

А.В. Кириленко, В.Л. Прихно, П.А. Черненко

Институт электродинамики НАН Украины, Киев

РАЗРАБОТКА ИЕРАРХИЧЕСКОГО ОПЕРАТИВНО-УПРАВЛЯЮЩЕГО КОМПЛЕКСА И ВНЕДРЕНИЕ ЕГО В ЭНЕРГООБЪЕДИНЕНИИ УКРАИНЫ



Приведено описание двухуровневого программного оперативно-управляющего комплекса, позволяющего повысить экономичность и надежность функционирования энергообъединения Украины и входящих в него энергосистем.

К л ю ч е в ы е с л о в а: двухуровневый программный комплекс, оперативное управление, энергообъединение.

ВВЕДЕНИЕ

Объединенная энергосистема Украины состоит из электроэнергетических объектов — электрических станций и подстанций, соединенных линиями передач различного класса напряжения. Она является сложной распределенной системой, объединенной общим технологическим процессом одновременной выработки, преобразования, передачи и потребления электрической энергии. Ее управление построено по иерархическому принципу и содержит три основных уровня: верхний — энергообъединение (ЭО), средний — региональные электроэнергетические системы и нижний — областные электроэнергетические системы.

Эффективность управления ЭО, анализ и планирование его режимов существенно зависят от полноты, своевременности и достоверности получаемой информации о параметрах режима и состоянии оборудования. В то же время для ЭО Украины, как, впрочем, и для других стран бывшего СССР, характерным является невысокая оснащенность энергооб-

ъектов средствами телемеханики и современными каналами связи, что создает дополнительные трудности при организации системы диспетчерского управления. Базовой программой при решении задач оперативного управления является оценивание состояния или оперативный расчет стационарного режима ЭО по данным телеметрии.

Несмотря на имевшиеся в СССР в 70-е годы теоретические разработки в области решения задачи оценивания состояния [1], первая программа промышленного назначения была разработана в 1980 г. в Институте электродинамики НАНУ. Программа обладала высокими характеристиками по быстродействию и вычислительной устойчивости решения, в том числе при ее использовании в условиях неполноты и невысокой точности исходной телеметрической информации [2–4]. В то же время опыт эксплуатации этой программы в диспетчерских энергообъединениях Урала, Юга и Северо-Запада показал, что от разработки отдельных программ необходимо переходить к их комплексированию с использованием единых технологических принципов на единой информационной базе.

В дальнейшем соответствующий комплекс был разработан [5] и внедрен в Центральной энергосистеме Украины и в ряде энергосистем и энергообъединений России. Он позволял успешно решать следующие технологические задачи:

- + формирование расчетных схем замещения энергосистемы и входящих в нее энергообъектов;
- + оценивание состояния ЭЭС;
- + построение модели режима по расширенной схеме замещения, которая включала внутренне и внешние ненаблюдаемые фрагменты.

Кроме того, проводились расчеты установившихся (в традиционной постановке задачи) и самоустанавливающихся по частоте режимов, утяжеления режимов по заданным траекториям изменения генерируемой и потребляемой активной и реактивной мощностей. Проводилась оптимизация режимов по напряжению и реактивной мощности. Однако в ряде случаев на некоторых участках схемы электрической сети, особенно в узлах примыкания к соседним энергосистемам, возникали недопустимые по требованиям эксплуатации расхождения между измеренными и рассчитанными параметрами режима. Эти расхождения связаны с невозможностью своевременного отслеживания изменений в топологии сети и коэффициентах трансформации трансформаторов, искажением параметров режимов (узловых напряжений, потоков активной и реактивной мощностей), обусловленных замыкающимися перетоками мощности по соседним энергосистемам, а также отсутствием замеров напряжения на протяженных участках линий напряжением 110 кВ и ниже.

Современный уровень развития техники позволил создать автоматизированную систему диспетчерского управления (АСДУ) на принципиально новой основе. Такая система строится как иерархическая. Верхний уровень управления — Национальная энергетическая компания (НЭК) "Укрэнерго". В нас-

стоящее время он оснащен системой управления SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) [6, 7], которая включает в себя оперативно-измерительный комплекс (ОИК), обеспечивающий решение (в интересах верхнего уровня) целого ряда задач по получению и предварительной обработке, архивированию и отображению телеметрической информации, получаемой с энергообъектов. Кроме того, решается ряд технологических задач, в том числе оценивание состояния, оптимизация режима по напряжению и реактивной мощности, тренировка диспетчерского персонала, а также автоматическое управление генераторами электростанций для решения задачи автоматического регулирования частоты и активной мощности.

К основным недостаткам системы SCADA следует отнести некоторую односторонность, присущую системам, выполняющим одноуровневое решение задач оперативного управления. Так, система ориентирована на решение задач на уровне диспетчерских служб НЭК "Укрэнерго" и не обеспечивает возможность оперативного взаимодействия при решении задач АСДУ на низших уровнях, в первую очередь — на уровне ЭЭС. Устранить этот недостаток позволяет внедрение предлагаемого иерархического оперативно-управляющего комплекса [8, 9].

1. НАЗНАЧЕНИЕ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА

Программный двухуровневый оперативно-управляющий комплекс обеспечивает решение задач оценки состояния сети и расчета установившихся и оптимальных режимов работы ЭЭС Украины и предназначен для оперативного управления режимами ЭО и ЭЭС Украины, а также планирования их режимов.

Программный комплекс внедряется на первом этапе в НЭК "Укрэнерго" — верхний уровень; Центральной и Днепропетровской ЭЭС — уровень электроэнергетических систем, с последующим внедрением в остальных региональных энергосистемах.

Усовершенствованный вариант комплекса позволяет решать следующие задачи:

- ✦ формирование топологии расчетной схемы электрической сети на базе описания схем первичной коммутации электрических станций и подстанций с привязкой телеметрической информации;
- ✦ оценивание режимов работы электрической сети по телеметрической и псевдоинформации в циклическом и интерактивном режимах работы;
- ✦ расчет установившихся (в том числе утяжеленных) и самоустанавливающихся по частоте режимов;
- ✦ оптимизация режимов по активной и реактивной мощности с учетом реальных коэффициентов трансформации трансформаторов продольного и поперечного регулирования;
- ✦ эквивалентирование элементов электрической сети;
- ✦ обмен результатами расчетов и первичной информацией между разными уровнями комплекса в автоматическом и интерактивном режимах и иерархического оценивания состояния сети на верхнем уровне на базе результатов оценивания режимов ЭС в автоматическом и интерактивном режимах.

2. ХАРАКТЕРИСТИКА ОСНОВНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЗАДАЧ, РЕШАЕМЫХ С ПОМОЩЬЮ КОМПЛЕКСА

2.1. Оценивание состояния с оперативным определением изменений в топологии сети и в составе работающего оборудования

Базовой в разрабатываемом комплексе является программа оценивания режимов энергосистем на основе телеметрической информации. Формируемая с ее помощью модель электрического режима используется для решения остальных задач, входящих в состав комплекса. По сути, оценивание состояния сводится к решению четырех взаимосвязанных задач:

- ✦ формирование расчетной схемы на основе телесигналов, характеризующих состояние выключателей и разъединителей;

- ✦ проверка наблюдаемости режима и восполнение дефицита телеизмерений за счет использования статистических зависимостей между суммарными и узловыми нагрузками;
- ✦ исключение аномальных измерений;
- ✦ расчет сбалансированного электрического режима в соответствии с принятым критерием оценивания.

Задача синтеза расчетной схемы решается на основе использования предварительного описания топологии основной сети и отдельных энергообъектов (электрических станций и подстанций). Для этого разработана оригинальная методика формирования описания схем первичных коммутаций с помощью специализированного графического редактора, который позволяет подготовить изображение схемы, выполнить ее топологический анализ и задать параметры отдельных элементов схемы. В процессе анализа изображений формируются таблицы узлов и ветвей каждой из схем. В качестве ветвей коммутационной схемы выступают выключатели, разъединители и трансформаторы, а в качестве узлов — шины и точки соединения ветвей. Формирование таблиц узлов и ветвей коммутационных схем является внутренней функцией графического редактора. Описания коммутационных схем, как правило, готовятся для наиболее крупных объектов.

При вводе телеметрической информации выключатели устанавливаются в положения, соответствующие поступившим телесигналам. При необходимости состояния выключателей и разъединителей могут быть изменены вручную — непосредственным воздействием на изображение элемента на схеме.

Синтез расчетной схемы начинается с обработки описаний схем первичных коммутаций и позволяет получить множество узлов и ветвей. При этом внутренние узлы каждой из коммутационных схем, соединенные включенными ветвями нулевого сопротивления (выключателями и разъединителями), объединяются. Объединение узлов сопровождается

ся преобразованиями, позволяющими получить некоторые эквивалентные параметры элементов, подключенных к внутренним узлам. После завершения обработки схем первичных коммутаций сформированные таблицы расширяются за счет выборки из описания основной схемы энергосистемы тех узлов и ветвей, которые не представлены в описаниях коммутационных схем.

Наибольшее число ошибок при оценивании состояния возникает на этапе формирования модели электрического режима в результате прихода неверных данных телеметрии. При этом на этапе синтеза расчетной схемы формируется ее неверное описание. К наиболее распространенным относятся ошибки в определении состояния ветвей (включена или отключена), а также ошибки в задании состояния реакторов. До последнего времени подзадача уточнения состояния топологии в рамках оценивания режимов не ставилась и не решалась. В предлагаемом программном комплексе она методически оригинально реализована и апробирована.

Для решения задачи оценивания состояния используется метод взвешенных наименьших квадратов (МВНК), предполагающий минимизацию функции

$$F(u) = [Z - Z(u)]^T \cdot D \cdot [Z - Z(u)], \quad (1)$$

где Z и $Z(u)$ — вектора соответственно измеренных и рассчитанных параметров режима; u — вектор переменных состояния, который задается при проведении расчетов в виде действительных u' и мнимых u'' составляющих узловых напряжений (при проведении расчетов в прямоугольных координатах); D — диагональная матрица весовых коэффициентов, отражающая точность измерений.

Линеаризация зависимостей $Z(u)$ на каждой итерации вычислительного процесса сводит задачу минимизации (1) к последовательному решению переопределенной системы линейных уравнений

$$A \cdot X = B, \quad (2)$$

где X — искомым n -мерный вектор приращений узловых напряжений;

$$A = D^{1/2} \cdot I(k); B = -D^{1/2} \cdot [Z - Z(u)]^{(k)}, \quad (3)$$

где k — номер итерации; $I^{(k)}$ — прямоугольная матрица Якоби размерности $l \times n$, а n — число независимых переменных.

2.1.1. Обеспечение наблюдаемости режима

Оперативная оценка наблюдаемости режима и определения минимально необходимого количества псевдоизмерений осуществляется следующим образом. Прямоугольная матрица A размерности $l \times n$ ($l > n$) уравнения (2) формируется из m строк реальных телеизмерений и $(l - m)$ строк псевдоизмерений. При $m < n$ режим является изначально ненаблюдаемым. В случае $m \geq n$ он также может быть ненаблюдаем вследствие линейной зависимости строк матрицы A . При этом

$$\text{rank } A' < n,$$

где $\text{rank } A'$ — ранг подматрицы матрицы A размерностью $m \times l$, а n — число независимых переменных.

В обоих случаях на некотором шаге UR -разложения матрицы $A = UR$, где U — нижняя трапецевидная матрица размерности $l \times n$, в которой элементы с одинаковыми индексами равны 1; R — верхняя треугольная матрица размерности $n \times n$. В качестве ведущего появляется элемент с нулевым (или близким к нему) значением. В дальнейшем для обеспечения возможности продолжения разложения на роль ведущего элемента путем перемещения строк подбирается наибольший (по модулю) элемент, соответствующий телеизмерениям. Если все элементы столбца окажутся равными нулю, то подбирается соответствующая строка из данных псевдоизмерений. Выбор строк с наибольшим элементом данного столбца увеличивает значение определителя матрицы R и тем самым улучшает ее обусловленность.

Таким образом, количество перемещаемых строк, соответствующих псевдоизмерениям, определит минимально необходимый состав псевдоизмерений, обеспечивающий наблюдательность режима.

2.1.2. Исключение аномальных измерений

Устранение грубых ошибок в измерениях параметров режима выполняется в два этапа. Первый связан с проверкой простейших соотношений и осуществляется перед началом итерационного счета, второй — в процессе расчета режима.

Если при оценивании минимизируется целевая функция (1), то второй этап отбраковки основывается на последовательном выведении из расчета измерений, вносящих максимальный вклад в целевую функцию в точке ее оптимума. Устранение грубых ошибок опирается на использование оригинальных алгоритмов коррекции решения при изменении числа строк в исходной системе уравнений (каждая дополнительная строка компенсирует влияние ошибочного измерения).

При использовании метода наименьших модулей (МНМ) потребность в специальных средствах отбраковки ошибочных измерений отпадает. Особенность подхода состоит в том, что в точке оптимума определяется некоторый состав базисных измерений, в наименьшей степени конфликтующих с контрольными небазисными измерениями. Очевидно, ошибочное уравнение может остаться среди базисных и, в конечном счете, оказывать влияние на результат лишь в случае, когда ошибку вообще не удастся идентифицировать по располагаемым измерениям вследствие небольшой избыточности.

2.1.3. Автоматизация поиска ошибок в топологии сети

Основная проблема идентификации ошибок при задании топологии сети заключается в необходимости отделить их от ошибок при проведении измерений. Наличие и тех и дру-

гих существенно искажает результат оценивания. При этом в обоих случаях в районах, близких к месту, откуда поступает ошибочная информация, наблюдаются значительные различия между измеренными и расчетными величинами. Таким образом, констатация факта ошибки в задании топологии расчетной схемы сводится к определению элемента, изменение состояния которого наиболее существенно уменьшает число неприемлемых отклонений между измеренными и рассчитанными параметрами в возмущенном районе. Если изменение состояния приводит к более приемлемому результату, чем устранение любого из замеров, то можно предположить, что ошибочно задано состояние элемента расчетной схемы, а не какое-либо измерение. Выигрыш целесообразно оценивать как по величине снижения значения целевой функции оценивания, так и по числу неприемлемых отклонений между измеренными и рассчитанными параметрами.

Предложенная методика основана на организации целенаправленного перебора решений при ограниченном количестве вариантов изменения состояния отдельных элементов. Расчет режима в анализируемом варианте выполняется с помощью соответствующих алгоритмов коррекции некоторого базового решения.

Анализ зависимости показал, что она является нелинейной и, таким образом, целевая функция (1) не является квадратичной. Поэтому ее минимизация реализуется в виде итерационного процесса, предполагающего замену функции (1) на каждой итерации ее квадратичной аппроксимацией

$$F(U) = c^T \cdot \Delta U + \frac{1}{2} \Delta U^T \cdot G \cdot \Delta U, \quad (4)$$

где

$$c = \left[\frac{\partial f}{\partial u_i} \right] - \text{вектор-градиент;}$$

$$G = \left[\frac{\partial^2 f}{\partial u_i \partial u_j} \right] - \text{матрица Гессе.}$$

При этом для расчета приращений независимых параметров U необходимо решать систему линейных уравнений с симметричной матрицей коэффициентов

$$G \cdot \Delta U = -c. \quad (5)$$

Следует заметить, что ставить под сомнение состояние большинства ветвей расчетной схемы не целесообразно. Если после минимизации функции (1) оказывается, что расчетные величины потоков мощности по некоторым ветвям несущественно отличаются от соответствующих измерений, то маловероятно, что их состояние задано ошибочно. Поэтому признавать сомнительным следует состояние лишь тех ветвей, по которым либо отсутствуют измерения потоков мощности, либо расчетные величины потоков значительно отличаются от измеренных.

Если проанализировать структуру матрицы Гессе, то при включении или отключении одной из ветвей она меняется незначительно. Поскольку целевая функция (1) является суммой квадратов отклонений между измеренными и расчетными величинами, то и матрица определяется суммированием квадратичных аппроксимаций отклонений каждого из измерений. Поэтому изменение состояния той или иной ветви сказывается лишь на измерениях потоков мощности по тестируемой ветви либо на измерениях мощностей в узлах схемы, к которым примыкает тестируемая ветвь. Если ветвь, состояние которой уточняется, связывает узлы i и j , то при изменении ее состояния изменятся лишь столбцы и строки, соответствующие взаимным частным производным независимых переменных, соответствующих узлам, которые эту ветвь определяют. Поскольку, как отмечалось, в качестве независимых переменных выступают модули и фазы напряжений, то изменение состояния некоторой ветви приводит к изменению четырех столбцов и четырех строк, соответствующих производным по модулям и фазам узлов начала и конца ветви, что показано на рис. 1.

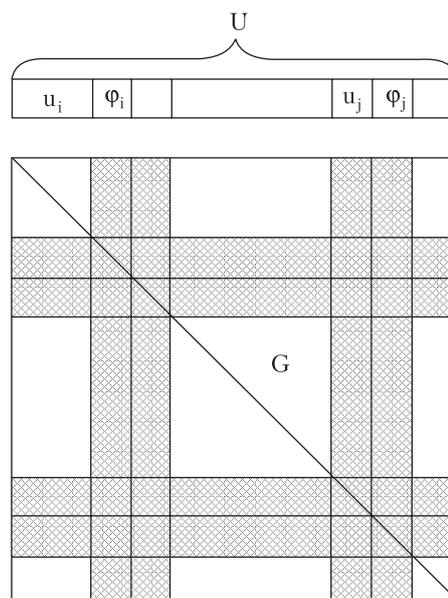


Рис. 1. Структура матрицы Гессе при изменении состояния ветви $i - j$

Для решения системы уравнений (5) используется разложение Холецкого [10]:

$$G = L \cdot D \cdot L^T, \quad (6)$$

где L – нижняя треугольная матрица; D – диагональная матрица.

При проведении коррекции разложения (6) в связи с заменой одного столбца и одной строки исходной матрицы G необходимо рассчитать дополнительные мультипликаторы

$$G' = U_i \cdot L \cdot D \cdot L^T \cdot R_i, \quad (7)$$

где U_i, R_i – мультипликаторы, учитывающие замену строки и столбца соответственно, которые отличаются от единичной матрицы лишь одной строкой или одним столбцом.

В процессе реализации перебора вариантов изменения состояния ветвей необходимо контролировать возможность появления новой подсхемы, не связанной с остальной схемой, либо объединения подсхем. В первом случае для выделившейся подсхемы назначается дополнительный узел, в котором фиксируется фаза, а во втором – фиксация фазы в некотором узле снимается. Следует отметить, что в процессе включения или отключения ветвей

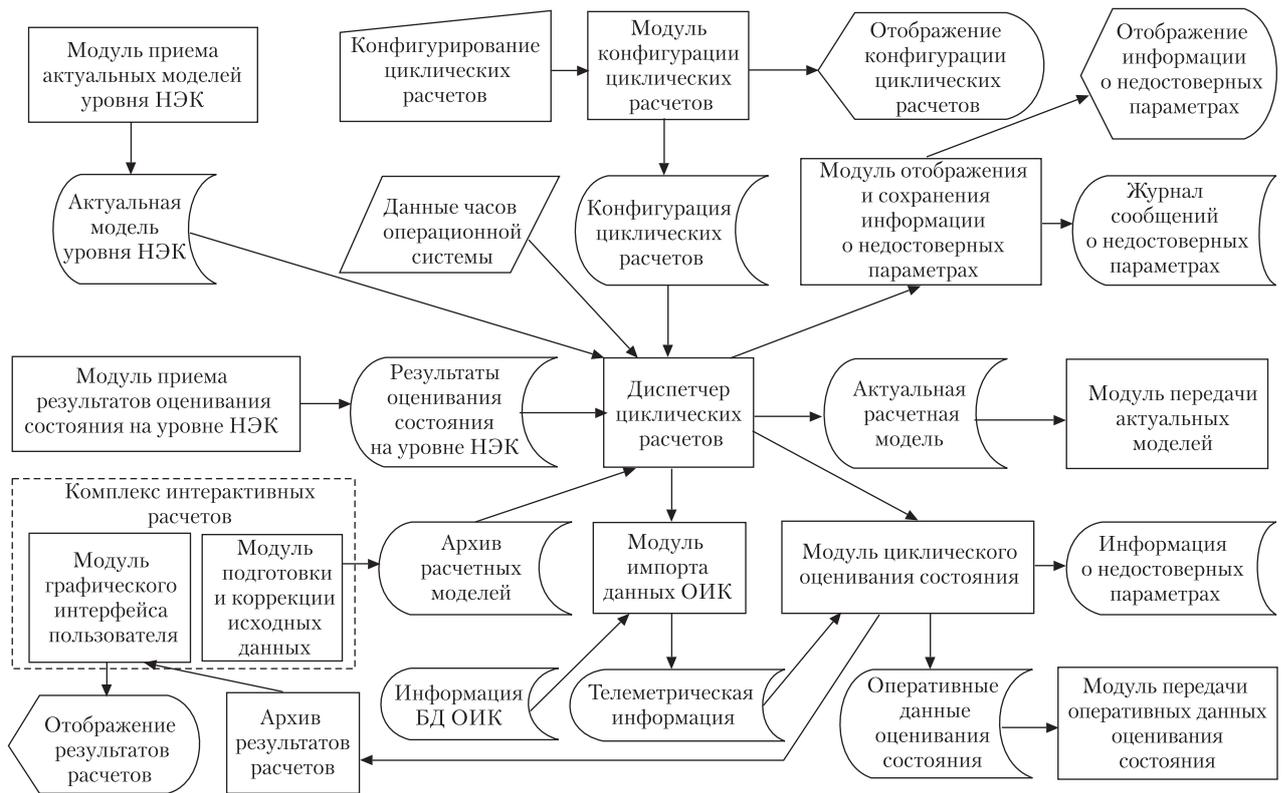


Рис. 2. Функциональная схема двухуровневого иерархического оценивания состояния сети в циклическом режиме на уровне ЭЭС

могут возникнуть новые ненаблюдаемые районы. Поэтому в алгоритме предусмотрены решения, позволяющие устранить связанные с этим негативные последствия.

2.1.4. Двухуровневая оценка состояния энергообъединения и входящих в него энергосистем

Рассмотрим более подробно алгоритмы и программную реализацию двухуровневого построения решения задач, а также их особенности при проведении расчетов в интересах верхнего (рис. 2) и нижнего (рис. 3) уровней.

2.1.4.1. Иерархические расчеты режимов в интересах нижнего уровня

При оценивании состояния энергосистемы, как правило, отсутствует в необходимом объеме информация о режиме смежных энергосистем. В то же время обеспечить адекватность

моделируемого режима реальному процессу возможно только при условии, что в математической модели ЭЭС учтены схемы соседних энергосистем, хотя бы в укрупненном виде.

Формирование модели режима для каждой из региональных ЭЭС, входящих в ЭО, реализуется в следующей последовательности:

- + выполняется оценивание по собственной расчетной схеме;
- + запрашивается описание модели верхнего уровня с результатами оценивания состояния, выполненными на основе телеметрии за то же время, что и собственной схемы;
- + от собственной схемы отсекается внешнее окружение — узлы и ветви соседних энергосистем (за исключением межсистемных связей и узлов их примыкания);
- + при необходимости изменяются номера собственных узлов и узлов примыкания;



Рис. 3. Функциональная схема двухуровневого иерархического оценивания состояния сети в циклическом режиме на уровне НЭК "Укрэнерго"

- ✦ из схемы верхнего уровня удаляются узлы, схемы энергосистемы нижнего уровня (сохраняются лишь межсистемные связи объединенной и собственной энергосистем, а также узлы примыкания);
- ✦ изменяются номера узлов оставшейся части энергосистемы верхнего уровня;
- ✦ выполняется объединение расчетных схем;
- ✦ выполняется оценивание режима по объединенной схеме.

Приведенная ниже таблица характеризует процесс объединения расчетных схем Центральной энергосистемы (ЦЭС) и ОЭС Украины.

Вторая строка характеризует ту же схему, что и первая, но после удаления внешнего окружения (оставлены межсистемные связи и

узлы примыкания). В третьей строке приведены характеристики схемы верхнего уровня, а в четвертой – той же схемы, но после удаления узлов и ветвей, относящихся к ЦЭС (оставлены межсистемные связи и узлы примы-

Параметры исходной и объединенной расчетных схем

Схема	Количество	
	узлов	ветвей
Исходная	685	839
Исходная после отсечения	613	721
Внешняя	623	927
Внешняя после отсечения	574	903
В результате объединения	1147	1595

кания). В последней строке приводятся характеристики объединенной схемы.

Кроме объединения таблиц с информацией об узлах и ветвях объединяются и описания схем первичных коммутаций, а также графические изображения схем энергосистем и их фрагментов.

2.1.4.2. Иерархические расчеты режимов в интересах верхнего уровня

Предпосылки к формированию режима энергообъединения по иерархическому принципу создаются широким внедрением программы оценивания состояния на уровне энергосистем. К основным преимуществам иерархического подхода можно отнести такие:

- + на нижнем уровне объем телеметрической информации, характеризующей режим собственной энергосистемы, значительно превышает объем информации о соответствующем объекте, поступающий на верхний уровень;
- + знания о реальном состоянии собственной системы на нижнем уровне более полные, чем на верхнем.

После апробации различных вариантов в программном комплексе реализован следующий подход. Оценивание состояния выполняется в энергообъединении (верхний уровень) и в энергосистемах (нижний уровень). При этом на верхнем уровне повторяются расчеты, выполненные в каждой из подсистем, и на их основе формируется единая схема, а после этого выполняется завершающая фаза оценивания состояния. Преимущества данного подхода таковы:

- + обмен информацией между уровнями минимизирован — оперативно передаются телеизмерения и телесигналы, а также незначительный объем некоторых дополнительных данных;
- + сопровождение расчетных схем выполняется в энергосистемах нижнего уровня; при расчетах в подсистемах нижнего уровня решаются вопросы восполнения дефицита телеметрии за счет использования псевдоизмерений (подбор базового режима для обес-

печения наибольшего правдоподобия псевдоизмерений также должен выполняться на нижнем уровне);

- + отбраковка измерений, содержащих грубые ошибки, выполняется при расчетах отдельно в каждой из энергосистем.

Так как в энергосистемах эффективно решаются вопросы обеспечения наблюдаемости и отбраковки грубых ошибок в измерениях, то оценивание состояния по синтезированной схеме не вызывает дополнительных трудностей.

Прежде чем переходить к завершающей стадии расчета, необходимо определить углы синхронных разворотов фаз напряжений независимо рассчитанных подсистем, при которых минимизируется все та же принятая целевая функция. Поскольку опорный узел одной из подсистем сохраняется таковым и в объединенной расчетной схеме, число параметров, по которым выполняется оптимизация, будет равно числу подсистем, уменьшенному на единицу.

После завершения решения задачи оценивания состояния на нижнем уровне телеметрическая информация и некоторые результаты расчета передаются на верхний уровень. Описания моделей энергосистем нижнего уровня пересылаются на верхний только при наличии в них изменений. Для хранения оперативной информации и описаний моделей на верхнем уровне организуются две базы данных — для описаний расчетных моделей и для оперативной информации. После завершения оценивания состояния последней энергосистемы запускается программа синтеза единой расчетной схемы. Она выполняет следующие преобразования:

- + выделяет из каждой подсистемы собственные узлы и узлы примыкания связей между подсистемами;
- + выполняет перенумерацию узлов с целью исключения возможности использования одних и тех же номеров в разных подсистемах;
- + проверяет правильность идентификации межсистемных связей и объединяет таблицы узлов и ветвей;

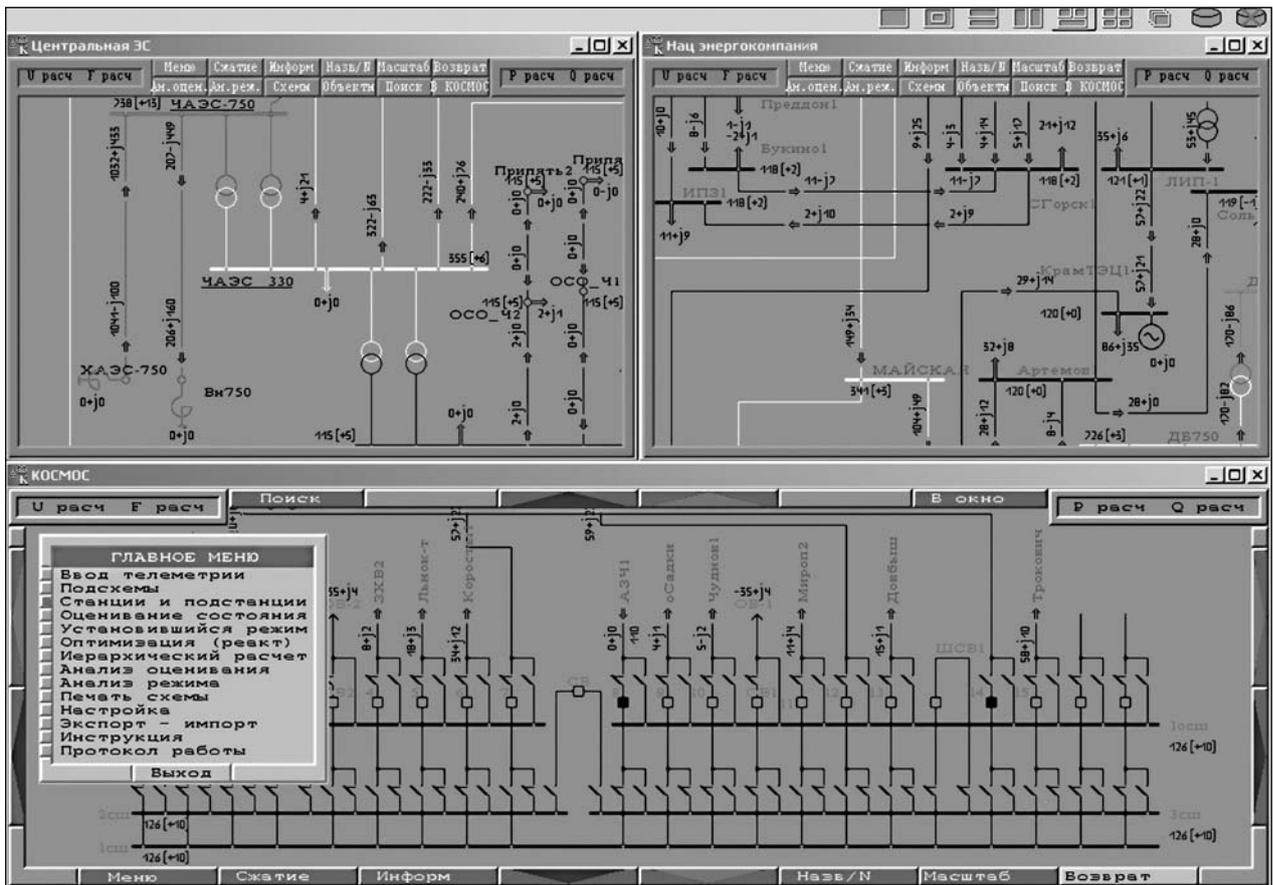


Рис. 4. Фрагменты схем замещения энергообъекта (внизу) и энергосистемы

- ✦ объединяет описания схем первичных коммутаций станций и подстанций;
- ✦ составляет набор графических изображений, состоящий из схем энергосистем и схемы основной системообразующей сети единой энергосистемы;
- ✦ выполняет синхронный разворот фаз напряжений в каждой из подсистем, обеспечивающий минимум отклонений в величинах мощностей по концам линий, соединяющих подсистемы.

Далее, после завершения синтеза, выполняется оценивание состояния по единой схеме с использованием псевдоизмерений, рассчитанных в каждой из подсистем, с учетом отбракованных измерений и приближений по напряжениям. Разработан специальный многооконный интерфейс, позволяющий просматривать и анализиро-

вать результаты расчета по энергообъектам, по каждой из энергосистем в отдельности и по энергообъединению в целом (рис. 4, 5). После завершения работы можно просмотреть итоговую таблицу, в которую сведены основные характеристики оценивания в каждой из подсистем:

- ✦ число ненаблюдаемых фрагментов по активной и реактивной мощностям;
- ✦ число исключенных грубых ошибок в измерениях;
- ✦ среднеквадратичные отклонения измерений активных и реактивных мощностей и напряжений.

Результат иерархического расчета по синтезированной схеме отображается в дополнительном окне и обеспечивается теми же средствами анализа, что и расчеты, выполненные на основе моделей энергосистем нижнего уровня.

ностей в узлах схемы замещения, а также потоков по контролируемым группам линий:

$$\begin{cases} P_{узл}(X) = 0 \\ Q_{узл}(X) = 0 \\ P_{сеч_{\min}} \leq P_{сеч}(X) \leq P_{сеч_{\max}} \end{cases} \quad (9)$$

Первые два ограничения (9) имеют вид равенств, третье — двустороннее неравенство.

В общем случае диапазон изменения независимых переменных определяется двусторонним неравенством

$$X_{\min} \leq X \leq X_{\max}$$

Целевая функция задачи является линейной, а ограничения — нелинейными. В связи с этим ее оптимизация выполняется как итерационная процедура, предполагающая линеаризацию ограничений и решение задачи линейного программирования на каждой из итераций вычислительного процесса.

2.3. Оптимизация стационарного режима энергообъединения по реактивной мощности и коэффициентам трансформации

Решение задачи позволяет определить загрузку источников реактивной мощности и номера анцапф трансформаторов с регулированием под нагрузкой, при которых обеспечивается минимум потерь активной мощности. В качестве целевой функции задачи используется следующая:

$$F(X) = \sum_{i=1}^n I_i^2(X) \cdot R_i + \sum_{j=1}^k U_j^2 \cdot Y_j, \quad (10)$$

где k — число узлов в схеме замещения; n — число ветвей в схеме замещения; X — вектор независимых параметров оптимизации; $I_i(X)$ — величина тока в i -й ветви; R_i — активное сопротивление i -й ветви; U_j — величина напряжения в j -м узле; Y_j — активная проводимость шунта в j -м узле.

Ограничения составляют уравнения балансов активных и реактивных мощностей в узлах схемы замещения и диапазоны изменения независимых переменных. И целевая функ-

ция, и ограничения являются нелинейными и минимизация потерь выполняется итерационным методом, на каждом шаге которого решается задача квадратичного программирования. Суть задачи заключается в поиске оптимума для функции второго порядка, заменяющей исходную, при линеаризованных ограничениях. В программе реализован алгоритм решения этой задачи, основанный на проекции матрицы Гессе и вектор-градиента на допустимое множество, определяемое текущим составом активных ограничений. Поскольку методика оптимизации требует, чтобы в каждой точке не было нарушенных ограничений, предусмотрен стартовый алгоритм ввода режима в допустимую область, основанный на подходах линейного программирования. Таким образом, расчет по программе оптимизации режима включает в себя последовательное выполнение трех этапов: расчет исходного режима; ввод режима в допустимую область; расчет оптимального режима. В программном комплексе предусмотрена возможность учитывать состояние погоды при оптимизации режима, оказывающее влияние на потери на корону в линиях электропередач.

3. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА

Эффективность программного комплекса оценивается по таким показателям:

экономия топлива на электростанциях при использовании результатов расчета по программному комплексу на энергорынке Украины;

- ✦ снижение потерь электроэнергии в сети при оптимизации режима ЭО Украины по напряжению и реактивной мощности;
- ✦ повышение надежности работы ЭО при принятии эффективных решений в нормальных, до- и послеаварийных ситуациях.

Предварительно рассчитанный по данным НЭК "Укрэнерго" годовой экономический эффект от внедрения комплекса в ЭО Украины по одному только показателю (сниже-

ние потерь электроэнергии в электрической сети напряжением 110–750 кВ) составляет 6,94 млн. грн.

ВЫВОДЫ

1. С внедрением разработанного двухуровневого оперативно-управляющего комплекса решение задач оперативного управления энергообъединением Украины и технологического планирования его режимов приобретает более высокий качественный уровень.

2. основополагающей частью двухуровневого программного комплекса является программа оперативного расчета стационарного режима (оценивание состояния) энергообъединения по данным телеметрии. Реализованные в ней алгоритмы оценки и обеспечения наблюдаемости режима, исключения ошибочных измерений, автоматизации поиска ошибок в топологии сети, расчета текущего режима в условиях различного состава (недостатка или избытка) измеряемых исходных параметров удовлетворяют необходимым требованиям эксплуатации по точности, надежности и вычислительной устойчивости результатов циклических и спорадических расчетов.

3. Разработанная и реализованная в виде модуля двухуровневого программного комплекса методика проведения иерархических оперативных расчетов обеспечивает адекватность математических моделей реальным процессам, формируемых на верхнем и нижнем уровнях.

4. Формирование внешнего окружения на уровне ЭЭС за счет корректного объединения математических моделей верхнего и нижнего уровней существенно повышает точность и надежность результатов расчета и позволяет сэкономить материальные средства за счет отказа от необходимости организации межмашинных горизонтальных каналов связи между энергосистемами.

5. Объединение математических моделей энергосистем позволяет формировать модель режима энергообъединения с высокой степенью детализации.

6. Практическое использование двухуровневого программного комплекса в энергообъединении и входящих в него энергосистемах позволяет повысить: экономичность их работы за счет экономии топлива на электростанциях и снижения потерь электроэнергии в сети и надежность принимаемых энергодиспетчером решений в нормальных, до- и послеаварийных ситуациях.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гамм А.З. Статистические методы оценивания состояния электроэнергетических систем. — М.: Наука, 1976. — 220 с.
2. Прихно В.Л., Черненко П.А. Оценка состояния электроэнергетической системы с применением метода условной оптимизации // 27 Intern. Wiss. Koll. TH Pfenau, 1982, Vol. "Automatisierung energetischer prozesse" — S. 133–136.
3. Прихно В.Л., Черненко П.А. Оперативный расчет стационарного режима энергообъединения при недостатке телеизмерений // Электричество. — 1985. — № 12. — С. 12–15.
4. Прихно В.Л., Черненко П.А. Оперативная оптимизация режимов высоковольтных электрических сетей по данным телеметрии // Сборник докладов ЭЛЕНЕРГО'83, том II. Варна, 1983. — С. 30–35.
5. Прихно В.Л. Программный комплекс КОСМОС оперативных расчетов режимов энергосистем на основе телеметрической информации // Пр. Ін-ту електродинаміки НАНУ. Енергоефективність. Зб. наук. праць. — Київ: ІЕД НАН України, 2000. — С. 118–127.
6. Циганов І.В., Гаращук В.І., Олефір Д.О. Впровадження системи контролю та моніторингу SCADA в диспетчерському управлінні ОЕС України // Новини енергетики, 2002. — № 8. — С. 38–39.
7. Кириленко А.В., Блинов И.В., Парус Е.В., Рушкович В.В. Использование инструментальных средств SCADA-систем для построения АСУ ТП электроэнергетических объектов // Праці ІЕД НАНУ, 2006. — № 3. — С. 3–10.
8. Авраменко В.М., Прихно В.Л., Черненко П.О. Програмні засоби для автоматизації оперативного диспетчерського керування енергосистем // Інформаційні технології та комп'ютерна інженерія, 2005. — № 3. — С. 21–26.
9. Прихно В.Л. Иерархические принципы формирования моделей установившихся режимов на основе телеметрической информации // Технічна електродина-

міка. Тематичний випуск «Проблеми сучасної електротехніки», Ч. 1. — Київ, 2006. — С. 22–27.

10. Гилл Ф., Мюррей У., Райт М. Практическая оптимизация. — М.: Мир, 1985. — 509 с.

О.В. Кириленко, В.Л. Прихню, П.О.Черненко

РОЗРОБКА ІЄРАРХІЧНОГО
ОПЕРАТИВНО-КЕРУЮЧОГО КОМПЛЕКСУ
ТА ВПРОВАДЖЕННЯ ЙОГО
В ЕНЕРГООБ'ЄДНАННІ УКРАЇНИ

Наведено опис дворівневого програмного оперативно-керуючого комплексу, який дає змогу підвищити економічність та надійність функціонування енергооб'єднання України та енергосистем, що входять до його складу.

Ключові слова: дворівневий програмний комплекс, оперативне керування, енергооб'єднання.

O.V. Kirilenko, V.L. Prihno, P.O. Chernenko

DEVELOPMENT OF THE HIERARCHICAL
OPERATING CONTROL COMPLEX AND ITS
ADOPTION IN POWER POOL SYSTEM OF UKRAINE

The description of two-level program operating control complex allowing increasing efficiency and reliability of Ukrainian power pool and regional systems is proposed.

Key words: two-level program complex, operating control, power pool system.

Надійшла до редакції 28.01.08.