

Авторы:

Успенский М.И.,
ИСЭиЭПС КНЦ УрО РАН,
Зарубин Ю.В.,
Коми РДУ,
г. Сыктывкар, Россия.

Uspensky M.I.,
ISE&EPN KSC UD RAS,
Zarubin J.V.,
Komi RDU, Syktyvkar, Russia.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ЭЭС ПОСЛЕ ПОГАШЕНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИСКУССТВЕННЫХ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ

POWER SYSTEM RESTORATION MODELING AFTER BLACKOUT WITH ANN USE

Аннотация: в работе изложен подход к обеспечению нагрузок ЭЭС на основе ИНС с учетом их приоритета. Выполнено и оценено имитационное моделирование функционирования программного комплекса по определению последовательности операций при восстановлении ЭЭС после крупной аварии.

Ключевые слова: восстановление ЭЭС, приоритет нагрузки, искусственные нейронные сети.

Abstract: in paper, the approach to maintenance of power system loads on the ANN basis taking in-to account their priority is stated. Imitating modeling of program complex functioning by detection of operation sequence on power system restoration after blackout is executed.

Keywords: power system restoration, a loading priority, artificial neural networks.

Проблемы автоматизации послеаварийного управления всегда были и остаются одной из важнейших задач эксплуатации ЭЭС. Сложности в решении этих проблем мы рассмотрели в работе [1], где предложили программный комплекс для их решения. Он выполняет сопровождение пусковых режимов генерирующих агрегатов и определение величины их мощности в функции от времени, на основе которых решается задача обеспечения нагрузок по приоритетам потребителей с выбором схемы электрической сети на основе искусственных нейронных сетей (ИНС). Нейронные сети, по существу, имитируют явления и процессы, позволяя воспроизводить сложные нелинейные зависимости. В этой статье на примере небольшой тестовой системы показана реализация ее восстановления по предложенным нами алгоритмам.

Определение последовательности операций восстановления проводилось на схеме автономной ЭЭС с 31 узлом, 10 генераторами, 12 линиями электропередачи, 9 трансформаторами и 7 узлами нагрузки (рис. 1). Характеристики узлов и ветвей приведены в табл. П1-П3 Приложения. Собственные нужды (СН) генераторов выделены в отдельные узлы. Значения нагрузок по узлам и внутри узлов разбиты по приоритетам (табл. П2). Приоритеты нагрузок отражают категории по надежности электроснабжения, не являясь непосредственно ими, и определяются экспертным путем. Более высокая категория соответствует большему значению приоритета.

В процессе восстановления ЭЭС запускаемые генераторы с течением времени начинают выдавать мощность и постепенно наращивают ее. Различные потребители в разной степени определяют требования к срочности восстановления нагрузки. Очевидно, что в первую очередь необходимо обеспечить собственные нужды генератора. Такая степень

срочности определяется приоритетом нагрузки. Как происходит такое обеспечение нагрузок?

В случае с алгоритмом определения графов (АОГ) [2] для обеспечения нагрузок с учетом их приоритетов такая задача легко решается в силу последовательности нахождения путей для обеспечения нагрузок электроэнергией. Для этого достаточно построить ряд номеров узлов в порядке убывания приоритетов, и тогда поиск связей источников с потребителями будет выполняться с учетом приоритета последних.

При использовании ИНС такая задача становится сложнее в связи с параллельностью поиска схемы для обеспечения нагрузок. В отсутствие приоритета нагрузок их обеспечение на основе ИНС выполняется согласно методике, изложенной в [2]. В этом случае оперативным ограничением на выключатель является запрет на его включение (ремонт, ревизия и т.п.). В общем случае это ограничение определяет запрет на изменение состояния выключателя при поиске схемы. Такой подход позволяет использовать ИНС при поиске схемы обеспечения нагрузок с учетом их приоритетности.

При обеспечении нагрузок высшего приоритета в качестве исходных данных используются их значения и располагаемые мощности в соответствующих узлах сети, данные по выключателям, запрещенным к изменению состояния (в данном случае запрет на включение), если таковые имеются, и нулевые нагрузки во всех прочих узлах. Определяется схема обеспечения нагрузок высшего приоритета, что и запоминается в обучающей выборке уровня высшего приоритета. Далее все включенные на этом этапе выключатели сети ставятся под ограничение «запрет на изменение состояния». В узлах добавляются нагрузки второго уровня приоритета, и выполняется поиск схемы обеспечения нагрузок, включая

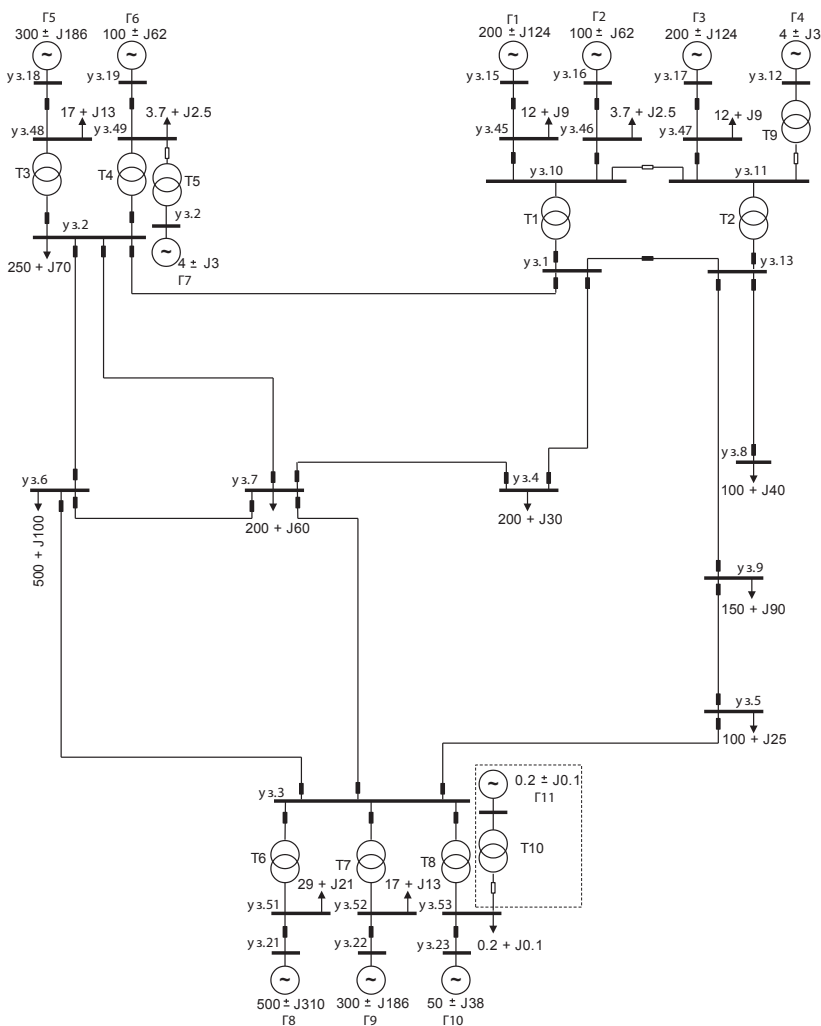


Рис. 1. Схема модели тестовой ЭЭС. Черный выключатель – нормально включен, белый – выключен. Во втором варианте добавлены Г11 и Т10

второй уровень приоритета. Переход к следующему уровню приоритетов производится по наличию располагаемой мощности источников после решения схемы для уровня с высшим приоритетом. Найденное новое решение запоминается в обучающей выборке второго приоритета. Эти операции повторяются для нагрузок каждого приоритета, пока не будет исчерпана располагаемая мощность источников или обеспечен уровень самого низкого приоритета.

Таким образом, на каждом уровне приоритета образуется своя обучающая выборка, позволяющая поставить в однозначное соответствие исходные данные с

получаемым решением, что было показано для случая одного уровня приоритета при оценке сходимости решения на базе ИНС [3].

Последовательность восстановления ЭЭС с нуля выполняется программным комплексом (ПК) по алгоритму расчета приемлемости режима, приведенному в [1], с использованием программы расчета режимов. При моделировании такая функция выполнялась программой RUSTab [4].

Алгоритм восстановления укрупненно отражен на рис. 2, где в квадратных скобках приведена ссылка на работу с подробной детализацией подалгоритма указанного блока.

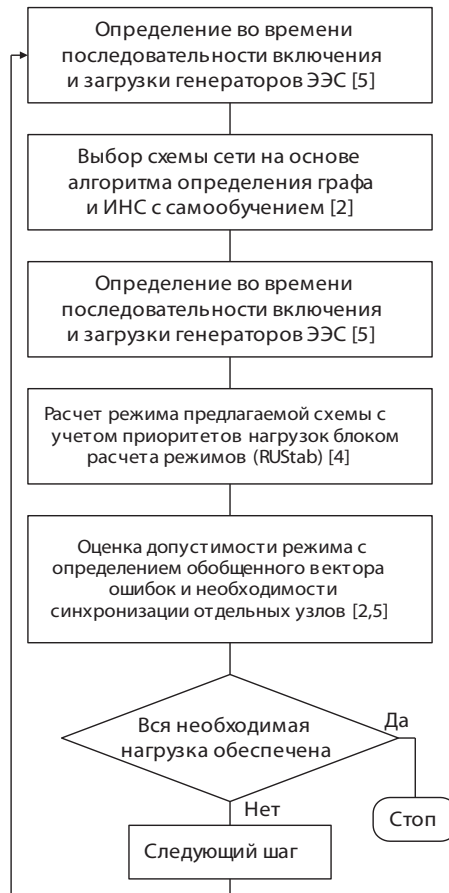


Рис. 2. Укрупненный алгоритм восстановления ЭЭС

Генерируемая мощность, в первую очередь, обеспечивает СН генераторов, как узлы с наивысшим приоритетом, определяемые блоком ИНС поиска схемы и программой расчета режимов [2], входящими в ПК восстановления. Причем учитываются возможности подключения по наличию мощности, генерируемой в конкретный момент времени в конкретных узлах. Шаг комплекса по просмотру состояния ЭЭС при моделировании восстановления системы, согласно методике [1], принят равным 6 мин., по времени пуска дизель-генераторов. Важной задачей является выявление момента синхронизации запущенного генератора с системой. Он определяется по алгоритму, предложенному в статье [5], с проверкой условий отсутствия самовозбуждения при включении.



Табл. 1. Порядок и операции восстановления тестовой ЭЭС

Шаг	Время	Схема	Описание режима
0	00:00	Все отключено	Пуск ДГ-4000 в узлах 12 и 20
1	00:06	+(12-11-10-46); +(20-49)	Подключение и пуск оборудования СН (уз. 46 и 49) и тепловой части генераторов узлов 16 и 19
21	02:06		Пуск электрической части генераторов узлов 16 и 19
22	02:12	+(46-16); +(49-19)	Синхронизация генераторов узлов 16 и 12 и узлов 20 и 19 ($P_{расч.Г2, Г6}$ по 20 МВт)
23	02:18	+(49-2-48); +(10-45) -(12-11); -(20-49) +(2-7-3-53); +(3-52)	Подключение и пуск оборудования СН (уз. 45, 47, 48, 52 и 53) и тепловой части генераторов узлов 15, 17, 19, 22 и 23. Перевод СН (уз. 46 и 49) на свои генераторы. Отключение ДГ-4000 ($P_{расч.Г2, Г6}$ по 40 МВт)
24	02:24	+(1-4-7); +(3-51)	Подключение и пуск оборудования СН (уз. 51) и тепловой части генератора узла 21. Синхронизация узлов 1 и 2. Обеспечение нагрузки 20+j10 в уз. 7. ($P_{расч.Г2, Г6}$ по 60 МВт)
26	02:36	+(2-6-3); +(53-23)	Подключение с синхронизацией генератора уз. 23 (ГТУ) Обеспечение нагрузки 70+j40 в уз. 6, 40+j20 в уз. 4 ($P_{расч.Г2, Г6}$ по 100 МВт; $P_{расч.Г10} = 10$ МВт)
27	02:42	+(3-5)	Обеспечение нагрузки 40+j20 в уз. 5. ($P_{расч.Г10} = 50$ МВт)
38	03:48		Пуск электрической части генераторов узлов 15, 17, 18 и 22
39	03:54	+(15-45); +(17-47); +(18-48); +(22-52)	Синхронизация и подключение генераторов узлов 15, 17, 18 и 22 Обеспечение нагрузки 25+j7 в уз. 2, 90+j50 в уз. 6 ($P_{расч.Г1, Г3}$ по 13 МВт; $P_{расч.Г5, Г9}$ по 15 МВт)
40	04:00	+(1-2)	Обеспечение нагрузки 35+j15 в уз. 2, 120+j70 в уз. 6, 20+j10 в уз. 7 ($P_{расч.Г1, Г3}$ по 26 МВт; $P_{расч.Г5, Г9}$ по 30 МВт)
41	04:06	+(11-13-8); +(13-9-5); +(1-13); -(10-11)	Обеспечение нагрузки 60+j25 в уз. 5, 30+j10 в уз. 8 ($P_{расч.Г1, Г3}$ по 39 МВт; $P_{расч.Г5, Г9}$ по 45 МВт)
42	04:12	+(6-7)	Обеспечение нагрузки 60+j30 в уз. 9 ($P_{расч.Г1, Г3}$ по 53 МВт; $P_{расч.Г5, Г9}$ по 60 МВт)
43	04:18		Обеспечение нагрузки 55+j35 в уз. 2, 160+j90 в уз. 6 ($P_{расч.Г1, Г3}$ по 66 МВт; $P_{расч.Г5, Г9}$ по 75 МВт)
44	04:24		Пуск электрической части генератора узла 21. Обеспечение нагрузки 80+j50 в уз. 2, 190+j100 в уз. 6 ($P_{расч.Г1, Г3}$ по 79 МВт; $P_{расч.Г5, Г9}$ по 90 МВт)
45	04:30	+(21-51)	Синхронизация и подключение генератора узла 21. Перевод балансирующего узла в узел 22. Обеспечение нагрузки 100+j70 в уз. 2, 240+j100 в уз. 6 ($P_{расч.Г1, Г3}$ по 92 МВт; $P_{расч.Г5, Г9}$ по 105 МВт; $P_{расч.Г8} = 20$ МВт)
46	04:36		Обеспечение нагрузки 180+j70 в уз. 2 ($P_{расч.Г1, Г3}$ по 106 МВт; $P_{расч.Г5, Г9}$ по 120 МВт; $P_{расч.Г8} = 40$ МВт)
- . . . -			
50	05:00		Обеспечение нагрузки 250+j70 в уз. 2, 100+j30 в уз. 4, 500+j100 в уз. 6, 80+j30 в уз. 7 ($P_{расч.Г1, Г3}$ по 187 МВт; $P_{расч.Г5, Г9}$ по 210 МВт; $P_{расч.Г8} = 160$ МВт)
51	05:06		- . . . - ($P_{расч.Г1, Г3}$ по 200 МВт; $P_{расч.Г5, Г9}$ по 225 МВт; $P_{расч.Г8} = 180$ МВт)
52	05:12		Обеспечение нагрузки 200+j60 в уз. 7 ($P_{расч.Г5, Г9}$ по 240 МВт; $P_{расч.Г8} = 200$ МВт)
- . . . -			
57	05:42		Обеспечение нагрузки 200+j30 в уз. 4, 100+j25 в уз. 5, 120+j60 в уз. 9 ($P_{расч.Г8} = 280$ МВт)
- . . . -			
68	06:48		Обеспечение нагрузки 100+j40 в уз. 8, 150+j90 в уз. 9 ($P_{расч.Г8} = 500$ МВт)

Табл. 2. Порядок обеспечения собственных нужд генераторов

Время	CH _{Г1} (уз. 45)	CH _{Г2} (уз. 46)	CH _{Г3} (уз. 47)	CH _{Г5} (уз. 48)	CH _{Г6} (уз. 49)	CH _{Г8} (уз. 51)	CH _{Г9} (уз. 52)	CH _{Г10} (уз. 53)
00:06		3.7+j2.5			3.7+j2.5			
02:18	12+j9	3.7+j2.5	12+j9	17+j15	3.7+j2.5		17+j15	0.2+j0.1
02:24	12+j9	3.7+j2.5	12+j9	17+j15	3.7+j2.5	29+j21	17+j15	0.2+j0.1
02:36	12+j9	3.7+j2.5	12+j9	17+j15	3.7+j2.5	29+j21	17+j15	0.2+j0.1

Табл. 3. Порядок и величины обеспечения нагрузок тестовой ЭЭС

Время	Harp. 2	Harp. 4	Harp. 5	Harp. 6	Harp. 7	Harp. 8	Harp. 9
02:24					20+j10		
02:36		40+j20		50+j30	20+j10		
02:42		40+j20	20+j10	70+j40	20+j10		
03:54	25+j7	40+j20	20+j10	90+j50	30+j10		
04:00	35+j15	40+j20	30+j20	120+j70	30+j10		
04:06	35+j15	40+j20	50+j25	120+j70	30+j10	30+j10	
04:12	35+j15	40+j20	60+j25	120+j70	30+j10	30+j10	60+j30
04:18	55+j35	40+j20	60+j25	150+j90	30+j10	30+j10	60+j30
04:24	80+j50	40+j20	60+j25	180+j100	30+j10	30+j10	60+j30
02:30	100+j70	40+j20	60+j25	240+j100	30+j10	30+j10	60+j30
04:36	175+j70	40+j20	60+j25	240+j100	30+j10	30+j10	60+j30
04:42	190+j70	60+j30	60+j25	270+j100	40+j20	30+j10	60+j30
04:48	210+j70	70+j30	60+j25	310+j100	50+j20	30+j10	60+j30
04:54	230+j70	80+j30	60+j25	340+j100	60+j30	30+j10	60+j30
05:00	240+j70	80+j30	60+j25	370+j100	80+j40	30+j10	60+j30
05:06	240+j70	90+j30	60+j25	440+j100	80+j40	30+j10	60+j30
05:12	250+j70	90+j30	60+j25	500+j100	80+j40	30+j10	60+j30
05:18	250+j70	100+j30	60+j25	500+j100	140+j50	30+j10	60+j30
05:24	250+j70	100+j30	60+j25	500+j100	190+j60	30+j10	60+j30
05:30	250+j70	140+j30	60+j25	500+j100	200+j60	30+j10	60+j30
05:36	250+j70	190+j30	60+j25	500+j100	200+j60	30+j10	60+j30
05:42	250+j70	200+j30	100+j25	500+j100	200+j60	30+j10	60+j30
05:48	250+j70	200+j30	100+j25	500+j100	200+j60	50+j20	60+j30
05:54	250+j70	200+j30	100+j25	500+j100	200+j60	70+j30	60+j30
06:00	250+j70	200+j30	100+j25	500+j100	200+j60	70+j30	80+j40
06:06	250+j70	200+j30	100+j25	500+j100	200+j60	90+j40	80+j40
06:12	250+j70	200+j30	100+j25	500+j100	200+j60	90+j40	100+j60
06:18	250+j70	200+j30	100+j25	500+j100	200+j60	100+j40	110+j60
06:24	250+j70	200+j30	100+j25	500+j100	200+j60	100+j40	130+j70
06:30	250+j70	200+j30	100+j25	500+j100	200+j60	100+j40	150+j90

Примечание: полужирным шрифтом обозначены требуемые значения нагрузок, курсивом – изменения обеспечиваемых нагрузок.

Порядок и вид операций, предложенных алгоритмом в определенных моменты времени, сведены в табл. 1. В ячейке описания схемы, в скобках, обозначены узлы и ветви, участвующие в операции, причем знак плюс указывает на включение этих элементов, знак минус – на их отключение. Порядок и момент обеспечения СН генераторов отражены в

табл. 2, а для узлов нагрузок – в табл. 3. Позиция в ячейке описания режима табл. 1 «Обеспечение нагрузки узла n» означает изменение значения нагрузки узла при изменении генерируемой мощности. При отсутствии изменений узел n не упоминается. В конце ячейки описания режима в скобках даются прирастающие на рассматриваемом шаге генерируемые мощности. Набор

мощности генераторов принят линейным, хотя такую характеристику во времени можно задавать любой формы.

На начальном этапе запускаются дизель-генераторы Г4 и Г7, которые через 6 мин. ($t_{\text{пуска}}$) обеспечивают собственные нужды генераторов Г2 и Г6 (уз. 46 и 49, шаг 1). Такая схема определяется приоритетом нагрузок и величинами располагаемой и требуемой



мощностей. Следующий шаг – пуск электрической части генераторов Г2 и Г6 становится возможным через 2 часа ($t_{п.из гор.состояния}$). Далее определяется необходимость синхронизации генераторов Г2 и Г4, Г7 и Г6 между собой (шаг 22), а с появлением в сети мощностей генераторов Г2 и Г4 запускается оборудование СН генераторов Г1, Г3, Г5, Г9 и Г10 (узлы 45, 47, 48, 52 и 53). Отключение и остановка дизель-генераторов выполняется дежурным персоналом при достаточности генерируемой мощности для СН запущенных генераторов Г2 и Г6. Программа сообщает о возможности такой операции. Синхронизируются генераторы Г2 и Г6 (узлы 16 и 19) включением связей 1-4 и 4-7. По мере набора мощности указанных генераторов подключается узел 51 собственных нужд Г8 (шаг 24). Остаток располагаемой на данном шаге мощности направляется к части нагрузки узла 7, обладающей наивысшим среди нагрузок приоритетом. На шаге 26 в момент времени 2 ч. 36 мин. запускается и синхронизируется с сетью генератор Г10.

По режимным условиям, приоритетам и величинам располагае-

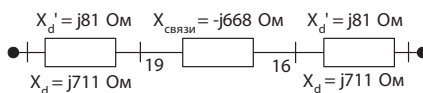


Рис. 3. Эквивалентная схема замещения

мой и требуемой мощностей обеспечиваются части нагрузок в узлах 4 и 6.

Важным моментом при синхронизации на шаге 24 является проверка условия отсутствия самовозбуждения $x_d' < x_{связи} < x_d$ для турбогенераторов, включаемых на ненагруженную линию (емкостную нагрузку) [6]. На рис. 3 представлена эквивалентная схема замещения для случая синхронизации, приведенная к напряжению линии связи, с учетом работы дизель-генераторов параллельно генераторам Г2 и Г6, а также ввода сопротивлений трансформаторов в сопротивление связи. Из нее видно, что указанное выше условие выполняется, т.е. $81 < 668 < 711$.

Выбор схемы коммутации на каждом шаге осуществляется следующим образом. Мощности генерации рассматриваются как входные данные. По приоритетам нагрузок и состоянию коммутирующих аппара-

тов блоком ИНС предлагаются варианты схемы, а с помощью программы расчета режимов из них отбирается схема, допустимая по условиям функционирования. При этом величины рассчитанных нагрузок округляются до меньших величин, кратных пяти, чтобы удобнее было осуществлять диспетчерское управление нагрузкой в системе. Положительная разность между располагаемой и потребляемой мощностями определяет резерв при восстановлении схемы. При отборе допустимых режимов выполняется определенная оптимизация переток мощности в сети системы [2].

Таким образом, для данной схемы полное восстановление электрооборудования потребителей происходит на 65-м шаге за время 6 ч. 30 мин., а полное восстановление генерации (с учетом горячего резерва) – на 68-м шаге (6 ч. 48 мин.).

Другая картина восстановления системы с нуля появляется, если в узле 53 размещен дизель-генератор установленной мощностью 200 кВт для пуска СН генератора Г10 (ГТУ) (рис. 1, вариант 2). В качестве такого источника приняты генератор Г11 и трансформа-

Табл. 4. Порядок и операции восстановления тестовой ЭЭС (вариант 2)

Шаг	Время	Схема	Описание режима
0	00:00	Все отключено	Пуск дизель-генераторов ДГ-4000 в узлах 12 и 20 и СГ2-200 в узле 24
1	00:06	+(12-11-10-46); +(20-49); +(24-53)	Подключение и пуск оборудования СН (уз. 46, 49 и 53) и тепловой части генераторов узлов 16, 19 и 23
2	00:12		Пуск электрической части генератора Г10 узла 23
3	00:18	+(53-23-3-52)	Синхронизация генераторов Г11 и Г10 узлов 24 и 23. Подключение и пуск оборудования СН (уз. 52) и тепловой части генератора Г9 узла 22 ($P_{расп.Г10} = 17$ МВт)
4	00:24		Отключение дизель-генератора СГ2-200 в узле 24 ($P_{расп.Г10} = 33$ МВт)
5	00:30	+(3-51)	Подключение и пуск оборудования СН (уз. 51) и тепловой части генератора Г8 узла 21 ($P_{расп.Г10} = 50$ МВт)
18	01:48		Пуск электрической части генератора Г9 узла 22
19	01:54	+(22-52)	Синхронизация генераторов Г9 и Г10 ($P_{расп.Г9} = 15$ МВт)
20	02:00	+(3-7)	Обеспечение нагрузки 30+j10 в уз. 7 ($P_{расп.Г9} = 30$ МВт)
21	02:06		Пуск электрической части генераторов узлов 16 и 19 Обеспечение нагрузки 45+j15 в уз. 7 ($P_{расп.Г9} = 45$ МВт)



22	02:12	+(49-19-2-1-10); +(46-16); +(7-4); +(2-48); +(10-45)	Синхронизация генераторов узлов 16, 12, 20 и 19. Подключение и пуск оборудования СН (уз. 45 и 48) и тепловой части генераторов узлов 15 и 19. Обеспечение нагрузки и 10+j6 в уз. 2 и 15+j10 в уз. 4 ($P_{расп.Г2,Г6}$ по 20 МВт; $P_{расп.Г9} = 60$ МВт)
23	02:18	-(12-11); -(20-49); +(2-6); +(47-11)	Подключение и пуск оборудования СН (уз. 47) и тепловой части генератора узла 17. Перевод СН (уз. 46 и 49) на свои генераторы. Отключение ДГ-4000. Обеспечение нагрузки 15+j10 в уз. 2, 30+j10 в уз. 4, 15+j10 в уз. 6 ($P_{расп.Г2,Г6}$ по 40 МВт; $P_{расп.Г9} = 75$ МВт)
24	02:24		Обеспечение нагрузки 40+j20 в уз. 2, 30+j15 в уз. 4, 30+j20 в уз.6, 60+j20 в уз. 7 ($P_{расп.Г2,Г6}$ по 60 МВт; $P_{расп.Г9} = 90$ МВт)
25	02:30		Пуск электрической части генератора Г8 узла 21. Обеспечение нагрузки 55+j30 в уз. 2, 50+j30 в уз. 6, 70+j30 в уз. 7 ($P_{расп.Г2,Г6}$ по 80 МВт; $P_{расп.Г9} = 105$ МВт)
26	02:36	+(1-4);+(3-5); +(21-51)	Подключение с синхронизацией генератора Г8 уз. 21 в систему. Обеспечение нагрузки 60+j30 в уз. 2, 50+j30 в уз. 4, 30+j10 в уз. 5, 100+j40 в уз. 7 ($P_{расп.Г2,Г6}$ по 100 МВт; $P_{расп.Г8} = 20$ МВт; $P_{расп.Г9} = 120$ МВт)
27	02:42	+(5-9)	Обеспечение нагрузки 45+j25 в уз. 5; 20+j10 в уз. 9 ($P_{расп.Г8} = 40$ МВт; $P_{расп.Г9} = 135$ МВт)
- ... -			
37	03:42	+(3-6)	Пуск электрической части генераторов Г1 и Г5 узлов 15 и 18 соответственно. Обеспечение нагрузки 100+j40 в уз. 4, 60+j25 в уз. 5, 200+j60 в уз. 6, 200+j60 в уз. 7, 40+j20 в уз. 9. ($P_{расп.Г8} = 240$ МВт; $P_{расп.Г9} = 285$ МВт)
38	03:48	+(11-13-8-1); +(45-15); +(48-18); -(10-11)	Подключение с синхронизацией генераторов Г1 и Г5 узлов 15 и 18, соответственно, к системе. Обеспечение нагрузки 80+j40 в уз. 2, 240+j80 в уз. 6, 10+j5 в уз. 8. ($P_{расп.Г1} = 13$ МВт; $P_{расп.Г5} = 20$ МВт; $P_{расп.Г8} = 260$ МВт; $P_{расп.Г9} = 300$ МВт)
39	03:54		Подключение с синхронизацией генератора Г3 узла 17. Обеспечение нагрузки 135+j60 в уз. 2, 20+j10 в уз. 8 ($P_{расп.Г1} = 26$ МВт; $P_{расп.Г3} = 13$ МВт; $P_{расп.Г5} = 40$ МВт; $P_{расп.Г8} = 280$ МВт)
40	04:00		Обеспечение нагрузки 160+j60 в уз. 2, 250+j80 в уз. 6, 25+j10 в уз. 8, 60+j30 в уз. 9 ($P_{расп.Г1} = 40$ МВт; $P_{расп.Г3} = 26$ МВт; $P_{расп.Г5} = 60$ МВт; $P_{расп.Г8} = 300$ МВт)
41	04:06	+(2-7); +(9-13)	Обеспечение нагрузки 200+j70 в уз. 2, 270+j80 в уз. 6, 30+j10 в уз. 8 ($P_{расп.Г1} = 53$ МВт; $P_{расп.Г3} = 40$ МВт; $P_{расп.Г5} = 80$ МВт; $P_{расп.Г8} = 320$ МВт)
49	04:54		Обеспечение нагрузки 250+j70 в уз. 2, 200+j30 в уз. 4, 100+j25 в уз. 5, 500+j100 в уз. 6, 80+j40 в уз. 8, 110+j80 в уз. 9 ($P_{расп.Г1} = 160$ МВт; $P_{расп.Г3} = 146$ МВт; $P_{расп.Г5} = 240$ МВт; $P_{расп.Г8} = 480$ МВт)
50	05:00		Обеспечение нагрузки 100+j40 в уз. 8, 150+j90 в уз. 9 ($P_{расп.Г1} = 173$ МВт; $P_{расп.Г3} = 160$ МВт; $P_{расп.Г5} = 260$ МВт; $P_{расп.Г8} = 500$ МВт)
51	05:06		($P_{расп.Г1} = 186$ МВт; $P_{расп.Г3} = 173$ МВт; $P_{расп.Г5} = 280$ МВт)
- ... -			
53	05:18		($P_{расп.Г1} = 200$ МВт; $P_{расп.Г3} = 200$ МВт; $P_{расп.Г5} = 300$ МВт)

Табл. 5. Порядок обеспечения собственных нужд генераторов

Время	CH _{Г1} (уз. 45)	CH _{Г2} (уз. 46)	CH _{Г3} (уз. 47)	CH _{Г5} (уз. 48)	CH _{Г6} (уз. 49)	CH _{Г8} (уз. 51)	CH _{Г9} (уз. 52)	CH _{Г10} (уз. 53)
00:06		3.7+j2.5			3.7+j2.5			0.2+j0.1
00:18		3.7+j2.5			3.7+j2.5		17+j13	0.2+j0.1
00:30		3.7+j2.5			3.7+j2.5	29+j21	17+j13	0.2+j0.1
02:12	12+j9	3.7+j2.5		17+j13	3.7+j2.5	29+j21	17+j13	0.2+j0.1
02:18	12+j9	3.7+j2.5	12+j9	17+j13	3.7+j2.5	29+j21	17+j13	0.2+j0.1
02:24	12+j9	3.7+j2.5	12+j9	17+j13	3.7+j2.5	29+j21	17+j13	0.2+j0.1
02:30	12+j9	3.7+j2.5	12+j9	17+j13	3.7+j2.5	29+j21	17+j13	0.2+j0.1



Табл. 6. Порядок и величины обеспечения нагрузок тестовой ЭЭС

Шаг	Время	Harp. 2	Harp. 4	Harp. 5	Harp. 6	Harp. 7	Harp. 8	Harp. 9
8	02:00					30+j10		
9	02:06					45+j15		
10	02:12	<i>10+j6</i>	<i>15+j10</i>			45+j15		
11	02:18	<i>15+j10</i>	<i>30+j10</i>		<i>15+j10</i>	45+j15		
12	02:24	<i>40+j20</i>	<i>30+j15</i>		30+j20	60+j20		
13	02:30	<i>55+j30</i>	<i>30+j15</i>		50+j30	70+j30		
14	02:36	<i>60+j30</i>	<i>50+j30</i>	<i>30+j10</i>	50+j30	<i>100+j40</i>		
15	02:42	60+j30	50+j30	<i>45+j25</i>	50+j30	100+j40		<i>20+j10</i>
25	03:42	60+j30	<i>100+j30</i>	<i>60+j25</i>	<i>200+j60</i>	200+j60		<i>40+j20</i>
26	03:48	<i>80+j40</i>	100+j30	60+j25	<i>240+j80</i>	200+j60	<i>10+j5</i>	40+j20
27	03:54	<i>136+j60</i>	100+j30	60+j25	<i>240+j80</i>	200+j60	<i>20+j10</i>	40+j20
28	04:00	<i>160+j60</i>	100+j30	60+j25	<i>250+j80</i>	200+j60	<i>25+j10</i>	<i>60+j30</i>
29	04:06	<i>200+j70</i>	100+j30	60+j25	<i>270+j80</i>	200+j60	<i>30+j10</i>	60+j30
37	04:54	250+j70	200+j30	100+j25	500+j100	200+j60	<i>80+j40</i>	<i>110+j80</i>
38	05:00	250+j70	200+j30	100+j25	500+j100	200+j60	100+j40	150+j90
39	05:06	250+j70	200+j30	100+j25	500+j100	200+j60	100+j40	150+j90
41	05:18	250+j70	200+j30	100+j25	500+j100	200+j60	100+j40	150+j90

Примечание: полужирным шрифтом обозначены требуемые значения нагрузок, курсивом – изменения обеспечиваемых нагрузок.

тор Т10. Как и в предыдущем случае, процесс восстановления начинается с пуска дизель-генераторов Г4, Г7, а также Г11 (табл. 4). Порядок и момент обеспечения собственных нужд генераторов отражены в табл. 5, а для нагрузок – в табл. 6.

Понятно, что в этом случае порядок восстановления существенно отличается от предыдущего варианта как в организации разворота турбогенераторов, не стартующих в отсутствие электроэнергии (порядок включения СН), так и в обеспечении электроснабжения потребителей. Как и в первом варианте, здесь блок ИНС, учитывая места и величины выработки электроэнергии, стремится обеспечить нагрузки согласно их приоритетам, но с учетом режимных ограничений ЭЭС. Поэтому не на каждом шаге в первую очередь обеспечиваются нагрузки с наивысшим приоритетом (см., например, шаг 11 табл. 6).

Наличие дизель-генератора, позволяющего быстро запустить ГТУ (Г10), сокращает время до момента обеспечения собственных нужд всех генераторов на 6 мин., что, в свою очередь, приводит к сокращению времени обеспечения всех нагрузок с 6 ч. 30 мин. до 5 ч. и полному набору мощности всеми генерирующими агрегатами с 6 ч. 48 мин. до 5 ч. 18 мин.

Заключение

По результатам выполненного моделирования можно сделать следующие выводы.

Предложенный подход к обеспечению нагрузок на основе ИНС позволяет выполнять такую задачу с учетом приоритета нагрузки. Для восстановления ЭЭС после погашения в первую очередь необходимо обеспечивать запуск тех агрегатов, которые быстрее набирают мощность (дизель-генераторы, гидроагрегаты, ГТУ и т.п.). При этом, как видно из примера, ускорение обеспечения СН генераторов на 6 мин. благодаря установке дизель-генератора в узле 24 приводит к ускорению разворота турбоагрегатов, а следовательно, и к сокращению восстановления системы, в целом, примерно на полчаса.

Также очевидно, что в процессе восстановления число приемлемых по режимным требованиям промежуточных схем на том или ином шаге может быть достаточно большим. В рассмотренных двух вариантах пошаговое восстановление узлов нагрузки идет разными путями, да и внутри варианта, на одном и том же шаге, могут возникать отличия в схемах. Дело в том, что при конкретных начальных условиях на каждом шаге схема электроснабжения потребителя определяется целым

рядом изменяющихся входных данных, а именно наличием и размещением по системе мощностей на каждом шаге восстановления, приоритетом и величиной нагрузок, состоянием схемы коммутации и загрузкой связей, выполнением условий по напряжениям в узлах. Вот почему при пошаговом восстановлении не происходит обеспечения нагрузок строго по приоритетам. На каждом шаге комплекс предлагает некоторую схему с учетом приоритетов нагрузок и ограничений по состоянию схемы коммутаций, и если она не проходит по режиму, то на каком-то шаге происходит отказ от увеличения нагрузки с высоким приоритетом и передача остатка располагаемой генерируемой мощности на этом шаге нагрузкам с более низким приоритетом. По этой же причине поиск приемлемого решения без использования информационных технологий весьма сложен.

Блок выбора схемы на основе ИНС, первоначально разработанного для восстановления распределительных сетей, показал свою работоспособность в составе ПК по восстановлению ЭЭС. В целом, моделирование на тестовой автономной системе подтвердило приемлемое функционирование предложенного метода восстановления ЭЭС после полного погашения.



Успенский Михаил Игоревич

Дата рождения: 09.04.1943 г. В 1971 г. окончил электро-механический факультет Ленинградского политехнического института с квалификацией «Инженер-электрик». В 1984 г. там же защитил кандидатскую диссертацию на тему «Защита генератора от внутренних коротких замыканий на базе микроЭВМ». Работал в Пермском наладочном участке Свердловского ПНУ, на Согринской ТЭЦ «Алтайэнерго», доцентом кафедры «Электрификация и автоматизация с/х» СЛИ – филиала ГОУ ВПО «СПбГЛТА им. С. М. Кирова». В настоящее время – ведущий научный сотрудник ИСЭиЭПС КНЦ УрО РАН.

Табл. П2. Характеристики нагрузок

Литература

1. Успенский М.И., Смирнов С.О. Восстановление ЭЭС после деления // Релейная защита и автоматизация. 2011, № 04 (05). – С. 20-25.
2. Успенский М., Кызродев И. Восстановление электроснабжения в распределительных сетях: Методы и решения. – Saarbrücken, Deutschland: Lambert Academic Publishing, 2012. – 136 с.
3. Надежность либерализованных энергосистем / В.А. Баринов и др. – Новосибирск: Наука, 2004. – 333 с. (4.4. О сходимости ре-

- шения при самообучении нейросети в процессе восстановления электроснабжения потребителей).
4. Неуймин В.И. и др. RUSTAB: Руководство пользователя. – www.rastrwin.ru/ – 104 с.
5. Смирнов С.О., Успенский М.И. Причины возникновения и меры противодействия крупным авариям в электроэнергетических системах. // Известия Коми научного центра УрО РАН. Выпуск 1(9). Сыктывкар, 2012. – С. 68-77.
6. Вольдек А.И. Электрические машины.– Л.: Энергия. – 832 с.

Приложение. Характеристики узлов и ветвей модели ЭЭС

Табл. П1. Узлы генерации

Обозначение Параметр	Г1	Г2	Г3	Г4	Г5	Г6	Г7	Г8	Г9 база	Г10
Тип генератора	ТВВ-200-2	ТВ2-100-2	ТВВ-200-2	ДГ-4000	ТГВ-300	ТВ2-100-2	ДГ-4000	ТГВ-500	ТГВ-300	ТВ-50-2
Тип привода	К-220	ПГУ	К-220	16ДПН2А	К-300	ПГУ	16ДПН2А	К-500	К-300	ГТУ
№ узла	15	16	17	12	18	19	20	21	22	23
$P_{ном.},$ МВт	200	100	200	4	300	100	4	500	300	50
$Q_{ном.},$ МВАр	124	62	124	3	186	62	3	310	186	37.5
$U_{ном.},$ кВ	15.75	15.75	15.75	6.3	15.75	15.75	6.3	20	20	10.5
$\cos \varphi_{ном.}$	0.85	0.85	0.85	0.8	0.85	0.85	0.8	0.85	0.85	0.8
$P_{мин.},$ МВт	100	50	100	0.1	140	50	0.1	230	140	20
$Q_{мин.},$ МВАр	-100	-60	-100	-1.9	-160	-60	-1.9	-267	-160	-36
$X_{dr},$ о.е.	1.84	1.8	1.84	1.92	2.21	1.8	1.92	2.21	2.21	1.84
$X_{qr},$ о.е.	1.84	1.8	1.84	1.92	2.21	1.8	1.92	2.21	2.21	1.84
$X'_{dr},$ о.е.	0.27	0.203	0.27	0.24	0.3	0.203	0.24	0.406	0.3	0.2
$X'_{qr},$ о.е.	0.19	0.138	0.19	0.134	0.195	0.138	0.134	0.28	0.195	0.1347
$X''_{qr},$ о.е.	0.192	0.207	0.19	0.134	0.195	0.207	0.134	0.286	0.195	0.202
$X_{tr},$ о.е.	0.166	0.113	0.166	0.052	0.17	0.113	0.052	0.25	0.17	0.1097
$T_{jr},$ с	7	9.85	7	4.14	6.5	9.85	4.14	5.6	6.5	11.2
$T_{дор},$ с	6.3	13	6.3	4.29	7	13	4.29	5.56	7	11.6
$T''_{дор},$ с	0.2	0.2	0.2	0.068	0.2	0.2	0.068	0.2	0.2	0.2
$T''_{qdr},$ с	0.5	0.5	0.5	0.071	0.5	0.5	0.071	0.5	0.5	0.5
$M_{jr},$ т·м ²	22.4	21	22.4	0.32	31.1	21	0.32	41	31.1	13.5
$P_{CHr},$ МВт	12	3.7	12	0	17	3.7	0	29	17	0.2
$Q_{CHr},$ МВАр	9	2.5	9	0	13	2.5	0	21	13	0.1
$t_{наб.},$ ч	1.5	0.5	1.5	0.1	2.0	0.5	0.1	2.5	2.0	0.3
$t_{п.гор.} (< 8ч),$ ч	1.5	2.0	1.5	0.1	1.5	2.0	0.1	2.0	1.5	0.1
$t_{п.нео.} (< 48ч),$ ч	4.1	3.0	4.1	0.1	4.5	3.0	0.1	5.2	4.5	0.2
$t_{п.хол.} (>120ч),$ ч	7.0	4.5	7.0	0.1	7.2	4.5	0.1	7.2	7.2	0.2

Узлы собственных нужд генераторов				Узлы нагрузки			
№ узла	Приоритет	P, МВт	Q, МВАр	№ узла	Приоритет	P, МВт	Q, МВАр
45 СН _{Г1}	20	12	9	2	15	20	10
46 СН _{Г2}	20	3.7	2.5		9	230	60
47 СН _{Г3}	20	12	9	4	16	30	10
48 СН _{Г5}	20	17	13		11	170	20
49 СН _{Г6}	20	3.7	2.5	5	9	100	25
51 СН _{Г8}	20	29	21	6	11	30	20
52 СН _{Г9}	20	17	13		7	470	80
53 СН _{Г10}	20	0.2	0.1	7	18	30	10
					10	170	50
					8	6	100
					9	40	20
					6	110	70



**Зарубин
Юрий Владимирович**

Год рождения: 1947.
В 1973 г. окончил
Новочеркасский
политехнический институт
по специальности
«Электрические сети и
системы».
До 2011 г. работал на
различных должностях
в Комиэнерго, а затем –
ведущим специалистом
по режимам в Коми РДУ.
В настоящее время – на
заслуженном отдыхе.

Табл. ПЗ. Характеристики ветвей

Элемент	№ узла начала	№ узла конца	Марка	Длина, км	R, Ом	X, Ом	B·10 ⁻⁶ , См	k _{тр.}
ЛЭП	1	2	АС-300	250	24.0	107.3	-661.3	
ЛЭП	1	4	АС-240	150	18.0	64.5	-399.0	
ЛЭП	2	6	АС-400	50	3.65	20.7	-136.5	
ЛЭП	2	7	АС-500	70	4.13	28.91	-192.0	
ЛЭП	3	5	АС-240	145	17.11	63.08	-377.6	
ЛЭП	3	7	АС-400	30	2.19	12.6	-81.0	
ЛЭП	3	6	АС-500	50	2.95	20.65	-137.0	
ЛЭП	4	7	АС-400	50	3.65	20.7	-136.5	
ЛЭП	5	9	АС-300	40	3.84	17.16	-105.8	
ЛЭП	6	7	АС-500	40	2.36	16.52	-109.6	
Тр-р	1	10	ТДЦ-400		0.32	16.1		0.065
Тр-р	13	11	ТДЦ-400		0.32	16.1		0.065
Секц. выкл.	13	1			0.0	0.01		
ЛЭП	13	9	АС-300	75	7.35	31.65	-208.0	
ЛЭП	13	8	АС-240	70	8.4	30.1	-186.0	
Тр-р	2	48	ТДЦ-400		0.32	16.1		0.065
Тр-р	2	49	ТДЦ-125		1.42	51.52		0.065
Тр-р	3	51	ТЦ-630		0.19	11.62		0.091
Тр-р	3	52	ТДЦ-400		0.32	16.1		0.091
Тр-р	3	53	ТРДЦН-63		4.0	96.48		0.065
Тр-р	19	20	ТМ-4		0.52	4.62		0.39
Тр-р	11	12	ТМ-4		0.52	4.62		0.39
Секц. выкл.	10	11			0.0	0.01		
Ген. выкл.	10	45			0.0	0.01		
Ген. выкл.	45	15			0.0	0.01		
Ген. выкл.	10	46			0.0	0.01		
Ген. выкл.	46	16			0.0	0.01		
Ген. выкл.	11	47			0.0	0.01		
Ген. выкл.	47	17			0.0	0.01		
Ген. выкл.	48	18			0.0	0.01		
Ген. выкл.	49	19			0.0	0.01		
Ген. выкл.	51	21			0.0	0.01		
Ген. выкл.	52	22			0.0	0.01		
Ген. выкл.	53	23			0.0	0.01		