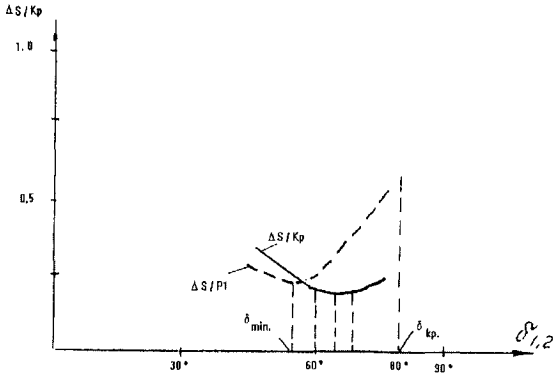

Рис.6

1. Юревич Е.И. Автоматическое регулирование перетоков мощности по межсистемным связям. Под ред. Стернинсона Л.Д. - М.: Энергия.-1963.- 449 с.

2. Иофьев Б.И. Автоматическое аварийное управление мощностью энергосистем.-М.:Энергия.-1974.-416 с.

3. Туваржиев В.К., Ленчевский Е.А. Совершенствование системной автоматики на основе отечественных разработок // Новини енергетики.-2000.-№ 1-2.- С. 63-68.

4. А.с. 1783452 СССР МКИ G01R 25/00. Способ определения угла сдвига фаз между напряжениями в двух узловых точках электрической сети / Ленчевский Е.А., Туваржиев В.К., Тонкаль В.Е., Холмский Д.В.-Б.И.-1992.-№ 47.

5. Анисимова Н.Д. и др. Переходные процессы электрических систем в примерах и задачах. Под ред. Веникова В.А.- Л.: Госэнергоиздат.-1962.-383 с.

6. Непомнящий В.А. Экономические проблемы повышения надежности электроснабжения.-Ташкент: ФАН.-1985.-192 с.

7. Мамиконянц Л.Г. и др. Технико-экономические аспекты применения в энергосистемах асинхронизированых турбогенераторов / Препр. Ин-т электродинамики НАНУ, Киев.-№ 588.-1989.-43 с.