creative commons

COMMONS DEED

저작자표시-비영리-변경금지 2.0 대한민국

이용자는 아래의 조건을 따르는 경우에 한하여 자유롭게

- 이 저작물을 복제, 배포, 전송, 전시, 공연 및 방송할 수 있습니다.

다음과 같은 조건을 따라야 합니다:

저작자표시. 귀하는 원저작자를 표시하여야 합니다.

비영리. 귀하는 이 저작물을 영리 목적으로 이용할 수 없습니다.

변경금지. 귀하는 이 저작물을 개작, 변형 또는 가공할 수 없습니다.

- 귀하는, 이 저작물의 재이용이나 배포의 경우, 이 저작물에 적용된 이용허락조건을 명확하게 나타내어야 합니다.
- 저작권자로부터 별도의 허가를 받으면 이러한 조건들은 적용되지 않습니다.

저작권법에 따른 이용자의 권리는 위의 내용에 의하여 영향을 받지 않습니다.

이것은 이용허락규약(Legal Code)을 이해하기 쉽게 요약한 것입니다.

Disclaimer

dCollection

공학전문석사 학위 연구보고서

마이크로그리드 운영 전력시장에서 독립운전을 대비한 운영자의 리스크 성향에 따른 발전원 스케쥴링 연구

2022년 2월

서울대학교 공학전문대학원

응용공학과 응용공학전공

권 순 일

마이크로그리드 운영 전력시장에서 독립운전을 대비한 운영자의 리스크 성향에 따른 발전원 스케쥴링 연구

지도교수 윤 용 태

이 프로젝트 연구보고서를 공학전문석사 학위 연구보고서로 제출함

2022년 2월

서울대학교 공학전문대학원

응용공학과 응용공학전공

권 순 일

권순일의 공학전문석사 학위 연구보고서를 인준함

2022년 2월

위 원 장 문 승 일 (인)

위 원 윤 용 태 (인)

위 원 김 국 헌 (인)

국문초록

주요국에서 2050년 탄소중립 목표를 공식 선언하며 전 세계적으로 탄소중립 논의가 확산되고 있다. 에너지의 전기화로 재생에너지 중심으로 전력공급이 확대됨에 따라 배전시스템 단위에서의 태양광 발전, 에너지저장장치 등 분산에너지가 더 가파르게 증가할 전망이다. 그러나 많은 수의 분산에너지를 제어하는 것은 계통운영자가 전력 시스템을 안정적이고 효율적으로 운영하는 데 있어 부담이 가중된다. 이에 마이크로그리드는 배전시스템에서 다수의 분산에너지 출현을 해결하고 스마트한 전력망을 만들기 위해 도입되었으며, 분산에너지를 조정하여 계통운영자의 제어를 위한 부담을 줄이고 보다 효율적인 운영을 가능하게 한다.

일반적으로 마이크로그리드 운영자는 메인 그리드와 연결을 유지하고 전기를 공급하거나 시장에서 전기를 받는 등 메인 그리드와의 상호 작용을 통해 최적의 운영을 결정한다. 또한, 전력시장이 형성되고 주파수 조정과 같은 보조서비스 시장으로 영역이 확대됨에 따라 다수의 마이크로그리드 환경에서 마이크로그리드 운영자의 역할은 더욱 커질 것으로 예상한다. 이에 마이크로그리드 운영자는 최적의 시장참여를 위한 운영 방안을 도출함에 있어, 이상기후 발생에 따른 전력 부하의 불확실성과 태양광 등 가변재생에너지의 간헐적인 출력 특성 등 위험요인을 고려해야 한다. 메인 그리드와 거래중단이 발생할 경우 마이크로그리드는 자체 발전원으로만 수요를 부담해야 하며, 필요시 부하차단을 시행해야 할 수도 있기에 마이크로그리드 운영자는 자신의 발전원 운영 계획을 효율적으로 수립하거나 부하사용 일정을 조정하는 등 위험요인을 감소시키는 전략을 세우는 것이 중요하다. 또한 미래의 위험요인이 발생할 확률에 대한 불확실성 분석은

운영자의 리스크 성향에 따라 다르며 그에 따라 결정되는 운영 스케쥴과 기대수익률은 변화하게 된다. 따라서 마이크로그리드 운영자는 주어진 예비력 여건 및 환경을 고려하여 자신의 리스크 성향에 맞춘 운영 스케쥴 방법과 기대수익률 정보를 받는 것이 필요하다.

본 연구보고서에서는 마이크로그리드가 메인 그리드와 전력거래가 중단됨에 따라 발생되는 위험요인을 고려하여 운영자의 리스크 성향에 맞는 일간 발전원 운영 스케쥴을 구하는 모델링을 제안하였다. 이를 위해 비용 유발자 부담 원칙에 따라 시장 참여자에게 예비력 확보 의무가 부여되는 PXFC (Power Exchange for Frequency Control) 시장을 전제하에 전력 수급 편차로 설정한 예비력 밴드 위반 시 메인 그리드와 전력거래가 중단되는 규칙을 가정하였다. 이에 따라 예비력 밴드를 위반하지 않기 위한 자신의 예비 발전용량 유지조건을 위험성향 기준으로 정의하고 마이크로그리드 운영자 성향별 일간 운영비용 최소화를 목적으로 발전원의 시간대별 기동, 정지 또는 ESS 충방전 등에 대한 스케쥴링을 모델링하였다.

제안된 모델링은 파이썬을 활용한 시뮬레이션을 통해 검증하였으며, 운영자 성향에 따른 마이크로그리드 운영 스케쥴 방법과 기대비용을 비교하여, 자신의 발전자원을 어떤 방식으로 효율적으로 운영할 것인지를 결정하는 방안을 제시하였다.

주요어 : 마이크로그리드, PXFC 시장, 예비력 용량, ESS, 발전기 운영 스케쥴, 위험성향

학 번 : 2020-23279

목 차

제 1 장 서 론 ····· 1
제 1 절 연구 배경 및 목적 ····· 1
제 2 절 연구보고서의 개요 및 구성 ····· 6

제 2 장 마이크로그리드 전력시장 ····· 7
제 1 절 마이크로그리드 역할과 기능 ····· 7
제 2 절 PXFC 시장 ····· 9
제 3 절 마이크로그리드 스케쥴링 구성요소 ····· 11

제 3 장 운영자 리스크 성향에 따른 마이크로그리드 발전원 스케쥴링 모델링 ····· 13
제 1 절 목적함수 ····· 13
제 2 절 제약조건 ····· 15

제 4 장 사례연구 ····· 25
제 1 절 시뮬레이션 조건 ····· 25
제 2 절 운영자 리스크 성향별 발전원 스케쥴 비교 ····· 30

제 5 장 결 론 ····· 35

참고문헌 ····· 37
Abstract ····· 40

표 목 차

[표 4-1] 발전기별 특성 데이터 ····· 26
[표 4-2] 에너지저장시스템(ESS) 특성 데이터 ····· 26
[표 4-3] 마이크로그리드 시간별 부하 ····· 27
[표 4-4] 태양광 발전 데이터 ····· 27
[표 4-5] 시간별 시장가격 ····· 28
[표 4-6] 시간별 재생에너지의 최대 변동률 ····· 29
[표 4-7] 일간 전력수요 예측오차 ····· 29
[표 4-8] 시간별 예비력 용량 ····· 30
[표 4-9] 운영자 성향별 마이크로그리드 일간 운영비용 ··· 32

그 림 목 차

[그림 1-1] 전력공급 체계 변화 ····· 2
[그림 1-2] 마이크로그리드 개념도 ····· 3
[그림 2-1] 다수의 마이크로그리드 전력시장 구조 ····· 8
[그림 2-2] PXFC 시장 전력거래 구조 ····· 10
[그림 4-1] 발전원별 운영 스케쥴(Case 1) ····· 31
[그림 4-2] 발전원별 운영 스케쥴(Case 2) ····· 31
[그림 4-3] 발전원별 운영 스케쥴(메인그리드 전력거래 중지) ··· 33

제 1 장 서 론

제 1 절 연구 배경 및 목적

전 세계적으로 이상고온 및 폭우 발생 등 기후위기 대응 노력을 위해 국제사회는 선진국과 개발도상국이 모두 참여하는 2015년 파리협정 채택 이후, 2019년에는 주요국에서 2050년 탄소중립 목표를 공식 선언하며 전 세계적으로 탄소중립 논의가 확산되고 있다. 유럽의 경우 2030 온실가스 감축 목표를 1990년 대비 40%에서 55% 감축으로 수정 법제화하였으며, 미국은 청정에너지와 저탄소 인프라에 2조 달러를 지원 계획이며, 중국은 전기차 등 신에너지차 비중을 '25년 20%, '35년에는 50%로 확대 계획이다. 일본은 해상풍력발전, 수소에너지발전 등 그린 성장전략을 발표하며, '50년 예상 발전량의 50~60%를 신재생에너지로 전환한다는 계획을 발표하였다. 한국 역시 전 세계적 기후위기 대응에 적극 동참하여 글로벌 신 패러다임에 선제적 대응을 위해 2020년 10월 2050 탄소중립을 국가 비전으로 선언하였다. 이후 마련된 2050년 탄소중립을 위한 시나리오에 따르면 2050년 예상 전력수요는 산업, 수송, 건물 등 부문별로 화석연료가 전기로 대체되는 전기화가 진행되면서 2018년 대비 204.2~212.9%로 대폭 증가한 1,165.4~1,215.3TWh로 예상한다. 이를 위해 2050년 발전량은 1,208.8~1,257.7TWh가 필요하며 에너지 전환 부문 시나리오로 재생에너지 발전 비중은 2020년 기준 6.6%에서 2050년에는 60.9%~70.8%로(736.0TWh~889.8TWh) 확대될 것으로 예상한다. 이에 따라 재생에너지 중심의 전력 공급 안정성 확보를 위해 전력망에 대한 선제적, 계획적 투자로 재생에너지

수용량을 확대해야 하며, 잉여 재생에너지의 저장, 전환 및 재이용을 위한 기술개발 및 유연성 자원 확충이 필요하겠다. 또한, 전력시장 개방 및 전력시장 전문 규제기관 설립이 필요할 것으로 예상한다[1].

이처럼 전 세계적인 탄소중립 사회로의 화석연료가 전기로 대체되는 전기화로 재생에너지 중심의 전력공급이 확대되며, 그림 1-1에서 볼 수 있듯이 배전 시스템 단위에서의 다수의 태양광 발전(Photovoltaic Generation, PV Generation), 에너지저장장치(Energy Storage System, ESS) 등 분산에너지(Distributed Energy Resources, DER)가 더 가파르게 증가할 전망이다. 그러나 많은 수의 분산에너지를 제어하는 것은 계통운영자(System Operator, SO)가 전력 시스템을 안정적이고 효율적으로 운영하는 데 있어 부담이 가중된다[2].

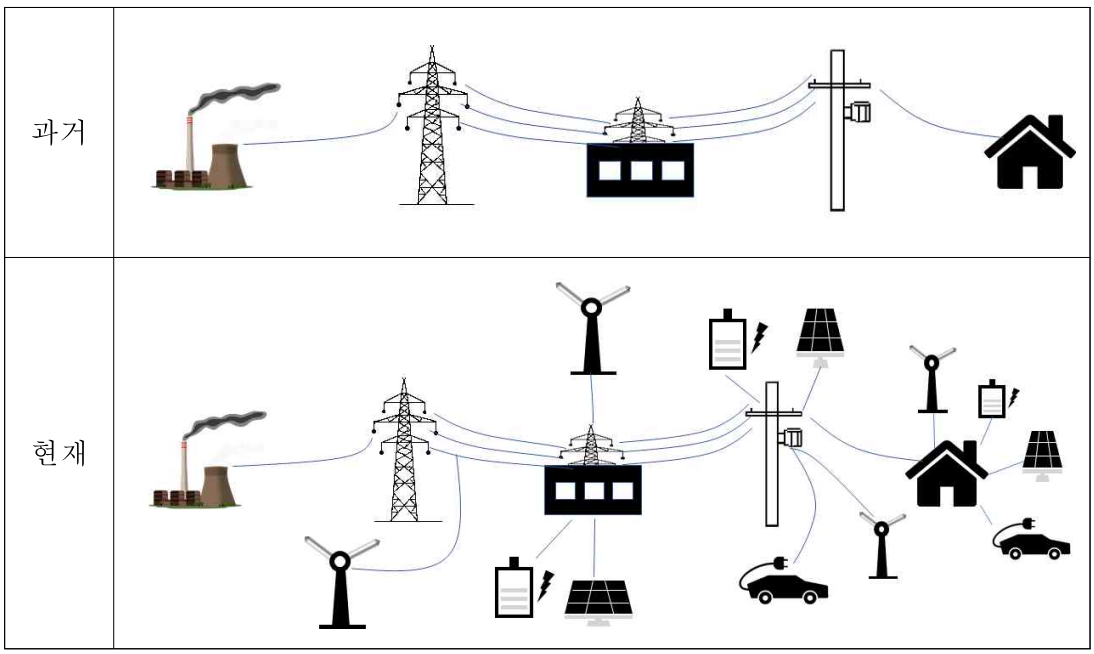

그림 1-1 전력공급 체계 변화

따라서 마이크로그리드는 배전 시스템에서 다수의 분산 자원의 출현을

해결하고 스마트한 전력망(Smart Grid)을 만들기 위해 도입되었다. 분산형 전원(Distributed Generation, DG)과 에너지저장장치(ESS) 및 제어 가능한 부하 등의 하위 시스템으로 구성되는 마이크로그리드는 분산에너지를 조정하여 계통운영자(SO)의 제어를 위한 부담을 줄이고 보다 효율적인 운영을 가능하게 한다[4]-[6]. 이에 따라 향후 재생에너지 중심의 안정적 전력공급을 위해 마이크로그리드 역할은 더욱 중요해질 것이며, 그에 따른 전력시장도 다양하게 변화될 것으로 예상한다. 그림 1-2와 같이 이러한 분산에너지를 제어하고 마이크로그리드의 시장참여를 결정하는 마이크로그리드 운영자(Microgrid Operator, MGO)가 있으며, 일반적으로 마이크로그리드 운영자는(MGO)는 메인 그리드(Main Grid) 연결을 유지하고 전기를 공급하거나 시장에서 전기를 받는 등 메인 그리드와의 상호 작용을 통해 최적의 운영을 결정한다. 전력시장이 형성되고 주파수 조정과 같은 보조서비스 시장으로 영역이 확대됨에 따라 다수의 마이크로그리드 환경에서 마이크로그리드 운영자의 역할은 더욱 커질 것으로 예상한다[7].

그림 1-2 마이크로그리드 개념도[8]

이처럼 마이크로그리드 운영자는 최적의 시장 참여를 위해 효율적인 운영 방안을 도출하는 것이 필요하다. 마이크로그리드 운영에 있어 이상기후

발생에 따른 전력 부하의 불확실성과 태양광 등 가변재생에너지의 간헐적인 출력 특성은 고려되어야 할 위험요인 중 하나이다[9], [10]. 만약 메인 그리드와 거래중단이 발생할 경우 마이크로그리드는 자체 발전원으로만 수요를 부담해야 하며, 필요시 부하차단을 시행해야 할 수도 있다. 이에 따라 마이크로그리드 운영자는 자신의 발전원 운영 계획을 효율적으로 수립하거나 부하 사용 일정을 조정하는 등 위험요인을 감소시키는 전략을 세우는 것이 중요하다. 예를 들어 마이크로그리드 내 발전원의 투입 시기, ESS의 충방전 일정, 메인 그리드의 전력 사용 등 마이크로그리드의 하루 전 운영 스케쥴을 조정하여 예비력을 충분히 확보하거나, 계시별 요금제(Time Of Use, TOU), 피크 요금제(Critical Peak Pricing, CPP) 등 다양한 요금제 설계를 통한 수요관리를 할 수 있으며[11], 본 연구보고서에서는 전자인 마이크로그리드 운영 스케쥴 조정 방안에 대해 논하고자 한다.

마이크로그리드 운영자는 최적의 시장참여에 앞서 자신의 부하량과 재생에너지 발전량을 예측하고 불확실성을 분석해야 한다. 그러나 미래의 위험요인이 발생할 확률에 대한 불확실성 분석은 운영자의 리스크 성향에 따라 다르며 그에 따라 결정되는 운영 스케쥴과 기대수익률은 변화하게 된다. 예를 들어 위험성향이 강한 운영자는 예측한 수요와 공급의 변동성이 크지 않을 것을 가정으로 예비 운영을 최소화하는 방향으로 발전원별 운영 계획을 수립할 것이고, 위험성향이 약한 운영자는 당장에 비용이 들 수는 있겠으나 만일의 상황인 부하차단 등 큰 비용이 발생할 수 있는 위험요인에 대비하기 위한 운영 전략을 세울 것이다. 따라서 마이크로그리드 운영자는 주어진 예비력 여건 및 환경을 고려하여 자신의 리스크 성향에 맞춘 운영 스케쥴 방법과 기대수익률 정보를 받는 것이 필요하다. 이는 다수의 마이크로그리드 운영자가 자신의 최적 운영 스케쥴을 통해 최적의 시장참여 유인을 증가시킬 것이며, 재생에너지의 확대로 부담이 가중되는 계통운영자에게

마이크로그리드는 적극적이고 효율적인 지원을 제공함으로써 전력계통 안정화에 기여할 수 있을 것이다.

본 연구보고서에서는 마이크로그리드가 메인 그리드와 전력거래가 중단됨에 따라 발생되는 위험요인을 고려하여 운영자의 리스크 성향에 맞는 일간 운영 스케쥴을 구하는 모델링을 제안하였다. 이를 위해 앞서 서술한 것과 같이 다수의 마이크로그리드가 운영되는 전력시장 환경에서 마이크로그리드는 전력계통의 실시간 수급균형을 유지하기 위한 지원으로 예비력을 제공해야 한다고 가정한다. 선행연구[12]에서 처음 제안한 비용 유발자 부담 원칙에 따라 시장 참여자에게 예비력 확보 의무가 부여되는 PXFC (Power Exchange for Frequency Control) 시장을 다수의 마이크로그리드의 전력시장 환경 설정에 적합한 시장으로 채택하였다. 마이크로그리드 운영의 위험요인 기준 설정을 위해 PXFC 시장 환경에서의 예비력 거래를 기준으로 마이크로그리드 운영자는 수요과 전력공급 편차로 설정한 예비력 밴드를 위반 시 메인 그리드와 전력거래가 중단되는 규칙을 가정하였다. 이에 따라 예비력 밴드를 위반하지 않기 위한 자신의 예비 발전용량을 얼마만큼 유지하고 있는지를 위험성향 기준으로 정의하고 마이크로그리드 운영자 성향별 일간 운영비용 최소화를 목적으로 발전원의 시간대별 기동, 정지 또는 ESS 충방전 등에 대한 스케쥴링을 모델링하였다.

마이크로그리드 운영 스케쥴에 대한 모델링은 사례연구를 통해 검증하였으며, 운영자 성향에 따른 마이크로그리드 운영 스케쥴 방법과 기대비용을 비교하여 자신의 발전원을 어떤 방식으로 효율적으로 운영할 것인지를 결정하는 방안을 제시하였다.

제 2 절 연구보고서의 개요 및 구성

제 1장에서는 본 연구보고서의 배경과 목적을 정리하였다. 그리고 연구보고서의 개요 및 구성에 대해 설명하였다.

제 2장에서는 마이크로그리드 환경에서의 전력시장을 분석하였다. 다수의 마이크로그리드 운영 환경에서의 PXFC (Power Exchange for Frequency Control) 시장을 가정하였고, 본 연구보고서에서 제안하는 일간 스케쥴 모델링에 반영할 마이크로그리드 구성요소에 대해 정리하였다.

제 3장에서는 PXFC 시장 환경에서 마이크로그리드 운영자 리스크 성향에 따른 일간 운영 스케쥴을 조정하는 모델링을 제시하였다

제 4장에서는 시뮬레이션을 통해 운영 스케쥴 모델링의 효과성을 검증하였다. 마이크로그리드 운영자 성향에 따른 운영방식을 비교 분석하며, 운영방식 결정 방식에 대해 논하였다.

제 5장에서는 본 연구보고서의 결론으로 연구 내용을 정리하였고, 향후 연구 방향에 대하여 제언하였다.

제 2 장 마이크로그리드 전력시장

제 1 절 마이크로그리드 역할과 기능

재생에너지 확대에 따라 소규모 분산형전원(Distributed Generation, DG)이 소비자와 가까운 배전시스템에 차지하는 비중이 커지고 있으며, 마이크로그리드는 이러한 발전기, 부하 및 에너지저장장치(Energy Storage System, ESS) 등으로 구성되어 수용가와 분산에너지가 상호 연결되어 계통연계 또는 독립적으로 운전이 가능한 하위 지역 단위 전력 시스템이다.

마이크로그리드는 지역 단위 분산에너지를 제어함으로써 소비자에게 제공되는 전력 품질과 신뢰도를 유지할 수 있는 장점이 있다. 발전설비가 부하 가까이에 구성되어 송배전 선로 거리가 짧아짐에 따라 송배전손실률이 줄어들고 망 혼잡도를 경감시켜는 이점도 있다. 또한, 전력 시스템 장애로 광역정전이 발생 시 상위계통과 분리된 상태에서 독립적으로 운전될 수 있으므로 정전 가능성을 줄여준다[7].

마이크로그리드는 지리적으로 넓은 지역에 여러 개의 마이크로그리드가 있을 수 있으며, 다수의 마이크로그리드를 활용하여 전력계통의 신뢰성과 안정성을 유지하기 위해 이루어지는 주파수 조정 등 전력계통운영 보조 서비스(Ancillary Service)에 참여 가능성에 대해서도 연구되어 왔다[7]. 즉 계통에 연결된 여러 개의 마이크로그리드를 집성하여 자동발전제어(AGC, Automatic Generation Control)와 같은 기능을 수행하여, 메인 그리드에 보조 서비스를 제공하는 기술적 측면과 경제성 측면을 연구하였다. 또 다른 선행연구에서는 다수의 마이크로그리드 환경에 적합한 시장

으로 PXFC (Power Exchange for Frequency Control) 시장을 가정하였으며, 예비력의 운영 계획을 중점으로 주파수 제어 기능을 시장을 통해 간접적으로 지원할 수 있도록 하는 방법도 제안되었다[14].

이처럼 다수의 마이크로그리드로 구성된 전력시장 환경에서 마이크로그리드 운영자(Microgrid Operator, MGO)는 메인 그리드(Main Grid)에서 전력을 공급받거나 추가 생성된 잉여전력을 판매할 수 있으며, 주파수 조정 등 전력계통운영 보조서비스 시장으로 영역이 확대되어 다양한 전력시장에 참여할 수 있다. 또한, 기존 전통적인 시스템보다 전력계통운영에 적극적인 역할을 수행할 수 있으므로 새로운 시장 환경에서 더욱 효율적으로 운영될 수 있을 것이다. 그림 2-1은 다수의 마이크로그리드 전력시장 구조를 보여준다. DSO (Distribution System Operator)는 여러 마이크로그리드의 배전계통의 기술적 운영을 담당하고, TSO (Transmission System Operator)와 MO (Market Operator)는 송전계통 운영 및 시장 운영업무를 담당한다. 마이크로그리드는 메인 그리드와의 거래에서 자신의 전력 품질을 유지하며 자율적으로 운영될 수 있지만 마이크로그리드 시스템 수가 증가함에 따라 DSO와 협력하여 운영될 수 있다[15].

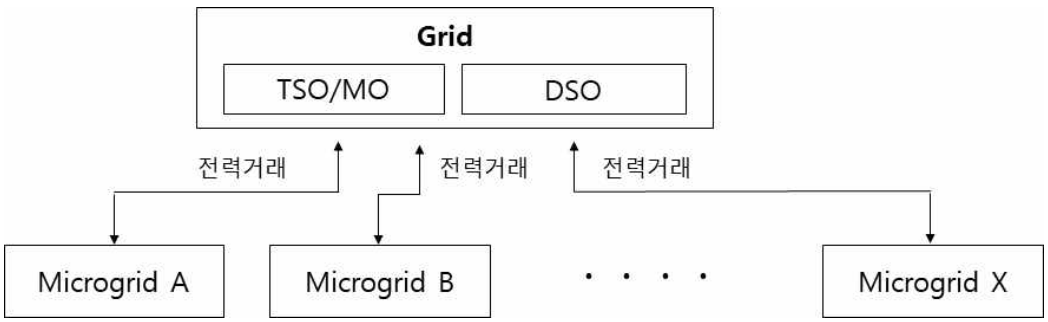

그림 2-1 다수의 마이크로그리드 전력시장 구조

따라서 본 연구보고서에서는 향후 확대되는 다수의 마이크로그리드 운영자가 새로운 시장 환경에서 적극적인 참여와 효율적인 운영 방안 도출을 고려하여 앞서 선행연구에서 제안된 마이크로그리드의 전력시장 환경으로 PXFC 시장을 가정하며, 그에 따른 마이크로그리드 운영자의 리스크 성향에 따른 발전원 운영 스케쥴 방법에 대해 논한다.

제 2 절 PXFC 시장(Power Exchange for Frequency Control Market)

PXFC 시장은 기준 전력거래를 위한 에너지 시장과 예비 용량인 밴드 용량을 거래하는 두 가지 시장으로 구성되며, 예비 용량은 PXFC 시장에서 주파수 제어 밴드로 설명된다. 모든 계약은 일 단위로 합의되며 시간별 예상 전력공급 및 수요 예측을 통한 에너지 값과 최대 편차 추정치에 해당하는 주파수 제어 밴드 2가지 용량을 충족해야 한다. 그림 2-2는 참가자와 계통운영자(System Operator, SO) 간의 PXFC 시장의 일반적인 계약을 보여준다. SO는 각 참가자의 예비력 밴드 크기와 참가자 편차 간의 상관관계를 고려하여 시스템의 총 주파수 편차를 추정한다. 이를 바탕으로 AGC 발전기를 사용하고 구입비용은 요청된 주파수 제어 밴드 크기에 비례하여 모든 참여자에게 균등하게 분배된다. 따라서 풍력 발전기, 제철소 등 계통에서 더 많은 불확실성을 유발하는 참여자들은 다른 사람들보다 시스템 주파수 조절에 더 많은 책임과 비용을 부담해야 한다[12].

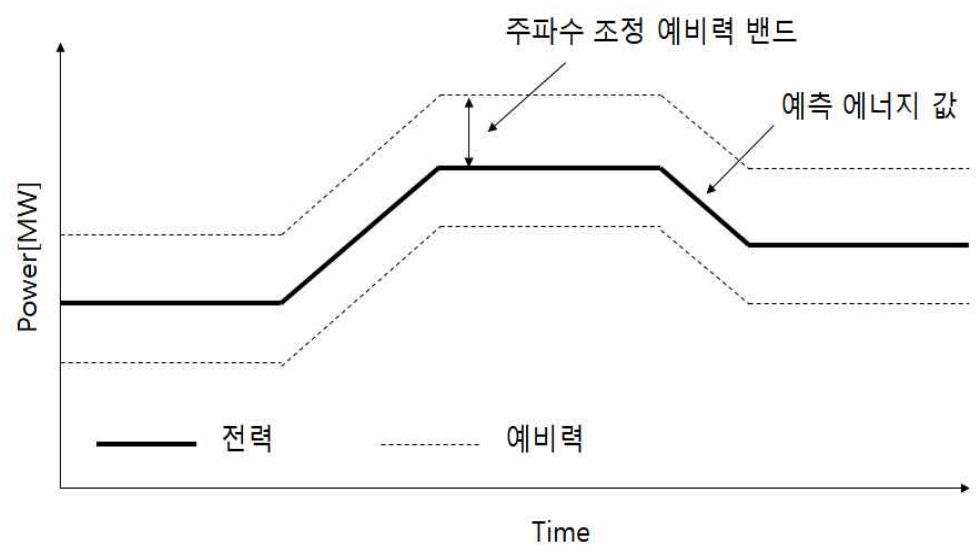

그림 2-2 PXFC 시장 전력거래 구조

PXFC 시장에서의 마이크로그리드도 같은 과정이 적용된다. 즉, 마이크로그리드는 에너지 시장에서 기준 전력을 결정하기 위해 전력 부족과 잉여를 예측하고, 필요한 예비 전력을 결정하기 위해 기준 전력에서 최대 편차를 추정해야 한다. 이러한 방식으로 PXFC 시장에 참여하는 마이크로그리드는 예비력 밴드에 대한 사전 비용의 형태로 불균형 예상비용을 부담함으로 인해 기존 전력시장 보다 전력 시스템의 주파수 제어를 위한 보다 더 적극적인 역할을 수행한다.

그러나 PXFC 시장에서 참가자는 비용을 절약하는 데 필요한 것보다 더 좁은 예비력 밴드를 지정할 수 있다. 이에 따라 실제로 밴드 시장의 계약을 심각하게 또는 반복적으로 위반하는 참가자에게는 일종의 제재 또는 벌금이 부과되어야 한다[12]. 선행연구[12]에서는 페널티에 대한 명확한 규칙은 설명하지 않았지만, 이러한 규칙은 필요한 신뢰성 수준, 시스템 크기 및 발전기의 드룹(Droop) 특성과 같은 전력 시스템의 특성에 따라

다양한 형태로 정의될 수 있다. 예를 들어, 공급 능력이 수요보다 훨씬 큰 경우 시스템에 충분한 예비 마진이 있어 위반에 비례하는 가격 책정 형태의 벌금을 페널티로 적용할 수 있다. 그러나 예비 마진만 유지되거나 시스템이 고장 등 장애에 취약한 경우 일정 시간 동안 메인 그리드(Main Grid) 연결에서 위반자를 제외하는 등 시스템의 안정성을 보장하기 위해 더욱 강력한 조치를 취할 필요가 있다. 선행연구에서는 마이크로그리드의 최적 운영을 위해 운영자는 하루 전 예비 용량을 PXFC 시장에서 계약하고, 이를 위반할 시에는 메인 그리드와 거래 정지 또는 위약금 부과 등의 규칙을 만든 후 이를 확률적으로 고려하여 최적의 예비 용량을 결정하는 방법이 제안되었다[13].

본 연구보고서에서는 전력 시스템의 안정성을 더욱 강력하게 보장하기 위해 PXFC 시장에서 예비력 밴드 위반 시 메인 그리드와의 전력거래가 일정 기간 중지하는 규칙을 가정하였으며, 예비력 밴드를 위반하지 않기 위한 자신의 예비용량 유지 크기 기준을 위험성향 기준으로 정의하고자 한다

제 3 절 마이크로그리드 스케쥴링 구성요소

운영 스케줄링 문제에서 모델링할 마이크로그리드 구성요소는 지역 단위의 소규모 발전설비(40MW 이하) 및 에너지저장시스템(Energy Storage System, ESS)이다. 마이크로그리드의 발전설비는 전력수요에 따라 급전이 가능한 발전설비와 전력수급 조절이 어려운 태양광 등 간헐적 출력의 재생에너지 발전설비로 구분한다. 급전이 가능한 발전설비는 마이크로그리드 운영자가 출력범위, 최소운전 및 정지시간, 증감발률 등 발전설비별 특성을

고려하여 운영방식을 조정할 수 있다. 반면에 태양광 등 발전설비는 가변 재생에너지로 운영자가 운영방식을 제어할 수 없다[11]. 다만 계통 혼잡 등 요인으로 출력제한의 조치가 있을 수 있다.

간헐성과 변동성 높은 재생에너지 발전설비는 불확실한 예측 오류로 인해 마이크로그리드 운영을 어렵게 만든다. 이에 따라 에너지저장시스템은 마이크로그리드 운영에 있어 중요한 설비 중에 하나로써 에너지저장시스템을 통해 발전자원들을 적절하게 조정하여 마이크로그리드를 효율적으로 운영한다. 낮은 가격에 저장된 에너지는 높은 비용이 발생되는 시각에 출력되며 부하 이동 효과도 있다. 또한, 전력공급 차단 등 비상상황 발생 시에도 중요한 역할을 한다[11].

제 3 장 운영자 리스크 성향에 따른 마이크로그리드 발전원 스케쥴링 모델링

마이크로그리드 운영자는 하루 전 출력조정이 가능한 발전원의 투입 시기, 에너지저장시스템(ESS)의 충전 및 방전 일정, 메인 그리드를 통한 전력 거래량 등 일간 운영 스케쥴을 결정한다. 운영자 리스크 성향별 운영 스케쥴 모델링은 앞서 서술한 것과 같이 마이크로그리드는 전력계통의 실시간 수급균형을 유지하기 위한 지원으로 예비력을 제공해야 한다고 가정하여 예비력 확보 의무가 부여되는 PXFC(Power Exchange for Frequency Control) 시장 가정하에 마이크로그리드 운영자가 메인 그리드와 거래한 예비력 밴드 용량을 위반하지 않기 위한 일간 운영 스케쥴 방안을 결정하도록 한다. 이에 따라 운영자 리스크 성향에 따른 운영 스케쥴은 예비력 밴드 용량을 위반하지 않기 위해 자신의 발전원의 예비 용량의 유지 크기정도에 따라 다르게 도출된다.

제 1 절 목적함수

마이크로그리드의 다양한 발전원의 제약조건을 만족하며 마이크로그리드의 일간 전체 운영비용을 최소화하는 것이 목적으로, 아래의 식 (1)과 같이 표현될 수 있다.

$$Min\sum_{t}(\sum_{i}(C_i \cdot P_{i,t} \cdot I_{i,t}) + \rho_t \cdot P_{M,t}) \qquad (1)$$

i : 분산발전원

t : 시간

C_i : i 분산발전기의 발전단가($/MWh)

P_i : i 분산발전원의 출력량

I_i : 전력공급 조정이 가능한 i 발전기의 기동 및 정지 상태(기동: 1, 정지: 0)

ρ : 메인 그리드(상위계통)와의 전력거래 가격

P_M : 메인 그리드(상위계통)와 마이크로그리드간의 전력거래량

목적함수의 하루 동안 마이크로그리드 운영비용은 전력공급 조정이 가능한 발전기의 운영비용과 메인 그리드(Main Grid)와 마이크로그리드 간(Micro Grid)의 전력거래 비용의 합으로 구성된다. 첫 번째 항인 전력공급 조정이 가능한 발전기의 운영비용은 시간대별 기동 되는 발전기별 발전단가(C_i)와 발전량의 곱(P_i)으로 표현된다. 본 연구보고서에서는 각 발전자원의 출력량, 발전기 기동 정지 상태 및 ESS 충방전 상태 등 변수에 따른 운영 스케쥴 조정에 초점을 두기에 발전기 기동 또는 정지 시 발생하는 비용은 생략한다. 두 번째 항인 메인 그리드와의 전력거래비용은 마이크로그리드와 메인 그리드간의 시간대별 전력거래 가격(ρ)에 메인 그리드(상위계통)와 마이크로그리드간의 전력거래량(P_M)의 곱으로 표현되며, 마이크로그리드에서 잉여전력을 생산하여 메인 그리드에 역으로 판매 시에는 전력거래량은 음수로 표현될 수 있다. 즉, 전력을 구매할 시 양수, 판매 시는 음수로 표기한다

제 2 절 제약조건

1) 수급균형 제약

각 시간에서 전체 발전원 출력과 전체 부하량이 같아 서로 균형을 이루기 위한 전력계통운영의 수급균형 제약조건으로 식 (1)과 같이 표현될 수 있다.

$$\sum_{i} P_{i,t} + P_{M,t} = D_t \qquad (1)$$

$P_{i,t}$: t 시간의 i 분산발전원의 출력량(발전기, ESS 등)

$P_{M,t}$: t 시간의 메인 그리드와 마이크로그리드간의 전력거래량

D_t : t 시간의 마이크로그리드 내 부하

시간별 마이크로그리드 내 분산발전자원에서 출력되는 전력량 $P_{i,t}$와 메인 그리드와의 거래한 전력량 $P_{M,t}$의 합은 그 시간별 부하 D_t와 동일해야 한다. 분산에너지(Distributed Energy Resources, DER) 중 전력공급 조정이 가능한 화력 발전기와 같은 전력량($P_{i,t}$)은 양의 부하로 처리되며, 태양광 발전(Photovoltaic Generation, PV Generation)과 풍력발전 같이

전력공급 조정이 불가능한 가변재생에너지의 전력량은 음의 부하($-D_t$)로 처리 될 수 있다. 또한, ESS는 충전상태(Charging State)일 경우 음으로, 방전상태(Discharging State)일 경우 양으로, 정지 상태(Static State)일 때는 0으로 처리 될 수 있다. 또한 메인 그리드와의 전력거래량($P_{M,t}$)이 구매일 경우 양으로, 판매일 경우 음으로 처리될 수 있다.

2) 전력거래용량 제약

메인 그리드와의 전력거래용량 제약조건으로 식 (2)와 같이 표현될 수 있다.

$$-P_M^{\max} \le P_{M,t} + BD_t \le P_M^{\max} \qquad (2)$$

$P_M^{\max}$: 메인 그리드(상위계통)와 마이크로그리드간의 최대 전력거래량

BD_t : t 시간의 메인 그리드와 거래되는 예비력 밴드 용량

시간별 메인 그리드와 전력거래 가능 용량은 본 연구보고서에서 가정한 PXFC 사장에서의 기준 전력 $P_{M,t}$와 예비 용량 BD_t의 합으로 메인 그리드와 마이크로그리드와 연결된 선로 용량 등을 고려하여 최대 거래용량 $P_M^{\max}$ 으로 제한될 수 있다.

3) 예비력 제약

다음은 마이크로그리드 운영자가 리스크 성향에 따라 자신의 발전원의 예비 용량 유지 조건에 대한 제약조건으로 식 (3)과 같이 구성할 수 있다. 앞서 서술한 것과 같이 마이크로그리드는 전력계통의 실시간 수급균형을 유지하기 위한 지원으로 예비력을 제공해야 한다고 가정하여 예비력 확보 의무가 부여되는 PXFC(Power Exchange for Frequency Control) 시장 하에 마이크로그리드 운영자는 메인 그리드와 거래한 예비력 밴드 용량을 위반하지 않기 위한 일간 운영 스케쥴 방안을 결정하도록 한다. 이에 따라 운영자 리스크 성향별 예비력 밴드 용량을 위반하지 않기 위한 자신의 발전원의 예비 용량의 유지 크기 정도를 설정함에 있어, 운영자 성향별 메인 그리드와 거래한 예비력 밴드용량의 마진을 결정하여 제약조건으로 설정하였다.

$$\sum_{i}(P_i^{\max} I_{i,t} - P_{i,t}) \geq BD_t \cdot \alpha \qquad (3)$$

$P_i^{\max}$: i 분산발전기의 최대 출력량

α : 마이크로그리드 운영자 성향에 따른 가중치 ($\alpha \geq 1$)

마이크로그리드 내부 발전원의 예비력 용량은 스케쥴된 발전용량을 제외한 잉여 발전용량으로 시간대별 기동되는 자신의 발전기의 최대출력량에서 스케쥴된 발전기 출력량의 차이로 표현될 수 있다. 식 (3)은 전력공급 조정이 가능한 발전기에 대한 출력 가능 용량으로, 기동 되는 발전기의 최대출력과 스케쥴된 출력량의 차이이다. 발전기 출력량 차이인 잉여 발전용량은 PXFC 전력시장 하에서 거래된 예비력 밴드(Band, BD) 용량을 운영자 리스크 성향에 따라 1배 이상의 가중치를 선택할 수 있다. 이는 메인 그리드와 계약한 예비력 용량보다 얼마만큼의 여유 용량을 확보할 것인지의 척도로써, 예를 들어 위험성향이 높은 운영자가 α을 1로 결정한다면 계약한 예비력 용량만큼 1배의 예비 용량을 유지하는 것이며, 위험성향이 낮은 운영자가 α을 2로 결정한다면 계약한 예비력 용량보다 1배의 여유 용량을 추가로 더 확보하는 것이다.

4) 발전기 출력제약

$$P_i^{\min} I_{i,t} \le P_{i,t} \le P_i^{\max} I_{i,t} \qquad (4)$$

$P_i^{\min}$: i 분산발전기의 최소 출력량

$P_i^{\max}$: i 분산발전기의 최대 출력량

전력공급 조정 가능한 발전기들은 발전기별 특성에 따라 최소 출력량 $P_i^{\min}$ 및 최대 출력량 $P_i^{\max}$로 제한할 수 있다.

5) 발전기 증감발률 제약

$$P_{i,t} - P_{i,t-1} \le UR_i \qquad (5)$$

$$P_{i,t-1} - P_{i,t} \le DR_i \qquad (6)$$

UR_i : i 발전기의 증발률

DR_i : i 발전기의 감발률

$P_{i,t-1}$: i 분산발전기의 이전 시간대 출력량

전력공급 조정 가능한 발전기들은 발전기별 특성에 따라 시간당 출력을 증가시키거나 감소시킬 수 있는 능력인 증발률(Ramp Up Rate)과 감발률(Ramp Down Rate)이 제한된다.

6) 발전기 최소운전/정지 시간 제약

$$
\begin{aligned}
&I_{i,t} = 1 \qquad \text{if} \quad 1 \le T_{i,t}^{on} \le MUT_i \\
&I_{i,t} = 0 \qquad \text{if} \quad 1 \le T_{i,t}^{off} \le MDT_i \\
&I_{i,t} = 0 \ \text{or} \ 1 \qquad otherwise
\end{aligned}
\tag{7}
$$

MUT_i : i 발전기의 최소운전시간

MDT_i : i 발전기의 최소정지시간

$T_{i,t}^{on}$: i 발전기의 t시간에서 연속 ON 시간 수

$T_{i,t}^{off}$: i 발전기의 t시간에서 연속 OFF 시간 수

I_i : i 발전기의 기동 및 정지 상태(기동: 1, 정지: 0)

발전기가 한번 기동 되거나 정지되었을 때 바로 정지 또는 재기동 될 수 없으며, 발전기가 기동 후 정지하기까지의 시간 간격인 최소운전시간(Minimum Up Time) MUT_i와 발전기가 정지 후 재기동 될 수 있기까지의 시간 간격인 최소정지시간(Minimum Down Time) MDT_i으로 제한한다.

7) ESS 출력 제약

$$P_{i,t} \le P_{i,t}^{dch,\max} U_{i,t} - P_{i,t}^{ch,\min} V_{i,t} \qquad (8)$$

$$P_{i,t} \ge P_{i,t}^{dch,\min} U_{i,t} - P_{i,t}^{ch,\max} V_{i,t} \qquad (9)$$

$$U_{i,t} + V_{i,t} \le 1 \qquad (10)$$

U_i : 에너지저장시스템 방전상태 (방전 O : 1, 방전 X : 0)

V_i : 에너지저장시스템 충전상태 (충전 O : 1, 충전 X : 0)

$P_{i,t}^{dch,\min}$, $P_{i,t}^{dch,\max}$: 최소 및 최대 방전 전력량

$P_{i,t}^{ch,\min}$, $P_{i,t}^{ch,\max}$: 최소 및 최대 충전 전력량

식 (8)과 (9)의 에너지저장시스템(ESS)은 ESS 특성에 따라 방전상태 U_i와 충전상태 V_i에 따라 최소 및 최대의 충전과 방전 출력량이 제한함을 나타낸다. ESS가 방전할 때는 방전상태 U_i 가 1이 되고, 충전상태 V_i는 0이 되어 최소 및 최대 방전 전력량 $P_{i,t}^{dch,\min}$, $P_{i,t}^{dch,\max}$로 제한되고, ESS가 충전할 때는 충전상태 V_i가 1이 되고, 방전상태 U_i가 0이 되어 최소 및 최대 충전 전력량 $P_{i,t}^{ch,\min}$, $P_{i,t}^{ch,\max}$가 제한되며, ESS의 충전 전력량은 음수로

표현된다. 또한, 식 (10)은 매시간 충전 또는 방전상태는 한 가지만 가능함을 나타낸다.

8) ESS 저장용량 제약

$$E_{i,t} = E_{i,t-1} + P_{i,t} \quad (11)$$

$$E_i^{\min} \le E_{i,t} \le E_i^{\max} \quad (12)$$

E_i : ESS 저장 에너지량

$E_{i,t-1}$: 이전 시간대 ESS 저장 에너지량

$E_i^{\min}$: ESS 최소 저장 에너지량

$E_i^{\max}$: ESS 최대 저장 에너지량

ESS 저장 에너지량 식 (11)과 같이 E_i는 이전 시간대의 ESS 저장 에너지량에 충전 또는 방전된 전력량($P_{i,t}$)을 더한 값으로 충전량이 표현되며, 식 (12) 같이 ESS 특성별 최소용량 $E_i^{\min}$ 와 최대용량 $E_i^{\max}$로 제한된다.

9) ESS 초기/종료 용량 제약

$$E_{i,0} = E_{i,T} \qquad (13)$$

하루 단위로 운영되는 ESS의 역할을 고려하여 충전상태(SOC)가 하루(1~24시간)의 시작과 끝에서 동일한 상태를 유지하도록 가정한다.

10) ESS 충방전 상태 전환 제약

$$UV_{i,t} \geq U_{i,t} - U_{i,t-1} \qquad (14)$$

$$UV_{i,t} \geq V_{i,t} - V_{i,t-1} \qquad (15)$$

$$\sum_{t} UV_{i,t} \leq EST_i \qquad (16)$$

UV_i : ESS 충방전 상태전환 횟수

EST_i : ESS 충방전 상태전환 제한횟수

본 연구보고서에서는 ESS 충방전 상태 등 변수에 초점을 두기에 ESS의 충방전 횟수 증가에 따라 ESS 사용수명이 감소되는 영향에 대한 구체적인 손실비용을 반영하는 대신 식 (14)와 (15)의 ESS 충방전 상태전환 횟수를 식 (16)과 같이 EST_i 이내로 제한하는 것으로 가정한다.

제 4 장 사례 연구

본 연구보고서에서는 다수의 마이크로그리드가 운영되는 전력시장에서 마이크로그리드는 전력계통의 실시간 수급균형을 유지하기 위한 지원으로 예비력을 제공해야 한다고 가정하에 메인 그리드와 전력거래 중단의 위험 요인을 대비하는 운영자의 리스크 성향에 맞는 일간 운영 스케쥴을 구하는 모델링을 제안하였으며, 파이썬을 활용하여 최적화 알고리즘을 구현하였다. 본 사례연구에서는 앞서 제안한 마이크로그리드 운영 스케쥴링 모델링을 통해 운영자의 리스크 성향에 따라 다르게 결정되는 운영 스케쥴과 기대 수익률의 변화를 확인하기 위해 가상의 마이크로그리드를 구성하여 분석하였다.

제 1 절 시뮬레이션 조건

마이크로그리드 발전원별 운영 스케쥴을 분석하기 위해 본 연구보고서에서는 마이크로그리드 구성을 전력공급 조정이 가능한 화력 발전기 3기와 전력수급 조절이 어려운 태양광 발전기(PV) 1기, 에너지저장시스템(ESS) 1기로 총 5기의 설비로 구성한다. 각 발전기 및 에너지저장시스템의 특성정보는 선행연구[11]를 참고하였으며 표 4-1~4-2과 같다. 본 연구는 마이크로그리드 계획이 아닌 마이크로그리드 운영을 다루기에 연료비가 발생하지 않는 태양광 발전기의 발전단가는 0$로 한다.

표 4-1 발전기별 특성 데이터

발전기 타입	발전단가 ($/MWh)	최소-최대 출력용량 (MW)	최소운전/ 정지시간(h)	증발률/감발률 (MW/h)
G1	27.7	1 - 5	3	2
G2	44.3	1 - 4	2	2
G3	91.1	0.5 - 3	1	3
태양광	0	0 - 5	-	-

표 4-2 에너지저장시스템(ESS) 특성 데이터

배터리 용량 (MWh)	최소-최대 충전/방전 용량 (MW)	SOC 운영범위 (%)	하루 단위 초기/종료 조건 (MWh)	충방전 상태전환 횟수 제한
10	0.4 - 2	0 - 100	5	3

마이크로그리드 발전원의 운영 스케쥴의 대상이 되는 기간은 1일이며, 1시간 단위로 24개의 부하값이 있는 것으로 가정한다. 1시간 단위 부하 예측값과 태양광발전 예측값을 선행연구[11]를 참고하였으며, 표 4-3~4-4와 같다. 태양광발전 예측값은 전력공급이 조정되지 않는 발전원의

특성을 고려하여 예측값이 모두 발전하는 것으로 반영하였다.

표 4-3 마이크로그리드 시간별 부하

시간(h)	1	2	3	4	5	6
부하(MW)	8.73	8.54	8.47	9.03	8.79	8.81
시간	7	8	9	10	11	12
부하(MW)	10.12	10.93	11.19	11.78	12.08	12.13
시간	13	14	15	16	17	18
부하(MW)	13.92	15.27	15.36	15.69	16.13	16.14
시간	19	20	21	22	23	24
부하(MW)	15.56	15.51	14.00	13.03	9.82	9.45

표 4-4 태양광 발전 데이터

시간(h)	1	2	3	4	5	6
태양광발전 (MW)	0	0	0	0	0	0.35
시간	7	8	9	10	11	12
태양광발전 (MW)	1.00	1.50	2.25	2.50	2.65	2.90
시간	13	14	15	16	17	18
태양광발전 (MW)	3.35	3.15	2.85	2.15	1.15	0.35
시간	19	20	21	22	23	24
태양광발전 (MW)	0	0	0	0	0	0

메인 그리드와 마이크로그리드간의 전력거래 가격은 선행연구[13]를 참고하여 PJM의 하루전 시장(Day-Ahead Market)의 지역별한계가격(Locational Marginal Price, LMP)으로 표 4-5와 같으며, 거래 가능한 최대 전력용량은 5MW로 가정한다.

표 4-5 시간별 시장가격

시간(h)	1	2	3	4	5	6
가격 ($/MWh)	29.74	27.54	26.32	25.64	25.65	27.15
시간(h)	7	8	9	10	11	12
가격 ($/MWh)	29.44	30.79	34.97	38.52	43.33	46.3
시간(h)	13	14	15	16	17	18
가격 ($/MWh)	48	51.4	52.83	53.91	50.83	48.8
시간(h)	19	20	21	22	23	24
가격 ($/MWh)	43.09	39.26	38.65	37.43	32.21	30.56

본 연구보고서에서 가정한 PXFC 시장에서 마이크로그리드 운영자는 자신의 공급가능 전력과 부하를 예측하여 기준 전력을 결정하고, 필요한 예비 전력을 결정하기 위해 기준 전력에서 최대 편차를 추정해야 한다. 선행연구[13]에서는 마이크로그리드의 독립운전 확률을 정의하여 이를 고려한 PXFC 시장에서 최적의 예비 용량을 결정하는 방법이 제안되었지만, 본 연구에서는 운영 스케쥴에 중점을 두고 있는 점을 고려하여 구체적인 예비 용량 산정방안에 대해서는 다루지 않는다. 따라서 예비 용량은

시뮬레이션에서 다룰 태양광 발전원과 부하값에 한정하여 불확실성을 일부 반영하여 가정하기로 한다. 우선 태양광 발전원의 변동성에 대한 예비 용량 산정을 위해 선행연구[16]에서 표 4-6과 같이 제시한 재생에너지의 최대 변동률을 참고하여 시간대별 태양광발전 예측값에 60분 단위의 변동률 30%를 적용한다.

표 4-6 시간별 재생에너지의 최대 변동률

시간단위	태양광 최대 변동률(%)	풍력 최대 변동률(%)
10분	8	16
30분	15	18
60분	30	23
120분	52	31

또한, 부하값에 대한 불확실성을 예비 용량 산정에 반영하기 위해 선행연구[17]에서 표 4-7과 같이 제시한 최근 3년 하계 전력수급기간의 일간 전력수요 예측오차율을 참고하여 99퍼센타일 오차율 3.81%를 시뮬레이션할 시간대별 부하 예측값에 적용한다.

표 4-7 일간 전력수요 예측오차(2016~2018, 하계 전력수급기간)

실제 수요값 대비 과소 오차	
50퍼센타일 오차율(%)	99퍼센타일 오차율(%)
0.78	3.81

이를 종합하여 태양광 발전의 변동률과 수요값의 오차율을 불확실성 요인으로 반영하여 합산한 예비 밴드 용량은 표 4-8과 같다.

표 4-8 시간별 예비력 용량

시간(h)	1	2	3	4	5	6
예비력 거래용량 (MW)	0.33	0.33	0.32	0.34	0.33	0.44
시간	7	8	9	10	11	12
예비력 거래용량 (MW)	0.69	0.87	1.10	1.20	1.26	1.33
시간	13	14	15	16	17	18
예비력 거래용량 (MW)	1.54	1.53	1.44	1.24	0.96	0.72
시간	19	20	21	22	23	24
예비력 거래용량 (MW)	0.59	0.59	0.53	0.50	0.37	0.36

제 2 절 운영자 리스크 성향별 발전원 스케쥴 비교

마이크로그리드 운영자 리스크 성향별 발전원별 운영 스케쥴 분석을 위하여 위험성향이 강한 운영자의 예비력 밴드 용량 마진을 1배수로 하는 경우와 위험성향이 약한 운영자의 예비력 밴드 용량 마진을 3배로 하는

경우 두가지 경우를 비교 분석하였다.

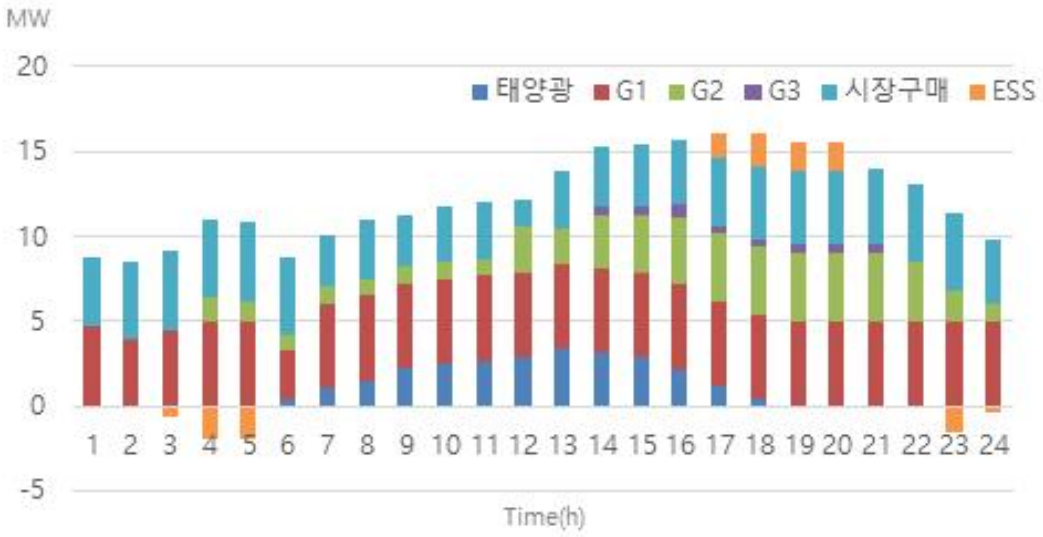

그림 4-1 발전원별 운영 스케쥴(Case 1 : BD 1배 유지)

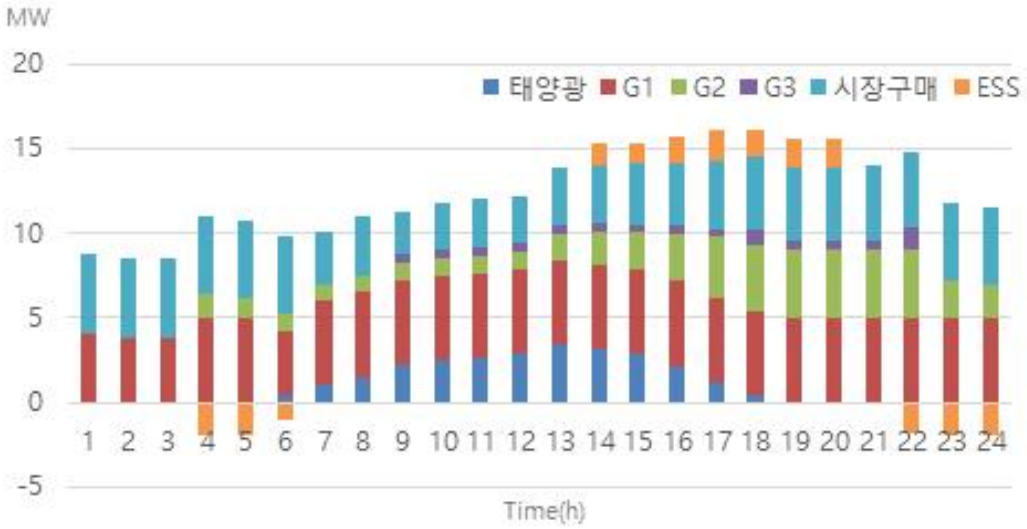

그림 4-2 발전원별 운영 스케쥴(Case 2 : BD 3배 유지)

표 4-9 운영자 성향별 마이크로그리드 일간 운영비용

구 분	Case 1	Case 2
운영비용($)	9,332	9,511

표 4-9에서 보는 바와 같이 위험성향이 강한 운영자의 마이크로그리드 운영비용은 위험성향이 약한 운영자의 운영비용 대비 낮은 것을 확인할 수 있다. 이는 위험성향이 강한 운영자가 예비력 밴드 위반에 대비하기 위한 사전 준비를 덜 수행하기 때문이다.

그림 4-1과 4-2는 예비력 밴드 용량 마진을 각각 1배와 3배로 유지하는 시간별 발전원별 스케쥴을 확인할 수 있다. 그림 4-2에서 보는 바와 같이 위험성향이 약한 운영자는(Case2) 자신의 마이크로그리드 내 발전기를 운영하면서 메인 그리드와의 전력거래 시장가격이 자신의 발전기 단가보다 저렴함에도 예비력 밴드 위반의 위험요인에 대비하기 위해 발전단가가 비싼 G3 발전기가 위험성향이 강한 운영자(Case1) 대비 더 많은 시간에 스케줄링 되는 것을 확인할 수 있다. 또한 에너지저장시스템(ESS)은 위험요인에 대비하여 부하가 적고 가격이 저렴한 오전 시간에 미리 충전 후 부하가 많은 오후 시간에 방전되는 스케쥴링을 확인할 수 있다.

추가적인 예로써 특수한 경우를 가정하여 예비력 밴드 마진을 좁게 선택한 위험성향이 강한 운영자의 스케줄링이 예비력 밴드 위반을 초래하였다면 본 연구보고서에서 페널티로 정의한 메인 그리드와의 전력거래가 일정 기간 중지된다. 이에 따라 자신의 발전원으로 수요를 모두 부담하고, 공급 부족이 발생할 경우 일정 시간 부하를 차단해야 상황이 발생할 수 있다.

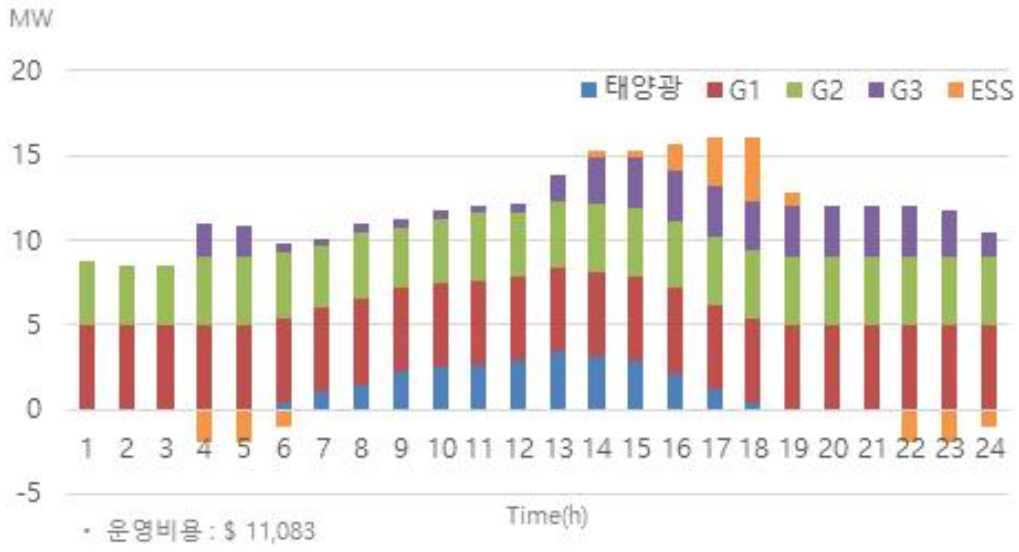

그림 4-3 발전원별 운영 스케쥴(메인 그리드와 전력거래 중지)

그림 4-3은 메인 그리드와의 전력거래 중지 시 발전원별 스케쥴링이다. 메인그리드와의 전력거래 비용보다 비싼 G2, G3 발전기를 모두 기동해야 함에 따라 위험성향이 약한 운영자(Case 2)의 경우보다 비싼 운영비용을 부담하게 된다. 또한 부하가 많은 시간대에 발전량 부족으로 일정 시간 부하를 차단 시에는 공급지장비용이 추가로 발생한다. 선행연구[18]의 국가별 공급지장비용 분석 내용을 보면 미국의 산업 부문의 경우 29,777 원/kWh, 우리나라 산업 부문의 경우 해외와 비교해 적은 편으로 5,647 원/kWh이다. 본 연구 시뮬레이션 조건의 경우 태양광발전이 없고, 부하가 많은 19시~21시 사이에 모든 발전기가 최고 출력으로 기동되고 ESS를 방전하여도 발전량 부족에 따른 부하차단으로 공급지장비용이 발생되며, 상기의 국가별 공급지장비용 기준 적용 시 기존 위험성향이 강한 운영자의 하루 전체 운영비용의 7배~32배에 해당하는 공급지장비용 손실이 발생한다.

따라서 마이크로그리드 운영자의 입장에서 무조건 수익성이 좋은 Case 1으로 스케쥴링을 하는 것은 좋은 선택이 될 수 없다. 이에 본 연구보고서에서는 운영자의 위험성향에 따라 발전원별 운영 스케쥴을 선택할 수 있도록 가이드를 제시함으로써 마이크로그리드 운영자의 최적 운영 스케쥴링에 기여할 수 있을 것으로 기대한다.

제 5 장 결 론

마이크로그리드는 배전시스템에서 다수의 분산에너지를 조정하여 계통 운영자의 제어를 위한 부담을 줄이고 보다 효율적인 운영을 가능하게 한다. 메인 그리드와 연결하여 전력을 구매하거나 판매하며, 다수의 마이크로 그리드를 집성하여 전력계통의 실시간 수급균형을 유지하기 위한 지원의 수단으로 활용된다.

본 연구보고서에서는 마이크로그리드 운영자 리스크 성향에 따라 자신의 부하 및 태양광 등 가변재생에너지의 변동성 등 위험요인을 대비하기 위한 발전원 운영 스케쥴링 방안을 제안하였다. 이를 위해 비용 유발자 부담 원칙에 따라 시장 참여자에게 예비력 확보 의무가 부여되는 PXFC (Power Exchange for Frequency Control) 시장을 전제로 예비력 밴드를 위반하지 않기 위한 자신의 예비 발전용량 유지크기 조건을 위험성향 기준으로 정의하였고, 이를 기준으로 마이크로그리드 운영자 리스크 성향별 발전원의 시간대별 기동, 정지 또는 ESS 충방전 등에 대한 스케쥴링을 도출하였다. 다수의 마이크로그리드 운영 환경에서 예비 용량을 유지하는 것은 안정적이고 경제적인 운영을 위해 계통운영자와 사업자 모두 중요한 문제이며, PXFC 시장은 마이크로그리드 운영자가 독립운전에 대한 페널티를 고려하여 적절한 예비 용량을 결정하도록 유인을 주는 적합한 시장으로서 기존의 전력시장 보다 적극적인 역할을 수행할 것으로 기대한다.

사례연구를 통해 운영자 위험성향 수준에 따른 두 가지 마이크로그리드 발전원 스케쥴링과 운영비용을 비교하였다. 본 모델링을 통해 마이크로 그리드 운영자의 기대비용과 스케쥴 방법을 확인하고, 예비력 밴드 위반에

따른 페널티를 고려하여 자신의 위험 성향에 맞는 마이크로그리드 운영 방안을 결정할 수 있음을 확인하였다. 이는 자신의 성향에 맞는 마이크로그리드 운영 스케쥴 정보를 통해 최적의 시장참여 유인을 증가시키고 나아가 계통운영에 적극적이고 효율적인 지원이 제공될 것으로 기대한다.

또한, 마이크로그리드의 발전원 구성 조건에 따라 본 모델링은 자신의 성향에 맞는 스케쥴, 운영비용, 공급지장비용 손실 등의 정보와 사례를 제공할 수 있음에 따라 마이크로그리드 운영자가 발전원 투자 계획을 수립할 시 자신의 투자성향에 맞는 비용을 종합적으로 고려하여 향후 건설해야 할 발전설비 또는 ESS에 대한 적합한 발전원 구성 전략을 세우는데 기여할 수 있을 것으로 기대한다.

본 연구보고서는 예비력 확보 의무가 부여되는 PXFC 시장에서 마이크로그리드 운영자 역할의 시사점과 그에 상응하는 운영자 성향별 스케쥴에 관한 연구를 제시하였지만, PXFC 시장에서 예비력 밴드 위반에 대한 메인그리드와 전력거래 중지의 특정 페널티를 가정하였고, 마이크로그리드의 특정 발전원이 차지하는 비중 및 수요의 변동성, 발전원별 구체적인 손실비용 등을 종합적으로 고려하지 않음에 따라 일반적인 운영 스케쥴링 결론을 도출하는 것에는 한계점을 갖는다. 향후에는 PXFC 시장의 구체적인 설계 반영과 마이크로그리드 구성요소별 비용과 불확실성에 대한 정확한 예측을 종합적으로 고려한 모델링 및 시뮬레이션을 통해 보다 더 현실적인 운영 스케쥴링을 도출할 필요가 있을 것이다.

참 고 문 헌

[1] 관계부처 합동, “2050 탄소중립 시나리오안”, 2021. 10.

[2] E. J. Coster, J. M. A. Myrzik, B. Kruimer, W. L. Kling, “Integration Issues of Distributed Generation in Distribution Grids”, Proceedings of the IEEE, Vol. 99, Iss. 1, 2011. 1.

[3] M. Shahidehpour, “Role of smart microgrid in a perfect power system”, IEEE PES General Meeting, 2010. 7.

[4] N. Hatziargyriou, H. Asano, R. Iravani, C. Marnay, “Microgrids”, IEEE Power and Energy Magazine, Vol. 5, Iss. 4, 2007. 7.

[5] R. H. Lasseter; P. Paigi, “Microgrid: a conceptual solution”, 2004 IEEE 35th Annual Power Electronics Specialists Conf., 2004, 6.

[6] R. Lasseter, A. Akhil, C. Marnay, J. Stephens, J. Dagle, R. Guttromsoms et al, “Integration of distributed energy resources. The CERTS Microgrid Concept”, Lawrence Berkeley National Laboratory 2002. 4.

[7] C. Yuen, A. Oudalov, A. Timbus, “The Provision of Frequency Control Reserves From Multiple Microgrids”, IEEE Transactions on Industrial Electronics, Vol. 58, Iss. 1, 2011. 1.

[8] 산업통상자원부, “에너지 신산업의 플랫폼, 마이크로그리드 개발 본격화”, 보도자료, 2015. 7.

[9] I. Staffell, S. Pfenninger, "The increasing impact of weather on electricity supply and demand", Energy, Vol. 145, 2018. 2.

[10] A. Akrami, M. Doostizadeh, F. Aminifari, "Power system flexibility: an overview of emergence to evolution", Journal of Modern Power Systems and Clean Energy; Piscataway Vol. 7, Iss. 5, 2019. 9.

[11] Amin Khodaei, "Microgrid Optimal Scheduling With Multi-Period Islanding Constraints", IEEE Transactions on Power Systems Vol. 29, Iss. 3, 2014. 5.

[12] M. Ilic, P. Skantze, C.N. Yu, L. Fink, J. Cardell, "Power exchange for frequency control (PXFC)", IEEE Power Engineering Society. 1999. 2.

[13] S. Y. Lee, Y. G. Jin, Y. T. Yoon, "Determining the Optimal Reserve Capacity in a Microgrid With Islanded Operation", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 31, Iss. 2, 2016. 3.

[14] S. Y. Lee, Y. G. Jin, S. K. Kim, Y. T. Yoon, "Operation Planning of Reserve in Microgrid Considering Market Participation and Energy Storage System, Journal of Electrical Engineering & Technology 9, 2014. 5.

[15] A.L. Dimeas, N.D. Hatziargyriou, "Operation of a multiagent system for microgrid control", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 20, Iss. 3, 2005. 8.

[16] 장희선, 조주현, “에너지전환시대 재생에너지 발전비중 확대에 따른 유연성 설비의 경제성 분석”, 에너지경제연구원, 2018. 12

[17] 이재희, 이종기, 최홍석, 위영민, “신재생발전을 고려한 공급예비력 산정 방법에 대한 연구”, 대한전기학회 논문지 69권 12호, 2020. 12

[18] 한국전력공사, “전력공급 중단시 공급지장 비용 산출 및 활용에 관한 연구”, 2018. 10

Abstract

A study on scheduling of power generation sources based on operator's risk propensity in preparation for Microgrid island operations

Soonil Kwon
Graduate School of Engineering Practice
Seoul National University

As major countries officially committed to being carbon neutral by 2050, discussions on carbon neutrality have been growing all around the world. As the electricity supply from renewable energy is expanded due to the electrification of energy, distributed energy resources such as solar power generation and energy storage system in the power distribution system unit is expected to increase steeply. However, controlling many distributed energy resources increases the burden on grid operators to operate the power system stably and efficiently. Accordingly, microgrid was introduced to solve the

emergence of many distributed energy resources in the distribution system and to create a smart power grid. By controlling distributed energy, it allows to reduce the burden of system operators on the control of power grid and to manage the grid more efficiently

Typically, microgrid operators determine the optimal operation by interacting with the main grid, including maintaining a connection with the main grid, and supplying electricity to or receiving electricity from the market. In addition, as the power market is formed and the area is expanded to the market for auxiliary services such as frequency adjustment, the role of microgrid operators in many microgrid environments is expected to increase. Accordingly, in deriving an operation plan for optimal market participation, microgrid operators must consider risk factors: i.e., uncertainty of power load due to abnormal weather, and intermittent output characteristics of variable renewable energy such as solar power. It is important for microgrid operators to establish strategies to reduce risk factors: especially, they should efficiently establish their own operation plans with power plants and adjust the load usage schedule. This is because, when microgrid island operation occurs, the microgrid must bear the demand only with its own power source and, if necessary, it must cut off the load. In addition, uncertainty analysis on the possibility of future risk differs depending on the operator's risk propensity, the resultant operating schedule, and expected return will vary accordingly. Therefore, it is necessary for the microgrid operator to receive information on the operation schedule and expected return that are tailored to their risk inclinations considering the given

reserve conditions and environment

In this thesis report, I propose a modeling method to obtain a daily power generation schedule that matches the risk propensity of the operator considering the risk factors that may occur in the microgrid island operation with the main grid. To this end, I assumed a rule that power transactions with the main grid are suspended when the reserve band set as the power supply and demand deviation exceeds the allowed limit under the premise of the PXFC (Power Exchange for Frequency Control) market, where market participants are obliged to secure reserve capacity according to the principle of cost-causing costs. Accordingly, the risk standard of microgrid operators was defined as the condition of maintaining their reserve power generation capacity so as not to exceed the reserve band. To minimize the daily operation costs according to the risk propensity of the microgrid operator, the scheduling for each time period of the power source, such as start-up, stop, or ESS charging/discharging, was modeled.

The proposed model was evaluated through simulation using Python. In addition, the method was proposed to determine how to efficiently operate one's own power generation resources by comparing the microgrid operation schedule method and the expected cost in accordance with the risk propensity of the operator.

keywords : Microgrid, PXFC market, reserve capacity, ESS, generator operation schedule, risk

Student Number : 2020-23279