

УДК 621.311:004.8

НЕЙРОСЕТЕВОЙ МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТОПОЛОГИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ В ПЕРЕХОДНЫХ РЕЖИМАХ

© 2021 г. Н. Э. Готман^{1, *}, Г. П. Шумилова¹

¹Институт социально-экономических и энергетических проблем Севера Коми научного центра
Уральского отделения Российской академии наук Федерального государственного бюджетного
учреждения науки Федерального исследовательского центра “Коми научный центр
Уральского отделения Российской академии наук”, Сыктывкар, Россия

*e-mail: gotman@energy.komisc.ru

Поступила в редакцию 19.11.2020 г.

После доработки 01.12.2020 г.

Принята к публикации 04.12.2020 г.

Решена задача определения изменений в топологии электрической сети в результате неожиданного отключения линии. Быстрое выявление таких изменений поможет выполнить необходимые действия для уменьшения риска каскадных нарушений электроснабжения, которые, в свою очередь, могут привести к нарушениям электроснабжения в больших масштабах. Для решения задачи предложено использовать искусственную нейронную сеть, входными переменными которой являются вектора напряжения и тока, полученные от устройств синхронизированных векторных измерений. Для сокращения времени определения изменения топологии предлагается использовать данные переходного режима (в отличие от известных методов, где используют данные квазиустановившегося послеаварийного режима). Экспериментальные исследования проведены на 14-узловой тестовой схеме IEEE при отключении одной из линий в результате повреждения и включении ее устройством автоматического повторного включения. База данных для задачи получена с использованием программно-вычислительного комплекса “RastrWin 3”.

Ключевые слова: топология электрической сети, синхронизированные векторные измерения, искусственные нейронные сети

DOI: 10.31857/S0002231021010076

ВВЕДЕНИЕ

Определение схемы соединений электрической сети в реальном времени является одной из востребованных и сложных задач, возникающих при оперативном управлении электроэнергетической системой (ЭЭС). Во-первых, топология электрической сети определяется по информации телесигналов о положениях выключателей и разъединителей (разомкнут/замкнут), которая поступает по каналам телемеханики на удаленные центры диспетчерского управления. В результате воздействия помех телесигналы могут быть искажены, что приводит к ошибкам в определении соединений компонентов сети. Во-вторых, сами датчики, передающие и принимающие информацию, могут быть неисправны по причине нормальных сбоев оборудования или из-за кибератак.

Выявление изменений топологии важно для постоянного мониторинга электрической сети. Неожиданные изменения топологии, например, в результате повреждения линии, могут повлиять на остальные линии (привести к перегрузке отдельных линий) и дестабилизировать сеть. Знание топологических изменений, как результата повре-

ждения линии, может быть критическим при принятии решения о реагировании на нарушение электроснабжения. Быстрое выявление таких изменений поможет выполнить необходимые действия для уменьшения риска каскадных нарушений электроснабжения, которые, в свою очередь, могут привести к нарушениям электроснабжения в больших масштабах. Для примера, одной из основных причин катастрофического Северо-Восточного погашения в августе 2003-го года в США и Канаде был отказ в работе комплекса оценивания состояния ЭЭС вследствие недостоверности топологии сети, приведший к потере наблюдаемости режима в процессе развития аварии [1].

Методы определения топологии совместно с оцениванием состояния начали развиваться примерно с конца 1970-х годов на основе традиционных систем SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition). Датчики SCADA передают данные не чаще, чем каждые несколько секунд и не синхронизируются по времени, поэтому топология может быть оценена в течение нескольких минут, что в некоторых случаях недопустимо. Кроме того, операторы не могут иметь достаточную информацию о состоянии энергосистемы в режиме реального времени, что особенно важно, когда происходят большие нарушения.

Большое количество работ, посвященных проблеме поиска топологических ошибок, свидетельствует о ее высокой сложности. Она обусловлена дискретностью искоемых переменных (разомкнут/замкнут), придающей задаче комбинаторный характер, и грубыми ошибками самих измерений, вызываемыми коммутациями в сети и нередко маскирующими топологические ошибки.

Внедрение системы мониторинга переходных режимов на основе устройств синхронизированных векторных измерений (УСВИ) позволяет реализовать принципиально новые алгоритмы определения топологии электрической сети. УСВИ, в отличие от традиционной системы SCADA, имеют возможность фиксировать быстропротекающие переходные процессы с высокой точностью. Предложено множество подходов для обнаружения топологических изменений сети, вызванных отключением линии. Обзор некоторых работ приведен в [2].

В данной работе представлены результаты разработки и исследования метода, основанного на применении искусственных нейронных сетей (ИНС). Этот метод является развитием нейросетевого подхода, изложенного в публикациях авторов [3–5]. В них определение топологии электрической сети было выполнено с применением ИНС, где в качестве входных переменных использованы модуль и фаза вектора напряжения в узлах размещения УСВИ и перетоки активной и реактивной мощностей на концах линий около узла размещения в установившемся режиме. Для уменьшения времени определения отключения линии, предлагается определять топологию электрической сети в переходном режиме и использовать для этого значения изменений векторных измерений от УСВИ во время переходного процесса.

МЕТОД ИССЛЕДОВАНИЯ И ТЕСТОВАЯ СХЕМА

Для определения изменения в топологии электрической сети использована ИНС прямого распространения, ориентированная на 14-узловую тестовую схему IEEE (рис. 1). На схеме показано размещение УСВИ в узлах 2, 4, 5, 6, 9, 11 и 13, полученное как результат оптимальной расстановки по критерию минимума количества устройств [6], обеспечивающих топологическую наблюдаемость ЭЭС. Наблюдаемость узла 8 обеспечивается за счет нулевой инъекции транзитного узла 7.

База данных для решения поставленной задачи получена с использованием программно-вычислительного комплекса (ПВК) “RastrWin 3” (v 1.80.0.1485), в состав которого входит программный модуль “RUSTab”, предназначенный для расчета электромеханических переходных процессов. В ПВК “RastrWin 3” была воспроизведена

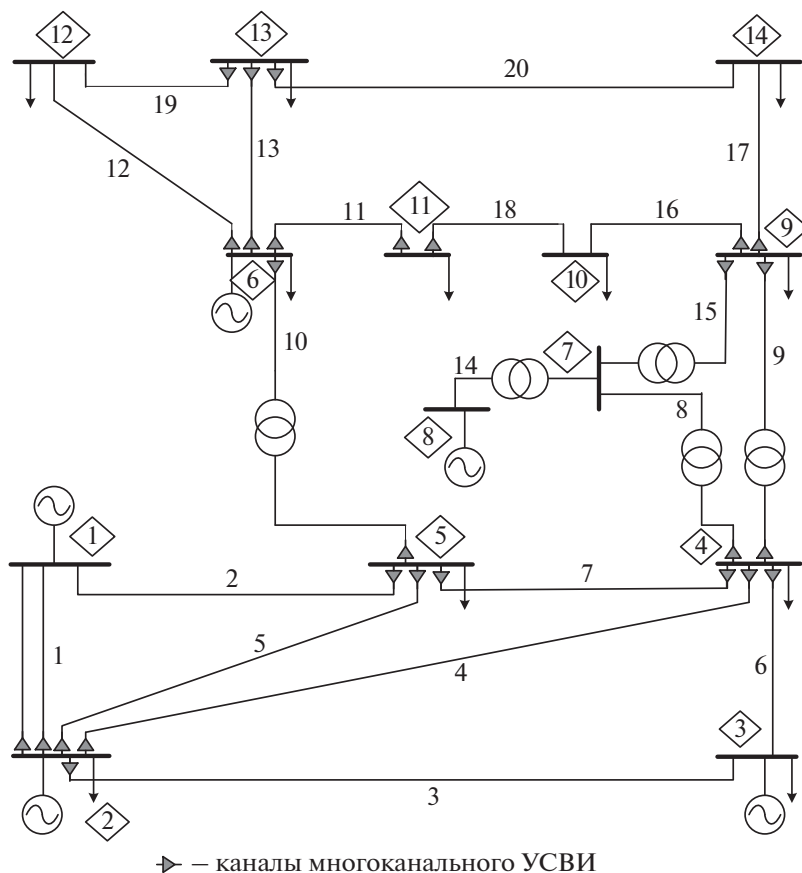


Рис. 1. 14-узловая тестовая схема “IEEE 14 Bus Test Case” с указанием мест размещения УСВИ.

14-узловая схема электрической сети “IEEE 14 Bus Test Case” на основе данных о параметрах сети и генераторов из ПВК “DigSILENT PowerFactory”.

Конфигурация ИНС для рассматриваемой задачи приведена на рис. 2. Она представляет собой трехслойный персептрон, во входном слое которого количество нейронов $NI = 27$ (или 54, в зависимости от варианта расчетов), в выходном слое $NK = 15$ (количество отключаемых линий в тестовой схеме). Количество нейронов в скрытом слое определялось для каждого случая по минимальной погрешности результата идентификации. Обучение ИНС проводилось по методу обратного распространения ошибки.

Входные параметры ИНС $x_1 - x_{NI}$ — это либо сами измерения фазы напряжения в узлах расстановки УСВИ и модули тока в ветвях, инцидентных этим узлам, либо изменения фазы напряжения и изменения модулей токов в ветвях, полученные от УСВИ.

При показанной на схеме рис. 1 расстановке устройств УСВИ получаем семь векторных измерений напряжений и 27 векторных измерений токов, но используем из них только семь измерений фаз напряжения и только 20 измерений модулей токов, поскольку для семи линий имеем измерения на обоих концах, и одно из которых нет необходимости рассматривать. Отключения трансформаторов не рассматривались.

ИНС реализована в программе, разработанной в среде Embacadero C++ Builder.

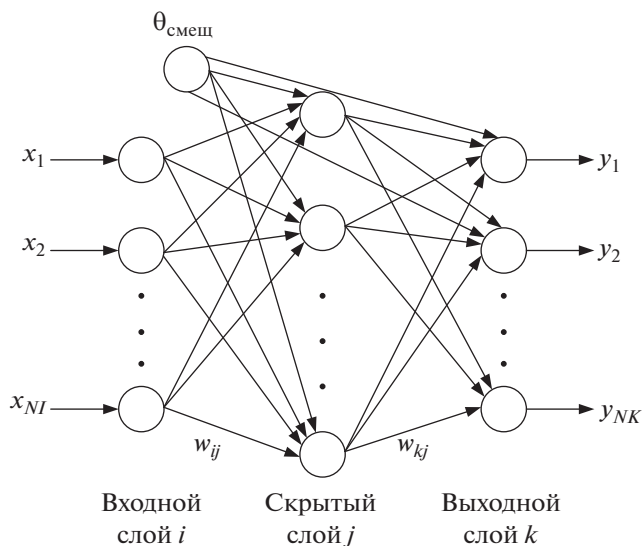


Рис. 2. Структура искусственной нейронной сети, используемой для определения изменения в топологии электрической сети.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ОТКЛЮЧЕНИЯ ЛИНИИ В ПЕРЕХОДНОМ РЕЖИМЕ

Для моделирования отключения линии рассчитаны 700 режимов путем изменения нагрузки во всех нагрузочных узлах. Диапазон изменения от 20 до 120% от базового уровня. К полученным значениям добавлялась случайная величина, составляющая от 0 до 20% величины базовой нагрузки в узле. Для каждого режима проведены расчеты переходных процессов, связанных с отключением одной из линий. Таким образом, получено 10500 образцов (15 аварийных ситуаций для 700 режимов), из которых 4500 образцов использованы для обучения ИНС и 6000 образцов – для тестирования.

Для изучения влияния шума на результаты идентификации топологии, к расчетным значениям измерений, полученным на ПВК “RastrWin 3”, добавляется случайным образом шум из того расчета, что УСВИ имеют относительную погрешность измерения напряжений и токов не более $\pm 0.2\%$, и поскольку векторные измерения содержат в себе не только погрешность УСВИ, но и погрешность измерительных трансформаторов, то относительная погрешность зашумления была несколько увеличена.

Рассмотрены два случая зашумления измерений: а) фазы напряжения на $\pm 0.5^\circ$ и модуля тока на 0.5% и б) фазы напряжения на $\pm 2.5^\circ$ и модуля тока на 2.5%. Для каждого случая предусмотрены два варианта расчетов с применением ИНС. В первом в качестве входных параметров использованы зашумленные значения самих 27 параметров, во втором – значения изменений этих параметров через 0.1 с с момента отключения одной из линий. Результаты тестирования представлены в табл. 1, из которой видно, что уровень зашумленности оказывает влияние на результат классификации, причем в первом варианте, где входными переменными являются сами параметры, это влияние больше.

В таблице 2 приведены изменения некоторых входных параметров для случая отключения 7-й линии, соединяющей узлы 4 и 5 и результаты тестирования. На значения накладывались шумы величиной 2.5° для фаз напряжения и 2.5% для модулей то-

Таблица 1. Результаты тестирования нейросетевой модели

Входные параметры	Зашумление 0.5%		Зашумление 2.5%	
	количество неверно классифицированных образцов (из 6000)	относительная погрешность, %	количество неверно классифицированных образцов (из 6000)	относительная погрешность, %
Значения фазы напряжения и модуля токов	35	0.58	43	0.72
Изменение фазы напряжения и модуля токов	9	0.15	11	0.18

Таблица 2. Пример данных и результатов тестирования образца с зашумлением в 2.5%

Режим	Угол U_4	Угол U_5	...	Модуль тока I_{2-4}	Модуль тока I_{2-5}	Модуль тока I_{4-5}	...	Решение ИНС
Установившийся режим (действительные значения)	−10.34	−8.81		235.93	175.41	268.67		—
Установившийся режим (с зашумлением)	−10.52	−8.90		238.43	176.78	270.69		—
0.1 с после отключения линии 7 (действительные значения)	−13.84	−6.46		360.55	67.76	0.000		—
0.1 с после отключения линии 7 (значения с зашумлением)	−13.95	−6.48		366.42	68.79	0.36		Отключена 7 линия
Изменение векторной величины (без зашумления)	3.50	−2.36		−124.62	107.65	268.67		—
Изменение векторной величины (с зашумлением)	3.43	−2.43		−127.99	107.99	270.33		Отключена 7 линия

ков. При использовании в качестве входных переменных ИНС как самих измерений, так и их изменений нейронная сеть верно определила отключенную линию.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ОТКЛЮЧЕНИЯ И ВКЛЮЧЕНИЯ ЛИНИИ

Для моделирования отключения и включения автоматическим повторным включением (АПВ) линии рассчитаны 500 режимов, изменяя нагрузку во всех нагрузочных узлах в диапазоне от 70 до 150% от базового уровня и добавляя к полученным значениям случайной величины, составляющей от 0 до 20% величины базовой нагрузки в узле. Для каждого режима проведены расчеты переходных процессов, связанных с отключением одной из линий и включением ее через три секунды устройством АПВ.

Получено 15000 образцов: 15 аварийных ситуаций для 500 режимов, причем каждая ситуация включает два образца, один из которых связан с отключением линии, другой

Таблица 3. Результаты испытаний нейросетевой модели определения топологии электрической сети при отключении линии и включении ее устройством АПВ для разных вариантов зашумления измерений

Входной параметр	Количество неверно классифицированных из 9000 образцов						Относительная погрешность, %					
	а)	б)	в)	г)	д)	е)	а)	б)	в)	г)	д)	е)
Разность значений фазы напряжения и модуля тока через 0.1 с	0	7	47	53	58	53	0	0.08	0.52	0.59	0.64	0.59

с ее включением после срабатывания АПВ. Из 15000 образцов 6000 использованы для обучения ИНС, а 9000 — для тестирования. При этом входные параметры нейронной сети — изменения фазы напряжения и модулей токов через 0.1 с.

Также рассмотрены разные варианты зашумления изменений векторных измерений: а) фазы напряжения на $\pm 0.5^\circ$ и модуля тока на 0.5%; б) фазы напряжения на $\pm 2.5^\circ$ и модуля тока на 2.5%; в) фазы напряжения на $\pm 5^\circ$ и модуля тока на 5%; г) вариант а) плюс грубая 10%-я ошибка одного случайно выбранного измерения; д) вариант б) плюс грубая 10%-я ошибка одного случайно выбранного измерения; е) вариант в) плюс грубая 10%-я ошибка одного случайно выбранного измерения. Результаты тестирования представлены в табл. 3.

Экспериментальные исследования показали, что изменение топологии сети вследствие отключения или включения линии может быть определено уже в начале переходного процесса с погрешностью не более 0.52%. При наличии грубой (10%) ошибки в измерениях точность метода уменьшается, но при этом находится в допустимых пределах (погрешность не более 1%).

Полученные результаты также показали, что независимо от того, по какой причине происходит изменение топологии (отключение/включение линии), может быть использована одна и та же ИНС, реагирующая на изменения фаз напряжения и модулей тока, полученных от УСВИ.

ПРИМЕНЕНИЕ ИНС В ИНТЕРВАЛЕ ВРЕМЕНИ С МОМЕНТА КОММУТАЦИИ

С увеличением времени от начала переходного процесса величина изменения фаз напряжения в узлах расстановки УСВИ уменьшается, и при определенном пороговом значении изменения относительная погрешность выходит за пределы допустимой. В связи с этим необходимо определить предельное изменение фаз напряжения для определения возможности применения ИНС, определяющей топологию сети в пределах допустимой погрешности.

Для решения поставленной задачи использованы те же 500 режимов, описанные выше, с той лишь разницей, что в образцы вошли не только моменты отключения и включения линии, но и последующие временные срезы. На рисунке 3 представлены графики фаз напряжения в узлах 2, 4 и 5 при отключении линии 2 и включении ее устройством АПВ. Это ближайшие узлы с УСВИ к месту аварийной ситуации.

Значения измерений, полученные расчетами на ПВК “RastrWin 3”, использовались с добавлением случайным образом шума: изменение фазы напряжения на $\pm 0.5^\circ$ и модуля тока на $\pm 0.5\%$.

Для определения топологии сети с допустимой погрешностью необходимо знать отрезок времени переходного процесса, в течение которого нейронная сеть обеспечивает такую погрешность. Для решения этой задачи проведены расчеты с двумя набо-

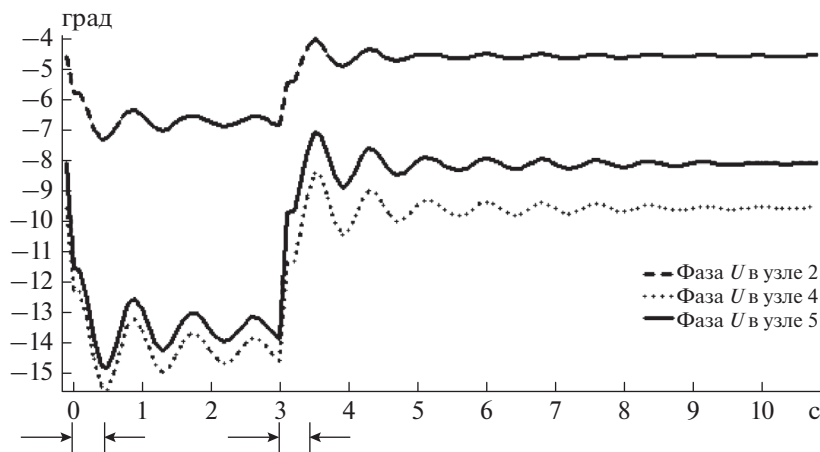


Рис. 3. Графики фаз напряжения в узлах 2, 4, 5 при аварийных ситуациях на линии 2.

рами данных. В первом из них использовались изменения величин измерений для одного временного среза с количеством входных параметров ИНС равным 27. Во втором — изменения величин измерений для двух последовательных временных срезов с количеством параметров равным 54.

Количество образцов для обучения и тестирования ИНС варьировалось в зависимости от варианта расчетов и от количества временных срезов. Результаты приведены в табл. 4.

Для моментов времени, соответствующих отключению линии или ее включению после АПВ, обе ИНС безошибочно определяют топологию сети. В остальных случаях результаты для обоих вариантов достаточно близки, но если учитывать, что приемлемая относительная погрешность в 4.39% у второго варианта соответствует данным с использованием четырех временных срезов при отключении линии и четырех временных срезов при ее включении, а для первого варианта им соответствует погрешность в 15.6%, то можно отдать предпочтение именно второму варианту, при котором используются значения изменения фаз напряжения и модулей токов двух последовательных временных срезов.

В таблице 5 представлено распределение общего количества неверно классифицированных образцов для каждой линии. В столбцах таблицы приведены значения ко-

Таблица 4. Сравнение результатов определения топологии для двух вариантов расчетов

Вариант	Данные (количество временных срезов при отключении и включении линии)	Количество образцов		Количество неверно классифицирован- ных образцов при тестировании	Относительная погрешность, %
		для обучения	для тестирования		
1	1	6000	9000	0	0
	2	12000	18000	432	2.40
	3	18000	27000	1078	3.99
	4	24000	36000	5616	15.60
2	По 2 из 2	6000	9000	0	0
	По 2 из 3	12000	18000	358	1.99
	По 2 из 4	18000	27000	1185	4.39
	По 2 из 5	24000	36000	5914	16.43

Таблица 5. Распределение количества неверно классифицированных образцов при разных аварийных ситуациях для двух вариантов расчетов

Линия	Первый вариант расчета			Второй вариант расчета		
	Количество ошибок/относительная погрешность (%) при использовании данных:					
	2-х временных срезов	3-х временных срезов	4-х временных срезов	3-х временных срезов по 2	4-х временных срезов по 2	5-и временных срезов по 2
1	0/0	5/0.28	6/0.25	0/0	3/0.17	601/25.04
2	1/0.08	0/0	13/0.05	1/0.08	0/0	1/0.04
3	0/0	0/0	95/3.96	0/0	0/0	0/0
4	3/0.25	2/0.11	57/2.38	0/0	0/0	3/0.125
5	3/0.25	2/0.11	353/14.71	0/0	1/0.06	601/25.04
6	2/0.17	4/0.22	303/12.63	0/0	0/0	302/12.58
7	3/0.25	1/0.06	300/12.50	0/0	7/0.39	3 /0.125
11	52/4.33	161/8.94	453/18.88	32/2.67	71/3.94	945/39.37
12	87/7.25	251/13.94	905/37.71	69/5.75	199/11.06	508/21.17
13	4/0.33	16/0.89	343/14.29	10/0.83	12/0.67	630/26.25
16	24/2.00	33/1.83	655/27.29	5/0.42	21/1.17	82/3.42
17	16/1.33	43/2.39	138/5.75	11/0.92	321/17.83	362/15.08
18	49/4.08	67/3.72	675 /28.13	93/8	159/8.83	373/15.54
19	182/15.17	480/26.67	952/39.67	130/10.83	375/20.83	867/36.12
20	6/0.50	13/0.72	368/15.33	4/0.33	16/0.89	636/26.5
Количество тестируемых образцов для одной линии						
	1200	1800	2400	1200	1800	2400

личества ошибок и через знак “/” значения погрешностей относительно количества тестируемых образцов для одной линии, которое дано в последней строке таблицы.

Если сравнивать соответствующие показатели между двумя вариантами расчетов, то опять можно отдать предпочтение второму, особенно для линий 1–7 в случаях использования данных трех и четырех временных срезов. Следует заметить, что большая часть ошибок приходится на 11, 12 и 19-ю линии. Это можно объяснить минимальным изменением фазы напряжения в узлах расстановки УСВИ по концам этих линий.

На основании проведенных исследований можно сказать, что для рассматриваемой тестовой схемы ИНС определяет состояние линий с допустимой относительной погрешностью в 4% для 4 временных срезов, что соответствует 0.3 с с момента отключения линии и 0.3 с с момента ее включения устройством АПВ (интервалы времени отмечены стрелками на рис. 3). Дальнейшее изменение фазы напряжения, близкое к нулю (особенно в узлах расстановки УСВИ 6, 9, 11 и 13), не позволяет идентифицировать отключенную линию с допустимой погрешностью.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Предложен метод определения топологии электрической сети на основе ИНС с использованием синхронизированных векторных измерений, работающий в переходном режиме. Он позволяет на основе изменений векторных измерений определять топологию в начале аварийной ситуации, связанной как с отключением линии, так и ее включением устройством АПВ. Независимо от того, по какой причине происходит изменение топологии (отключение/включение линии), может быть использована одна и та же ИНС, реагирующая на изменения фаз напряжения и модулей тока, полученных от УСВИ. Рассмотрено применение ИНС для интервала переходного процесса с момента отключения линии и с момента ее включения.

Область будущих исследований в этом направлении будет заключаться в рассмотрении других методов решения задачи определения топологии в переходном режиме, а также во включении более широкого спектра возможных событий, таких как отключение двух и более линий в энергосистемах большего масштаба.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. U.S.-Canada Power System Outage Task Force: Final Report on the Implementation of the Task Force Recommendations. <http://energy.gov/oe/downloads/blackout-2003-blackout-final-implementation-report>
2. Шумилова Г.П., Готман Н.Э. Сравнительный анализ методов идентификации изменения топологии электрической сети с использованием синхронизированных векторных измерений // Актуальные проблемы, направления и механизмы развития производственных сил Севера-2018: Сборник статей Шестой Всероссийской научно-практической конференции (с международным участием) в 3 ч. Сыктывкар: ООО “Коми республиканская типография”, 2018. Ч. III. С. 134–142.
3. Готман Н.Э., Шумилова Г.П., Старцева Т.Б. Идентификация топологии электрической сети на основе искусственных нейронных сетей с использованием векторных измерений // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 66. Актуальные проблемы надежности систем энергетики / Отв. ред. Воропай Н.И., Короткевич М.А., Михалевич А.А. Минск: БНТУ, 2015. С. 251–257.
4. Шумилова Г.П., Готман Н.Э., Старцева Т.Б. Определение топологии электрической сети при делении ее на участки с привязкой к устройствам РМУ // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 67. Проблемы надежности систем энергетики / Отв. ред. Воропай Н.И., Чукреев Ю.Я. Сыктывкар: Издательство ООО “Коми республиканская типография”, 2016. С. 250–255.
5. Готман Н.Э., Шумилова Г.П., Старцева Т.Б. Определение топологии электрической сети с использованием синхронизированных векторных измерений // Актуальные проблемы, направления и механизмы развития производительных сил Севера – 2016: Материалы Пятого Всероссийского научного семинара (21–23 сентября 2016 г., Сыктывкар): в 2 ч. Сыктывкар: ООО “Коми республиканская типография”, 2016. Ч. II. С. 115–123.
6. Хохлов М.В., Голуб И.И. Унифицированный подход к оптимизации размещения РМУ в сети для обеспечения надежности наблюдаемости ЭЭС // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Вып. 65. Надежность либерализованных систем энергетики / Отв. ред. Воропай Н.И., Назарычев А.Н. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2015. С. 591–601.

Application of the Neural Network Method for Power Network Topology Detection in Transient Conditions

N. E. Gotman^{a,*} and G. P. Shumilova^a

^a*The Institute for Socio-Economic & Energy Problems of the North of the Komi Science Center of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences of Federal State Budgetary Institution of Science of Federal Research Center “Komi Science Center of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences”, Syktывkar, Russia*

^{*}*e-mail: gotman@energy.komisc.ru*

The problem for detection of changes in a power network topology as a result of an unexpected the line outages is solved. Quickly detection of such changes can lead to taking necessary actions to reduce the risks of cascading failures, that, in turn, can lead to large-scale blackouts. To solve the problem, it is proposed to use an artificial neural network, that input variables are voltage and current phasors obtained from phasor measurement units. To reduce the time for determining a topology change, it is proposed to use the data in a transient state (in contrast to known methods, where the data of a quasi-stable-state following a system disturbance are used). Experimental studies were carried out at IEEE 14-bus test system when the line was disconnected after a short circuit and turned on by an auto-reclosing device. The database to solve this problem was obtained using program-computed complex “RastrWin 3”.

Keywords: power network topology, phasor measurements, artificial neural networks